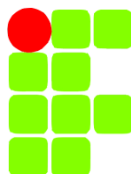


**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO
TOCANTINS
CAMPUS PALMAS
CURSO BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANDRESSA MOREIRA DOS SANTOS
MARISA XIMENES DE AGUIAR**

**GESTÃO DE MODALIDADE TARIFÁRIA E ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMA FOTOVOLTAICO: um estudo de caso aplicado ao Campus Porto
Nacional e ao Campus Dianópolis do IFTO**

**PALMAS - TO
2022**



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO
TOCANTINS
CAMPUS PALMAS
CURSO BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANDRESSA MOREIRA DOS SANTOS
MARISA XIMENES DE AGUIAR**

**GESTÃO DE MODALIDADE TARIFÁRIA E ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMA FOTOVOLTAICO: um estudo de caso aplicado ao Campus Porto
Nacional e ao Campus Dianópolis do IFTO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial para obtenção do Título
de Bacharel em Engenharia Elétrica do Curso
de Graduação em Engenharia Elétrica do
Instituto Federal do Tocantins – *Campus*
Palmas.

Orientador: Prof. Dr. Fábio Lima de
Albuquerque
Coorientador: Prof. Dr. Valci Ferreira Victor

**PALMAS - TO
2022**

**ANDRESSA MOREIRA DOS SANTOS
MARISA XIMENES DE AGUIAR**

**GESTÃO DE MODALIDADE TARIFÁRIA E ANÁLISE DE IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMA FOTOVOLTAICO: um estudo de caso aplicado ao Campus Porto
Nacional e ao Campus Dianópolis do IFTO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca e Coordenação do Curso superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal do Tocantins (IFTO), *Campus Palmas*, como exigência à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fábio Lima de Albuquerque

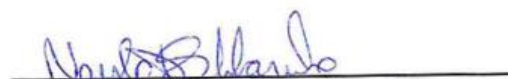
Coorientador: Prof. Dr. Valci Ferreira Victor

Aprovado em: 15 / 12 / 2022

BANCA EXAMINADORA


Prof. Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Orientador


Prof. Dr. Valci Ferreira Victor
Coorientador


Engenheira Elétrica Nayla Dielle Oliveira Vilarinho
Membro da Banca Avaliadora

*“A tarefa não é tanto ver aquilo que
ninguém viu, mas pensar o que ninguém
ainda pensou sobre aquilo que todo
mundo vê”*

- Arthur Schopenhauer

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Bibliotecas do Instituto Federal do Tocantins

S237g Santos, Andressa Moreira Dos
GESTÃO DE MODALIDADE TARIFÁRIA E ANÁLISE DE
IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO : um estudo de caso
aplicado ao Campus Porto Nacional e ao Campus Dianópolis do
IFTO / Andressa Moreira Dos Santos, Marisa Ximenes de Aguiar. –
Palmas, TO, 2022.
84 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia
Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do
Tocantins, Campus Palmas, Palmas, TO, 2022.

Orientador: Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Coorientador: Dr. Valci Ferreira Victor

1. Modalidade tarifária. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Eficiência
Energética. I. Aguiar, Marisa Ximenes de. II. Albuquerque, Fábio Lima
de III. Victor, Valci Ferreira. IV. Título.

CDD 621

A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio, deste documento é autorizada para fins
de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

**Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica do IFTO com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a).**

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de caso sobre as modalidades tarifárias e os valores de demanda contratada vigentes nos *campi* de Porto Nacional e Dianópolis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, que estão inseridos no grupo tarifário A, conforme os dados de consumo obtidos nas faturas de energia de cada *campus*. Com isso, foi determinado o melhor enquadramento tarifário como também, verificou-se possíveis inconsistências nos valores de demanda contratada e medida. Apresentou-se também uma análise de viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico nos *campi* citados anteriormente, visto que a energia solar fotovoltaica é um meio de se obter a economia técnico e financeira para órgãos públicos. O presente trabalho demonstrou ser viável técnico e economicamente para o projeto em questão, colaborando tanto no âmbito financeiro das instituições quanto no âmbito ambiental, visto que a energia solar é uma alternativa para reduzir os custos com energia elétrica de maneira não poluente.

Palavras-chave: Modalidade tarifária; Demanda contratada; Eficiência energética; Energia solar fotovoltaica; Economia.

ABSTRACT

This paper presents a case study on tariff modalities and contracted demand values in force on the Porto Nacional and Dianópolis campuses of the Federal Institute of Education, Science and Technology of Tocantins, which are included in tariff group A, according to consumption data obtained from the energy bills of each campus. With this, the best tariff framework was determined, as well as possible inconsistencies in the values of contracted and measured demand. An analysis of the economic viability of installing a photovoltaic system on the aforementioned campuses was also presented, since photovoltaic solar energy is a means of obtaining technical and financial savings for public agencies. The present work proved to be technically and economically viable for the project in question, collaborating both in the financial scope of the institutions and in the environmental scope, since solar energy is an alternative to reduce costs with electricity in a non-polluting way.

Keywords: Tariff modality; Contracted demand; Energy efficiency; photovoltaic solar energy; Economy.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BEN	Balanço Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COPOM	Comitê de Política Monetária
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IFTO	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> (Rastreador do Ponto de Máxima Potência)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Teste)
TD	Taxa de Desempenho
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
VF	Valor Futuro
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Custos inclusos na tarifa	20
Figura 2 - Divisão tarifária de energia elétrica.	21
Figura 3 - Componentes tarifários da Tarifa de Energia	22
Figura 4 - Componentes tarifários da Tarifa do Uso de Sistemas de Distribuição	23
Figura 5 - Matriz Energética Brasileira	25
Figura 6 - Fluxograma do histórico da regulamentação de geração distribuída	28
Figura 7 - Consumo no mês de janeiro	30
Figura 8 - Aplicação do fator de ajuste	30
Figura 9 - Campi e Polos de Educação a Distância do IFTO no estado do Tocantins	33
Figura 10 - Resumo de consumo e máximas demandas medidas dos últimos doze meses	36
Figura 11 - Alíquotas na fatura de energia	38
Figura 12 - Gráfico da comparação entre as modalidades tarifárias do ano de 2019 do Campus Porto Nacional	41
Figura 13 - Gráfico da comparação mensal entre as demandas atual x sugerida pré-pandemia do Campus Porto Nacional	42
Figura 14 - Gráfico da comparação entre as modalidades tarifárias do ano de 2019 do Campus Dianópolis	43
Figura 15 - Gráfico da comparação mensal entre as demandas atual x sugerida pré-pandemia do Campus Dianópolis	44
Figura 16 - Localização do IFTO Campus Porto Nacional	46
Figura 17 - Irradiação Solar no Plano Inclinado em Porto Nacional, TO	47
Figura 18 - Localização do IFTO Campus Dianópolis	54
Figura 19 - Irradiação Solar no Plano Inclinado em Dianópolis, TO	54
Figura 20 - Payback Descontado Campus Porto Nacional	72
Figura 21 - Payback Descontado Campus Dianópolis	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Subgrupos do Grupo A	18
Tabela 2 - Subgrupos do Grupo B	19
Tabela 3 - Cálculo tarifário da modalidade horo-sazonal verde	24
Tabela 4 - Cálculo tarifário da modalidade horo-sazonal azul	24
Tabela 5 - Base de cálculo de acordo com a horosazonalidade (subgrupo A4)	35
Tabela 6 - Tarifas de aplicação e base econômica para subgrupo A4 - (ETO)	36
Tabela 7 - Tarifas de aplicação resolução homologatória nº 3.054, de 28 de Junho de 2022	37
Tabela 8 - Carga Tributária	39
Tabela 9 - Parcelas de tarifas com impostos	40
Tabela 10 - Economia anual decorrente da alteração de demanda contratada pré-pandemia - Porto Nacional	43
Tabela 11 - Economia anual decorrente da alteração de demanda contratada pré-pandemia - Campus Dianópolis	45
Tabela 12 - Média do consumo mensal do Campus Porto Nacional	48
Tabela 13 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	50
Tabela 14 - Principais informações do inversor Huawei SUN2000-33KTL-A	52
Tabela 15 - Média do consumo mensal Campus Dianópolis	55
Tabela 16 - Geração mensal esperada e abatimento do consumo de energia no IFTO - Campus Porto Nacional	59
Tabela 17 - Geração mensal esperada e abatimento do consumo de energia no IFTO - Campus Dianópolis	60
Tabela 18 - Estimativa de custos do projeto Campus Porto Nacional	61
Tabela 19 - Estimativa de custos do projeto Campus Dianópolis	62
Tabela 20 - Fluxo de Caixa - Campus Porto Nacional	64
Tabela 21 - Fluxo de Caixa - Campus Dianópolis	65
Tabela 22 - VPL e TIR com taxa de desconto igual a 13,75% a.a. - Campus Porto Nacional	69
Tabela 23 - VPL e TIR com taxa de desconto igual a 13,75% a.a. - Campus Dianópolis	70
Tabela 24 - Payback descontado com taxa igual a 13,75% a.a. - Campus Porto Nacional	71

Tabela 25 - Payback descontado com taxa igual a 13,75% a.a. - Campus Dianópolis

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Problema de pesquisa	15
1.2 Justificativa	16
1.3 Objetivos	16
1.3.1 Objetivo Geral	16
1.3.2 Objetivos Específicos	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1 Termos técnicos e Mercado de Energia Elétrica	17
2.1.1 Termos técnicos	17
2.1.2 Mercado de Energia Elétrica	17
2.2 Tarifa de Energia Elétrica	19
2.2.1 Composições tarifárias	20
2.2.2 Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	21
2.3 Modalidades tarifárias do Grupo A	23
2.3.1 Tarifa horo-sazonal verde	23
2.3.2 Tarifa horo-sazonal azul	24
2.4 Energia Solar Fotovoltaica	25
2.5 Histórico da Regulamentação de Geração Distribuída	26
2.6 Sistema de compensação de energia elétrica	28
2.6.1 Faturamento pelo sistema de compensação	28
2.6.1.1 Faturamento para consumidor do Grupo A	29
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	32
3.1 Tipo de pesquisa	32
3.2 Coleta de dados	32
3.2.1 Apresentação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins.	32
3.2.2 Coleta de dados dos campi	33
3.2.2.1 Campus Porto Nacional	33
3.2.2.2 Campus Dianópolis	34
3.2.3 Método para coleta de dados	34
3.3 Coleta e tratamento de dados	35

4 RESULTADOS	41
4.1 Campus Porto Nacional	41
4.2 Campus Dianópolis	43
5 ANÁLISE PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO NOS CAMPI PROPOSTOS	45
5.1 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	45
5.1.1 <i>Campus Porto Nacional</i>	45
5.1.1.1 <i>Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos</i>	49
5.1.1.2 <i>Cálculo da área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos</i>	51
5.1.1.3 <i>Dimensionamento dos inversores</i>	51
5.1.2 <i>Campus Dianópolis</i>	53
5.1.2.1 <i>Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos</i>	57
5.1.2.2 <i>Cálculo da área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos</i>	57
5.1.2.3 <i>Dimensionamento dos inversores</i>	58
5.2 Geração Fotovoltaica Esperada	58
5.3 Viabilidade Econômica	61
5.3.1 <i>Estimativa de Custo para o Projeto</i>	61
5.3.2 <i>Fluxo de Caixa</i>	62
5.3.3 <i>Taxa Mínima de Atratividade (TMA)</i>	66
5.3.4 <i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	66
5.3.5 <i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	67
5.3.6 <i>Payback Descontado</i>	67
5.4 Análise dos Resultados	68
6 CONCLUSÃO	75
7 REFERÊNCIAS	77

1 INTRODUÇÃO

O aumento no consumo de energia elétrica está diretamente atrelado ao desenvolvimento da sociedade, devido a alguns fatores, como o alto índice de consumismo, principalmente de aparelhos elétricos/eletrônicos. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em parceria com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e a Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), estima-se um crescimento médio de 3,4% ao ano no consumo de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) para o período entre 2022 e 2026.

Consequentemente, o setor elétrico brasileiro vem buscando soluções para suprir a demanda crescente de energia do país. Dessa forma, para amenizar os elevados custos na conta de energia, a eficiência energética e a expansão do uso de fontes alternativas de energia tornam-se uma redução nos gastos dos consumidores.

Para Ferreira e Ferreira (1994), a eficiência energética é um conceito amplo referente às medidas implementadas e aos resultados obtidos a partir da melhor utilização da energia. Segundo Batista e Flauzino (2012), uma medida a ser utilizada na efficientização de energia e que está diretamente relacionada à gestão energética é a análise do histórico das faturas mensais de energia. Esta proposta tem como uma das principais finalidades reduzir o consumo e os custos com a energia elétrica.

O gerenciamento de parâmetros de contrato de energia entre o consumidor e a concessionária é um assunto pouco debatido e que pode alterar bastante o valor da conta final. Em órgãos públicos, pertencentes majoritariamente ao grupo tarifário A, essa questão é ainda menos observada, sabendo que no decorrer dos anos, pode haver uma variação no consumo de energia elétrica (COSER; WITTE; DA SILVA, 2014).

Outra possibilidade de reduzir os gastos financeiros com energia elétrica, depois de se esgotarem todos os meios através de revisão tarifária e eficiência energética, é a utilização de geração distribuída através de energias renováveis.

Observando esse fato e com a finalidade de atender a demanda energética brasileira e de forma sustentável, surge a necessidade da geração de energia através de outras fontes alternativas renováveis. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2021, levando como base o ano de 2020, o Brasil desfruta de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração

hidráulica, responsável por 65,2% da oferta interna. Contudo, a geração de energia elétrica através das usinas hidrelétricas causa inúmeros impactos ambientais.

Uma alternativa para o crescimento e diversificação da matriz energética brasileira é a energia solar fotovoltaica. Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição (2017), o Brasil possui um grande potencial fotovoltaico, o que possibilita a implantação de sistemas de energia solar fotovoltaica até em locais menos ensolarados. Diante desse cenário, a instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil torna-se crescente e economicamente viável, em virtude de várias características favoráveis, como o alto índice de irradiação solar e também a necessidade na diversidade da matriz energética no país (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Justifica-se assim, a elaboração deste trabalho, para que essas medidas possam ser aplicadas para a eficientização energética através da análise tarifária e possivelmente sua adequação, visando o uso otimizado de energia e redução de custos, como também a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico após a realização deste estudo.

O presente trabalho está estruturado em mais seis seções, além desta introdução. Na próxima seção apresenta-se a fundamentação teórica, na terceira seção os procedimentos metodológicos utilizados e na quarta seção os resultados obtidos. A quinta seção contém a análise de implantação de sistema fotovoltaico nos respectivos campi propostos. E, por fim, serão apresentadas as considerações finais do trabalho e as referências.

1.1 Problema de pesquisa

Com a identificação e caracterização do perfil de consumo de energia elétrica para os *Campi* do IFTO propostos, foram detectadas algumas inconsistências nos contratos de demanda e nas potências dos sistemas fotovoltaicos a serem instalados. Essas inconsistências podem causar gastos desnecessários para a unidade consumidora. É possível com o gerenciamento de modalidade tarifária e implantação de geração solar fotovoltaica reduzir os gastos com o insumo energia elétrica nos *Campi* Porto Nacional e Dianópolis?

1.2 Justificativa

Os custos com energia elétrica em instituições de ensino são bastante consideráveis, principalmente em regiões onde a necessidade de refrigeração dos ambientes é imperativa, como no caso do Tocantins. No ano de 2019, o montante de recursos utilizado para custear a energia elétrica nos Campi de Porto Nacional e Dianópolis foi, respectivamente, R\$376.296,42 e R\$199.020,88. Estudos de gerenciamento de contas de energia e do correto uso desse insumo podem reduzir os gastos com medidas tão simples como alteração contratual em alguns casos. A implantação de usinas solares fotovoltaicas também se mostra atualmente um ótimo investimento para reduzir gastos com energia elétrica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral realizar a análise da modalidade tarifária de energia elétrica dos *Campi* de Porto Nacional e Dianópolis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins - IFTO, e analisar a viabilidade da implantação de usina solar fotovoltaica nestes Campi, com a perspectiva de reduzir os gastos com energia elétrica.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analisar os dados de consumo e a demanda contratada dos *campi* propostos do IFTO;
- Identificar a existência de possíveis incoerências;
- Verificar o melhor enquadramento da modalidade tarifária e demanda contratada;
- Calcular e analisar a viabilidade econômica para a implantação do sistema fotovoltaico nos *campi* propostos do IFTO.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Termos técnicos e Mercado de Energia Elétrica

2.1.1 Termos técnicos

Para melhor entendimento do trabalho, é necessário o conhecimento de alguns termos técnicos sobre o assunto. Dessa forma, serão apresentados a seguir conceitos importantes sobre o assunto abordado, presentes na Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):

- **Eficiência Energética:** procedimento que tem como objetivo reduzir o consumo de energia elétrica necessário à realização de um determinado trabalho, excetuado o uso de energia proveniente de matéria-prima não utilizada, em escala industrial, na matriz energética.
- **Consumo de Energia Elétrica:** corresponde à quantidade de potência elétrica (kW) utilizada pelo tempo de funcionamento, representada por kWh.
- **Demanda:** média das potências elétricas solicitadas ao sistema elétrico, referente à parcela da carga instalada, durante um intervalo de tempo especificado.
- **Demanda contratada:** demanda de potência ativa, expressa em quilowatts (kW) fornecida pela distribuidora de maneira contínua e obrigatória, no ponto de entrega com valor e vigência fixados em contrato. Essa demanda deve ser integralmente paga, mesmo se não for totalmente utilizada no período estabelecido.
- **Horário de ponta:** período composto por três horas diárias consecutivas, estabelecido pela concessionária local, exceto fins de semana e feriados nacionais.
- **Horário fora de ponta:** período composto pelas demais horas diárias que não foram determinadas no horário de ponta, e aos sábados, domingos e feriados nacionais.

2.1.2 Mercado de Energia Elétrica

Os consumidores de energia ou unidade consumidora são definidos segundo a Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, como pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, que solicite o fornecimento, o uso da energia elétrica ou a

contratação de energia à uma distribuidora, assumindo deveres assim dispostos deste atendimento à sua unidade de consumo.

No mercado de energia elétrica existem dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os consumidores no regime regulado são chamados de consumidores cativos e podem adquirir energia apenas da distribuidora local, estando separados entre dois grandes grupos: grupo A, atendidos em alta tensão, e grupo B, atendidos em baixa tensão.

O grupo A é composto por consumidores de energia elétrica em tensão igual ou superior a 2,3 kV, como shoppings e indústrias ou ainda atendidos por meio de um sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, subdividida nos seguintes subgrupos, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Subgrupos do Grupo A

Subgrupos do Grupo A - Média e Alta Tensão	
A1	Para nível de 230 KV ou tensão superior
A2	Para nível de tensão de 88 a 138 KV
A3	Para nível de tensão de 69 KV
A3a	Para nível de tensão de 30 a 44 KV
A4	Para nível de tensão de 2,3 a 25 KV
AS	Para sistemas subterrâneos

Fonte: Autoria própria (2022).

O grupo B abrange consumidores com tensão inferior a 2,3 kV, representado por residências, edifícios residenciais e comerciais, lojas, iluminação pública e classe rural, caracterizada pela tarifa monômnia e subdividida nos seguintes subgrupos, como mostra a Tabela 2.

Tabela 2 - Subgrupos do Grupo B

Subgrupos do Grupo B - Baixa Tensão	
B1 - residencial e residencial baixa renda	127, 220 ou 380 V
B2 - rural e cooperativa rural	
B3 - demais classes	
B4 - iluminação pública	

Fonte: Autoria própria (2022).

No Ambiente de Contratação Livre (ACL) o consumidor tem a possibilidade de escolher o fornecedor de energia elétrica, com a finalidade de encontrar a melhor opção para atendimento de sua carga. Nesse regime de contratação, os consumidores são classificados em dois grupos: livres e especiais. Esses consumidores precisam ter uma demanda mínima que pode variar entre 500 kW e 1,5 MW para cada categoria.

2.2 Tarifa de Energia Elétrica

Segundo a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, lei que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dentre as competências desse órgão está a de regular o sistema de tarifação de energia elétrica do Brasil e a missão de prestar condições favoráveis possibilitando que o mercado de energia elétrica se desenvolva em conformidade entre os agentes e a sociedade.

De acordo com a ANEEL (2016), para a utilização da energia elétrica é necessária a aplicação de tarifas que remuneram o serviço de forma adequada, viabilizando a organização para conservar a prestação de serviços com qualidade e eficiência. A tarifa de energia elétrica é composta por valores de investimentos e operações técnicas realizadas durante os processos de geração, transmissão, distribuição e comercialização e visa assegurar aos colaboradores dos serviços, uma remuneração suficiente para cobrir os custos de operação com eficiência, como também para expandir a capacidade de investimentos e garantir seu funcionamento com qualidade.

O conhecimento sobre tarifas de energia elétrica é de grande importância, pois influencia a tomada de decisões relacionadas a projetos de eficiência energética, visto que a conta de energia apresenta informações de consumo e demanda e seu estudo permite estabelecer relações relevantes entre hábitos diários dos consumidores e seu consumo de energia elétrica (CARVALHO, 2012).

Dada essa realidade, de acordo com os tipos de enquadramentos tarifários disponíveis, o entendimento da composição da conta de energia e dos hábitos de cada consumidor permite selecionar a tarifação mais adequada para seu perfil de consumo, tornando-se essencial uma avaliação frequente das opções estratégicas de energia, verificando se o consumo está sendo feito de forma racional e se a demanda contratada é a adequada para a unidade consumidora.

2.2.1 Composições tarifárias

A tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor é a soma de quatro componentes, como demonstra a Figura 1:

Figura 1 - Custos inclusos na tarifa

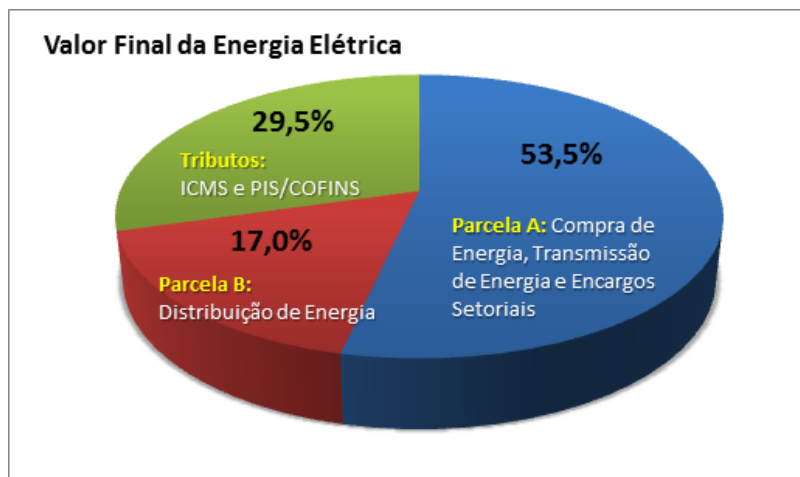


Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).

A ANEEL divide seus custos em duas parcelas, chamadas de Parcela A e Parcela B. A Parcela A é composta pelos Custos de Aquisição de Energia Elétrica (Geração de Energia), Custos com Transporte de Energia (Transmissão de Energia) e Encargos Setoriais. Enquanto na Parcela B, estão inseridos os custos de operação e manutenção da rede de distribuição de energia elétrica.

Além das parcelas explicadas anteriormente, ainda são cobrados na fatura de energia os impostos, sendo eles o Programa de Integração Social e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS) recaindo sob a esfera federal, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) pertencendo à esfera estadual e a Contribuição para Iluminação Pública, incidente pela esfera municipal. A Figura 2 mostra detalhadamente a divisão do valor da tarifa e das parcelas A e B.

Figura 2 - Divisão tarifária de energia elétrica.



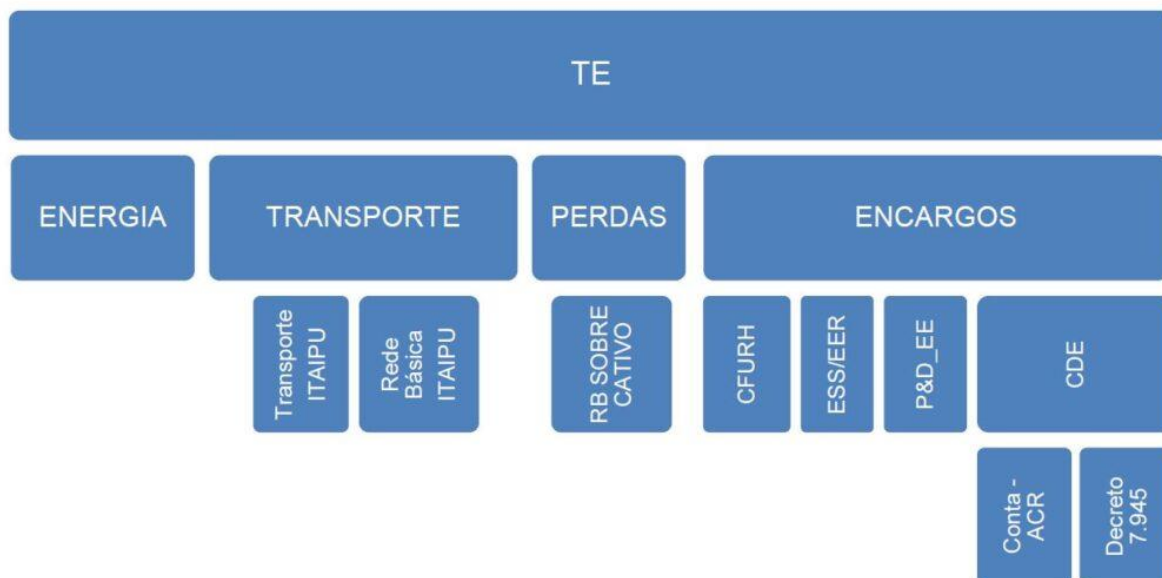
Fonte: ANEEL (2016).

2.2.2 Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas, Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A Tarifa de Energia (TE), corresponde ao valor consumido mensalmente e cobrado em R\$/MWh, formada por quatro componentes tarifários:

- TE Energia: visa recuperar custos com a compra de energia para revenda ao consumidor;
- TE Transporte: recupera custos de transmissão de Itaipu;
- TE Perdas: recupera os custos com perdas na rede básica;
- TE Encargos: encargos de serviços, reserva, pesquisa e desenvolvimento.

A Figura 3 corresponde à Tarifa de Energia e seus respectivos componentes tarifários:

Figura 3 - Componentes tarifários da Tarifa de Energia

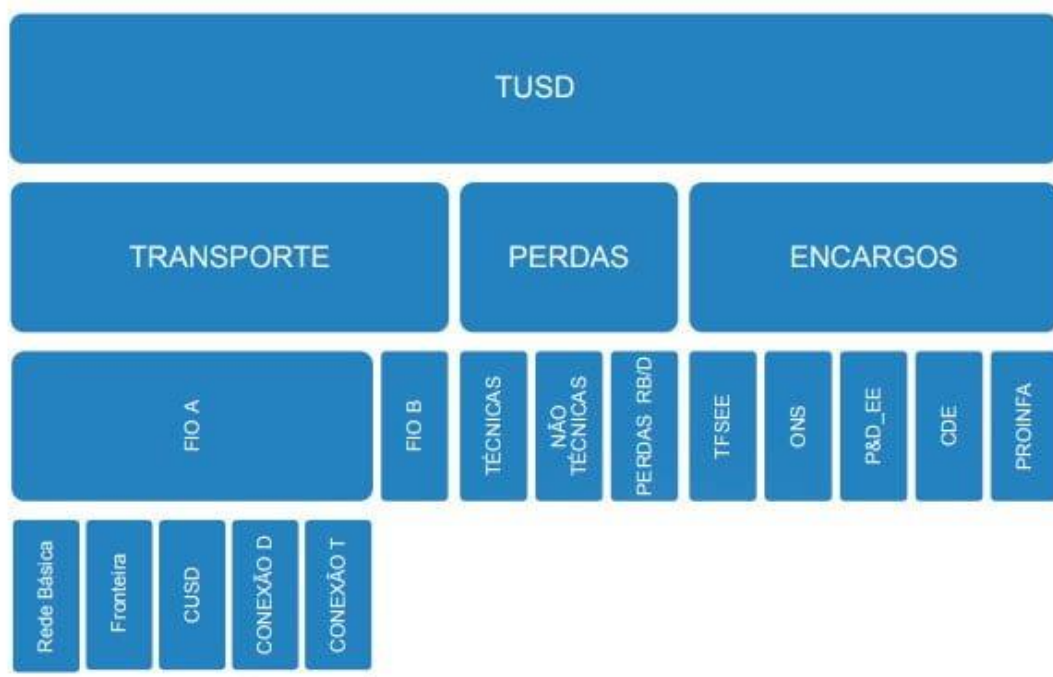
Fonte: PRORET - Módulo 7 (2022).

A Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) corresponde ao valor cobrado pela ANEEL em R\$/MWh referente ao sistema de distribuição de energia elétrica e aos encargos setoriais. É formada por três componentes tarifários:

- TUSD Transporte: corresponde ao uso de ativos de transmissão, sendo composta pela parcela TUSD Fio A e TUSD Fio B. A primeira resume-se aos custos vinculados à manutenção e operação das redes de transmissão, e a segunda corresponde aos custos vinculados à utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária até os consumidores finais.
- TUSD Encargos: compreende à parcela de remuneração de vários custos, como de pesquisa e desenvolvimento, taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica e ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).
- TUSD Perdas: refere-se às perdas técnicas, não-técnicas, perdas regulatórias da rede básica e receitas irrecuperáveis.

A Figura 4 corresponde à TUSD e seus respectivos componentes tarifários:

Figura 4 - Componentes tarifários da Tarifa do Uso de Sistemas de Distribuição



Fonte: PRORET - Módulo 7 (2022).

2.3 Modalidades tarifárias do Grupo A

Como o foco do trabalho são *Campi* do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, o mesmo abordará sobre as modalidades tarifárias do Grupo A, sendo os *Campi* em estudo enquadrados como consumidores cativos pertencentes a este grupo. Os consumidores do grupo A podem ser enquadrados em duas modalidades tarifárias: tarifa horo-sazonal verde e tarifa horo-sazonal azul.

2.3.1 Tarifa horo-sazonal verde

A tarifa horo-sazonal verde é determinada por um valor único de demanda de potência (R\$/KW) e por tarifas diferenciadas de consumo de energia (R\$/MWh), de acordo com as horas de utilização do dia. Essa estrutura tarifária está disponível para os consumidores de alta tensão inseridos nos subgrupos A3a, A4 e AS.

A Tabela 3 apresenta o cálculo para composição da fatura. O valor final, dado em reais, é composto pela soma das componentes de consumo, demanda contratada,

e ultrapassagem, caso a demanda medida ultrapasse o valor da demanda contratada em 10%.

Tabela 3 - Cálculo tarifário da modalidade horo-sazonal verde

Parcela de consumo	$(\text{Tarifa de consumo na Ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta}) + (\text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido fora de Ponta})$
Parcela de demanda	$\text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda Contratada}$
Parcela de ultrapassagem	$\text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada})$

Fonte: Autoria própria (2022).

2.3.2 Tarifa horo-sazonal azul

A tarifa horo-sazonal azul é estabelecida por tarifas diferenciadas de consumo de energia (R\$/MWh) e de demanda de potência (R\$/KW), de acordo com as horas de utilização do dia. Essa modalidade tarifária é obrigatória para os consumidores inseridos nos subgrupos A1, A2 e A3, e opcional para os consumidores inseridos nos demais subgrupos.

A Tabela 4 apresenta o cálculo para composição da fatura. O valor final, dado em reais, é composto pela soma das componentes de consumo, demanda contratada, e ultrapassagem, caso a demanda medida ultrapasse o valor da demanda contratada em 5% para os subgrupos A1, A2 e A3 e de 10% para os demais subgrupos.

Tabela 4 - Cálculo tarifário da modalidade horo-sazonal azul

Parcela de consumo	$(\text{Tarifa de consumo na Ponta} \times \text{Consumo Medido na Ponta}) + (\text{Tarifa de Consumo fora de Ponta} \times \text{Consumo Medido fora de Ponta})$
Parcela de demanda	$(\text{Tarifa de Demanda na Ponta} \times \text{Demanda Contratada na Ponta}) + (\text{Tarifa de Demanda fora de Ponta} \times \text{Demanda Contratada fora de Ponta})$
Parcela de ultrapassagem	$(\text{Tarifa de Ultrapassagem na Ponta} \times (\text{Demanda Medida na Ponta} - \text{Demanda Contratada na Ponta})) + (\text{Tarifa de Ultrapassagem fora de Ponta} \times (\text{Demanda Medida fora de Ponta} - \text{Demanda Contratada fora de Ponta}))$

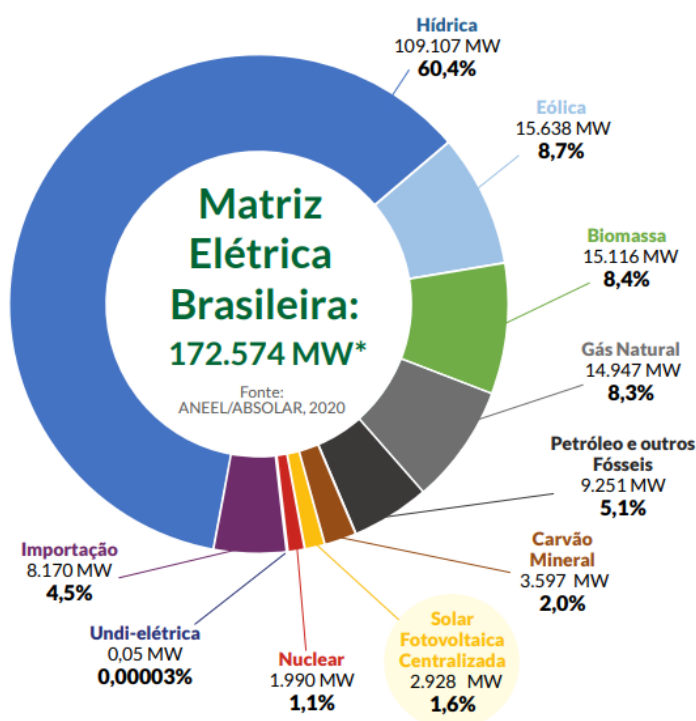
Fonte: Autoria própria (2022).

2.4 Energia Solar Fotovoltaica

A geração de energia elétrica no Brasil depende de maior parte dos recursos hídricos, recurso que está cada vez mais escasso. Com um maior incentivo na utilização da energia solar ou outras fontes limpas de energia, haveria uma descentralização da produção e fornecimento da energia elétrica para a matriz energética, diminuindo assim a dependência das hidrelétricas (TIEPOLO, 2014).

Os principais motivos para explorar esse tipo de recurso renovável são: reduzir a emissão de gases poluentes na atmosfera, diminuir a dependência do mercado de petróleo, tornar o país menos vulnerável à instabilidade dos recursos hídricos, pois como pode ser observado na Figura 5, mais de 60% da energia elétrica gerada no Brasil é proveniente das usinas hidrelétricas.

Figura 5 - Matriz Energética Brasileira



Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2020).

A energia solar fotovoltaica tem apresentado uma grande evolução desde o início de sua história e atualmente é uma das tecnologias de geração de energia de mais rápido crescimento em todo o mundo. Essa energia é obtida através da conversão da irradiação solar diretamente em energia elétrica. Segundo Rüther

(2004), algumas das vantagens desse tipo de geração de energia elétrica são o elevado grau de confiabilidade, baixo grau de manutenção, rápida instalação e a inexistência de partes móveis.

Nos últimos anos, o Brasil vem apresentando um cenário de crise financeira, o qual reflete diretamente no aumento da cobrança no valor da energia elétrica. Em razão disso, é cada vez maior a busca por novas técnicas e tecnologias que diminuam os gastos com a conta de energia elétrica, sendo esse um fator fundamental para o desenvolvimento da sociedade nos dias de hoje (SILVA JÚNIOR, 2017).

Considerando o exposto, é de crucial importância o estudo da viabilidade técnica e econômica para a implantação de um sistema fotovoltaico em instituições de ensino, como será abordado neste trabalho. Através desse estudo e comprovando a possibilidade da instalação, é possível diminuir os custos operacionais das instituições com relação a energia elétrica, pois a cada dia a demanda energética desses órgãos aumenta, motivados principalmente por expansão, adesão de novos cursos, equipamentos de laboratório, iluminação, refrigeração de ambientes, entre outros, que gera um consumo considerável refletindo diretamente no valor pago por essas instituições às concessionárias de energia elétrica.

2.5 Histórico da Regulamentação de Geração Distribuída

Em 17 abril de 2012, a ANEEL divulgou a Resolução Normativa N°482, que deu início ao sistema de compensação de energia através da microgeração e minigeração distribuída, e permitiu ao consumidor a geração de energia no local de consumo, bem como seu armazenamento (ANEEL, 2012).

Conforme regulamentação da ANEEL, a Resolução Normativa N°482 adotou as seguintes definições:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada inferior ou igual a 100 kW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

Contudo, com o objetivo de revisar e promover algumas melhorias nesta Resolução, em 24 de novembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa

Nº687. Esta incrementou a energia fotovoltaica no mercado dos grandes centros urbanos através da geração compartilhada, e realizou algumas alterações, como o aumento do prazo para o uso dos créditos de energia de 36 meses para 60 meses e a diminuição do período de aprovação do sistema de energia de 82 dias para 34 dias (ANEEL, 2015).

Com a revisão, a Resolução Normativa Nº687 estabelece as seguintes definições para a microgeração e minigeração distribuída:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada inferior ou igual a 75 kW para fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada.

Visando o aperfeiçoamento destes atos regulamentares, em 17 de outubro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Normativa Nº786. Esta alterou a definição da minigeração distribuída, que passa a vigorar da seguinte forma:

- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada.

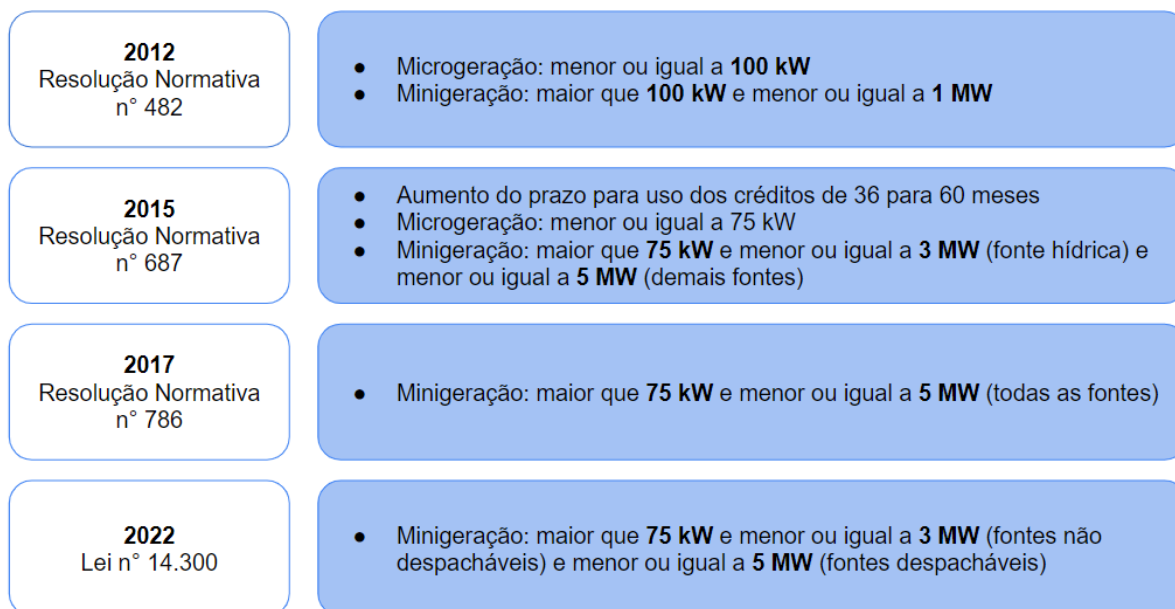
No dia 07 de janeiro de 2022, foi publicada a Lei 14.300, criando o Marco Legal da Geração Distribuída. Esta lei prevê mudanças em relação ao conceito de minigeração distribuída, estabelecendo a seguinte definição:

- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis.

É importante ressaltar que a Lei 14.300 prevê um período de transição para projetos solicitados em até 12 meses contados a partir da publicação desta Lei, ou seja, todos os projetos de geração distribuída solicitados até o dia 07 de janeiro de 2023, obedecerão às regras presentes na Resolução Normativa Nº482 até o dia 31 de dezembro de 2045.

As alterações mais importantes no processo histórico da regulamentação distribuída foram resumidas em forma de fluxograma, como pode ser observado através da Figura 6:

Figura 6 - Fluxograma do histórico da regulamentação de geração distribuída



Fonte: Autoria própria (2022).

2.6 Sistema de compensação de energia elétrica

De acordo com a Lei 14.300 de 2022, a qual introduz regras mais detalhadas aplicadas ao mercado de geração distribuída, conceitua o sistema de compensação de energia elétrica como um sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

2.6.1 Faturamento pelo sistema de compensação

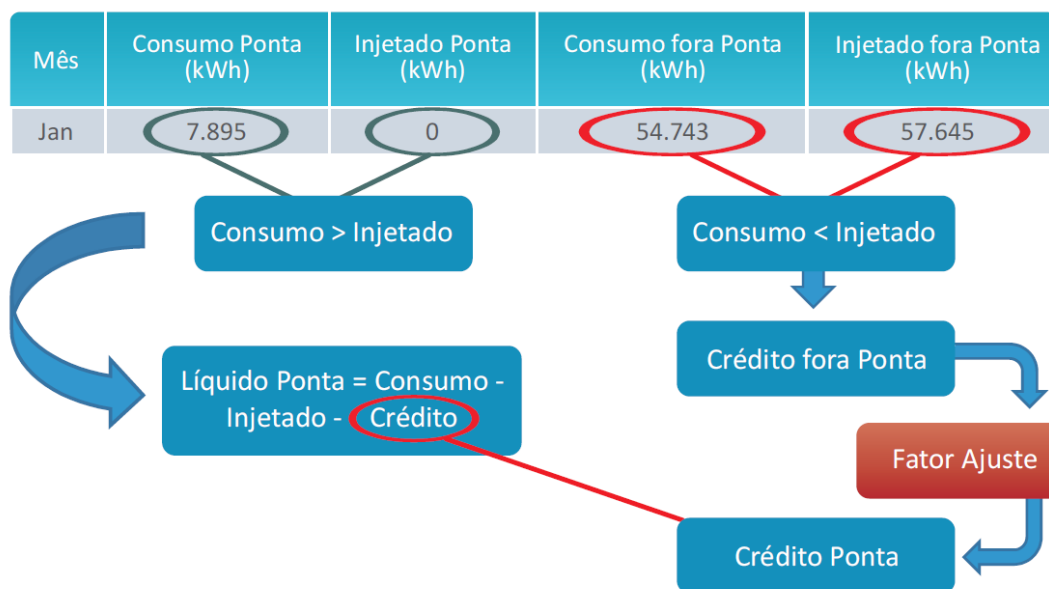
O sistema de compensação de energia tem seu modo de faturamento estabelecido no artigo 7° da Resolução Normativa n° 687 de 2015, o qual é

complementada pelo Capítulo IV da Lei 14.300 de 2022, podendo-se resumir a seguir os procedimentos adotados:

- a. O valor a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, com exceção dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente e a energia injetada são iguais;
- b. Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário em que ocorreu a geração, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia - TE (R\$/MWh);
- c. Após a compensação na mesma unidade consumidora onde está instalada a micro ou minigeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser realocado para abater o consumo de outras unidades de mesma titularidade, escolhidas pelo consumidor, e esta terá 30 (trinta) dias para operacionalizar o procedimento;
- d. Os créditos remanescentes podem ser utilizados por até 60 (sessenta) meses após a data do faturamento.

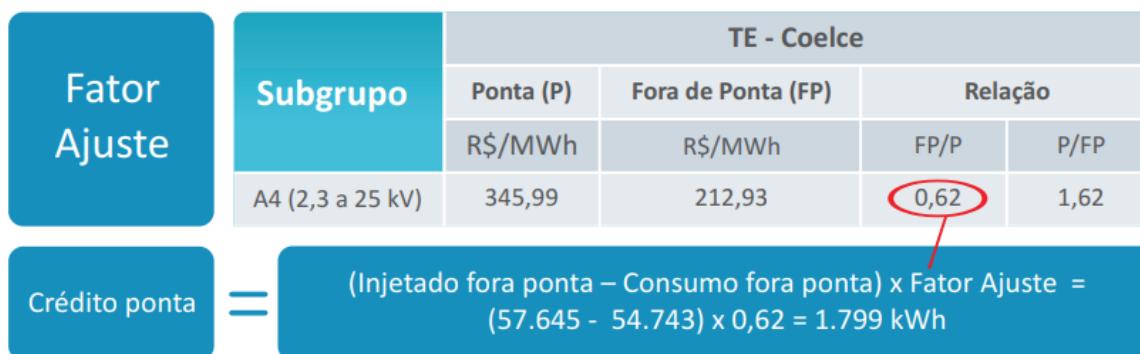
2.6.1.1 Faturamento para consumidor do Grupo A

Para as unidades consumidoras que dispõem de tarifa horária, a energia injetada deve ser priorizada para abater o consumo mensal no mesmo período (ponta ou fora ponta). Caso haja sobra, esse saldo será utilizado para reduzir o consumo no outro posto tarifário, após a aplicação de um fator de ajuste. A Figura 7 demonstra uma situação hipotética do consumo de uma unidade do grupo A.

Figura 7 - Consumo no mês de janeiro

Fonte: Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída (2016).

No exemplo da Figura 7, é possível observar que houve um excedente de energia injetada na rede no período fora de ponta. Para que haja o abatimento no consumo do período de ponta, esse saldo deve ser submetido ao fator de ajuste. O fator de ajuste é a relação da Tarifa de Energia (TE) do posto tarifário em que a energia foi gerada pela TE do horário a ser compensada. No caso citado, como o excedente surgiu no posto fora de ponta, o fator de ajuste será encontrado através da divisão do valor da componente TE fora de ponta pela componente TE de ponta.

Figura 8 - Aplicação do fator de ajuste

Fonte: Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída (2016).

Na Figura 8, é possível observar a aplicação do fator de ajuste no exemplo dado. Depois de aplicado o fator de ajuste, é gerado um crédito a ser utilizado no horário de ponta, com a finalidade de abater o consumo naquele posto tarifário. No exemplo dado o crédito gerado foi de 1.799 kWh, o qual será subtraído do consumo gerado no horário ponta e depois multiplicado pela tarifa ($TE + TUSD$), resultando em uma economia na fatura de energia para a unidade consumidora.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

3.1 Tipo de pesquisa

O estudo de caso se adequa ao tipo de pesquisa exploratória, definindo esta como um objeto que visa uma proximidade maior com o problema, explicitando-o. Também envolve o levantamento bibliográfico e análises de elementos diversos (do conteúdo, discurso ou exemplos), de forma que permita um conhecimento amplo e detalhado sobre o objeto de estudo (GIL, 2017).

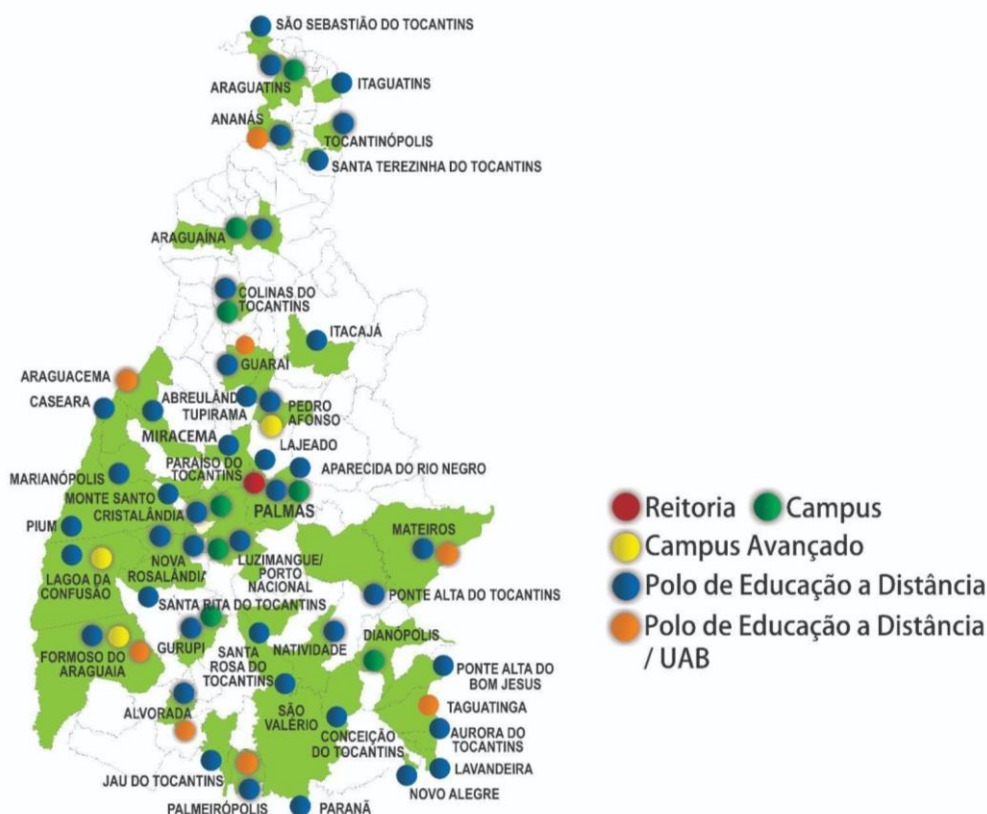
Observa-se que os elementos que compõem o estudo de caso vão ao encontro do objetivo principal deste trabalho, que é buscar fazer uma análise do consumo de energia dos *campi* do IFTO, através de levantamentos bibliográficos, coleta e tratamento de dados.

3.2 Coleta de dados

3.2.1 Apresentação do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins.

O IFTO é uma instituição de educação superior, básica e profissional, especializada na oferta de educação profissional e tecnológica nas diferentes modalidades de ensino, ofertando mais de 70 cursos gratuitos e regulares, atendendo todas as microrregiões do Tocantins. O instituto é composto por 34 polos de apoio presencial ao ensino a distância, 11 *campi*, no qual 3 deles são *campi* avançados e uma reitoria. Na Figura 9 é possível visualizar a localização dos *campi* do IFTO, como também dos polos de educação a distância e reitoria.

Figura 9 - Campi e Polos de Educação a Distância do IFTO no estado do Tocantins



Fonte: IFTO (2021).

3.2.2 Coleta de dados dos campi

O estudo de caso será realizado nos *campi* IFTO dos municípios de Porto Nacional e Dianópolis, localizados na região Sul e Sudeste do estado do Tocantins, respectivamente.

3.2.2.1 Campus Porto Nacional

O *campus* Porto Nacional fica localizado na região Sul do estado do Tocantins, a 60 km da capital Palmas - TO. O *Campus* oferta os cursos técnicos integrados em Administração, Meio Ambiente e Informática para Internet e os cursos técnicos subsequentes em Informática e Vendas, como também cursos de graduação em Administração, Sistemas de Informação, Licenciatura em Computação, Licenciatura em Pedagogia e Tecnologia em Logística.

Em relação ao perfil de consumo de energia elétrica desse *campus*, o mesmo está enquadrado no grupo tarifário A e subgrupo A4, cuja modalidade tarifária é a

horo-sazonal verde. Atualmente a demanda contratada é de 135 kW, possuindo uma média de consumo mensal no posto tarifário fora de ponta de 23.680 kWh. Devido a presença de ultrapassagens na conta de energia em relação à demanda, na maioria dos meses do ano, a média da demanda medida desse *campus* é de 142 kW.

3.2.2.2 *Campus Dianópolis*

O *campus* Dianópolis fica localizado na região sudeste do estado do Tocantins, 340 km da capital Palmas - TO. A instituição oferta em tempo integral cursos técnicos, sendo eles na área de Agropecuária e Informática, como também cursos de graduação em Engenharia Agrônômica (integral) e Licenciatura em Computação (noturno) e um curso de especialização em Gestão e Tecnologia da Produção Agropecuária (integral).

Em relação ao perfil de consumo de energia elétrica desse *campus*, o mesmo está enquadrado no grupo tarifário A e subgrupo A4, cuja modalidade tarifária é a horo-sazonal verde. Atualmente a demanda contratada é de 116 kW, possuindo uma média de consumo mensal no posto tarifário fora de ponta de 1.840 kWh e uma média da demanda medida de 90 kW.

3.2.3 Método para coleta de dados

Os métodos utilizados para a coleta de dados serão a pesquisa bibliográfica e o estudo de caso. O primeiro método citado será proveniente de dados coletados em artigos científicos, normas e legislações referentes ao assunto abordado, com a finalidade de esclarecer sobre os métodos descritos no decorrer deste trabalho.

O estudo de caso tem como objetivo desempenhar as propostas apresentadas no desenvolvimento deste trabalho, realizando assim uma análise para verificar a viabilidade técnica/econômica da implementação dos métodos propostos. Para isso serão utilizados dados das faturas de energia dos 12 meses do ano de 2019 (referência pré-pandemia) de cada *Campus*, obtidos pela Energisa, além de dados e informações sobre os *Campi* de Porto Nacional e Dianópolis fornecidos pela reitoria.

3.3 Coleta e tratamento de dados

A coleta de dados das grandezas elétricas faturadas pelo serviço de fornecimento de energia elétrica pela concessionária será feita através das faturas de energia do ano de 2019 (referência pré-pandemia), correspondentes aos *campi* que foram selecionados como objeto de estudo. A Tabela 5 demonstra a base de cálculo das parcelas sem impostos, em que seus somatórios compõem o valor final da fatura de acordo a modalidade horosazonal enquadrada para os consumidores do grupo A (subgrupo A4).

Tabela 5 - Base de cálculo de acordo com a horosazonalidade (subgrupo A4)

Estrutura tarifária horosazonal VERDE	Estrutura tarifária horosazonal AZUL
$PD = DC * TD$	$PD = DCp * TDp + DCfp * TDfp$
$PC = TCp * Cp + TCfp + Cfp$	$PC = TCp * Cp + TCfp + Cfp$
$PU = 3 * TD * (DM + DC)$	$PUp = 3 * TDp * (DMp + DCp)$
$V_{final} = PD + PC + PU$	$PUfp = 3 * TDfp * (DMfp + DCfp)$
	$V_{final} = PD + PC + PUp + PUfp$
ÍNDICES	
V_{final} = Valor final da fatura [R\$]	V_{final} = Valor final da fatura [R\$]
PD = parcela de demanda contratada	PD = parcela de demanda contratada
DC = demanda contratada [kW]	DCp = demanda contratada no horário de ponta [kW]
TD = tarifa de demanda [R\$/kW]	$DCfp$ = demanda contratada no horário fora de ponta [kW]
PC = parcela de consumo	TDp = tarifa de demanda no horário de ponta [R\$/kW]
TCp = tarifa de consumo no horário de ponta [R\$/kWh]	$TDfp$ = tarifa de demanda no horário fora de ponta [R\$/kW]
Cp = consumo de energia medido no horário de ponta [kWh]	PC = parcela de consumo
$TCfp$ = tarifa de consumo no horário fora de ponta [R\$/kWh]	TCp = tarifa de consumo no horário de ponta [R\$/kWh]
Cfp = consumo de energia medido no horário fora de ponta [kWh]	Cp = consumo de energia medido no horário de ponta [kWh]
PU = parcela de demanda de ultrapassagem	$TCfp$ = tarifa de consumo no horário fora de ponta [R\$/kWh]
DM = demanda medida	Cfp = consumo de energia medido no horário fora de ponta [kWh]
	PUp = parcela de demanda de ultrapassagem ponta
	DMp = demanda medida horário de ponta
	$PUfp$ = parcela de demanda de ultrapassagem fora de ponta
	$DMfp$ = demanda medida horário fora de ponta

Fonte: Autoria própria (2022).

A fatura de energia contém o histórico de consumo e demanda, ponta e fora ponta, dos últimos doze meses anteriores ao mês de referência, portanto serão retiradas das próprias faturas as parcelas de Cfp , Cp , Dfp , Dp e, para consumidores pertencentes a modalidade horosazonal verde, a $DCfp$. A Figura 10 pertence a uma das faturas que servirá de modelo para demonstração dos valores registrados pela concessionária ao longo dos últimos meses anteriores a fatura de referência.

Figura 10 - Resumo de consumo e máximas demandas medidas dos últimos doze meses

Consumo dos últimos doze meses										
MÊS	PONTA		FORA DE PONTA		PONTA		FORA DE PONTA		RESERVADO	
	CONSUMO FATURADO	DEM.MEDIDA	CONSUMO FATURADO	DEM.MEDIDA	ERE	DRE	ERE	DRE	CONSUMO	ERE
NOV	4447	130,03	23310	149,52	0		120		0	0
OUT	5234	145,49	24207	154,22	0		131		0	0
SET	7479	163,30	32194	155,90	0		106		0	0
AGO	6187	159,60	27816	150,53	0		121		0	0
JUL	3399	135,41	19250	120,96	0		236		0	0
JUN	5803	142,13	26626	142,13	0		165		0	0
MAI	6465	153,89	27957	139,44	0		142		0	0
ABR	5521	122,30	24050	133,39	0		265		0	0
MAR	4250	119,62	19340	130,37	0		299		0	0
FEV	3016	109,87	19253	111,55	0		206		0	0
JAN	2190	103,82	15568	122,98	0		270		0	0
DEZ	3979	117,60	21629	140,78	0		254		0	0

Fonte: Energisa (2019).

Para obtenção dos valores atualizados de TCfp, TCp, TDfp, TDp sem impostos aplicados pela Energisa (ETO) de acordo com sua modalidade horosazonal, será utilizada a RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.054, DE 28 DE JUNHO DE 2022 (REH 2022), do reajuste tarifário anual para as tarifas de energia e as tarifas de uso do sistema de distribuição, homologadas pela Aneel. A Tabela 6 exibe as tarifas de aplicação e base econômica referentes ao subgrupo A4 (2,3 a 25kV), onde todos os *campi* selecionados para estudo estão enquadrados.

Tabela 6 - Tarifas de aplicação e base econômica para subgrupo A4 - (ETO)

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	75,01	80,32	423,28	80,43	79,23	422,71
			FP	38,63	80,32	258,24	40,69	79,23	254,30
	AZUL APE	NA	P	75,01	29,59	0,00	80,43	30,29	0,00
			FP	38,63	29,59	0,00	40,69	30,29	0,00
	VERDE	NA	NA	38,63	0,00	0,00	40,69	0,00	0,00
			P	0,00	1.901,27	423,28	0,00	2.032,05	422,71
			FP	0,00	80,32	258,24	0,00	79,23	254,30
	VERDE APE	NA	NA	38,63	0,00	0,00	40,69	0,00	0,00
			P	0,00	1.850,53	0,00	0,00	1.983,11	0,00
			FP	0,00	29,59	0,00	0,00	30,29	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	22,86	0,00	0,00	24,98	0,00	0,00

Fonte: Adaptada de Aneel, Resolução Homologatória nº 3.054, de 28 de Junho de 2022.

Os valores finais de consumo e demanda são dados pela somatória das suas respectivas parcelas de TUSD e TE de acordo com seu enquadramento. Como as parcelas de consumo da TUSD e TE são dadas em R\$/MWh na resolução

homologatória, elas serão convertidas para R\$/kWh, ou seja, divididas por 1000 (mil), visto que o consumo é cobrado em R\$/kWh. A análise terá como base os valores de tarifas sem impostos contidos na REH 2022, como pode ser observado na Tabela 7.

Tabela 7 - Tarifas de aplicação resolução homologatória nº 3.054, de 28 de Junho de 2022

TARIFAS SEM IMPOSTOS (REH/2022)			
AZUL		VERDE	
Tarifas A4 AZUL P		Tarifas A4 VERDE	
TUSD	0,08032	Tarifas A4 VERDE P	
TE	0,42328	TUSD	1,90127
TUSD+TE	0,50360	TE	0,42328
Tarifas A4 AZUL FP		TUSD+TE	2,32455
TUSD	0,08032	Tarifas A4 VERDE FP	
TE	0,25824	TUSD	0,08032
TUSD+TE	0,33856	TE	0,25824
DEMANDA A4 AZUL P		TUSD+TE	0,33856
DEMANDA TUSD	75,01000	DEMANDA A4 VERDE FP	
DEMANDA A4 AZUL FP		DEMANDA TUSD	38,63000
DEMANDA TUSD	38,63000	DEMANDA U. VERDE FP	
DEMANDA U. AZUL P		DEMANDA TUSD	77,26000
DEMANDA TUSD	150,02000		
DEMANDA U. AZUL FP			
DEMANDA TUSD	77,26000		

Fonte: Autoria própria (2022).

Para o cálculo do valor final cobrado pelas parcelas de consumo e demanda, é preciso aplicar os impostos que incidem na fatura, sendo considerados em todas as parcelas de consumo, demanda e bandeiras tarifárias, são eles o ICMS, PIS e COFINS, que variam em cada estado.

No período analisado, o Tocantins manteve a alíquota de ICMS em 25% nos meses de janeiro a junho de 2022, respeitando a Lei Estadual nº 1.257, de 28 de dezembro de 2001, que estabelece uma alíquota de 25% nas operações e prestações internas relativas à energia elétrica. A partir de julho de 2022, entrou em vigor a Medida Provisória Nº 19, amparada pela Lei Complementar nº 194, na qual limita a cobrança do ICMS para uma alíquota de 18%.

Houve leves variações entre os meses nas alíquotas do PIS e COFINS. Na Figura 11, é demonstrado onde são encontrados todos os valores das alíquotas contidas nas faturas dos respectivos meses analisados.

Figura 11 - Alíquotas na fatura de energia

CONTA REFERENTE A		APRESENTAÇÃO		DATA PREVISTA DA PRÓXIMA LEITURA		Nº DA CONTA / UC (UNIDADE CONSUMIDORA)					
Novembro/2019		26/11/2019		25/12/2019		8/907394-1					
DISCRIMINAÇÃO DO PRODUTO / DEMONSTRATIVO											
CCI	Descrição	Quantidade	Tarifa s/ Tributos	Tarifa c/ Tributos	Valor Total (R\$)	Base Calc ICMS(R\$)	Aliq. ICMS	ICMS (R\$)	Base Calc. PIS/COFINS (R\$)	PIS (R\$) (1,0384%)	COFINS(R\$) (4,7737%)
0601	Consumo em kWh - Ponta	4.447,000	2,369010	3,423910	15.226,19	15.226,19	25	3.806,55	15.226,19	157,81	726,85
0601	Consumo em kWh - Fora Ponta	23.310,000	0,280740	0,405740	9.458,09	9.458,09	25	2.364,52	9.458,09	98,02	451,50
0601	Adic. B. Amarela				143,15	143,15	25	35,79	143,15	1,48	6,83
0601	Adic. B. Vermelha				1.227,84	1.227,84	25	306,96	1.227,84	12,72	58,61
0601	Energia Reativa Exced em kWh - Ponta	1,000	0,242020	0,349790	0,34	0,34	25	0,08	0,34	0,00	0,03
0601	Energia Reativa Exced em kWh - Fponta	120,000	0,242020	0,349790	41,97	41,97	25	10,49	41,97	0,43	2,00
0602	Demanda de Potência Medida - Fora Ponta	149,520	28,550000	41,263240	6.169,68	6.169,68	25	1.542,42	6.169,68	63,94	294,52
0602	Demanda Potência Ativa - Ultrap - F Ponta	14,520	57,100000	82,526490	1.198,28	1.198,28	25	299,57	1.198,28	12,43	57,20
LANÇAMENTOS E SERVIÇOS											
0807	Contrib de Ilum Pub				195,73	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903	IMPOSTO RENDA (-) 11/2019				-666,83	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903	CONT. SOCIAL (-) 11/2019				-334,65	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903	COFINS (-) 11/2019				-1.003,96	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00
0903	PIS/PASEP (-) 11/2019				-217,52	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Energisa (2019).

Com a finalidade de facilitar a manipulação e tratamento dos dados, foi encontrado um valor fixo das alíquotas para aplicar aos meses dos períodos, que serão definidos de acordo com seu cenário pertencente. Este valor calculado corresponde à média das alíquotas aplicadas entre os meses de janeiro e outubro de 2022. A Tabela 8 aponta os valores dos impostos encontrados em cada mês e sua respectiva média para os cenários cuja base de cálculo é pertencente a REH/2022.

Tabela 8 - Carga Tributária

CARGA TRIBUTÁRIA (2022)			
MÊS	ICMS (R\$)	PIS (R\$)	COFINS (R\$)
JANEIRO	25%	0,6671%	3,0729%
FEVEREIRO	25%	0,6671%	3,0729%
MARÇO	25%	0,6671%	3,0729%
ABRIL	25%	0,6671%	3,0729%
MAIO	25%	0,6671%	3,0729%
JUNHO	25%	0,9808%	4,5178%
JULHO	18%	0,9938%	4,5775%
AGOSTO	18%	0,6671%	3,0729%
SETEMBRO	18%	0,6671%	3,0729%
OUTUBRO	18%	0,9812%	4,5193%
MÉDIA	-	0,7626%	3,5125%

Fonte: Autoria própria (2022).

Para atingir o valor final da tarifa conforme o cenário desejado, será utilizada a alíquota do ICMS de 25%, visto que a Medida Provisória N° 19, responsável pela redução da alíquota para 18%, possui validade até 31 de dezembro de 2022.

Será aplicado o valor médio das alíquotas nas parcelas de TE e TUSD para o consumo e demanda aos valores publicados pela ANEEL nas resoluções homologatórias para Energisa Tocantins. A Tabela 9 apresenta os custos finais utilizando as tarifas publicadas na Tabela 1 da REH 2022 e o valor médio das alíquotas definidas entre janeiro/2022 a outubro/2022.

Tabela 9 - Parcelas de tarifas com impostos

TARIFAS COM IMPOSTOS (REH/2022)			
AZUL			VERDE
Tarifas A4 AZUL P			Tarifas A4 VERDE
TUSD	0,11357		Tarifas A4 VERDE P
TE	0,59849	TUSD	2,68826
TUSD+TE	0,71205	TE	0,59849
Tarifas A4 AZUL FP		TUSD+TE	3,28675
TUSD	0,11357	Tarifas A4 VERDE FP	
TE	0,36513	TUSD	0,11357
TUSD+TE	0,47870	TE	0,36513
DEMANDA A4 AZUL P		TUSD+TE	0,47870
DEMANDA TUSD	106,05874	DEMANDA A4 VERDE FP	
DEMANDA A4 AZUL FP		DEMANDA TUSD	54,62004
DEMANDA TUSD	54,62004	DEMANDA U. VERDE FP	
DEMANDA U. AZUL P		DEMANDA TUSD	109,24008
DEMANDA TUSD	212,11748		
DEMANDA U. AZUL FP			
DEMANDA TUSD	109,24008		

Fonte: Autoria própria (2022).

A melhor modalidade tarifária para consumidores do subgrupo A4 e o valor de demanda contratada ideal serão definidos a partir da utilização do SiNayla (VILARINHO; SOUZA, 2021), um programa baseado em planilhas eletrônicas combinadas com linguagem de programação que possibilita auxiliar nos cálculos do enquadramento otimizado de acordo com o perfil do consumidor, considerando demandas não consumidas e de ultrapassagem conforme a demanda contratada e a ideal sugerida.

O programa tem como dados de entrada os valores de consumo, os valores de demanda medida e demanda contratada nos horários de ponta e fora de ponta, além dos valores das parcelas das tarifas com impostos. Como todos os *campi* selecionados para estudo são pertencentes a modalidade horo-sazonal verde, não possuem valor contratado de demanda na ponta em suas faturas de energia. Portanto, os valores de entrada para demanda contratada na ponta, aplicados à modalidade horo-sazonal azul, serão dados através de um fator multiplicativo de 0,9 com relação à demanda contratada fora de ponta.

4 RESULTADOS

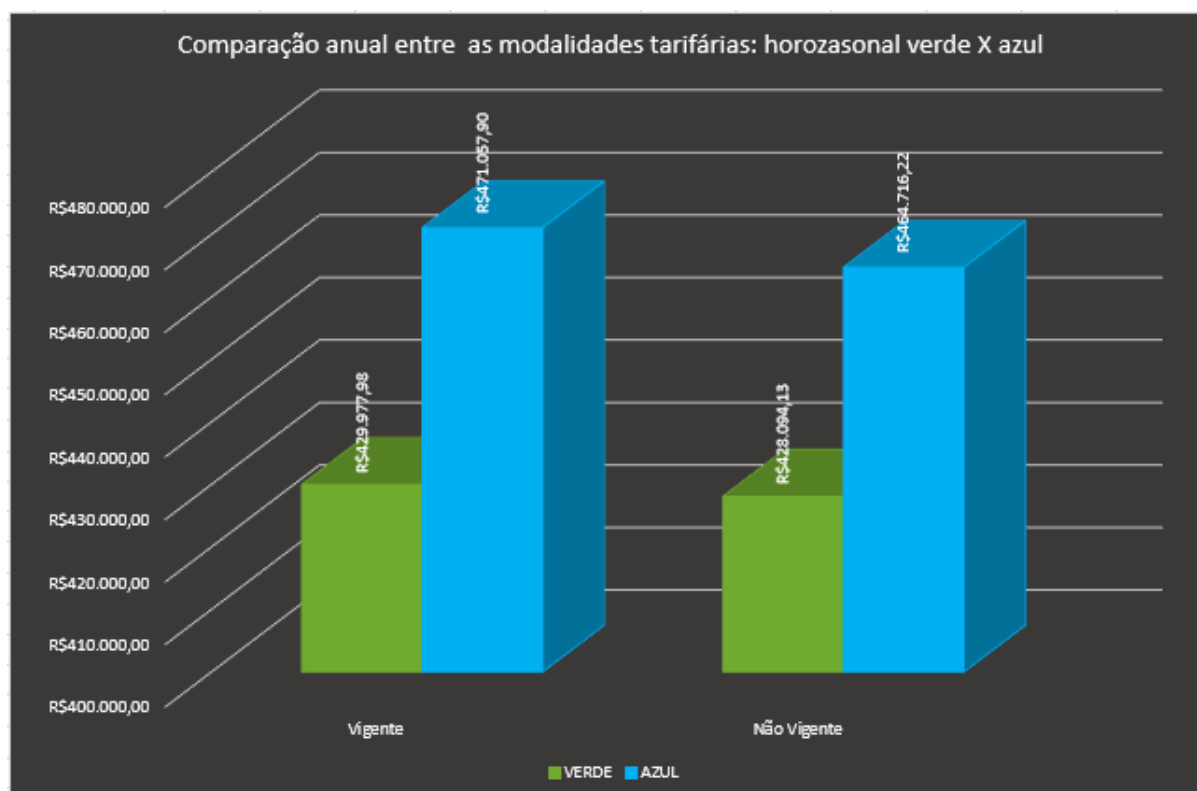
A seguir serão apresentados os resultados obtidos através do programa SiNayla para os *campi* propostos, em que será possível observar a melhor modalidade tarifária que se enquadra e se há necessidade de readequação da demanda contratada.

4.1 *Campus* Porto Nacional

O *Campus* Porto Nacional está enquadrado na modalidade tarifária horosazonal verde, e possui demanda contratada de 135 KW.

A Figura 12 mostra a comparação entre as modalidades tarifárias, e demanda contratada, atuais e sugeridas.

Figura 12 - Gráfico da comparação entre as modalidades tarifárias do ano de 2019 do Campus Porto Nacional

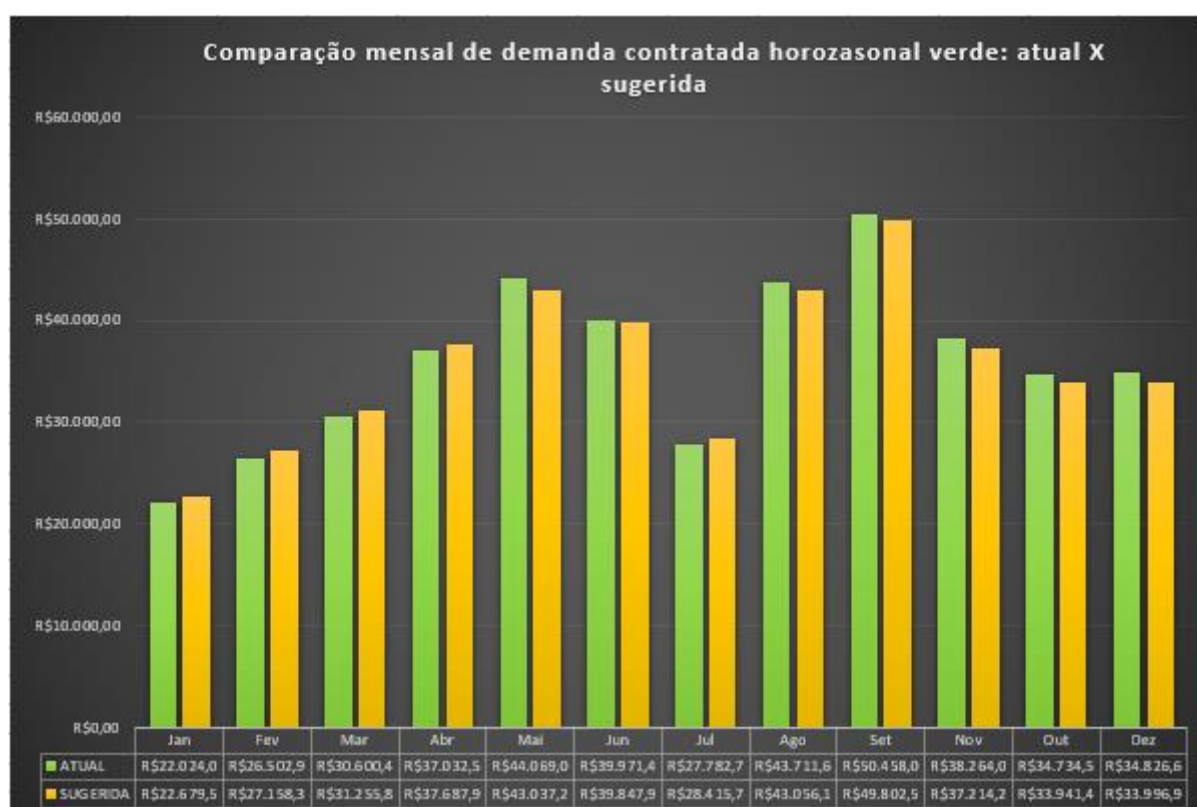


Fonte: Autoria própria (2022).

Segundo o gráfico da Figura 12, a modalidade tarifária horo-sazonal verde é a mais vantajosa para o *Campus* Porto Nacional. Como essa é a modalidade tarifária atual, não há necessidade de readequação.

De acordo com os dados inseridos e analisados, o programa sugeriu uma readequação na demanda contratada aumentando de 135 kW para 150 kW. Um dos motivos que ocasionou essa sugestão de mudança foi a incidência do gasto com parcelas de ultrapassagem na demanda contratada durante o ano. A Figura 13 traz a diferença mensal em reais (R\$) das faturas, com a demanda atual e com a adequação sugerida.

Figura 13 - Gráfico da comparação mensal entre as demandas atual x sugerida pré-pandemia do Campus Porto Nacional



Fonte: Autoria própria (2022).

Pode-se verificar que a diferença no âmbito econômico não foi significativa. Entretanto, será utilizada como referência a demanda contratada sugerida pelo programa para posteriores análises, visto que é considerada o valor ótimo para o *campus*. A Tabela 10 apresenta a economia anual, em caso de alteração no valor contratado.

Tabela 10 - Economia anual decorrente da alteração de demanda contratada pré-pandemia - Porto Nacional

DEMANDA CONTRATADA		VALOR TOTAL ANUAL
ATUAL	R\$	429.977,98
SUGERIDA	R\$	428.094,13
ECONOMIA		R\$ 1.883,85

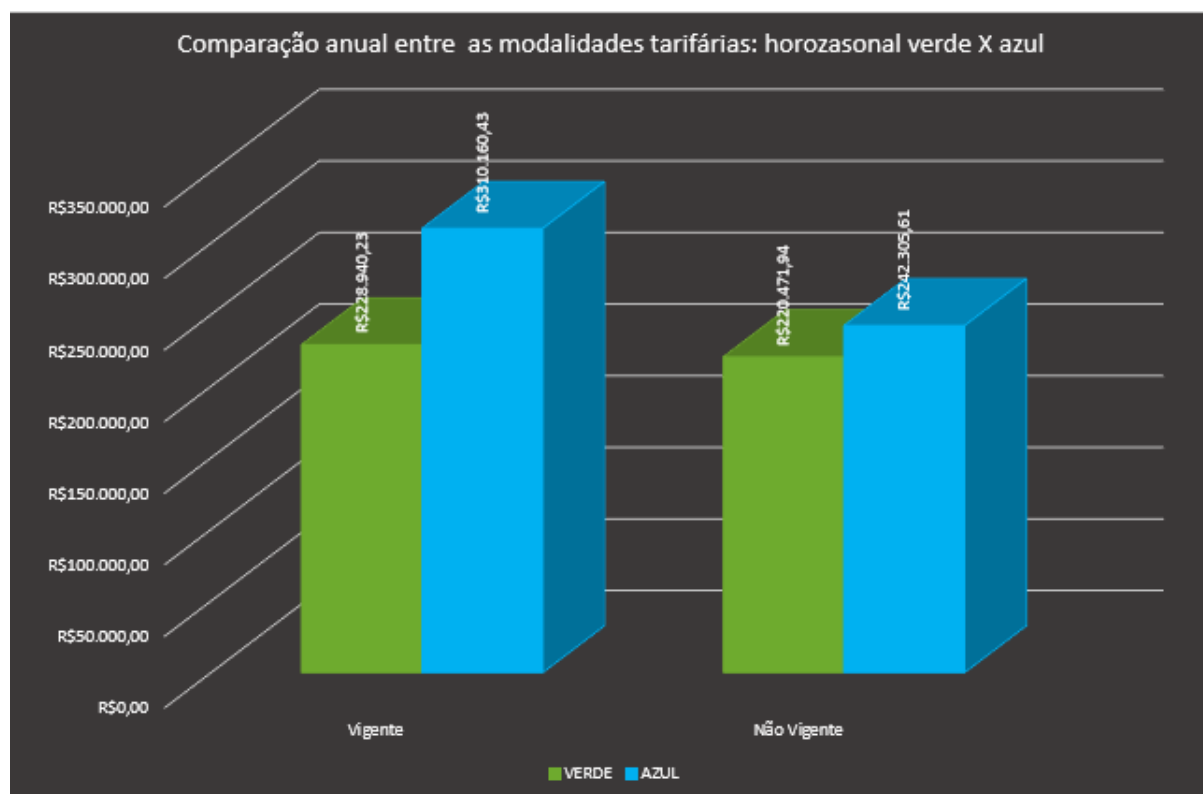
Fonte: Autoria própria (2022).

4.2 Campus Dianópolis

O Campus Dianópolis está enquadrado na modalidade tarifária horosazonal verde, e possui demanda contratada de 116 kW.

A Figura 14 mostra a comparação entre as modalidades tarifárias, e demanda contratada, atuais e sugeridas.

Figura 14 - Gráfico da comparação entre as modalidades tarifárias do ano de 2019 do Campus Dianópolis



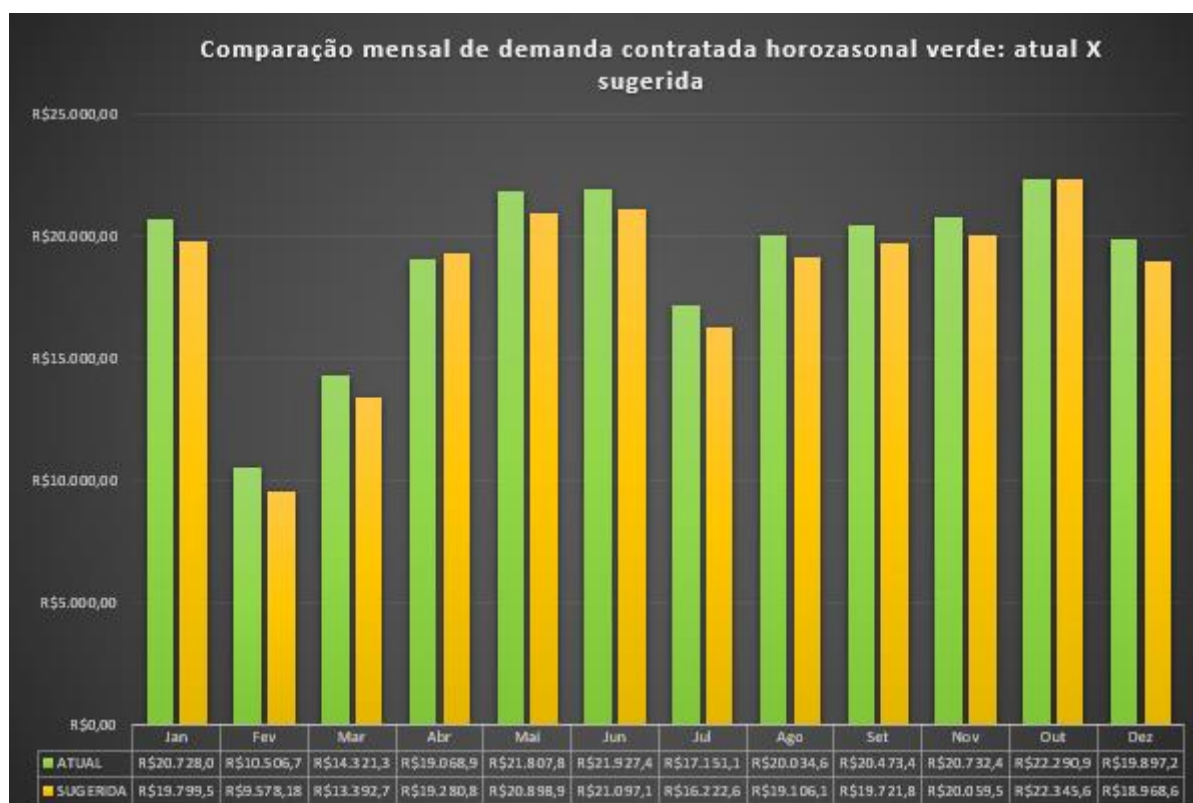
Fonte: Autoria própria (2022).

Segundo o gráfico da Figura 14, a modalidade tarifária horo-sazonal verde é a opção mais rentável para o *Campus Dianópolis*. Sendo assim, a readequação não será necessária, uma vez que essa é a modalidade tarifária atual.

Em relação à demanda sugerida pelo programa, foi constatado que poderia haver uma readequação, em que a demanda contratada passaria de 116 kW para 100 kW, ou seja, através dos dados inseridos e analisados, foi possível verificar que o campus necessita de uma demanda inferior no que se refere à atual.

A Figura 15 apresenta a diferença mensal em reais (R\$) das faturas, com a demanda atual e a adequação sugerida.

Figura 15 - Gráfico da comparação mensal entre as demandas atual x sugerida pré-pandemia do Campus Dianópolis



Fonte: Autoria própria (2022).

Pode-se verificar que a diferença no âmbito econômico não foi significativa, levando em consideração o valor gasto anualmente nas faturas de energia elétrica. Contudo, a demanda contratada sugerida pelo programa é considerada o valor ótimo para o campus e, portanto, será utilizada como referência para análises posteriores. A Tabela 11 apresenta a economia anual, em caso de alteração no valor contratado.

Tabela 11 - Economia anual decorrente da alteração de demanda contratada pré-pandemia - Campus Dianópolis

DEMANDA CONTRATADA		VALOR TOTAL ANUAL
ATUAL	R\$	228.940,23
SUGERIDA	R\$	220.471,94
ECONOMIA		R\$ 8.468,29

Fonte: Autoria própria (2022).

5 ANÁLISE PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO NOS CAMPI PROPOSTOS

De acordo com os resultados coletados através do programa SiNayla em relação à análise tarifária, constatou-se que não houve uma diferença relevante entre a demanda existente e a demanda sugerida pelo programa. Consequentemente, o resultado obtido através dessa análise não geraria uma economia significativa para os *campi* do IFTO. Dessa forma, pensando em obter resultados mais expressivos tanto no âmbito técnico quanto no econômico, a partir de agora, será feita uma análise da viabilidade para implantação de um sistema fotovoltaico no *Campus* Porto Nacional e no *Campus* Dianópolis, de modo a averiguar a economia obtida por meio da utilização da geração distribuída.

5.1 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

5.1.1 *Campus* Porto Nacional

O *Campus* Porto Nacional está localizado na Av. Tocantínia, 566 - Jardim América, Porto Nacional - TO. Seus valores aproximados de latitude e longitude são respectivamente -10,49° e -48,40°. Na Figura 16, tem-se a visão aérea do local.

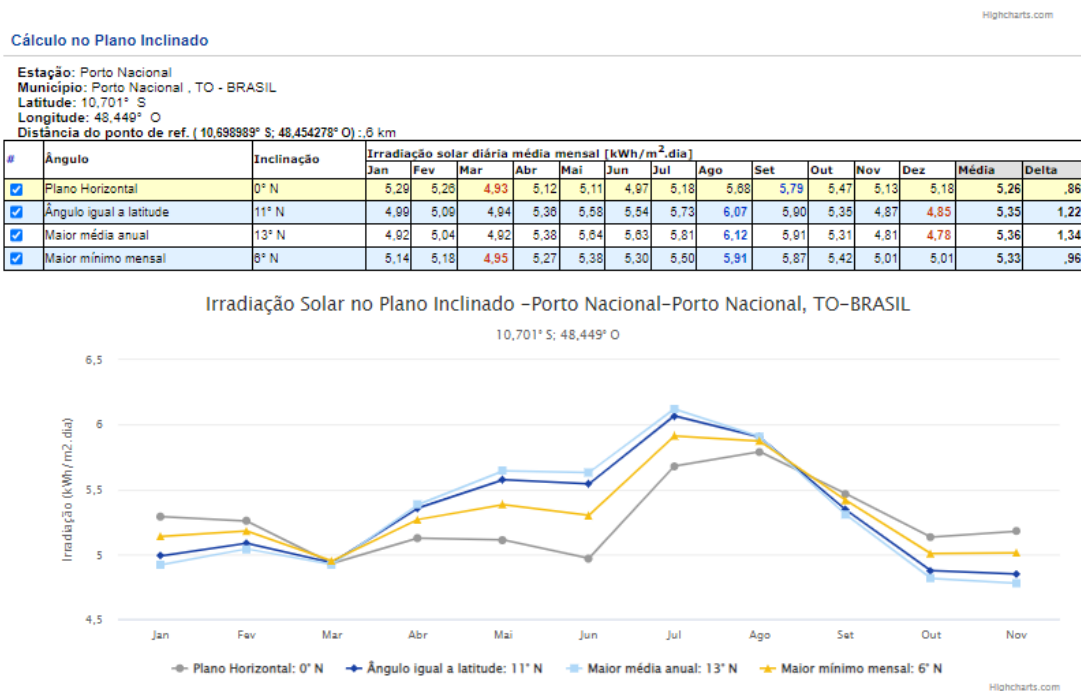
Figura 16 - Localização do IFTO Campus Porto Nacional



Fonte: Google Earth (2022).

Para encontrar os dados de irradiação solar, o Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica (CRESESB) disponibiliza o programa SunData, uma ferramenta de apoio destinada ao cálculo de irradiação solar com base nas coordenadas geográficas, tendo como banco de dados o *Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição*.

Na Figura 17, é possível observar a tabela de irradiação solar, onde o valor utilizado nos cálculos posteriores para dimensionamento do sistema fotovoltaico será a média mensal de irradiação no plano horizontal, o qual corresponde ao valor de 5,26 kWh/m².dia.

Figura 17 - Irradiação Solar no Plano Inclinado em Porto Nacional, TO

Fonte: Cresesb (2022).

Com o valor de irradiação encontrado conforme a Figura 17, pode ser calculada a potência instalada do sistema fotovoltaico com a Equação 1 (TIEPOLO et al., 2013).

$$Pot. Sist. (painel) = \frac{Energia Elet. x G_{stc}}{Irradiação \times TD} \quad (1)$$

Sendo:

- TD: Taxa de desempenho;
- G_{stc}: Irradiância nas condições padrão de ensaio.

Para calcular o valor da energia elétrica média diária anual, foram utilizadas informações contidas nas faturas de energia fornecidas pela concessionária local de cada *campus* apresentado, referente ao ano de 2019 (pré-pandemia). Para isso, primeiramente obteve-se a média mensal, de acordo a Tabela 12:

Tabela 12 - Média do consumo mensal do Campus Porto Nacional

Consumo Mensal <i>Campus</i> Porto Nacional		
Mês	Ponta (kWh)	Fora ponta (kWh)
jan./2019	2190	15568
fev./2019	3016	19253
mar./2019	4250	19340
abr./2019	5521	24050
mai./2019	6495	27957
jun./2019	5803	26626
jul./2019	3399	19250
ago./2019	6187	27816
set./2019	7479	32194
out./2019	5234	24207
nov./2019	4447	23310
dez./2019	4376	23837
MÉDIA (kWh)	4840,5	23680

Fonte: Autoria própria (2022).

Para calcular o valor da energia elétrica média diária anual, deve-se utilizar a Equação 2.

$$Energia\ Elet. = \frac{Média\ mensal \times 12}{365} \quad (2)$$

Sendo a média mensal igual a 23.680 kWh, conforme Tabela 12. Logo, o valor correspondente à média de consumo diário no horário fora de ponta é de 778,520 kWh/dia.

Considerando:

- Taxa de desempenho (TD) = 80%;
- Irradiância nas condições padrão de ensaio (G_{stc}) = 1 kW/m²;
- Irradiação diária média = 5,26 kWh/m²;
- Energia Elet. = 778,520 kWh/dia.

Foi encontrado:

$$Pot.Sist.(Painel) = \frac{778,520k \times 1k}{5,26k \times 0,8}$$

$$Pot.Sist.(Painel) \approx 185 kWp$$

Através do cálculo realizado, foi possível encontrar a potência que o sistema fotovoltaico deve gerar a partir dos painéis solares para suprir o consumo de energia elétrica do *campus* de Porto Nacional. De acordo com a análise tarifária realizada pelo programa SiNayla, haverá uma readequação na demanda contratada deste *campus*, a qual passará a ser de 150 kW. Logo, esse será o valor máximo de potência do inversor a ser instalada, pois segundo a Resolução Normativa Nº 517, de 11 de dezembro de 2012, a potência instalada do sistema não pode ser superior à demanda contratada. Dessa forma, o valor da potência do sistema será:

$$Pot.Sist.(Inversor) = 150 kWp$$

5.1.1.1 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

O módulo fotovoltaico, conhecido também como placa solar, é a unidade básica para o sistema de geração de energia elétrica. É através dele que ocorre a captura da luz solar para a transformação em energia sustentável. O módulo fotovoltaico é uma estrutura de alumínio composta por células fotovoltaicas individuais, dispostas em paralelo e em série.

Para dimensionar o gerador fotovoltaico primeiramente verificou-se os modelos comercializados atualmente. Os critérios estabelecidos na escolha do módulo foram potência, eficiência e preço, em que o maior custo-benefício foi obtido pelo modelo fabricado pela Canadian Solar. Certificados e garantia também são fatores decisivos na escolha. Os painéis fotovoltaicos da Canadian possuem o selo do INMETRO, além de certificados para as principais normas europeias e americanas. A garantia apresentada pelo fabricante é de 12 anos para defeitos de fabricação e 25 anos de produção mínima de energia.

Para obter uma única base de padronização e comparação, os módulos fotovoltaicos são testados em condições de teste padrão (Standard Test Conditions - STC), que são: irradiância solar de 1000 W/m², massa de ar de AM 1.5, temperatura

ambiente de 25 °C. A Tabela 13 apresenta as características elétricas do módulo escolhido. As informações mais detalhadas podem ser consultadas no Anexo A.

Tabela 13 - Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Marca	Canadian Solar
Modelo	CS3L-375MS
Máxima Potência (P _{max})	375 W
Tensão de Máxima Potência (V _{mp})	34,3 V
Corrente de Máxima Potência (I _{mp})	10.94 A
Tensão de Circuito Aberto (V _{oc})	41.0 V
Corrente de Curto Circuito (I _{sc})	11.61 A
Eficiência do Pannel	20.3%
Temperatura de Operação	-40°C ~ +85°C
Tensão Máxima do Sistema	1500V (IEC/UL) ou 1000V (IEC/UL)
Classificação máxima do fusível	20 A
Classificação de Aplicação	Classe A
Tolerância de Energia	0 ~ + 10 W
Dimensões	1,765 X 1,048 X 0,40 m

Fonte: Autoria própria (2022).

Para dimensionar a quantidade de módulos a serem utilizados considera-se a energia que se deseja gerar obedecendo o valor máximo que o inversor (demanda contratada) pode suportar e a potência de cada painel (Tabela 13). Lembrando que o inversor pode suportar uma potência de módulos fotovoltaicos superior à sua própria potência, conforme especificado em seu *datasheet*, pode-se instalar o valor de 185kW de módulos, conforme calculado. Conclui-se o número de painéis a serem usados, a partir da Equação 3:

$$N^{\circ}_{\text{painéis}} = \frac{P_{\text{sist.}}}{P_{\text{painel}}} \quad (3)$$

Considerando:

- Potência do sistema ($P_{sist.}$): 185 kWp;
- Potência do painel (P_{painel}): 375 Wp.

Dessa forma utilizando a Equação 3, obtém-se:

$$N^{\circ}_{painéis} = \frac{185 \text{ kWp}}{375 \text{ Wp}}$$

$$N^{\circ}_{painéis} = 494 \text{ painéis}$$

5.1.1.2 Cálculo da área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos

A área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos pode ser calculada pela Equação 4, através da multiplicação da quantidade total de painéis fotovoltaicos pela área de cada componente:

$$\text{Área total} = N^{\circ}_{painéis} \times \text{Área módulo} \quad (4)$$

$$\text{Área total} = 494 \times (1,765 \times 1,048) [m^2]$$

$$\text{Área total} = 914 \text{ m}^2$$

Logo, será necessária uma área mínima de 914 m² para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

5.1.1.3 Dimensionamento dos inversores

O inversor é um dispositivo eletrônico responsável por converter a energia solar em corrente contínua (CC), vinda dos painéis fotovoltaicos, para corrente alternada (CA), de acordo com a rede de distribuição pública. O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico, quando esse valor é baixo, o inversor pode apresentar cortes de potência e, conseqüentemente, reduzir a energia gerada e os indicadores de desempenho (SCARABELLOT; RAMBO; RAMPINELLI, 2018).

Conforme Mendon et al. (2016), a análise do FDI tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema. A análise do FDI é uma importante avaliação e é particular para cada localidade, em virtude da dependência da geração solar fotovoltaica em relação ao clima local (radiação e temperatura).

Para esse sistema, foi selecionado o inversor solar Huawei SUN2000-33KTL-A (anexo B), ideal para sistemas fotovoltaicos trifásicos médios. Esse inversor apresenta um rendimento máximo de 98,6% e potência nominal de 30 kW. O inversor escolhido possui um sistema chamado Maximum Power Point Tracking (MPPT), um algoritmo que visa maximizar a extração de energia e aplicar a resistência ideal para atingir a potência máxima a partir das condições ambientais, em uma faixa de tensão operacional entre 200 V e 1000 V. A Tabela 14 indica a ficha técnica com as principais informações do equipamento.

Tabela 14 - Principais informações do inversor Huawei SUN2000-33KTL-A

Tensão máxima de entrada	1100 V
Corrente máxima de entrada por MPPT	22 A
Corrente máxima de curto-circuito por MPPT	30 A
Tensão inicial	250 V
Faixa de tensão operacional do MPPT	200 V ~ 1000 V
Tensão nominal de entrada	620 V
Número de entradas	8
Número de rastreadores de MPP	4
Potência nominal ativa	30000 W
Potência aparente máxima	33000 VA
Potência máxima ativa	30000 W
Tensão nominal de saída	230 V / 400 V, 3W + N + PE
Frequência nominal da rede	50 Hz / 60 Hz
Corrente nominal de saída	43,3 A

Corrente máxima de saída	48 A
Fator de potência	0,8 capacitiva... 0,8 indutiva
Total máximo de distorção harmônica (potência nominal)	< 3%

Fonte: Autoria própria (2022).

Para que a quantidade de inversores esteja bem dimensionada para o sistema de geração fotovoltaica, o fabricante recomenda que o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) se encontre em uma faixa entre 0,75 e 0,85. Dessa forma, para que o sistema trabalhe em um regime ideal, será necessário a instalação de 5 inversores de 30 kW, totalizando uma potência de 150 kW.

Obtém-se, portanto:

$$FDI = \frac{Pot. inversor}{Pot. módulos}$$

$$FDI = \frac{150 \text{ kW}}{185 \text{ kW}}$$

$$FDI = 0,81$$

Dessa forma, o FDI sendo 0,81 indica que a capacidade do inversor equivale a 81% da potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico.

5.1.2 Campus Dianópolis

O Campus Dianópolis está localizado na TO-040, Km 349, Loteamento Rio Palmeira, Dianópolis-TO. Seus valores aproximados de latitude e longitude são respectivamente -11.63° e -46.77°. Na Figura 18, tem-se a visão aérea do local.

Figura 18 - Localização do IFTO Campus Dianópolis

Fonte: Google Earth (2022).

Na Figura 19 é possível observar a tabela de irradiação solar, em que o valor que será utilizado nos cálculos posteriores para dimensionamento do sistema fotovoltaico será o da média mensal de irradiação no plano horizontal, o qual corresponde ao valor de 5,49 kWh/m².dia.

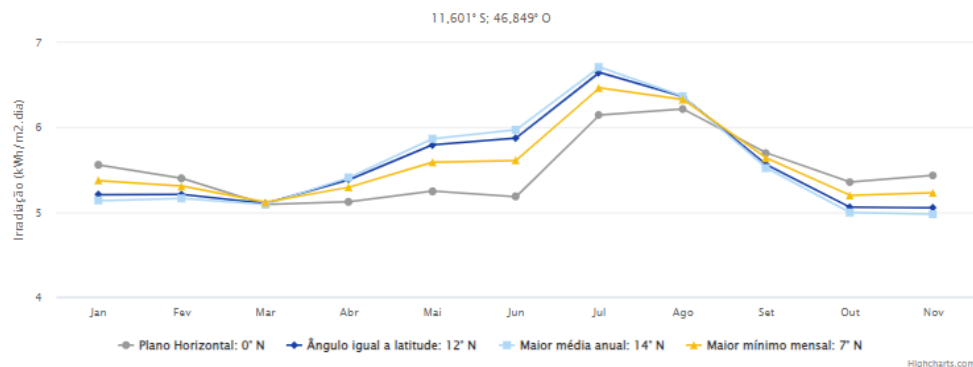
Figura 19 - Irradiação Solar no Plano Inclinado em Dianópolis, TO

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Dianópolis
Município: Dianópolis, TO - BRASIL
Latitude: 11,601° S
Longitude: 46,849° O
Distância do ponto de ref. (11,616217° S; 46,837674° O): 2,1 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		
✓	Plano Horizontal	0° N	5,56	5,40	5,09	5,12	5,25	5,18	5,49	6,15	6,22	5,70	5,35	5,43	5,49	1,12
✓	Ângulo igual a latitude	12° N	5,21	5,21	5,10	5,38	5,79	5,88	6,17	6,65	6,38	5,58	5,08	5,05	5,62	1,60
✓	Maior média anual	14° N	5,13	5,18	5,09	5,41	5,87	5,97	6,27	6,71	6,37	5,52	5,00	4,98	5,62	1,73
✓	Maior mínimo mensal	7° N	5,37	5,31	5,12	5,29	5,59	5,61	5,91	6,47	6,33	5,84	5,20	5,23	5,59	1,35

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Dianópolis-Dianópolis, TO-BRASIL



Fonte: Cresesb (2022).

Com o valor de irradiação encontrado conforme a Figura 19, pode ser calculada a potência instalada do sistema fotovoltaico com a equação (1), que está descrita em (TIEPOLO et al., 2013).

$$Pot.Sist.(painel) = \frac{Energia\ Elet.x\ Gsc}{Irradiação \times TD} \quad (1).$$

Para calcular o valor da energia elétrica média diária anual, foram utilizadas informações contidas nas faturas de energia fornecidas pela concessionária local de cada *campus* estudado, referente ao ano de 2019 (pré-pandemia). Para isso, primeiramente obteve-se a média mensal, de acordo a Tabela 15:

Tabela 15 - Média do consumo mensal Campus Dianópolis

Consumo Mensal Dianópolis		
Mês	Ponta (kWh)	Fora Ponta (kWh)
jan./2019	1865	17260
fev./2019	539	5012
mar./2019	1004	9788
abr./2019	1640	15339
mai./2019	1927	19090
jun./2019	2093	18200
jul./2019	1530	12088
ago./2019	1839	15990
set./2019	1917	16371
out./2019	1841	17434
nov./2019	1970	19804
dez./2019	1698	16671
MÉDIA (kWh)	1840	16521

Fonte: Autoria própria (2022).

Para calcular o valor da energia elétrica média diária anual deve-se usar a Equação 2.

$$Energia\ Elet. = \frac{Média\ mensal \times 12}{365} \quad (2)$$

Sendo:

- TD: Taxa de desempenho;
- G_{stc}: Irradiância nas condições padrão de ensaio.

A partir dos dados obtidos, o consumo médio mensal no horário de ponta equivale a 16.521 kWh, conforme Tabela 15. O valor correspondente à média diária é de 543,156 kWh/dia.

Considerando:

- Taxa de desempenho (TD) = 80%;
- Irradiância nas condições padrão de ensaio (G_{stc}) = 1 kW/m²;
- Irradiação diária média = 5,49 kWh/m²;
- Energia Elet. = 778,520 kWh/dia.

Foi encontrado:

$$Pot. Sist. (Painel) = \frac{543,156 \text{ k} \times 1 \text{ k}}{5,49 \text{ k} \times 0,8}$$

$$Pot. Sist. (Painel) \approx 123,67 \text{ kWp}$$

Através do cálculo realizado, foi possível encontrar a potência que o sistema fotovoltaico deve gerar a partir dos painéis solares para suprir o consumo de energia elétrica do *campus* Dianópolis. De acordo com a análise tarifária realizada pelo programa SiNayla, haverá uma readequação na demanda contratada deste *campus*, a qual passará a ser de 100 kW. Portanto, esse será o valor máximo de potência a ser instalada, pois a potência do inversor fica limitada à demanda contratada. (ANEEL, 2012). Dessa forma, o valor da potência do sistema será:

$$Pot. Sist. (Inversor) = 100 \text{ kWp}$$

5.1.2.1 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

Os critérios estabelecidos na escolha do módulo fotovoltaico para o *Campus Dianópolis* foram os mesmos escolhidos anteriormente para o *Campus Porto Nacional*, os quais foram potência, eficiência e preço. Sendo assim, será mantido o modelo CS3L-375MS, fabricado pela Canadian Solar (Anexo A).

Para dimensionar a quantidade de módulos a serem utilizados, considera-se a energia que se deseja gerar obedecendo o valor calculado e a potência de cada painel (Tabela 13). Conclui-se o número de painéis a serem usados, a partir da Equação 3:

$$N^{\circ}_{\text{painéis}} = \frac{P_{\text{sist.}}}{P_{\text{painel}}} \quad (3)$$

Considerando:

- Potência do sistema ($P_{\text{sist.}}$): 123,67 kWp;
- Potência do painel (P_{painel}): 375 Wp.

Dessa forma utilizando a Equação 3, obtém-se:

$$N^{\circ}_{\text{painéis}} = \frac{123,67 \text{ kWp}}{375 \text{ Wp}}$$

$$N^{\circ}_{\text{painéis}} = 330 \text{ painéis}$$

5.1.2.2 Cálculo da área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos

A área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos pode ser calculada pela Equação 4, multiplicando-se a quantidade total de painéis fotovoltaicos pela área de cada componente:

$$\text{Área total} = N^{\circ}_{\text{painéis}} \times \text{Área módulo} \quad (4)$$

$$\text{Área total} = 330 \times (1,765 \times 1,048) [m^2]$$

$$\text{Área total} = 610 m^2$$

Sendo assim, será necessária uma área mínima de 610 m² para a instalação dos painéis fotovoltaicos.

5.1.2.3 Dimensionamento dos inversores

Seguindo os mesmos critérios de escolha do inversor definidos para o Campus Porto Nacional, o inversor solar que abastecerá o sistema de geração fotovoltaica do *Campus* Dianópolis será também o modelo Huawei SUN2000-33KTL-A (Anexo B).

Para que a quantidade de inversores esteja bem dimensionada para o sistema de geração fotovoltaica, o fabricante recomenda que o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) se encontre em uma faixa entre 0,75 e 0,85. Dessa forma, para que o sistema trabalhe em um regime ideal, será necessário a instalação de 3 inversores de 30 kW, totalizando uma potência de 90 kW. Obtém-se, portanto:

$$FDI = \frac{Pot. inversor}{Pot. módulos}$$

$$FDI = \frac{90 \text{ kW}}{123,67 \text{ kW}}$$

$$FDI = 0,73$$

Dessa forma, o FDI sendo 0,73 indica que a capacidade do inversor equivale a 73% da potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico.

5.2 Geração Fotovoltaica Esperada

A energia gerada por cada módulo fotovoltaico está diretamente ligada à área e eficiência do equipamento, e à irradiação média diária do local, conforme Equação 5 (MESSENGER; VENTRE, 2010).

$$E_M = A \times \eta \times I_0 \quad (5)$$

Sendo:

- A: área de cada módulo = (1,765 x 1,048) [m²]
- η : eficiência do módulo = 20,3%
- I_0 : irradiação solar diária (kWh/m².dia).

A geração mensal estimada de energia do sistema fotovoltaico é calculada a partir da multiplicação de E_M pela quantidade de dias do mês e pela quantidade de painéis fotovoltaicos. No entanto, para o cálculo de E_M , será utilizado o valor de irradiação referente a cada mês do ano (Figuras 17 e 19).

Primeiramente, a energia injetada deve ser consumida no mesmo posto horário em que foi gerada. Se porventura houver energia excedente após essa primeira compensação, os créditos podem ser usados para abater o consumo em outro posto horário. Entretanto, deve-se aplicar um fator de ajuste tarifário, que é definido através da divisão da tarifa de energia (TE) fora de ponta pela tarifa de energia (TE) de ponta, visto que a energia será gerada no horário fora de ponta (CEMIG, 2021).

De acordo com a REH 2022, o valor da Tarifa de Energia do Grupo A4 Verde no horário fora de ponta e na ponta é, respectivamente, R\$ 0,2582/kWh e R\$ 0,4232/kWh. Logo, pode-se determinar o fator de ajuste:

$$\begin{aligned} \text{Fator de ajuste} &= \frac{\text{TE Fora de Ponta}}{\text{TE Ponta}} \\ \text{Fator de ajuste} &= \frac{0,2582}{0,4232} \\ \text{Fator de ajuste} &= 0,61 \end{aligned}$$

Entende-se, portanto, que para abater o consumo de energia no horário de ponta, é necessário dividir o valor do consumo pelo fator de ajuste. Nas Tabelas 16 e 17, apresenta-se uma estimativa do total de energia gerada em cada mês no Campus Porto Nacional e Campus Dianópolis, respectivamente. Além disso, calcula-se a energia necessária para compensar o consumo fora de ponta e o consumo na ponta, se houver um excedente de energia injetada na rede no horário fora de ponta.

Tabela 16 - Geração mensal esperada e abatimento do consumo de energia no IFTO - Campus Porto Nacional

Mês	Total de Energia Gerada (kWh)	Energia Necessária para compensar o Consumo Fora de Ponta (kWh)	Saldo após a primeira compensação (kWh)	Energia Necessária para compensar o Consumo na Ponta (kWh)	Saldo após a segunda compensação (kWh)
Janeiro	29438	15568	13870	3590	10280

Fevereiro	29271	19253	10018	4944	5074
Março	27435	19340	8095	6967	1127
Abril	28492	24050	4442	9051	-4609
Maio	28436	27957	479	10648	-10168
Junho	27657	26626	1031	9513	-8482
Julho	28826	19250	9576	5572	4004
Agosto	31608	27816	3792	10143	-6351
Setembro	32220	32194	26	12261	-12234
Outubro	30440	24207	6233	8580	-2348
Novembro	28547	23310	5237	7290	-2053
Dezembro	28826	23837	4989	7174	-2185

Fonte: Autoria própria, 2022.

Tabela 17 - Geração mensal esperada e abatimento do consumo de energia no IFTO - Campus Dianópolis

Mês	Total de Energia Gerada (kWh)	Energia Necessária para compensar o Consumo Fora de Ponta (kWh)	Saldo após a primeira compensação (kWh)	Energia Necessária para compensar o Consumo na Ponta (kWh)	Saldo após a segunda compensação (kWh)
Janeiro	20669	17260	3409	3590	-182
Fevereiro	20074	5012	15062	4944	10118
Março	18921	9788	9133	6967	2166
Abril	19033	15339	3694	9051	-5357
Maio	19516	19090	426	10648	-10221
Junho	19256	18200	1056	9513	-8457
Julho	20408	12088	8320	5572	2748
Agosto	22862	15990	6872	10143	-3271
Setembro	23122	16371	6751	12261	-5510
Outubro	21189	17434	3755	8580	-4825
Novembro	19888	19804	84	7290	-7206
Dezembro	20185	16671	3514	7174	-3659

Fonte: Autoria própria, 2022.

Analisando as Tabelas 16 e 17, observa-se que a geração total de energia no *Campus* Porto Nacional e no *Campus* Dianópolis representa 100% do consumo fora

de ponta. Percebe-se que em alguns meses do ano a energia gerada abate 100% do consumo no horário fora de ponta e no horário de ponta.

5.3 Viabilidade Econômica

Nesta seção serão previstas e analisadas as perspectivas de desempenho econômico do projeto de minigeração fotovoltaica de potência para os *Campi* de Porto Nacional e Dianópolis. Para a análise de viabilidade econômica deste projeto, serão utilizados métodos tradicionais de análise financeira: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback Descontado, com parâmetro de aceitação ou rejeição de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) igual a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC) atual.

Para determinar a viabilidade econômica do projeto é calculado o tempo de retorno do investimento, em que são comparados os valores investidos e a economia gerada ao longo do tempo. Como resultado, verifica-se se o projeto apresenta lucro ao investidor e em quanto tempo esse lucro é obtido.

5.3.1 Estimativa de Custo para o Projeto

No projeto proposto, são considerados os custos do inversor e dos módulos em comparação com a economia na fatura de energia elétrica junto à distribuidora, como também é estimado um custo de instalação do sistema. Nas Tabelas 18 e 19, são apresentados os valores em relação ao *Campus* Porto Nacional e *Campus* Dianópolis, respectivamente.

Tabela 18 - Estimativa de custos do projeto Campus Porto Nacional

Descrição	Quantidade	Valor Unitário	Valor Total
Inversor Huawei SUN2000-33KTL-A	5	R\$17.102,12	R\$85.510,60
Módulo fotovoltaico Canadian Solar CS3L- 375MS	494	R\$1.865,95	R\$921.779,30
Custo estimado de	-	-	R\$80.000,00

instalação			
TOTAL	-	-	R\$1.087.289,90

Fonte: Autoria própria, 2022.

Tabela 19 - Estimativa de custos do projeto Campus Dianópolis

Descrição	Quantidade	Valor Unitário	Valor Total
Inversor Huawei SUN2000-33KTL-A	3	R\$17.102,12	R\$51.306,36
Módulo fotovoltaico Canadian Solar CS3L- 375MS	330	R\$1.865,95	R\$615.763,50
Custo estimado de instalação	-	-	R\$50.000,00
TOTAL	-	-	R\$717.069,86

Fonte: Autoria própria, 2022.

Com o custo total encontrado de R\$1.087.289,90 (Um milhão oitenta e sete mil duzentos e oitenta e nove reais e noventa centavos) para a implantação do sistema fotovoltaico no *Campus* Porto Nacional e de R\$717.069,86 (setecentos e dezessete mil e sessenta e nove reais e oitenta e seis centavos) para a implantação do sistema fotovoltaico no *Campus* Dianópolis, nas próximas seções serão feitos estudos de viabilidade econômica para o sistema de minigeração fotovoltaica em questão.

5.3.2 Fluxo de Caixa

O Fluxo de Caixa, considerado o princípio do orçamento de capital, é a estimativa dos fluxos de pagamentos e recebimentos, distribuídos durante o ciclo de vida de um projeto. Com isso, o fluxo de caixa abrange os valores distribuídos no tempo correspondentes às saídas líquidas de caixa ou o investimento líquido e as entradas líquidas de caixa. (BRAGA, 1995),

Inicialmente, para elaborar o fluxo de caixa do projeto, deve-se definir alguns parâmetros do projeto, como: custo inicial (mencionado na seção anterior), ciclo de vida e o método de obtenção dos ganhos.

O ciclo de vida definido para esse projeto será de 25 anos, correspondendo ao tempo de garantia de rendimento mínimo dos módulos fotovoltaicos escolhidos. Entretanto, para calcular a geração de energia ao longo desses anos, deve-se dar importância à degradação anual dos painéis fotovoltaicos, que, de acordo com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2014), é um valor entre 0,5 e 1% ao ano.

Neste trabalho, será adotada uma degradação anual de 0,8%. Logo, ao longo do ciclo de vida do projeto, a geração média de energia elétrica pelo sistema de minigeração fotovoltaico que em seu primeiro ano foi calculada em 351.195 kWh no *Campus* de Porto Nacional e 245.124 kWh no *Campus* Dianópolis será reduzida em 0,8% ao ano.

O retorno financeiro está diretamente ligado ao preço da tarifa de energia elétrica da concessionária local e a geração de energia do sistema fotovoltaico durante seu ciclo de vida. Políticas adotadas, intervenções governamentais e diferentes fases setor elétrico brasileiro são alguns fatores que podem influenciar o preço da tarifa, que varia ao longo dos anos. (NAKABAYASHI, 2015). Para a realização deste trabalho, considera-se um reajuste anual de 15,85% para o grupo tarifário A, tendo como base o aumento da tarifa da concessionária Energisa - TO nos últimos 12 meses.

Finalmente, deve-se prever os gastos com a manutenção e operação do sistema. Segundo Souza Filho (2017), esse valor geralmente é considerado 1% do valor inicial do projeto, e corrigido com uma porcentagem de 1% ao ano, em relação aos custos do ano anterior. Sendo assim, as entradas do fluxo de caixa são definidas através da multiplicação da energia gerada pela tarifa do mesmo período correspondente, menos o custo de manutenção e operação para o período. As Tabelas 20 e 21 apresentam os fluxos de caixa dos *Campi* Porto Nacional e Dianópolis, respectivamente:

Tabela 20 - Fluxo de Caixa - Campus Porto Nacional

Ano	Eficiência anual dos módulos (%)	Geração Anual de Energia (kWh)	Reajuste tarifário (%)	Tarifa (R\$/kWh)	Ganho (R\$)	Operação e Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0							-1.087.289,90
1°	100,00	351.195,00	0	0,4787	168.117,05	-10.872,90	157.244,15
2°	99,20	348.385,44	15,85	0,5546	193.205,49	-10.981,63	182.223,86
3°	98,40	345.598,36	15,85	0,6425	222.037,93	-11.091,44	210.946,49
4°	97,60	342.833,57	15,85	0,7443	255.173,10	-11.202,36	243.970,74
5°	96,80	340.090,90	15,85	0,8623	293.253,09	-11.314,38	281.938,70
6°	96,00	337.370,17	15,85	0,9989	337.015,83	-11.427,53	325.588,31
7°	95,20	334.671,21	15,85	1,1573	387.309,38	-11.541,80	375.767,58
8°	94,40	331.993,84	15,85	1,3407	445.108,33	-11.657,22	433.451,11
9°	93,60	329.337,89	15,85	1,5532	511.532,74	-11.773,79	499.758,95
10°	92,80	326.703,19	15,85	1,7994	587.869,79	-11.891,53	575.978,26
11°	92,00	324.089,56	15,85	2,0846	675.598,78	-12.010,44	663.588,33
12°	91,20	321.496,85	15,85	2,4150	776.419,73	-12.130,55	764.289,18
13°	90,40	318.924,87	15,85	2,7978	892.286,40	-12.251,85	880.034,55
14°	89,60	316.373,47	15,85	3,2412	1.025.444,09	-12.374,37	1.013.069,71
15°	88,80	313.842,49	15,85	3,7550	1.178.473,16	-12.498,12	1.165.975,04
16°	88,00	311.331,75	15,85	4,3501	1.354.339,07	-12.623,10	1.341.715,97
17°	87,20	308.841,09	15,85	5,0396	1.556.449,79	-12.749,33	1.543.700,46
18°	86,40	306.370,36	15,85	5,8384	1.788.721,91	-12.876,82	1.775.845,09
19°	85,60	303.919,40	15,85	6,7638	2.055.656,46	-13.005,59	2.042.650,87
20°	84,80	301.488,04	15,85	7,8359	2.362.426,18	-13.135,65	2.349.290,53
21°	84,00	299.076,14	15,85	9,0779	2.714.975,77	-13.267,00	2.701.708,76
22°	83,20	296.683,53	15,85	10,5167	3.120.137,03	-13.399,67	3.106.737,36
23°	82,40	294.310,06	15,85	12,1836	3.585.761,32	-13.533,67	3.572.227,65
24°	81,60	291.955,58	15,85	14,1147	4.120.871,65	-13.669,01	4.107.202,64
25°	80,80	289.619,94	15,85	16,3519	4.735.837,57	-13.805,70	4.722.031,87

Fonte: Autoria própria, 2022.

Tabela 21 - Fluxo de Caixa - Campus Dianópolis

Ano	Eficiência anual dos módulos (%)	Geração Anual de Energia (kWh)	Reajuste tarifário (%)	Tarifa (R\$/kWh)	Ganho (R\$)	Operação e Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0							-717.069,86
1°	100,00	245.124,00	0,00	0,48	117.340,86	-7.170,70	110.170,16
2°	99,20	243.163,01	15,85	0,55	134.851,87	-7.242,41	127.609,46
3°	98,40	241.217,70	15,85	0,64	154.976,08	-7.314,83	147.661,25
4°	97,60	239.287,96	15,85	0,74	178.103,48	-7.387,98	170.715,50
5°	96,80	237.373,66	15,85	0,86	204.682,21	-7.461,86	197.220,36
6°	96,00	235.474,67	15,85	1,00	235.227,35	-7.536,48	227.690,87
7°	95,20	233.590,87	15,85	1,16	270.330,80	-7.611,84	262.718,96
8°	94,40	231.722,15	15,85	1,34	310.672,80	-7.687,96	302.984,84
9°	93,60	229.868,37	15,85	1,55	357.035,13	-7.764,84	349.270,29
10°	92,80	228.029,42	15,85	1,80	410.316,19	-7.842,49	402.473,70
11°	92,00	226.205,19	15,85	2,08	471.548,50	-7.920,91	463.627,58
12°	91,20	224.395,54	15,85	2,42	541.918,62	-8.000,12	533.918,50
13°	90,40	222.600,38	15,85	2,80	622.790,22	-8.080,12	614.710,10
14°	89,60	220.819,58	15,85	3,24	715.730,45	-8.160,92	707.569,53
15°	88,80	219.053,02	15,85	3,75	822.540,34	-8.242,53	814.297,81
16°	88,00	217.300,60	15,85	4,35	945.289,68	-8.324,96	936.964,72
17°	87,20	215.562,19	15,85	5,04	1.086.357,15	-8.408,21	1.077.948,94
18°	86,40	213.837,69	15,85	5,84	1.248.476,40	-8.492,29	1.239.984,11
19°	85,60	212.126,99	15,85	6,76	1.434.789,03	-8.577,21	1.426.211,82
20°	84,80	210.429,98	15,85	7,84	1.648.905,47	-8.662,99	1.640.242,48
21°	84,00	208.746,54	15,85	9,08	1.894.974,93	-8.749,62	1.886.225,31
22°	83,20	207.076,56	15,85	10,52	2.177.765,83	-8.837,11	2.168.928,71
23°	82,40	205.419,95	15,85	12,18	2.502.758,17	-8.925,48	2.493.832,69
24°	81,60	203.776,59	15,85	14,11	2.876.249,78	-9.014,74	2.867.235,05
25°	80,80	202.146,38	15,85	16,35	3.305.478,29	-9.104,88	3.296.373,41

Fonte: Autoria própria, 2022.

Observa-se que no ano zero é realizado o investimento inicial do projeto, e apresenta-se um retorno financeiro a partir do primeiro ano. Por conseguinte, nos próximos tópicos serão aplicados os indicadores financeiros para o estudo de viabilidade econômica do sistema fotovoltaico.

5.3.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Para Avila (2013), a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é um parâmetro de referência para aceitação ou rejeição de um determinado projeto de investimento, representando a menor rentabilidade desejada para a remuneração do mesmo. Também denominada taxa de desconto, a TMA é estimada por meio das principais taxas de juros praticadas pelo mercado. Para a realização deste estudo, será utilizada a taxa de juros SELIC, que é fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária). Até a presente data de escrita deste trabalho, a taxa Selic possui percentual igual a 13,75% ao ano.

5.3.4 Valor Presente Líquido (VPL)

O método do VPL consiste em levar todas as entradas e saídas de capital para a data zero do projeto de investimento, descontando a taxa mínima de atratividade (TMA). Esse método tem como objetivo avaliar ou priorizar um projeto. Seu valor é calculado a partir da Equação 6: (REBELATTO, 2004)

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} - \text{Investimento inicial} \quad (6)$$

Sendo:

- VPL : Valor Presente Líquido;
- FC : Fluxo de Caixa;
- TMA : Taxa Mínima de Atratividade;
- j : período de cada fluxo de caixa.

Através do VPL, é possível avaliar se o investimento será economicamente viável. Desta forma, quando o VPL for maior que zero, o investimento será

economicamente atrativo. Caso o VPL for menor que zero, o investimento não será viável. E quando o VPL é igual a zero, então será indiferente, tendo grandes chances de não gerar retorno para o investidor. Contudo, para uma melhor avaliação do investimento, deve-se aplicar este método em conjunto com outros métodos de análise financeira, assim como a Taxa Interna de Retorno (TIR) que será analisada no próximo tópico.

5.3.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida por Gitman (2002) como a taxa de desconto que faz com que o VPL de um investimento se iguale a zero, tendo em vista que o valor presente das entradas de caixa é igual ao investimento inicial. A expressão para o cálculo do TIR é dada pela Equação 7:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} - \text{Investimento inicial} \quad (7)$$

Sendo:

- *VPL* : Valor Presente Líquido;
- *FC* : Fluxo de Caixa;
- *TMA* : Taxa Mínima de Atratividade;
- *j* : período de cada fluxo de caixa.

Sendo assim, caso a Taxa Interna de Retorno (TIR) for maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), o investimento será atrativo. Se a TIR for menor que a TMA, o investimento não será viável. E se a TIR for igual a TMA, o investimento será indiferente, tendo grandes chances de não ser economicamente viável.

5.3.6 *Payback* Descontado

O *Payback* é definido como o número de anos necessários para recuperar o investimento inicial. O método *Payback* Descontado leva em consideração a Taxa Mínima de Atratividade para trazer o fluxo de caixa ao longo do tempo para o valor presente (VP). Como dito em tópicos anteriores, a taxa utilizada será a SELIC, que

atualmente equivale a 13,75% ao ano. A Equação 8 apresenta o método de cálculo do valor presente (VP).

$$VP = \frac{VF}{(1+i)^n} \quad (8)$$

Sendo:

- VP : valor presente;
- VF : valor futuro;
- i : taxa SELIC;
- n : número de anos.

5.4 Análise dos Resultados

Após a elaboração do fluxo de caixa, é realizada a análise econômico-financeira pelo indicador VPL, o mesmo podendo provir em dois resultados distintos: positivo ($VPL > 0$) ou negativo ($VPL < \text{zero}$). Caso o resultado seja negativo, o investimento será economicamente não viável. Se o VPL for positivo o investimento é considerado economicamente viável. Portanto, é feita a análise pelo indicador TIR, tendo em vista que VPL não pode, sozinho, indicar a viabilidade de um investimento.

A análise da TIR resulta em dois diferentes resultados:

- $TIR \leq TMA$, indica um investimento economicamente não viável;
- $TIR > TMA$, indica um investimento economicamente viável.

Desta forma, para que o investimento no projeto do sistema de minigeração fotovoltaica seja economicamente viável para a empresa, é necessário levar em consideração o VPL em conjunto com a TIR.

Para a elaboração da análise de viabilidade econômica, foi utilizado o Google Sheets, uma ferramenta online que permite criar e editar planilhas, compartilhar arquivos com as pessoas e determinar se elas podem ver, editar ou fazer comentários. Primeiramente, foram encontrados os resultados do VPL e da TIR para o projeto de investimento do *Campus* Porto Nacional e do *Campus* Dianópolis, considerando a taxa de desconto igual a 13,75% ao ano. As Tabelas 22 e 23 apresentam os resultados encontrados, nesta ordem.

Tabela 22 - VPL e TIR com taxa de desconto igual a 13,75% a.a. - Campus Porto Nacional

Ano	Eficiência anual dos módulos (%)	Geração Anual de Energia (kWh)	Reajuste tarifário (%)	Tarifa (R\$/kWh)	Ganho (R\$)	Operação e Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0							-1.087.289,90
1°	100,00	351.195,00	0	0,4787	168.117,05	-10.872,90	157.244,15
2°	99,20	348.385,44	15,85	0,5546	193.205,49	-10.981,63	182.223,86
3°	98,40	345.598,36	15,85	0,6425	222.037,93	-11.091,44	210.946,49
4°	97,60	342.833,57	15,85	0,7443	255.173,10	-11.202,36	243.970,74
5°	96,80	340.090,90	15,85	0,8623	293.253,09	-11.314,38	281.938,70
6°	96,00	337.370,17	15,85	0,9989	337.015,83	-11.427,53	325.588,31
7°	95,20	334.671,21	15,85	1,1573	387.309,38	-11.541,80	375.767,58
8°	94,40	331.993,84	15,85	1,3407	445.108,33	-11.657,22	433.451,11
9°	93,60	329.337,89	15,85	1,5532	511.532,74	-11.773,79	499.758,95
10°	92,80	326.703,19	15,85	1,7994	587.869,79	-11.891,53	575.978,26
11°	92,00	324.089,56	15,85	2,0846	675.598,78	-12.010,44	663.588,33
12°	91,20	321.496,85	15,85	2,4150	776.419,73	-12.130,55	764.289,18
13°	90,40	318.924,87	15,85	2,7978	892.286,40	-12.251,85	880.034,55
14°	89,60	316.373,47	15,85	3,2412	1.025.444,09	-12.374,37	1.013.069,71
15°	88,80	313.842,49	15,85	3,7550	1.178.473,16	-12.498,12	1.165.975,04
16°	88,00	311.331,75	15,85	4,3501	1.354.339,07	-12.623,10	1.341.715,97
17°	87,20	308.841,09	15,85	5,0396	1.556.449,79	-12.749,33	1.543.700,46
18°	86,40	306.370,36	15,85	5,8384	1.788.721,91	-12.876,82	1.775.845,09
19°	85,60	303.919,40	15,85	6,7638	2.055.656,46	-13.005,59	2.042.650,87
20°	84,80	301.488,04	15,85	7,8359	2.362.426,18	-13.135,65	2.349.290,53
21°	84,00	299.076,14	15,85	9,0779	2.714.975,77	-13.267,00	2.701.708,76
22°	83,20	296.683,53	15,85	10,5167	3.120.137,03	-13.399,67	3.106.737,36
23°	82,40	294.310,06	15,85	12,1836	3.585.761,32	-13.533,67	3.572.227,65
24°	81,60	291.955,58	15,85	14,1147	4.120.871,65	-13.669,01	4.107.202,64
25°	80,80	289.619,94	15,85	16,3519	4.735.837,57	-13.805,70	4.722.031,87
						VPL	R\$ 4.109.572,92
						TIR	29%

Fonte: Autoria própria, 2022.

Tabela 23 - VPL e TIR com taxa de desconto igual a 13,75% a.a. - Campus Dianópolis

Ano	Eficiência anual dos módulos (%)	Geração Anual de Energia (kWh)	Reajuste tarifário (%)	Tarifa (R\$/kWh)	Ganho (R\$)	Operação e Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa (R\$)
0							-717.069,86
1°	100,00	245.124,00	0,00	0,48	117.340,86	-7.170,70	110.170,16
2°	99,20	243.163,01	15,85	0,55	134.851,87	-7.242,41	127.609,46
3°	98,40	241.217,70	15,85	0,64	154.976,08	-7.314,83	147.661,25
4°	97,60	239.287,96	15,85	0,74	178.103,48	-7.387,98	170.715,50
5°	96,80	237.373,66	15,85	0,86	204.682,21	-7.461,86	197.220,36
6°	96,00	235.474,67	15,85	1,00	235.227,35	-7.536,48	227.690,87
7°	95,20	233.590,87	15,85	1,16	270.330,80	-7.611,84	262.718,96
8°	94,40	231.722,15	15,85	1,34	310.672,80	-7.687,96	302.984,84
9°	93,60	229.868,37	15,85	1,55	357.035,13	-7.764,84	349.270,29
10°	92,80	228.029,42	15,85	1,80	410.316,19	-7.842,49	402.473,70
11°	92,00	226.205,19	15,85	2,08	471.548,50	-7.920,91	463.627,58
12°	91,20	224.395,54	15,85	2,42	541.918,62	-8.000,12	533.918,50
13°	90,40	222.600,38	15,85	2,80	622.790,22	-8.080,12	614.710,10
14°	89,60	220.819,58	15,85	3,24	715.730,45	-8.160,92	707.569,53
15°	88,80	219.053,02	15,85	3,75	822.540,34	-8.242,53	814.297,81
16°	88,00	217.300,60	15,85	4,35	945.289,68	-8.324,96	936.964,72
17°	87,20	215.562,19	15,85	5,04	1.086.357,15	-8.408,21	1.077.948,94
18°	86,40	213.837,69	15,85	5,84	1.248.476,40	-8.492,29	1.239.984,11
19°	85,60	212.126,99	15,85	6,76	1.434.789,03	-8.577,21	1.426.211,82
20°	84,80	210.429,98	15,85	7,84	1.648.905,47	-8.662,99	1.640.242,48
21°	84,00	208.746,54	15,85	9,08	1.894.974,93	-8.749,62	1.886.225,31
22°	83,20	207.076,56	15,85	10,52	2.177.765,83	-8.837,11	2.168.928,71
23°	82,40	205.419,95	15,85	12,18	2.502.758,17	-8.925,48	2.493.832,69
24°	81,60	203.776,59	15,85	14,11	2.876.249,78	-9.014,74	2.867.235,05
25°	80,80	202.146,38	15,85	16,35	3.305.478,29	-9.104,88	3.296.373,41
						VPL	2.871.476,20
						TIR	30,02%

Fonte: Autoria própria, 2022.

Observa-se que o VPL encontrado foi de R\$ 4.109.572,92 para o Campus Porto Nacional e R\$ 2.871.476,20 para o Campus Dianópolis. Caso as unidades consumidoras venham investir no sistema, esse valor irá representar o excedente financeiro destas unidades.

O valor de TIR obtido foi de 29% para o *Campus* Porto Nacional e de 30,02% para o *Campus* Dianópolis. Esse valor representa a taxa de retorno anual, caso a unidade consumidora invista no projeto. Observa-se que esse valor ultrapassa a taxa mínima de atratividade, que é igual a 13,75%.

Sendo assim, com base nestes resultados, o investimento para a implantação do sistema fotovoltaico nos *Campi* de Porto Nacional e Dianópolis é considerado economicamente viável.

O tempo necessário para a unidade consumidora recuperar o dinheiro investido no sistema fotovoltaico pode ser calculado através do método do *Payback* Descontado. As Tabelas 24 e 25 exibem o fluxo de caixa descontado do projeto para o *Campus* Porto Nacional e *Campus* Dianópolis, respectivamente, obtido através da Equação 8.

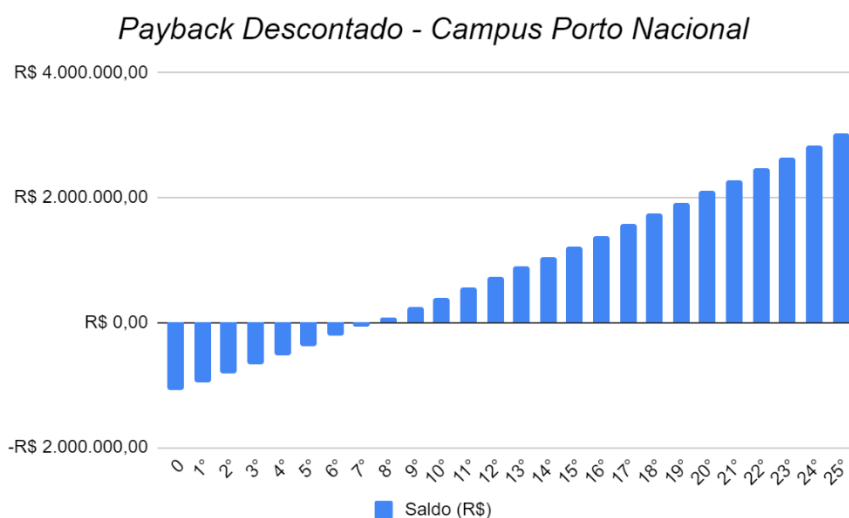
Tabela 24 - Payback descontado com taxa igual a 13,75% a.a. - Campus Porto Nacional

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo Descontado (R\$)	Saldo (R\$)
0	-R\$ 1.087.289,90	-R\$ 1.087.289,90	-R\$ 1.087.289,90
1	R\$ 157.244,15	R\$ 138.236,61	-R\$ 949.053,29
2	R\$ 182.223,86	R\$ 140.832,35	-R\$ 808.220,93
3	R\$ 210.946,49	R\$ 143.323,72	-R\$ 664.897,21
4	R\$ 243.970,74	R\$ 145.724,35	-R\$ 519.172,86
5	R\$ 281.938,70	R\$ 148.046,34	-R\$ 371.126,52
6	R\$ 325.588,31	R\$ 150.300,48	-R\$ 220.826,05
7	R\$ 375.767,58	R\$ 152.496,36	-R\$ 68.329,69
8	R\$ 433.451,11	R\$ 154.642,51	R\$ 86.312,82
9	R\$ 499.758,95	R\$ 156.746,53	R\$ 243.059,35
10	R\$ 575.978,26	R\$ 158.815,19	R\$ 401.874,54
11	R\$ 663.588,33	R\$ 160.854,52	R\$ 562.729,06
12	R\$ 764.289,18	R\$ 162.869,91	R\$ 725.598,97
13	R\$ 880.034,55	R\$ 164.866,13	R\$ 890.465,10
14	R\$ 1.013.069,71	R\$ 166.847,48	R\$ 1.057.312,58

15	R\$ 1.165.975,04	R\$ 168.817,78	R\$ 1.226.130,36
16	R\$ 1.341.715,97	R\$ 170.780,43	R\$ 1.396.910,79
17	R\$ 1.543.700,46	R\$ 172.738,50	R\$ 1.569.649,29
18	R\$ 1.775.845,09	R\$ 174.694,72	R\$ 1.744.344,01
19	R\$ 2.042.650,87	R\$ 176.651,55	R\$ 1.920.995,56
20	R\$ 2.349.290,53	R\$ 178.611,17	R\$ 2.099.606,73
21	R\$ 2.701.708,76	R\$ 180.575,58	R\$ 2.280.182,31
22	R\$ 3.106.737,36	R\$ 182.546,55	R\$ 2.462.728,86
23	R\$ 3.572.227,65	R\$ 184.525,68	R\$ 2.647.254,53
24	R\$ 4.107.202,64	R\$ 186.514,42	R\$ 2.833.768,95
25	R\$ 4.722.031,87	R\$ 188.514,07	R\$ 3.022.283,02
Payback Descontado			7,50

Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 20 - Payback Descontado Campus Porto Nacional



Fonte: Autoria própria, 2022.

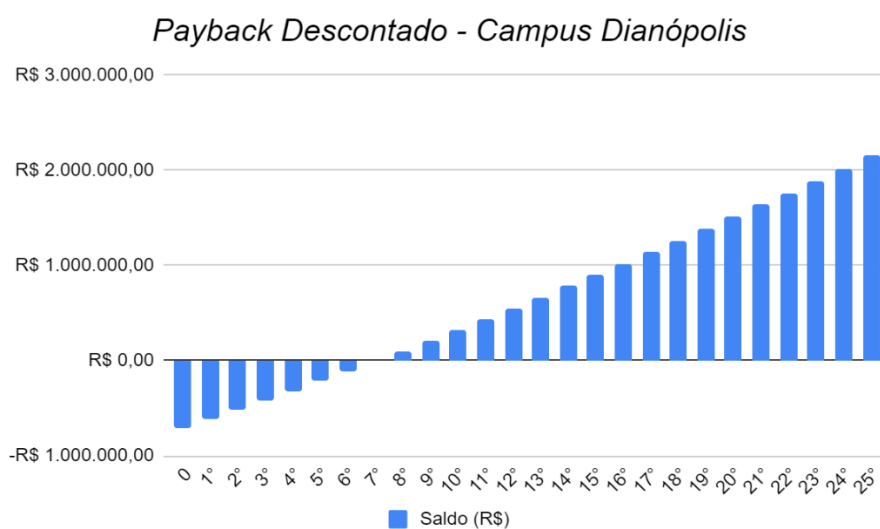
Tabela 25 - Payback descontado com taxa igual a 13,75% a.a. - Campus Dianópolis

Ano	Fluxo de Caixa (R\$)	Fluxo Descontado (R\$)	Saldo (R\$)
0	-R\$ 717.069,86	-R\$ 717.069,86	-R\$ 717.069,86
1	R\$ 110.170,16	R\$ 96.852,89	-R\$ 620.216,97
2	R\$ 127.609,46	R\$ 98.623,42	-R\$ 521.593,55
3	R\$ 147.661,25	R\$ 100.325,73	-R\$ 421.267,82
4	R\$ 170.715,50	R\$ 101.968,80	-R\$ 319.299,01
5	R\$ 197.220,36	R\$ 103.560,64	-R\$ 215.738,38

6	R\$ 227.690,87	R\$ 105.108,34	-R\$ 110.630,03
7	R\$ 262.718,96	R\$ 106.618,26	-R\$ 4.011,78
8	R\$ 302.984,84	R\$ 108.096,01	R\$ 104.084,23
9	R\$ 349.270,29	R\$ 109.546,62	R\$ 213.630,85
10	R\$ 402.473,70	R\$ 110.974,57	R\$ 324.605,42
11	R\$ 463.627,58	R\$ 112.383,82	R\$ 436.989,25
12	R\$ 533.918,50	R\$ 113.777,95	R\$ 550.767,20
13	R\$ 614.710,10	R\$ 115.160,11	R\$ 665.927,31
14	R\$ 707.569,53	R\$ 116.533,14	R\$ 782.460,45
15	R\$ 814.297,81	R\$ 117.899,56	R\$ 900.360,01
16	R\$ 936.964,72	R\$ 119.261,63	R\$ 1.019.621,64
17	R\$ 1.077.948,94	R\$ 120.621,38	R\$ 1.140.243,02
18	R\$ 1.239.984,11	R\$ 121.980,62	R\$ 1.262.223,64
19	R\$ 1.426.211,82	R\$ 123.340,96	R\$ 1.385.564,60
20	R\$ 1.640.242,48	R\$ 124.703,88	R\$ 1.510.268,48
21	R\$ 1.886.225,31	R\$ 126.070,67	R\$ 1.636.339,15
22	R\$ 2.168.928,71	R\$ 127.442,52	R\$ 1.763.781,67
23	R\$ 2.493.832,69	R\$ 128.820,50	R\$ 1.892.602,17
24	R\$ 2.867.235,05	R\$ 130.205,57	R\$ 2.022.807,74
25	R\$ 3.296.373,41	R\$ 131.598,60	R\$ 2.154.406,34
Payback Descontado			7,11

Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 21 - Payback Descontado Campus Dianópolis



Fonte: Autoria própria, 2022.

Verifica-se nas Tabelas 24 e 25 e nas Figuras 20 e 21 que o saldo financeiro do projeto de investimento se encontra negativo até o 7º (sétimo) ano no *Campus* Porto Nacional e no *Campus* Dianópolis.

Entende-se, portanto, que o investimento no projeto de minigeração fotovoltaica resultará em um lucro expressivo a longo prazo para o *Campus* Porto Nacional e *Campus* Dianópolis, sendo assim considerado totalmente viável.

6 CONCLUSÃO

O trabalho desenvolvido teve seus objetivos alcançados com sucesso. Com a realização desse estudo de caso, foi possível realizar a análise da modalidade tarifária de energia elétrica dos *Campi* de Porto Nacional e Dianópolis do IFTO e também analisar a viabilidade da implantação de usina solar fotovoltaica nos mesmos.

Através do estudo das faturas de energia elétrica dos *Campi* do IFTO, enquadrados no grupo tarifário A, foi possível verificar o melhor enquadramento da modalidade tarifária e compreender incoerências existentes. O programa SiNayla, utilizado para auxiliar no tratamento dos dados, mostrou-se viável e de fácil uso para o estudo em questão, tendo em vista que ao inserir os dados das faturas de energia, gerou-se de forma instantânea um valor adequado para o enquadramento tarifário de cada instituição de ensino.

Os resultados obtidos demonstraram que a modalidade tarifária horária verde é a opção mais rentável para os *Campi* de Porto Nacional e Dianópolis, não sendo necessária uma readequação.

Para a etapa de análise técnico-econômica da implantação do sistema de geração fotovoltaica no *Campus* de Porto Nacional e do *Campus* Dianópolis, realizou-se todo o dimensionamento do sistema, onde foi possível calcular a potência necessária para atender a demanda das instituições e selecionar por custo-benefício os equipamentos a serem utilizados.

A análise de viabilidade econômica foi feita com base na estimativa do custo para a instalação do sistema de minigeração fotovoltaica, dimensionado ao longo deste trabalho, e pela energia gerada pelo mesmo ao longo do período de 25 anos, e mostrou-se positiva do ponto de vista do consumidor. Para o estudo de viabilidade econômica do sistema, foram utilizados três métodos tradicionais frequentemente utilizados para projetos: o VPL, a TIR e o *Payback* descontado.

O VPL apresentou-se positivo para o investimento no projeto de minigeração, porém somente o VPL não pode indicar a viabilidade do mesmo. Com isso, aplicou-se também como parâmetro de avaliação a TIR, que se apresentou com uma taxa retorno anual de 29% para o *Campus* de Porto Nacional e de 30,02% para o *Campus* Dianópolis, bem acima da taxa mínima de atratividade utilizada para comparação, que no presente projeto foi igual a taxa Selic de 13,75% ao ano. O *Payback* do projeto

ficou em torno de 7 anos para o *Campus* Porto Nacional e para o *Campus* Dianópolis, o qual se mostra também bastante atraente, considerando a vida útil do projeto estimada em 25 anos.

Com uma possível execução da instalação do sistema aqui dimensionado por parte da empresa interessada, sugere-se como continuidade do presente trabalho, a fim de complementação do estudo, uma análise da geração real de energia pelo sistema em comparação com a projeção feita no presente trabalho.

7 REFERÊNCIAS

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, 2020. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil** - Infográfico ABSOLAR.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução homologatória nº 3.054, de 28 de junho de 2022**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223054ti.pdf>>. Acesso em: 22 ago. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 16 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 24 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 28 ago. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 30 mar. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 25 mai. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública**. ANEEL, 2016. Disponível em: <https://www.arce.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/53/2017/09/cartilha-aneel-por-dentro-da-conta-de-luz_2016.pdf>. Acesso em: 22 mar. 2022.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2 ed. Brasília, 2016.

AVILA, Antônio Victorino. **Matemática Financeira e Engenharia Econômica**. Florianópolis: Desconhecida, 2015. 297 p.

BATISTA, O.; FLAUZINO, R. **Medidas de Gestão Energética de Baixo Custo como Estratégia para Redução de Custos com Energia Elétrica**. Revista GEPROS. Gestão da Produção, Operação e Sistemas, Vol. 7, Nº 4, p.117-134, 2012.

BRAGA Roberto. **Fundamentos e Técnicas de Administração Financeira**. 11ª ed. São Paulo: Atlas, 1995.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996. **Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**. Disponível em:

<https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm>. Acesso em: 21 mar. 2022.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de Janeiro de 2022. **Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).** Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 21 mar. 2022.

CARVALHO, T. P; **Um Estudo de Caso Sobre Tarificação de Energia Elétrica Visando sua Utilização Racional no Centro de Tecnologia da UFRJ.** UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

CEMIG. **Cartilha de Faturamento para Geração Distribuída (GD).** 2021. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/04/cartilha_de_faturamento_para_geracao_distribuida_cemig.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2022.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2022.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Sundata: base de dados de irradiação solar incidente.** 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 19 nov. 2022.

COSER, J.; WITTE, G; DA SILVA, J. **Discutindo Eficiência Energética E Tarifária Em Instituições Comunitárias e de Ensino.** ANAIS do SEPE – Seminário de Ensino, Pesquisa e Extensão da UFFS. ISSN 2317 – 7489 Vol. IV (2014) – Anais do IV SEPE e IV Jornada de Iniciação Científica. Disponível em: <<https://portaleventos.uffs.edu.br/index.php/SEPE-UFFS/article/view/1900/1416>>. Acesso em: 23 abr. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Previsão de Carga para Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026.** Divulgado em conjunto com Operador Nacional do Setor Elétrico – ONS e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-603/NT%20PLAN%202022-2026_EPE_CCEE_ONS_VFF.pdf>. Acesso em: 26 abr. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanco Energético Nacional 2021: Ano base 2020.** Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>>. Acesso em: 27 abr. 2022.

FERREIRA, J. J.; FERREIRA, T. J. (1994). **Economia e gestão da energia**. Texto Editora, Lisboa.

FILHO, J. G. S. **Dimensionamento e análise de viabilidade econômica de um sistema de microgeração fotovoltaica no estado do Ceará**. 2017. 81 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Ceará, 2017.

GIL, Antônio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6. ed. São Paulo: Ed. Atlas, 2017.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira**. 7ª ed. São Paulo: HARBRA, 2002. 841 p.

MENDON, G. et al. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor para Sistemas fotovoltaicos conectados a rede com uso de medições climáticas locais em Goiás**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, p. 8, 2016.

Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/322364889_analise_do_fator_de_dimensionamento_do_inversor_para_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_rede_com_uso_de_medicoes_climaticas_locais_em_goiias>. Acesso em: 11 nov. 2022.

MESSENGER, Roger A.; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic Systems Engineering**. 3. ed. New York: Crc Press, 2010.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica**. 2015. Tese de Doutorado. Tese de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente da USP, São Paulo. Disponível em:

<<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>> Acesso em 19 nov. 2022.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.

Disponível em: <<http://urlib.net/rep/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>. Acesso em: 29 abr. 2022.

PRORET. ANEEL. **Resolução Normativa nº 1003 de 01 de fevereiro de 2022 Submódulo 7.1, Procedimentos Gerais. Revisão 2.5 C**. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf> . Acesso em: 16 abr. 2022.

REBELATTO, D. A. N. **Projeto de Investimento**. 1. ed. Barueri - SP: Editora Manole, 2004. v. 01. 329p.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos** LABSOLAR/UFSC. Florianópolis - Brasil, 2004.

SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A.; RAMBO, C. R. **Avaliação do Sistema de Compensação de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Unidades Prossumidoras Residenciais**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2018. Disponível em:

<<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/193>>. Acesso em: 11 nov. 2022.

SILVA JÚNIOR, C. A. F. da. **Geração de energia fotovoltaica: estudo de viabilidade para uma empresa de pequeno porte na cidade de Matinha - MA.** São Luís, 2017.

SOUZA FILHO, J. G. **Dimensionamento e análise de viabilidade econômica de um sistema de microgeração fotovoltaica no estado do Ceará.** 2017. TCC (Curso de graduação em Engenharia Elétrica) - Campus de Sobral, Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/47507?locale=en>>. Acesso em: 20 nov. 2022.

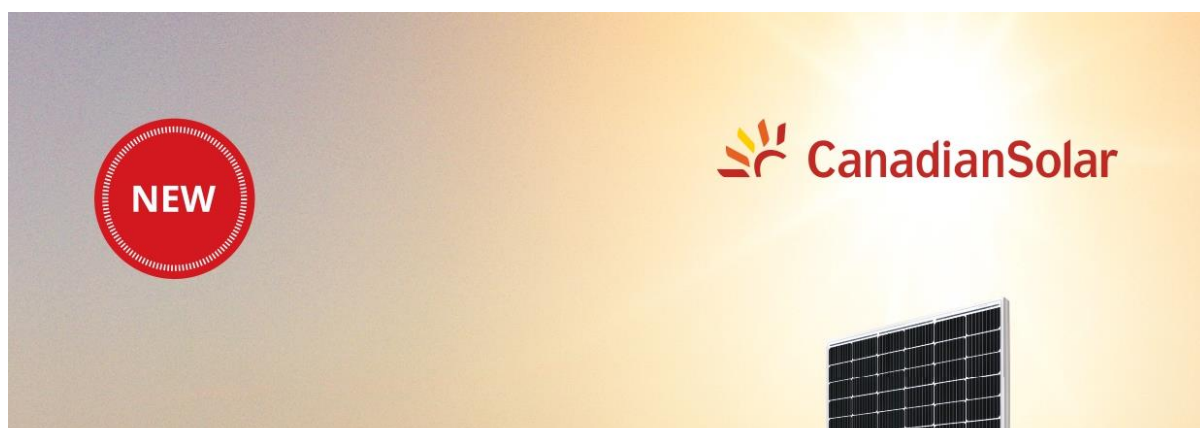
VILLALVA, Marcelo Gradella, GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**-1. ed., São Paulo: Érica, 2012.

VILARINHO, Nayla Dielle. SOUSA, Silas Bispo. **UTILIZAÇÃO DE SOFTWARE PARA ANÁLISE DE TARIFAÇÃO HOROSAZONAL DE CONSUMIDORES DA MODALIDADE GRUPO A.** Palmas, TO, 2021. Disponível em: Biblioteca João Paulo II - IFTO.

TIEPOLO, Gerson; Urbanetz, J.; Canciglieri. **INSERÇÃO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ELÉTRICA DO ESTADO DO PARANÁ: ANÁLISE DO POTENCIAL PRODUTIVO.** Revista Sodebras, Vol. 8. Artigos publicados. Março, 2013.

TIEPOLO, G. M.; CANCEGLIERI JR, O; URBANETZ JR, J. **Estudo do Potencial de Participação das Fontes Renováveis de Energia na Matriz Elétrica do Estado do Paraná.** IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. 2014.

ANEXO A – Catálogo Painei Fotovoltaico Canadian Solar



HiKu

SUPER HIGH POWER MONO PERC MODULE

350 W ~ 375 W

CS3L-350 | 355 | 360 | 365 | 370 | 375MS



MORE POWER



26 % higher power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.35 % / °C



Better shading tolerance

*Black frame product can be provided upon request.



linear power output warranty*



enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Minimizes micro-crack impacts



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

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

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / INMETRO
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



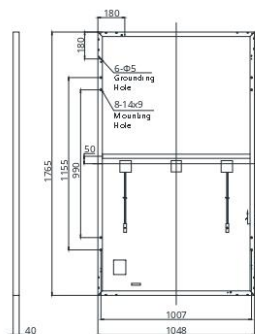
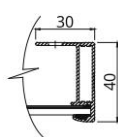
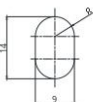
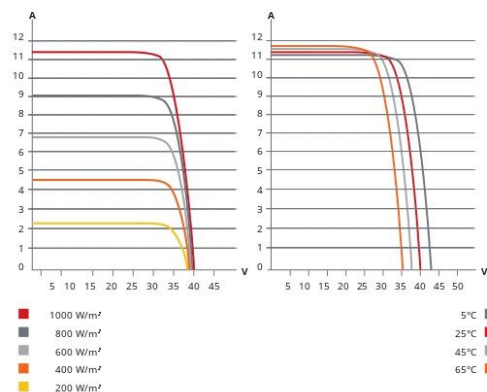
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

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

* For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

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

ENGINEERING DRAWING (mm)**Rear View****Frame Cross Section A-A****Mounting Hole****CS3L-360MS / I-V CURVES****ELECTRICAL DATA | STC***

CS3L	350MS	355MS	360MS	365MS	370MS	375MS
Nominal Max. Power (Pmax)	350 W	355 W	360 W	365 W	370 W	375 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.3 V	33.5 V	33.7 V	33.9 V	34.1 V	34.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.52 A	10.61 A	10.69 A	10.78 A	10.86 A	10.94 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.0 V	40.2 V	40.4 V	40.6 V	40.8 V	41.0 V
Short Circuit Current (Isc)	11.28 A	11.33 A	11.40 A	11.47 A	11.54 A	11.61 A
Module Efficiency	18.9%	19.2%	19.5%	19.7%	20.0%	20.3%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1765 X 1048 X 40 mm (69.5 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	21.1 kg (46.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	702 pieces

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3L	350MS	355MS	360MS	365MS	370MS	375MS
Nominal Max. Power (Pmax)	261 W	265 W	269 W	272 W	276 W	280 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.0 V	31.2 V	31.4 V	31.6 V	31.8 V	32.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.41 A	8.48 A	8.55 A	8.62 A	8.68 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.6 V	37.8 V	38.0 V	38.2 V	38.4 V	38.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.10 A	9.14 A	9.20 A	9.25 A	9.31 A	9.37 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.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

PARTNER SECTION

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.

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

ANEXO B – Catálogo Inversor Huawei

SUN2000-33KTL-A Smart PV Controller



Smart

8 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.6%



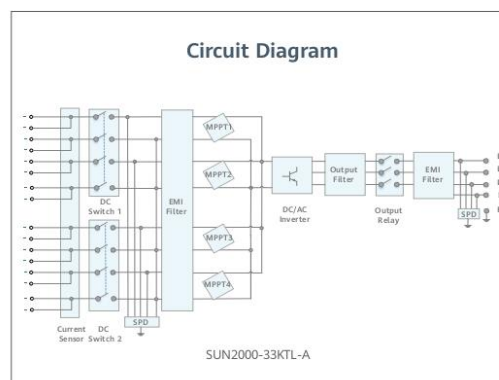
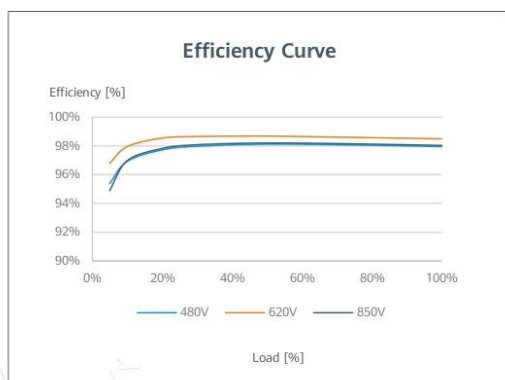
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



SUN2000-33KTL-A
Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-33KTL-A
Efficiency	
Max. Efficiency	98.6%
European Efficiency	98.4%
Input	
Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	22 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	30 A
Start Voltage	250 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	620 V
Number of MPP trackers	4
Max. input number per MPP tracker	2
Output	
Rated AC Active Power	30,000 W
Max. AC Apparent Power	33,000 VA
Max. AC Active Power	30,000 W
Rated Output Voltage	230 V / 400 V, 3W + N + PE;
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated Output Current	43.3 A
Max. Output Current	48 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	930 x 550 x 283 mm (36.6 x 21.7 x 11.1 inch)
Weight (with mounting plate)	62 kg (136.7 lb.)
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol Helios H4
AC Connector	Waterproof PG Terminal + OT Connector
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 2.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116
Grid Code	IEC 61727, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, C10/11, EN 50438-Turkey, ABNT

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Version No.:04-(20201006)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/