

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ELETROTÉCNICA**

**ANDERSON LUIS GAPSKI
FABIO HIDEO YONAMINI
LUCAS BETTONI**

**VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA EM UMA ACADEMIA
DE NATAÇÃO UTILIZANDO CÉLULA FOTOVOLTAICA**

**CURITIBA
2015**

**ANDERSON LUIS GAPSKI
FABIO HIDEO YONAMINI
LUCAS BETTONI**

**VIABILIDADE DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA EM UMA ACADEMIA
DE NATAÇÃO UTILIZANDO CÉLULA FOTOVOLTAICA**

Trabalho acadêmico apresentado à disciplina de TCC 2, do Curso de Engenharia Industrial Elétrica/Eletrotécnica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof^a. Annemarlen G. Castagna, MSc.

**CURITIBA
2015**

Anderson Luis Gapski
Fabio Hideo Yonamini
Lucas Bettoni

Viabilidade de Geração Distribuída em uma Academia de Natação Utilizando Célula Fotovoltaica

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 30 de junho de 2015.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientadora

BANCA EXAMINADORA

Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Jair Urbanetz Junior, Doutor
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Paulo Cicero Fritzen, Doutor
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

RESUMO

BETTONI, Lucas. GAPSKI, Anderson Luis. YONAMINI, Fabio Hideo. Viabilidade de geração distribuída em uma academia de natação utilizando célula fotovoltaica. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2015.

Este trabalho aborda a análise a viabilidade técnica e econômica para a implementação de um sistema fotovoltaico conectado a rede (SFCCR) em uma academia de médio porte localizada em Curitiba – PR. A microgeração ou minigeração distribuída é regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, para cogeração de até um MW de energia elétrica a partir de fontes renováveis, podendo fornecer o excedente para a concessionária sendo trocados por créditos a ser abatido nos próximos 36 meses. Após pesquisas sobre as tecnologias atuais de módulos e inversores foram escolhidos os modelos para serem utilizados no empreendimento. Com o auxílio do *software* Radiasol 2, obteve-se a irradiação solar média para o local de instalação do painel fotovoltaico, com todas as correções realizadas, como ângulo de azimute e de instalação do painel, e com os dados de rendimento de conversão em energia elétrica do módulo, do inversor, do sistema global e área disponível para a instalação do painel, foi obtida a capacidade de geração no local de instalação. A partir desses dados foi solicitado um orçamento. Através das faturas de energia elétrica da academia foi obtido um gráfico de consumo mensal, com base nesse gráfico e com os dados de geração foram realizadas as análises do valor economizado. Realizando o cruzamento dos dados de valor economizado com o orçamento, foi analisado em quanto tempo seria obtido o retorno do investimento, levando em conta a garantia dado pelo fabricante dos módulos de 25 anos. Aplicando a correção da tarifa de energia com base nos anos anteriores e a aplicação do capital investimento com base nos juros de uma poupança, determinou-se que o sistema é viável. Com os novos incentivos dados pelo Governo, esta tecnologia tem o potencial de ter um retorno econômico num menor tempo, atraindo mais investimentos e popularizando a tecnologia no país.

Palavras-chave: Geração distribuída. Sistemas Fotovoltaicos. Viabilidade Técnico-econômica. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

ABSTRACT

BETTONI, Lucas. GAPSKI, Anderson Luis. YONAMINI, Fabio Hideo. Feasibility of a Distributed Generation System in a Gym using photovoltaic cell. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2015.

This paper discusses the technical and financial feasibility for the implementation of a grid connected photovoltaic system in a midsize gym located at Curitiba – PR. The distributed microgeneration or minigeneration is standardized by normative resolution nº 482/2012 of ANEEL, for cogeneration until one MW of electrical energy from renewable sources, and the surplus of energy can be changed for credits with the electric utility, that has an expiration date of 36 months. After research about the modern technology of solar panels and inverters, were choose the models to use on the project. Using Radasol 2 software, were obtained the mean solar irradiation for the installation site of the solar panel, correcting the data with both azimuth and panel angles. With the energy conversion yield from the modules, the inverter, and the performance ratio of the entire system, together with the area available, the entire generating capacity was calculated. A budget was obtained. Through the gym's electricity bill, a charter of mensal consumption were draw, and using this data, the analysis of the possible saved value was done. Crossing the saved value and the amount from the budget, it was estimated the time necessary to get the value of the investment back, considering 25 years of operation. Correcting the fare's value through the years based on the historical data, and correcting the investment value based on the savings interest, the result is that the system is feasible. With the new government incentives, this technology has the potential of getting an economic payback in less time, attracting more investment and becoming more popular in the country.

Keywords: Distributed Generation. Photovoltaics Systems, Feasibility Financial Technical. Grid Connected Photovoltaic Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa de irradiação global total anual no plano inclinado padronizado do Paraná e da Alemanha.....	15
Figura 2– Mapa de irradiação solar anual na superfície terrestre.	16
Figura 3 – Interface inicial do programa <i>Radiasol</i>	26
Figura 4 – Representação do ângulo de azimute.....	27
Figura 5 – Previsão de irradiação solar nos módulos fotovoltaicos.....	29
Figura 6 – Área de instalação dos painéis solares.	30
Figura 7 – Simulação da projeção das sombras para 22/12 às 09h.....	31
Figura 8 – Simulação de projeção das sombras para 22/12 às 12h.....	32
Figura 9 – Simulação de projeção das sombras para 22/12 às 15h.....	32
Figura 10 – Simulação de projeção das sombras para 20/03 às 09h.....	33
Figura 11 – Simulação para projeção das sombras para 20/03 às 12h.	33
Figura 12 – Simulação para projeção das sombras para 20/03 às 15h.	34
Figura 13 – Simulação para projeção das sombras para 21/06 às 09h.	35
Figura 14 – Simulação para projeção das sombras para 21/06 às 12h.	35
Figura 15 – Simulação para projeção das sombras para 21/06 às 15h.	36
Figura 16 – Projeção das sombras para o dia 20/03.....	37
Figura 17 – Gráfico do consumo de energia da empresa por mês.....	39
Figura 18 - <i>Layout</i> da disposição dos painéis FV.....	43
Figura 19 – Inversor com dois canais de MPPT.....	44
Figura 20 – Gráfico de consumo x geração do sistema FV.....	46
Figura 21 – Gráfico de consumo x geração em valores percentuais.....	47
Figura 22 – Gráfico de custos por categoria em um sistema FV.....	53
Figura 23 – Gráfico de custos por categoria deste projeto FV.	53
Figura 24 – Gráfico de <i>payback</i> deste projeto FV.	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Pontos cardeais no ângulo de azimute.....	27
Tabela 2 – Irradiação solar média diária em Curitiba.	28
Tabela 3 – Consumo mensal do empreendimento.....	38
Tabela 4 – Crescimento da tarifa de energia.....	49
Tabela 5 – Projeção de gastos com energia elétrica.....	50
Tabela 6 – Tabela de preços da proposta.	51
Tabela 7 – Fluxo de caixa.	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a – Si	Silício Amorfo ou Filmes Finos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BOS	<i>Balance of System</i>
c – Si	Silício Cristalino
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CIS	<i>Copper Indium Selenide</i> – Disseleneto de Cobre e Índio
CIGS	<i>Copper Indium Gallium Selenide</i> – Disseleneto de Cobre Índio e Gálio
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DC	<i>Direct Current</i> – Corrente Contínua
EN	<i>European Standard</i> – Normas Européias
FV	Fotovoltaico
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> – Comissão Internacional de Eletrotécnica
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
m – Si	Silício Monocristalino
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
NTC	Norma Técnica da Copel
p – Si	Silício Policristalino
PIB	Produto Interno Bruto
PR	<i>Performance Ratio</i> – Performance média
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UHE	Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	10
1.1 TEMA	10
1.1.1 Delimitação do Tema	11
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS.....	12
1.3 OBJETIVOS	13
1.3.1 Objetivo Geral	13
1.3.2 Objetivos Específicos	13
1.4 JUSTIFICATIVA	13
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	16
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
2 ESTUDO DE TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS.....	18
2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	18
2.1.1 Silício Monocristalino (m-Si)	18
2.1.2 Silício Policristalino (p-Si)	19
2.1.3 Filme Fino ou Silício Amorfo (a-Si).....	20
2.1.4 Disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS)	20
2.2 NORMAS PARA REGULAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	21
2.3 INTERLIGAÇÃO COM A REDE	21
2.3.1 Sistemas Autônomos.....	22
2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR).....	22
2.3.2.1 Inversor	22
2.3.2.2 Inversor sem transformador	24
2.3.2.3 Inversor com transformador	24
2.3.3 Proteção	25
3 RADIAÇÃO SOLAR	26
3.1 DIMENSIONAMENTO DA ÁREA DE INSTALAÇÃO DOS PAINÉIS SOLARES	29

4. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	38
4.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	38
4.2 CAPACIDADE DE GERAÇÃO	39
4.3 TOPOLOGIA DO SISTEMA FV.....	43
4.4 CONSUMO X GERAÇÃO	45
4.5 CUSTO DE ENERGIA E VALOR ECONOMIZADO	48
4.6 CUSTOS DE INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO	51
4.7 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	54
4.7.1 Fluxo de Caixa	55
4.7.2 Payback.....	57
4.7.3 Valor Presente Líquido.....	58
4.7.4 Taxa Interna de Retorno.....	58
5 CONCLUSÃO.....	60
REFERÊNCIAS.....	62
ANEXOS	66
ANEXO A – Folha de especificação do módulo FV.....	66
ANEXO B – Folha de especificação do inversor de frequência	67
ANEXO C – Orçamento EGNEX.....	68

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

A incidência de energia vinda do sol diariamente é maior do que a demanda total de todos os habitantes de nosso planeta pelo período de um ano. Dentre as diversas aplicações da energia solar, a geração de eletricidade através do efeito fotovoltaico apresenta-se como uma das mais elegantes formas de gerar potência elétrica. (RÜTHER, 2004).

Nos dias de hoje, muito tem se falado sobre a necessidade de utilização de fontes de energia renováveis e ecologicamente corretas. Recentemente, várias regiões do mundo têm sofridos problemas de escassez de energia elétrica. Como a maior parte da eletricidade gerada e utilizada no Brasil provém de usinas hidroelétricas, quando há um período prolongado de estiagem, as reservas dessas usinas tem seu nível diminuído, e cria-se uma preocupação a respeito do fornecimento e do atendimento de toda a demanda necessária. Mesmo com a utilização de termoelétricas utilizando carvão e geradores alimentados por diesel, fontes não renováveis, e que emitem gases nocivos à natureza.

Nesse sentido, é de grande importância a pesquisa e o desenvolvimento de novas formas de energias renováveis, com o menor impacto ambiental possível. Tecnologias já existentes podem ser melhoradas e aplicadas paralelamente a outras, como forma de diminuir a demanda da geração centralizada.

Considerando estes fatos, este trabalho tem como foco o estudo da geração de energia elétrica fotovoltaica, a sua viabilidade de implantação e utilização em Curitiba/PR. Será abordado a viabilidade econômica para instalação de um sistema de geração distribuída em uma academia de natação, utilizando células fotovoltaicas. Este sistema não tem o objetivo de suprir completamente a demanda do estabelecimento, mas ser uma forma de apoio e trabalhar conjuntamente com a concessionária.

Segundo a resolução normativa nº482/2012, da ANEEL, o consumidor brasileiro pode gerar energia elétrica para o consumo próprio a partir de fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da mini geração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e auto sustentabilidade (ANEEL, 2012).

1.1.1 Delimitação do Tema

Neste trabalho foi estudada a viabilidade econômica de projeto para um sistema auxiliar de geração de energia elétrica em uma academia de natação. Serão analisados os dados de incidência solar e capacidade de geração por metro quadrado na região de Curitiba/PR. A seguir, fez-se um estudo sobre a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada advinda da conversão da energia solar em energia elétrica.

Após o estudo da capacidade de geração, foi feita uma análise da demanda utilizada pela empresa ao longo do ano, e feito o cruzamento dos dados levantados com a necessidade energética, para verificar a viabilidade da utilização desse tipo de energia.

Também está no escopo do trabalho uma avaliação das vantagens econômicas que esse sistema pode oferecer a longo prazo para o empreendimento. Com o levantamento dos custos de desenvolvimento e implantação do projeto, e com o possível retorno na redução dos gastos de energia elétrica da academia, pode ser avaliado se a implantação deste tipo de geração é viável e vantajoso a empresa. Se a demanda gerada for maior que a utilizada pela academia, também será dado enfoque ao sistemas de troca de créditos adotado pela concessionária, para que a energia excedente gerada seja transmitida para a rede.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Com o aumento da preocupação ambiental, novas hidrelétricas com grandes áreas alagadas estão se tornando raras. Para que não haja um colapso na geração, novas alternativas estão sendo implementadas e estudadas, como é o caso das pequenas centrais hidrelétricas, mas essas ainda envolvem uma área a ser alagada. Há ainda outras fontes alternativas de energia, como a energia elétrica obtida através de células fotovoltaicas.

Este trabalho tem enfoque na geração distribuída, analisando a viabilidade econômica da implementação do sistema em uma academia de Curitiba. Analisado o histórico de consumo da academia e a capacidade de geração do sistema fotovoltaico, pode-se calcular se haverá o excedente de energia elétrica para ser repassado à concessionária, Companhia Paranaense de Energia - COPEL, gerando créditos com esta.

Atualmente a academia possui sete piscinas, que necessitam de aquecimento para manter a temperatura da água em 28 a 32°C, (dependendo da piscina) para conforto térmico e segurança dos usuários, além dos motores necessário para bombear a água para os filtros e trocadores de calor.

Os trocadores de calor utilizam a tecnologia da queima de *pellets* de madeira, serragem ou serradura refinada de madeira comprimida e seca, e diesel como combustível de suas fornalhas e trocadores de calor elétricos, em caso de emergência ou necessidade de aquecer rapidamente uma grande quantidade de água, é utilizado uma fornalha alimentada à lenha.

O sistema de geração fotovoltaico não tem por objetivo o aquecimento das piscinas, mas sim alimentar as outras cargas elétricas da empresa, como climatização e iluminação.

Feito o levantamento dos custos de implementação para saber em quanto tempo haverá o retorno financeiro.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Dimensionar um projeto de painéis fotovoltaicos com o intuito de gerar energia renovável para suprir parte da energia consumida por uma academia de Curitiba, buscando verificar a viabilidade técnico/financeira da associação concomitante com o sistema elétrico presente.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Levantar dados referentes ao consumo de energia da academia.
- Quantificar painéis necessários para a produção de energia consumida pela empresa.
- Estimar o potencial de produção de energia do sistema implantado.
- Pesquisar possíveis fornecedores e preços para a implementação do sistema.

1.4 JUSTIFICATIVA

Perdas de energia, custos ambientais, a distância dos grandes potenciais hidrelétricos e a necessidade de se manter a matriz limpa estimulam, cada vez mais, a regulamentação e os investimentos em geração de fontes alternativas e próxima dos consumidores. (CRUZ, 2013).

É fundamentada nessa visão que este trabalho tem sua motivação. A instalação de uma unidade de geração no próprio empreendimento vem de encontro a amenizar vários destes problemas. Como resultado final da

implementação do projeto estão o encurtamento das distâncias da unidade geradora com a unidade consumidora, a utilização de uma fonte renovável e com impacto mínimo ao meio ambiente, limpando a matriz energética, e diminuindo a solicitação de carga da rede.

Em uma estimativa levantada em um estudo, para cada 1% de aumento no PIB brasileiro, deve-se acrescentar 1,2% na potência total do sistema gerador. Com uma geração na casa dos 125.000MW, isso daria um aumento de 1.500MW para cada unidade que o PIB cresce. Para ilustrar essa situação, toma-se como base que a usina de Furnas, tem potência total de 1.216MW. Se o PIB brasileiro crescer 1% ao ano, para suprir a demanda de energia, deve-se construir uma usina do porte da UHE de Furnas por ano (CRUZ, 2013).

Isto mostra o quão importante fontes alternativas de energia no sentido de auxiliar o suprimento desta demanda e também que estas fontes devam ser cada vez mais estudadas, desenvolvidas e implantadas na vida prática do país.

Outro ponto que deve ser bastante frisado é o de que as perdas de transmissão nas longas linhas que cortam o país, interligando unidades geradoras e centros de carga, são reduzidas com a utilização da geração distribuída.

Neste trabalho escolhe-se a fonte de energia fotovoltaica por vários fatores. Um deles, é que a academia apresenta uma grande área de telhados, o que favorece a instalação dos painéis fotovoltaicos. Outro ponto importante são os dados de incidência de radiação solar no estado do Paraná. Quando comparados aos dados da Alemanha, que tem uma grande utilização dos painéis solares para geração, esses valores são muito maiores no estado do que no país europeu, como demonstra a figura 1 (TIEPOLO, 2014). Porém ao se fazer esta análise com a capacidade instalada, os valores se invertem, o que leva a crer que estudos nessa área são fundamentais para o desenvolvimento e utilização deste potencial que está sendo desperdiçado (GOYA, 2014).

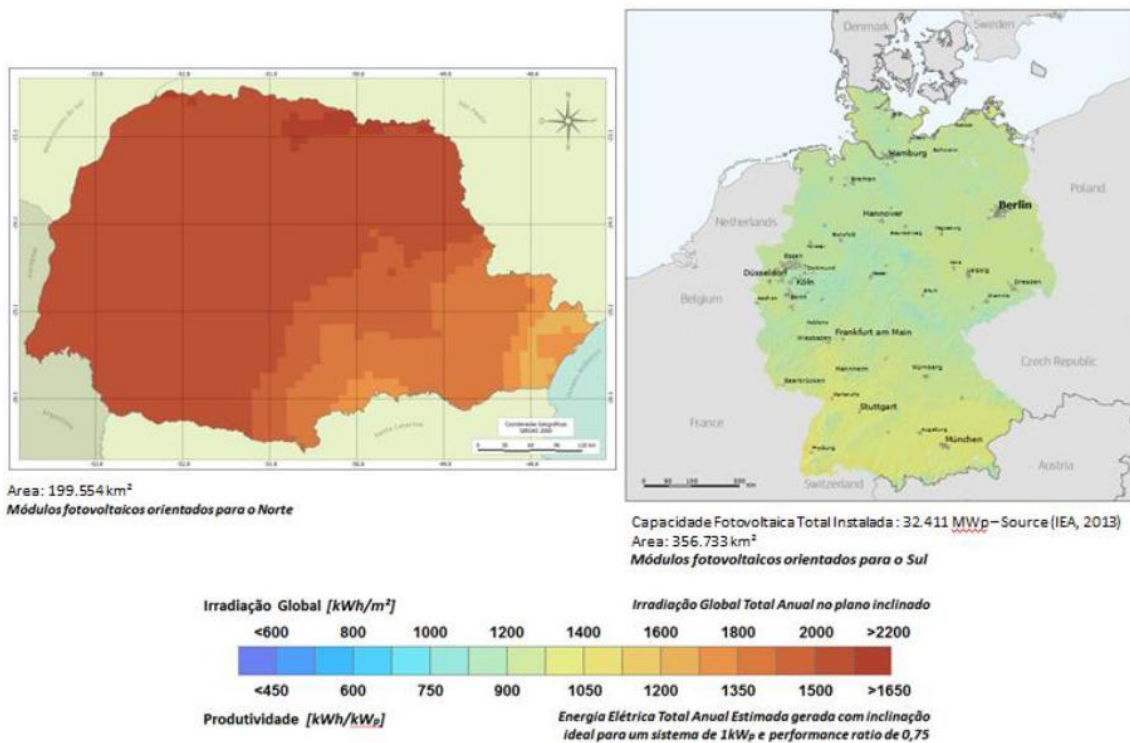


Figura 1 – Mapa de irradiação global total anual no plano inclinado padronizado do Paraná e da Alemanha.

Fonte: TIEPOLO, URBANETZ, CANGIOLIERI, VIANA, PEREIRA. V CBENS - 2014.

Para exemplificar este fato, o mapa da figura 2 demonstra os níveis de irradiação solar no mundo, e constata-se que em países que geram muito mais energia através de células fotovoltaicas, a irradiação é menor que no Brasil, como é o caso da já mencionada Alemanha, e também Japão, Espanha e Estados Unidos.

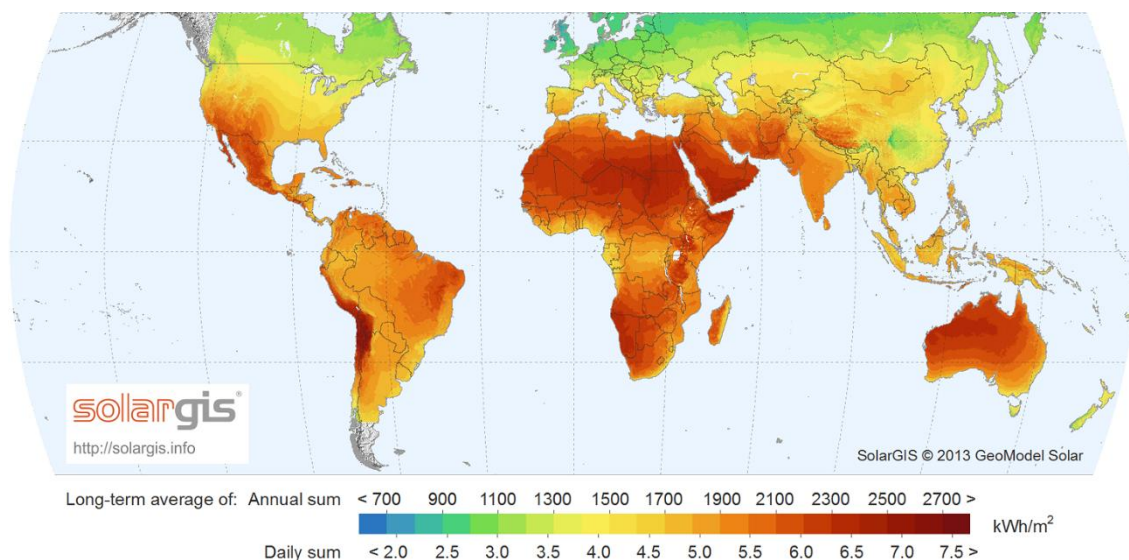


Figura 2– Mapa de irradiação solar anual na superfície terrestre.

Fonte: SOLARGIS, 2013.

Entre alguns dos benefícios que o sistema de geração distribuída agrega ao sistema elétrico estão a redução da carga da rede, a diversificação da matriz energética, a diminuição das perdas e o baixo impacto ambiental que é gerado pelas fontes renováveis de energia. Uma das exigências da legalidade em se implantar o sistema de geração é que a fonte seja renovável, tais como eólica, biomassa, hidráulica, ou como é o caso do escopo deste trabalho, solar.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este trabalho consiste primeiramente de uma pesquisa bibliográfica sobre as tecnologias e equipamentos empregados na geração fotovoltaica, e os conversores necessários para que este sistema opere em conjunto com a rede da concessionária. Após o entendimento e compreensão de como o sistema funciona e do papel de suas partes constituintes, será então dado prosseguimento a próxima etapa.

Na segunda etapa, foi feito o cálculo do potencial de geração que pode ser instalado no empreendimento, utilizando os dados da área total disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos e a média da radiação solar incidente

no local que se encontra a academia. Também foram analisados os dados de consumo de energia da academia, com base no histórico de sua conta de energia elétrica.

Após o levantamento desses dados, realizou-se então uma avaliação financeira da viabilidade ou não da implementação do sistema, analisando os custos de projeto, execução e manutenção do sistema, e fazendo um comparativo de quanto seria a economia ao longo da vida útil do corpo gerador fotovoltaico, e se existiria, de fato, uma redução de gastos ao longo do período, que justifique tal investimento.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho apresentado será dividido entre os seguintes capítulos:

Capítulo 1: Introdução: Neste capítulo está contida uma breve apresentação do trabalho, o seu tema, a delimitação do tema, os problemas, premissas, objetivos, justificativas e ainda os procedimentos metodológicos que serão adotados.

Capítulo 2: Pesquisa bibliográfica sobre os sistemas de geração fotovoltaica, normas a respeito da integração do sistema a rede e equipamentos utilizados nestes sistemas.

Capítulo 3: Levantamento dos dados de consumo do estabelecimento, bem como uma previsão da capacidade de geração de um sistema fotovoltaico a ser instalado na Academia.

Capítulo 4: Com os dados do capítulo 3, será feita a análise da viabilidade financeira da implantação do sistema. Uma avaliação dos dados de custo do sistema, bem como o benefício futuro será executada.

Capítulo 5: Considerações finais: Na etapa final do trabalho será executado um cruzamento dos dados que foram inicialmente informados no Capítulo 3 com os que foram calculados e desenvolvidos no Capítulo 4.

2 ESTUDO DE TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

2.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Células solares são dispositivos capazes de transformar a energia luminosa, proveniente do Sol ou de outra fonte de luz, em energia elétrica (CARVALHO, 2004). A maior utilização se dá através de módulos, que seriam uma associação dessas células fotovoltaicas em série (mesma corrente é circulada pelas células e por consequência um maior nível de tensão surge nos terminais) ou paralelo (há uma adição de corrente para um mesmo valor de tensão aplicado em cada célula). A célula de silício cristalina é a mais comum, com cerca de 95% de todas as células solares existentes no mundo; porém outros materiais semicondutores também são utilizados, como o silício, o arsenieto de gálio, telureto de cádmio ou diselenieto de cobre e índio (SANTOS, 2011). A indústria produtora dos equipamentos e materiais elétricos está sempre desenvolvendo e buscando novas tecnologias para que as células e módulos solares tenham uma maior eficiência, visando aumentar a capacidade de produção por metro quadrado de placa.

O mercado de células fotovoltaicas encontra-se em expansão, incentivando a busca por uma maior eficiência e um menor custo de produção, gerando um incentivo para a descoberta de novas associações de semicondutores. Dentre os semicondutores utilizados, destacam-se o silício cristalino (c-Si); o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre e índio (CuInSe_2 ou CIS e Cu(InGa)Se_2 ou CIGS).

2.1.1 Silício Monocristalino (m-Si)

As células de silício cristalino são historicamente as mais usadas e comercializadas como conversor direto de energia solar em eletricidade. A célula

de silício monocristalino é a tecnologia mais cara entre as células de silício cristalino, pois o processo de fabricação das células é lento e devido à alta temperatura envolvida no processo o consumo de energia é extremamente elevado, porém elas possuem a eficiência mais alta. Elas são feitas a partir de um único cristal de silício ultrapuro na forma de tarugo, sendo posteriormente cortadas em lâminas por fios ou serras para a formação das células. Após vários processos de finalização as células são interconectadas em série ou paralelo para a obtenção do módulo fotovoltaico.

Células solares fotovoltaicas monocristalinas são geralmente de alto desempenho, mas, devido ao fato de que elas perdem um pouco de espaço entre as células quando são encapsuladas em um painel de energia solar fotovoltaica, elas realizam o mesmo (em termos de eficiência e poder) como a de um painel formado por silício policristalino. Um painel formado por esse tipo de material pode atingir uma eficiência entre 12 e 17% em termos de conversão energética. Esse resultado somente pode ser obtido com a utilização do silício de alta pureza (Si = 99,99% a 99,9999%), tal fator faz com que os avanços tecnológicos envolvendo esse material estejam em seu mais alto grau de desenvolvimento.

2.1.2 Silício Policristalino (p-Si)

As células de silício policristalino possuem um processo fabril mais barato que as de silício monocristalino por exigirem um processo de preparação das células menos rigoroso, ou seja, a perfeição cristalina é menor. A eficiência, no entanto, cai um pouco em comparação as células monocristalinas (12 - 17%). O material de partida é o mesmo que para o m-Si, que é fundido e posteriormente solidificado direcionalmente, o que resulta em um bloco com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais se concentram os defeitos que tornam este material menos eficiente do que o m-Si em termos de conversão fotovoltaica.

Nos últimos anos, o p-Si tem crescido sua participação no mercado fotovoltaico mundial, em detrimento do m-Si, e atualmente mais de 50% da produção mundial utiliza o p-Si (MAYCOCK, 2003).

2.1.3 Filme Fino ou Silício Amorfo (a-Si)

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos. A utilização de silício amorfo para uso em fotocélulas tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação do m^2 , que chega a metade se comparado ao c-Si. O processo de fabricação consiste na deposição do semiconductor sobre um substrato em processos a plasma. Sua eficiência acaba não passando dos 6%, mas se levando em conta o *'energy pay-back time'* que seria o tempo em que a célula demora para gerar a energia gasta em sua produção o investimento acaba sendo menor que as tecnologias c-Si. Outro ponto é o que ela não apresenta diminuição da potência gerada com o aumento de temperatura, uma vantagem se comparada as outras tecnologias citadas anteriormente.

Os módulos produzidos de a-Si pode ser depositado em substratos plásticos, permitindo uma leveza e flexibilidade ao sistema, melhorando a estética em sua aplicação. Permitindo até a criação de módulos semitransparentes, podendo ser utilizados em fachadas de edificações.

2.1.4 Disseleneto de cobre (gálio) e índio (CIS e CIGS)

Na busca por maiores eficiências dos painéis fotovoltaicos, o disseleneto de cobre e índio também é considerado um sério competidor principalmente por seu potencial de atingir eficiências relativamente elevadas. As desvantagens são a dificuldade de encontrar tais materiais e o seu nível de toxicidade. No quesito de produção de painéis fotovoltaicos de filme fino disponíveis, o disseleneto de cobre e índio são os que apresentam o melhor rendimento comparados ao silício amorfo.

2.2 NORMAS PARA REGULAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A resolução normativa nº 482/2012, da ANEEL, regulariza a microgeração ou minigeração distribuída, no qual uma unidade consumidora pode participar do sistema de compensação arranjada para injetar energia elétrica ativa no sistema de distribuição de sua localidade.

Também é contemplado pela resolução normativa como será feita a troca de créditos, a energia gerada será abatida do consumo da unidade geradora, caso haja um excedente na produção de energia elétrica, o saldo positivo vira em forma de crédito para ser abatido no mês subsequente, com validade de 36 meses. Esses créditos podem ser utilizados por outra unidade consumidora, desde que as duas unidades consumidoras sejam do mesmo titular ou se encontrem na mesma área de concessão.

Esta resolução normativa estabelece um limite de potência para a cogeração em um MW, acima desse valor, as unidades geradoras não podem ser configuradas como cogeração (ANEEL, 2012).

Cada concessionária deverá possuir a sua própria norma técnica para a instalação do sistema de geração distribuída, no caso deste trabalho, a norma técnica a ser considerada será a NTC 905100 e NTC 905200, ambas relativas à concessionária COPEL (COPEL, 2013).

Ambas as normas técnicas visam padronizar as instalações de geração, utilizando equipamentos certificados cadastrados pela COPEL. Caso haja o interesse em utilizar um equipamento não certificado, o solicitante será o responsável pela certificação desses equipamentos exclusivamente com algum instituto acreditado pelo INMETRO.

2.3 INTERLIGAÇÃO COM A REDE

Os sistemas fotovoltaicos podem ser de dois tipos, os sistemas autônomos, e os conectados à rede elétrica.

2.3.1 Sistemas Autônomos

São sistemas que geralmente são utilizados onde não existe rede de energia elétrica, e o sistema é a única fonte de energia do local, como em áreas rurais afastadas. Esse sistema exige que se tenha um banco de baterias para que exista fornecimento em horários que não há incidência de luz solar.

2.3.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)

Este sistema coexiste com a rede elétrica pública, dessa maneira dispensa o uso de baterias. Quando há a incidência de luz solar e geração fotovoltaica, o sistema supre a energia utilizada, e caso exista algum excedente de energia, essa energia é injetada na rede. Esse excedente de energia é transformado em créditos, que em períodos sem geração, podem ser utilizados quando se utiliza energia proveniente da rede. É este tipo de sistema que este trabalho irá abordar, e que o projeto de viabilidade será fundamentado. Nos itens seguintes, serão descritos algumas características e topologias possíveis dos sistemas.

2.3.2.1 Inversor

Esses componentes, também conhecidos como conversores CC-CA são responsáveis por fazer a conversão da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico. A corrente gerada pelo SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) é originalmente contínua. Por esse motivo é necessário que exista o inversor, que irá converter em corrente alternada. Além da conversão, o inversor é responsável por configurar a frequência correta para que a tensão possa ser injetada na rede. Outro ponto importante é que o nível de harmônicos deve ser baixo, para não danificar os equipamentos elétricos alimentados pela rede.

Existem várias possibilidades de topologia para integrar o sistema fotovoltaico a rede, dependendo do tipo de conversor utilizado, da ligação entre eles e a rede de painéis fotogeradores, e também de como essa energia será entregue ao sistema elétrico. Será explicado a seguir um pouco de cada tipo de inversor. Mas antes é válido salientar a importância do isolamento galvânico entre o SFCR e a rede.

Segundo Demonti (2003), o isolamento galvânico, obtido através de um transformador, geralmente presente no próprio inversor, além da segurança adicional, evita as correntes de fuga.

Sem um transformador, conecta-se galvanicamente os módulos a rede, o que pode gerar correntes de fuga para a terra, provinda dos módulos. Isso ocorre pois existe uma capacitância entre os módulos e a terra, e juntamente com o chaveamento em alta frequência do inversor, torna essas correntes mais propícias a existir. Além da corrente de fuga, podem aparecer outros sintomas, como níveis de harmônicos elevados e a geração de ruídos eletromagnéticos.

Porém, ao se introduzir um transformador ao sistema, existem perdas maiores, associadas justamente ao núcleo e enrolamentos do transformador. Além do núcleo, as perdas acabam por aumentar com a indutância de dispersão, que produzem perdas nos diodos. Dessa maneira, o rendimento das estruturas isoladas ficam um pouco abaixo das não isoladas, porém o empecilho apresentado pela conexão galvânica é eliminado.

2.3.2.2 Inversor sem transformador

Segundo Demonti (2003) este tipo de aparelho deve ser alimentado com um valor alto de tensão pois com a eliminação do transformador não existe o estágio que eleva a tensão. É possível obter uma modulação a cinco níveis, o que gera uma corrente de saída com ondulação de até quatro vezes a frequência de operação dos interruptores.

A retirada do transformador é justificada pela maior eficiência, menor peso, menor volume e menor custo. Porém deve ser levado em conta a perda do isolamento galvânico, que com a retirada do transformador, liga diretamente o sistema a rede elétrica. Além disso, o elevado número de chaves e diodos aumenta as perdas nestes componentes. Todos estes fatores devem ser levados em conta quando for feita a análise de qual tipo de equipamento será utilizado.

Dado o problema apresentado sobre a necessidade do isolamento do sistema SFCR, apresenta-se a topologia do inversor que contém um transformador em seu interior, para isolar galvanicamente o sistema.

2.3.2.3 Inversor com transformador

Um sistema apresentado por Jung (2002) é composto por um estágio elevador, com a utilização de ponte completa, para então passar por um transformador, e após isto um inversor. O estágio elevador se faz necessário, pois o sistema necessita de uma entrada de energia com tensão razoavelmente alta.

Ainda sobre os inversores com transformador, pode-se ter o transformador em baixa frequência, ou o de alta frequência. Conforme Almeida (2012), o transformador de baixa frequência, ou frequência da rede, apresenta alguns pontos negativos, como o seu elevado tamanho e peso, além de apresentar maiores perdas. É também responsável por uma diminuição do fator de potência do sistema, pois são necessários reativos para que ele possa ser magnetizado.

Segundo Almeida (2012), para se evitar as perdas associadas ao transformador em baixa frequência, pode-se inserir um processo de conversão em alta frequência. A etapa que se dá em alta frequência, é onde se encontra o transformador. Esta solução é apropriada quando se deseja que o isolamento galvânico esteja presente.

2.3.3 Proteção

A proteção utilizada, além de atuar em casos de curto-circuito e falhas nos circuitos, possibilita a manutenção do sistema pelo operador, abrindo o sistema e isolando eletricamente os componentes que necessitem de reparos.

A proteção contra ilhamento elétrico já está presente no próprio inversor, não necessitando de ferramentas adicionais para este problema.

O ilhamento ocorre, quando a rede de distribuição está inoperante, devido a falhas ou manutenção. Neste caso o sistema fotovoltaico deve parar de injetar energia na rede, para garantir a segurança dos operadores que realizem manutenção ou reparos, assegurando assim que o sistema geral não está energizado.

3 RADIAÇÃO SOLAR

Para a obtenção dos dados de irradiação solar no local onde será instalado os painéis fotovoltaicos, foi utilizado o programa *Radiasol 2.1*, ilustrado na figura 3, criado pela UFRGS (Universidade Federal do Rio Grande do Sul). Este programa tem o intuito de fornecer dados de irradiação solar média no período de um ano, podendo ela ser inclinada, difusa e direta.

Para esta análise serão utilizados dados informados pelo programa na forma inclinada (utilização normal dos painéis).

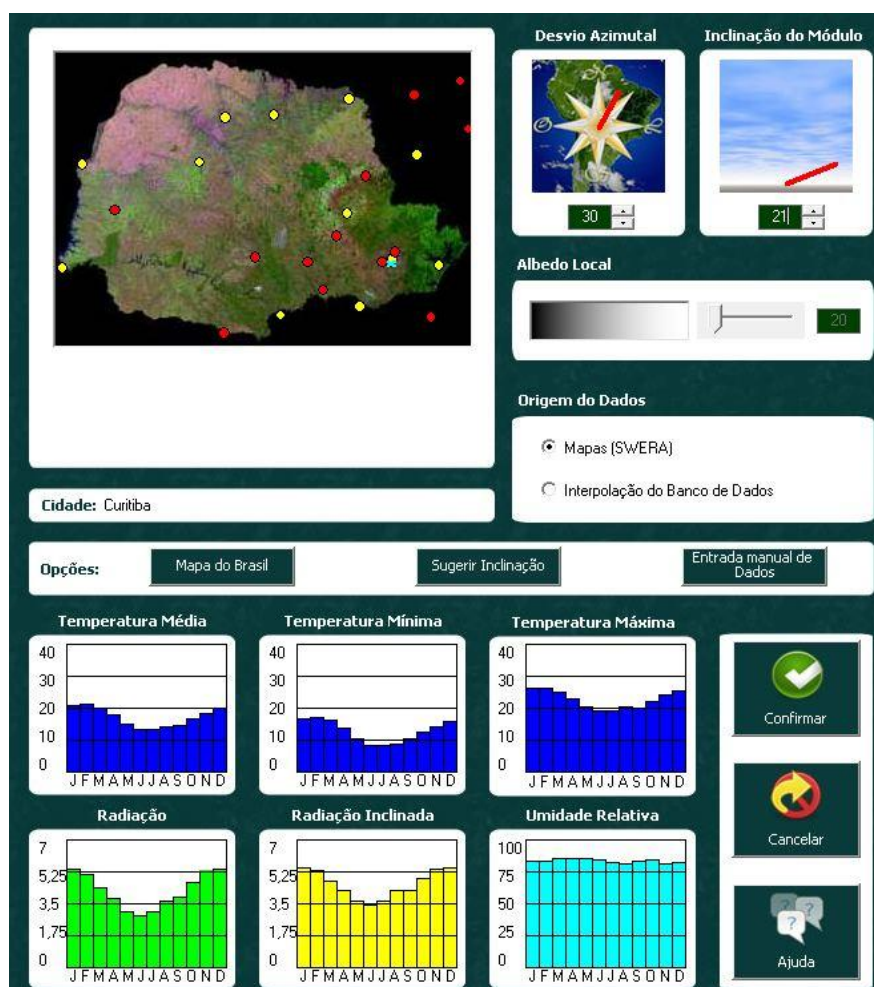


Figura 3 – Interface inicial do programa *Radiasol*.

Fonte: *Radiasol*.

Para isso, é necessário inserir alguns dados de instalação dos módulos, como o ângulo de azimute, este ângulo é obtido traçando uma reta perpendicular à face receptora do módulo, e o desvio em relação ao norte geográfico, ilustrado na figura 4. Mensurado em graus, a tabela 1 exemplifica os pontos cardeais representados pelo ângulo de azimute:

Tabela 1 – Pontos cardeais no ângulo de azimute.

Ponto cardinal	Ângulo de azimute
Norte	0° ou 360°
Leste	90°
Sul	180°
Oeste	270°

Fonte: APOLO11, 2000.

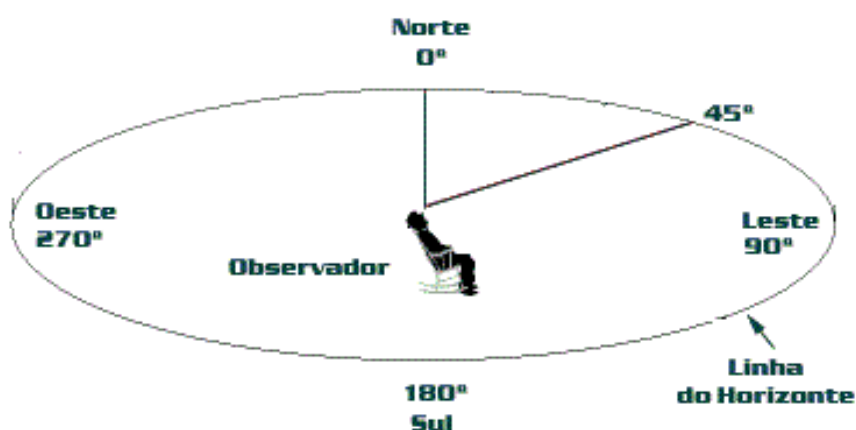


Figura 4 – Representação do ângulo de azimute.

Fonte: APOLO11, 2000.

Foi utilizado como Azimute o ângulo de 30° devido a orientação da construção da academia.

Para o ângulo de inclinação dos módulos, o programa sugere que na localização de Curitiba seja utilizada a angulação de 25° para uma maior eficiência caso o ângulo de azimute seja 0°. No caso da academia, os valores a serem utilizados para um melhor resultado do estudo, corrigindo o ângulo de azimute, será de 21°, obtido alterando manualmente a angulação no *software Radiasol* e comparando os resultados.

Através dos dados acima, o software Radiasol 2 obteve os valores de irradiação solar média inclinada no local da academia. Estes valores estão expostos na tabela 2.

Tabela 2 – Irradiação solar média diária em Curitiba.

Mês	Irradiação Média Inclinada(kWh/m ² /dia)
Jan	5,23
Fev	5,13
Mar	4,64
Abr	4,29
Mai	3,71
Jun	3,55
Jul	3,78
Ago	4,22
Set	4,22
Out	4,8
Nov	5,2
Dez	5,23

Fonte: RADIASOL 2.

A média de irradiação anual pode ser facilmente obtida através destes dados, chegando-se ao valor de 4,5 kWh/m²/dia. Estes valores serão úteis posteriormente, para cálculo da energia que poderá ser gerada pelo sistema fotovoltaico.

Com ajuste de todos os dados finalizados, será gerado um gráfico (Figura 5) demonstrando a irradiação solar no local.

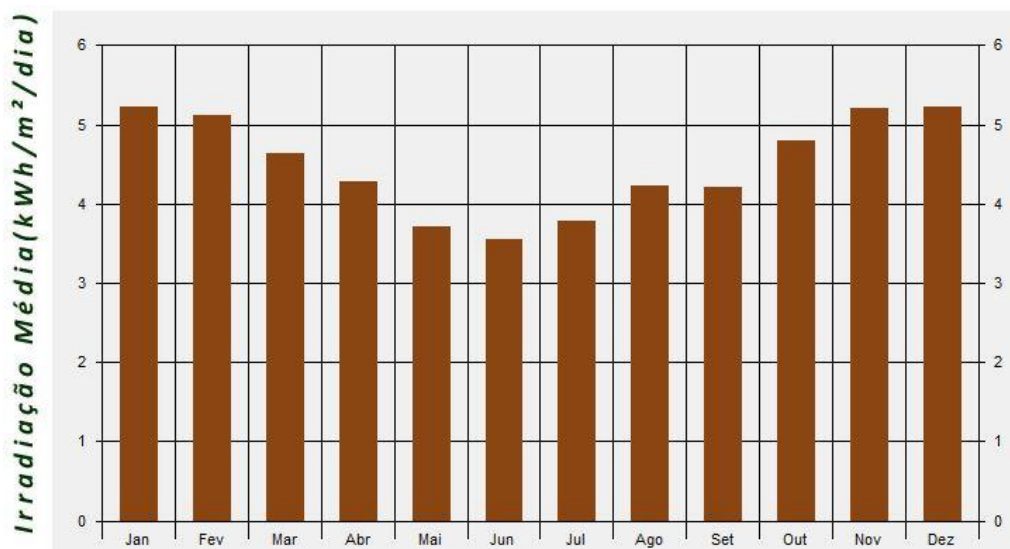


Figura 5 – Previsão de irradiação solar nos módulos fotovoltaicos.

Fonte: RADIASOL.

3.1 DIMENSIONAMENTO DA ÁREA DE INSTALAÇÃO DOS PAINÉIS SOLARES

Dando início à parte de dimensionamento e projeto, foi delimitada uma possível área em que os painéis solares poderiam ser instalados, e após isto feito um estudo detalhado de aspectos ambientais, como posição e intensidade solar, áreas com sombras que possam influenciar na geração e outros aspectos que serão relatados a seguir.

Utilizando imagens de satélite fornecidas pela Google, definiu-se que a área com melhor aproveitamento de radiação e conseqüentemente maior possibilidade de geração seria a cobertura da maior piscina da academia. Na imagem de satélite (Figura 6), é possível observar a área em que serão instalados os painéis.



Figura 6 – Área de instalação dos painéis solares.

Fonte: GOOGLE MAPS

A área hachurada na imagem acima representa a cobertura da piscina principal da academia, que é de aproximadamente 600m². Porém também é perceptível pela imagem que não é viável a instalação em toda a área demarcada. É importante destacar que existe uma construção e uma árvore na parte superior da construção, que podem ocasionar o sombreamento dos módulos, afetando o potencial de geração de energia.

Dado este ponto, faz-se necessário uma análise das sombras projetadas sobre a cobertura, para que se evite instalar módulos que fiquem em região de sombra na maior parte do dia. Isto prejudicaria o rendimento do sistema, além de gerar um custo desnecessário.

A análise do trajeto do sol e projeção das sombras foi feito pelo *software* ECOTECH. Foi realizada uma modelagem tridimensional das construções, e com ferramentas presentes neste *software* é possível projetar as sombras em vários horários do dia, e em várias épocas do ano.

Para que o *software* faça as simulações corretamente, é necessário que se introduza dados como latitude, longitude, elevação e ainda a orientação geográfica da construção. Estes dados foram encontrados utilizando uma

ferramenta do Google, o Google Maps. A latitude é -25,4255983 e a longitude é -49,2955637, com uma elevação de 940 metros. Ainda, no plano cartesiano do software, foi orientado que o eixo das ordenadas (y) tem um desvio de 30° em relação ao norte geográfico.

Os dias adotados para simulação foram os com a maior distinção de declinação do sol no decorrer do ano, os solstícios de verão e inverno, respectivamente 22 de dezembro e 21 de junho, e os equinócios, que acontecem nos dias 20 de março e 23 de setembro. Com estas 3 projeções (os equinócios apresentam a mesma declinação) é possível fazer uma projeção das áreas de sombra no decorrer do ano inteiro.

Começando pela simulação do solstício de verão, no dia 22 de dezembro, dada a posição solar, as estruturas próximas não projetam sombra sobre a cobertura principal, como pode-se observar nos resultados da simulação expostos nas figuras 7, 8 e 9.

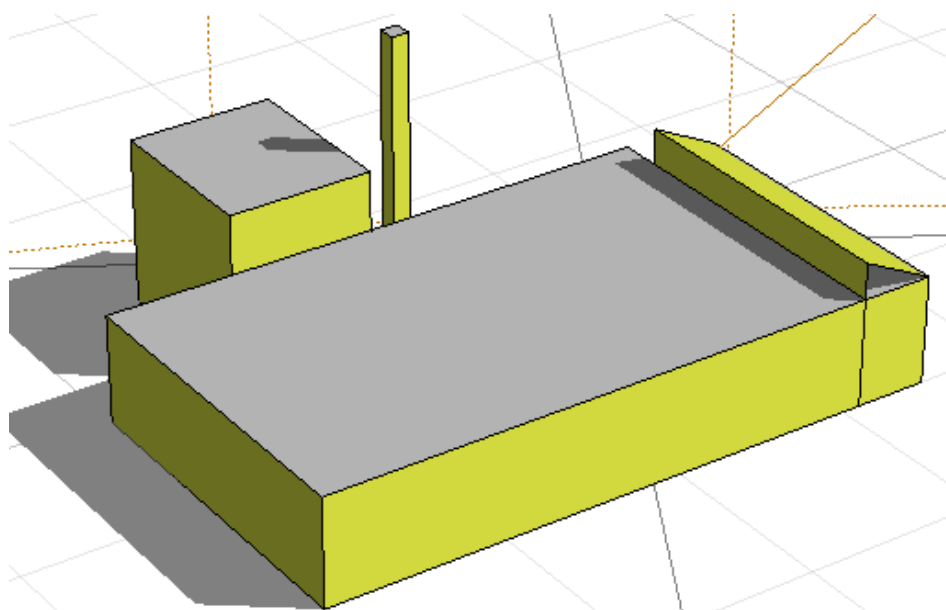


Figura 7 – Simulação da projeção das sombras para 22/12 às 09h.

Fonte: Autoria própria.

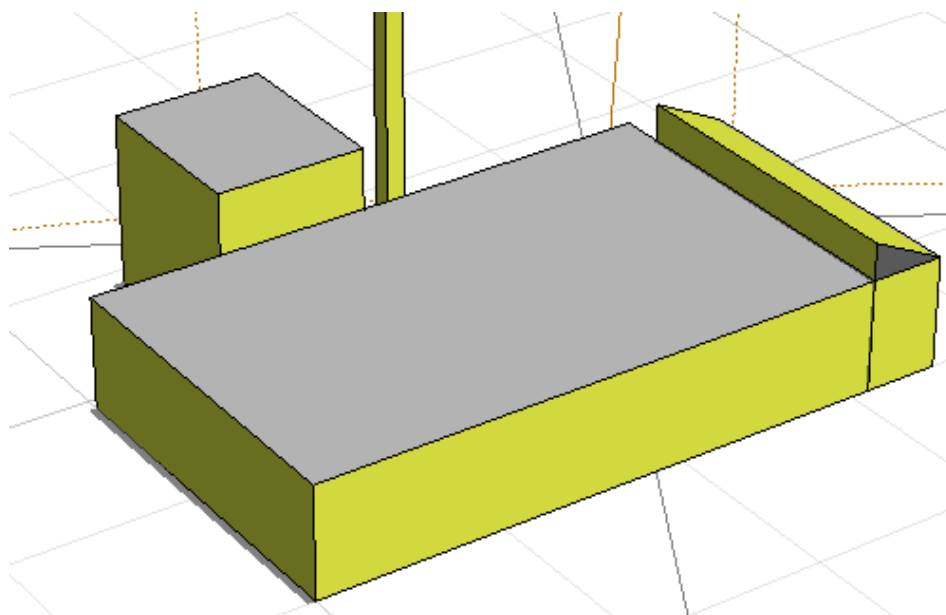


Figura 8 – Simulação de projeção das sombras para 22/12 às 12h.

Fonte: Autoria própria.

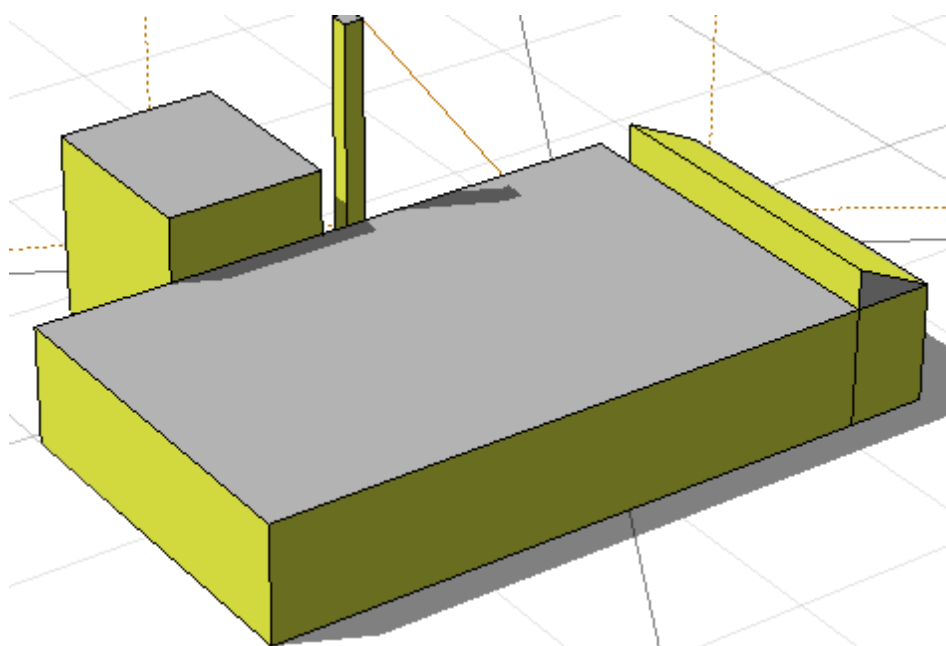


Figura 9 – Simulação de projeção das sombras para 22/12 às 15h.

Fonte: Autoria própria.

Como é possível notar, nesta época do ano, a projeção de sombra é bem pequena, e irrelevante quanto a critérios de projeto. Devido a posição solar existem apenas algumas pequenas áreas em que a luz solar não incide.

Na próxima simulação a ser apresentada, tem-se a posição solar ajustada para o dia 20 de março, data na qual ocorre o equinócio. É possível perceber que devido a mudança na declinação solar, agora existem áreas sombreadas consideráveis na cobertura, como mostram as figuras 10, 11 e 12.

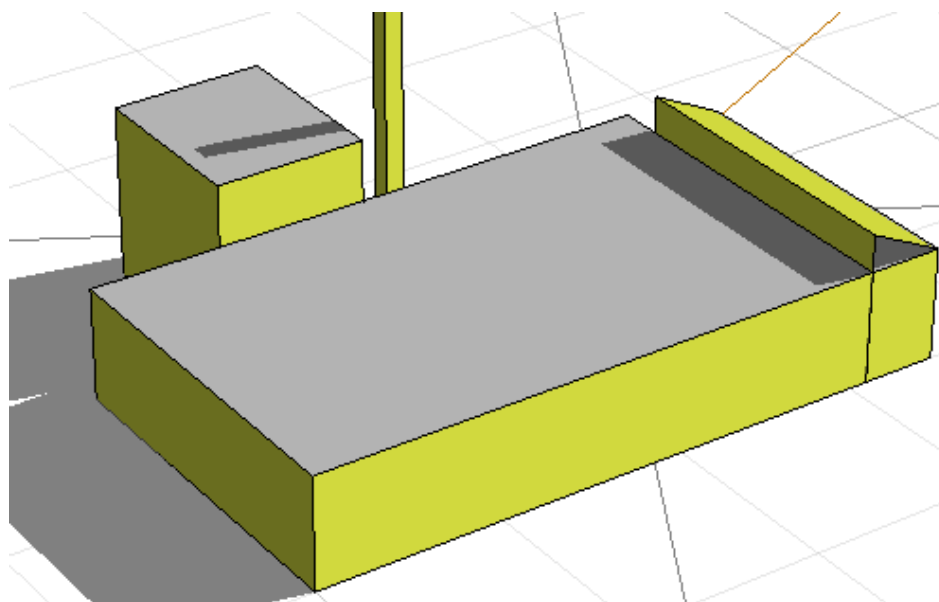


Figura 10 – Simulação de projeção das sombras para 20/03 às 09h

Fonte: Autoria própria.

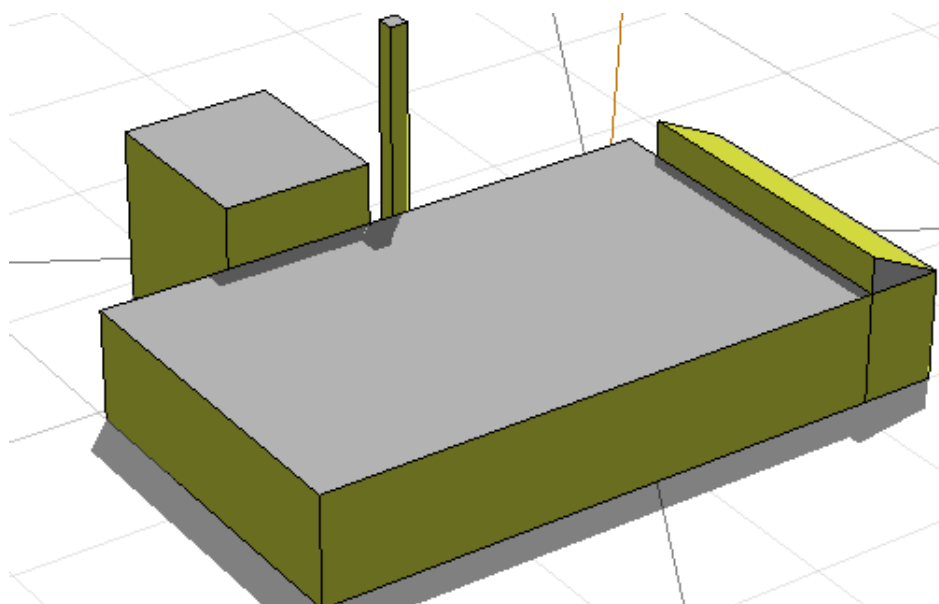


Figura 11 – Simulação para projeção das sombras para 20/03 às 12h.

Fonte: Autoria própria.

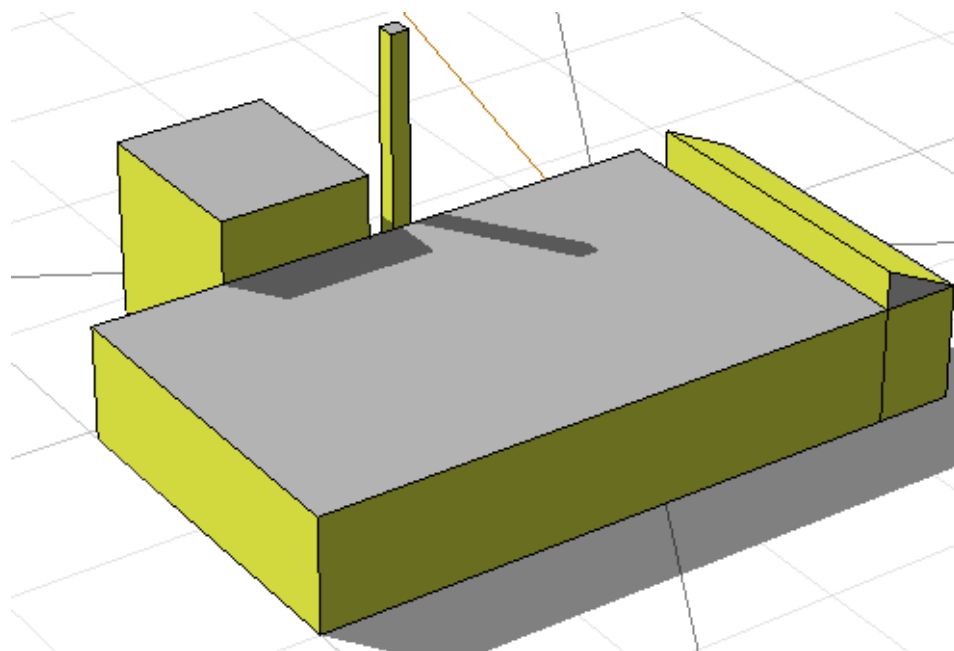


Figura 12 – Simulação para projeção das sombras para 20/03 às 15h.

Fonte: Autoria própria.

Como é possível notar, no equinócio, existe a projeção de algumas sombras. O equinócio de primavera, que acontece no dia 23 de setembro, possui a mesma rota solar, apresentando a mesma projeção de sombras mostrada, desta maneira, não será exibida no escopo deste trabalho.

Nas figuras 13, 14 e 15, será mostrada a simulação para o solstício de inverno, que ocorre no dia 21 de junho.

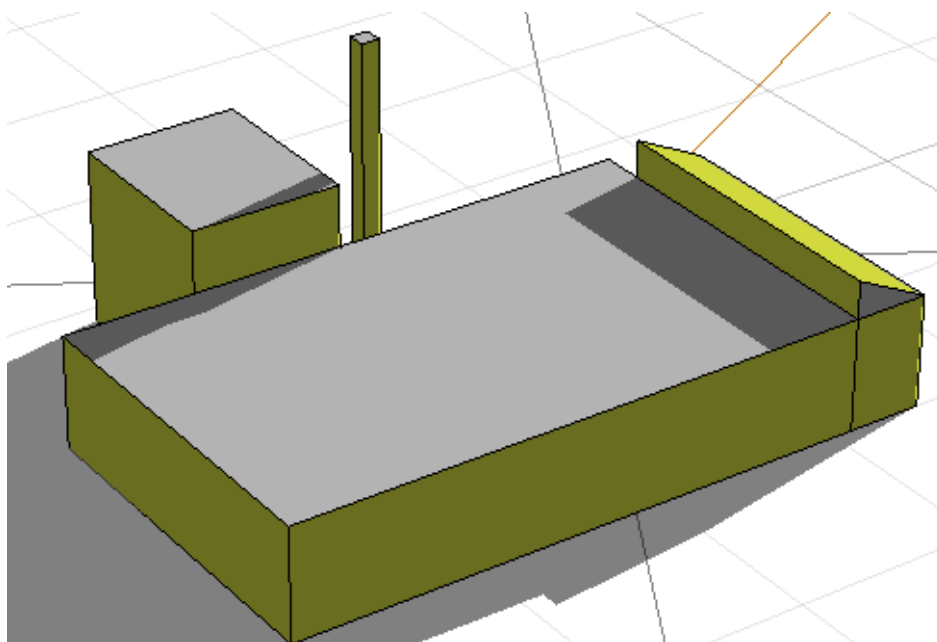


Figura 13 – Simulação para projeção das sombras para 21/06 às 09h.

Fonte: Autoria própria.

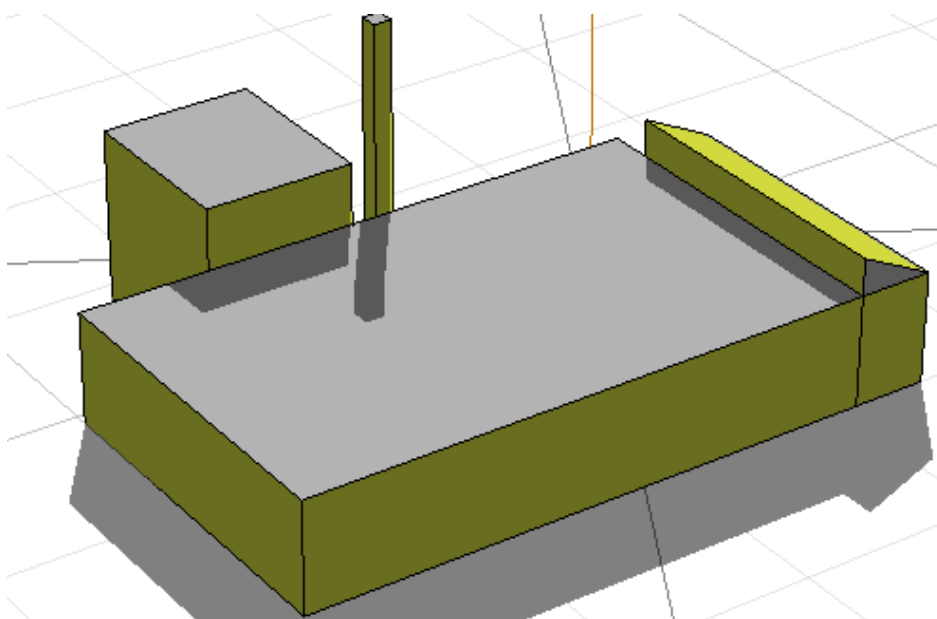


Figura 14 – Simulação para projeção das sombras para 21/06 às 12h.

Fonte: Autoria própria.

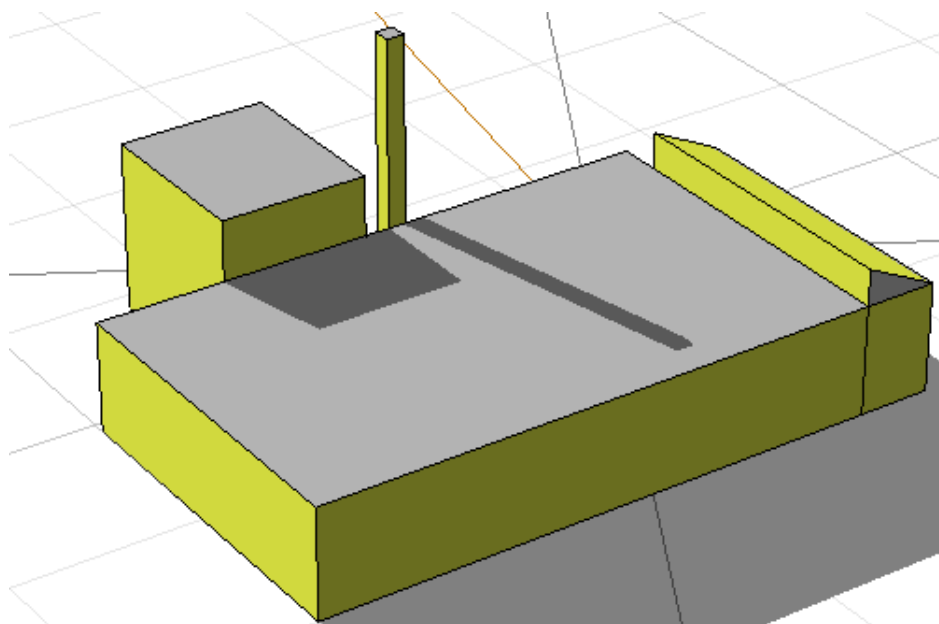


Figura 15 – Simulação para projeção das sombras para 21/06 às 15h.

Fonte: Autoria própria.

Como pode-se perceber, no período de inverno a área de sombra aumenta consideravelmente. Mesmo descartando-se o período de menor intensidade solar e utilizando apenas os dados entre 09h e 15h a área de sombra ainda seria bastante grande. Como este cenário ocorre unicamente neste dia, passando as sombras a diminuir no dia seguinte, sendo este o extremo da área de penumbra.

Levando em conta este fato, neste estudo decidiu-se desconsiderar o solstício de inverno, e considerar apenas a simulação do equinócio. Do ponto de vista deste projeto, não vale a pena deixar de instalar painéis em uma área grande como esta, sendo que em 75% do ano ocorre incidência solar.

Utilizando o mesmo *software*, o Autodesk Ecotect 2011, foi realizada uma simulação da trajetória solar no dia 20 de março, o equinócio, que é a data que será utilizada para os critérios do projeto. Na imagem a seguir, é possível ver o caminho que a sombra percorre, entre as 09h e as 15h. Nesta área será evitada a instalação dos módulos fotovoltaicos, reduzindo a área útil para a instalação dos módulos de 600 m² para 502,85 m², como pode ser observado na figura 16.

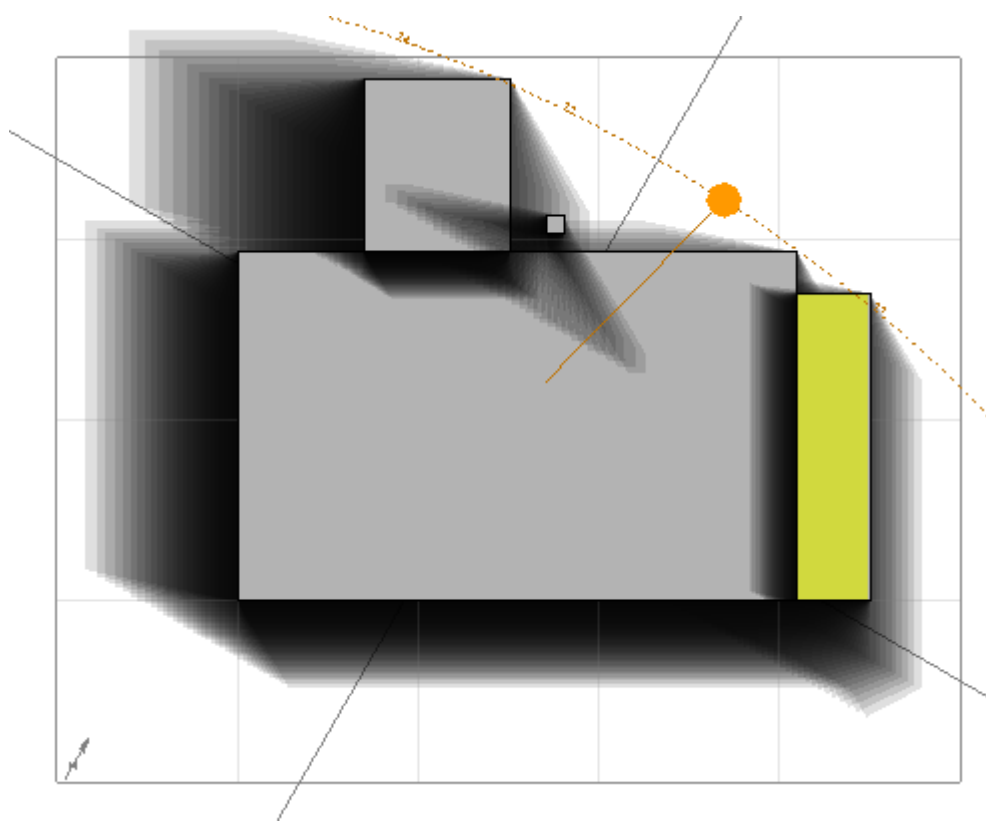


Figura 16 – Projeção das sombras para o dia 20/03.

Fonte: Autoria própria.

4. ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA INSTALAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

4.1 CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para que a análise de viabilidade econômica fosse realizada, foram coletados dados de consumo do empreendimento num período de doze meses. O período analisado foi de setembro de 2013 a agosto de 2014, utilizando o histórico de consumo fornecido pela concessionária. O consumo total neste período foi de 301,341 MWh. Isto gera uma média de consumo mensal para o ano analisado de 25111,75 kWh e uma média diária de 837,06 kWh, considerando um mês com 30 dias. Os dados coletados estão apresentados na tabela abaixo.

Tabela 3 – Consumo mensal do empreendimento.

Mês	Consumo(kWh)
set/13	28597
out/13	25412
nov/13	26583
dez/13	24085
jan/14	16061
fev/14	24412
mar/14	21414
abr/14	25870
mai/14	26039
jun/14	29031
jul/14	26877
ago/14	26960

Fonte: ACADEMIA/COPEL, 2014.

Os meses em que há maior consumo de energia elétrica por parte da empresa são junho, agosto e julho e setembro. Tais meses apresentam as temperaturas mais baixas, e também a duração do dia é menor, refletindo em mais energia gasta para iluminação, e caso necessário, equipamentos auxiliares

para manter a temperatura das piscinas dentro das especificadas pelas normas. O gráfico de barras a seguir apresenta a distribuição de energia gasta por mês.

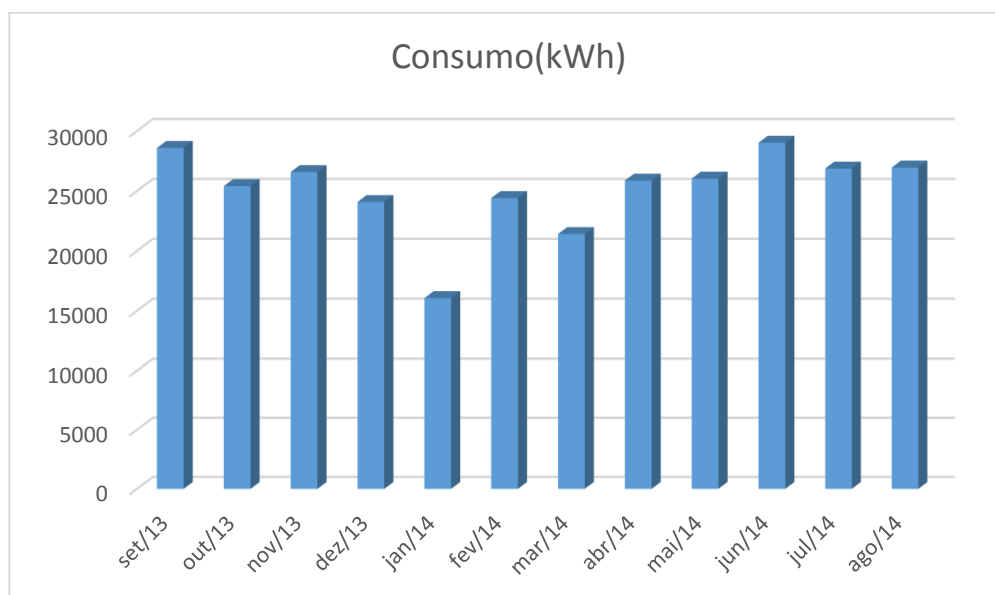


Figura 17 – Gráfico do consumo de energia da empresa por mês.

Fonte: Autoria própria, segundo dados da Academia.

4.2 CAPACIDADE DE GERAÇÃO

Para se fazer um cálculo da capacidade da planta solar gerar toda a energia consumida pelo empreendimento é necessário saber a potência necessária para atender o consumo médio diário do prédio, e então ter uma área aproximada necessária para instalação dos painéis, para que essa quantidade de energia possa ser gerada.

Para que a análise de potência necessária possa ser realizada, devem ser assumidas algumas premissas. Já obteve-se o consumo médio diário da empresa, baseado na fatura de energia elétrica. Outro dado necessário é qual o ganho diário por radiação solar que incide na área onde será instalado o sistema fotovoltaico. Através do programa *Radiasol*, desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, utilizando os dados cartesianos de Curitiba, com um desvio azimutal de 30° para leste em relação ao norte, e também com as placas solares instaladas com uma inclinação de 21°, a irradiação média diária

é de 4,5 kWh/m² dia. Com essas condições, é possível utilizar a equação abaixo para determinar a potência nominal instalada necessária para atender a demanda da empresa (URBANETZ, 2014).

$$P_{FV} = \frac{E}{H_{TOT} * PR} \quad (1)$$

Em que:

P_{FV} = Potência média necessária (kW_F);

E = Consumo médio por dia (kWh/dia);

H_{TOT} = Irradiação solar média (kWh/m²/dia);

PR = Rendimento geral do sistema (%).

O valor de E a ser utilizado para este cálculo é o apresentado anteriormente, de 837,06 kWh/dia. Este valor foi obtido através da análise das faturas de energia elétrica do empreendimento, de onde foi possível obter a quantidade de energia média aproximada utilizada na empresa.

A variável H_{TOT} é a irradiação solar média por dia no local em que a empresa está instalada. Conforme visto no Capítulo 3, este valor foi obtido no *software* Radasol 2, e a média anual encontrada, de radiação inclinada, utilizando a angulação de 21°, foi de 4,5 kWh/m²/dia.

O *Performance Ratio*, PR, é o valor de rendimento geral do sistema. Segundo Reich (2011), plantas de geração solar no mundo tem uma eficiência global que variam de 70 a 80%. Com base nisto, um valor plausível para ser adotado é de 75%, sendo uma média quanto aos valores de rendimento apresentados.

Substituindo as variáveis da equação 1 pelos dados apresentados, tem-se:

$$P_{FV} = \frac{837,06}{4,5 * 0,75} = 248,01 \text{ kW}_{PCC}$$

O próximo passo é encontrar a área necessária para a instalação dos módulos fotovoltaicos para que essa potência seja atingida. Para tanto é

necessário um valor de eficiência dos módulos. Como serão utilizados módulos de silício policristalino da marca *Canadian Solar Inc.*, modelo CS6P-255, com eficiência de 15,85%, valor considerado de alta eficiência (CANADIAN SOLAR, 2015). O valor da área necessária pode ser encontrada utilizando a equação abaixo: (URBANETZ, 2014)

$$A_{total} = \frac{P_{FV}}{E_{ff}} \quad (2)$$

Onde:

A_{total} = Área necessária de módulos (m²);

P_{FV} = Potência média necessária (kW_{PCC});

E_{ff} = Eficiência do módulo.

Utilizando os valores encontrados e substituindo na equação 2, tem-se:

$$A_{total} = \frac{248,01}{0,1585} = 1564,79 \text{ m}^2$$

O valor calculado de 1564,79 m² seria o necessário para suprir 100% da demanda, como a área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos não é suficiente para suprir tal demanda, será realizado o cálculo com base na área útil para a instalação dos painéis, prevendo um espaço entre as fileiras de 0,8 m para realização da manutenção.

O painel utilizado possui as dimensões de 1,638 m de comprimento e 0,982 m de largura, como será deixado um corredor de circulação de 0,8 m, esse valor será incluído no valor do comprimento corrigido do painel em função da inclinação de instalação de 21°, o valor corrigido será definido utilizando a equação 3:

$$l' = l \cdot \cos \phi \quad (3)$$

Onde:

l = comprimento do módulo (m);

\emptyset = ângulo entre o módulo e o plano horizontal (°).

Substituindo os valores apresentados na equação 3, tem-se o comprimento que será ocupado no plano horizontal:

$$l' = 1,638 \cdot \cos 21^\circ$$

$$l' = 1,529 \text{ m}$$

O novo comprimento é igual a 1,529, somando o corredor de 0,8 m, temos:

$$l'' = 1,529 + 0,8$$

$$l'' = 2,329 \text{ m}$$

A área que cada painel ocupará é de 2,287 m², como a área útil disponível é de 502,85 m², o número de módulos que podem ser instalados será obtido através da equação 4 (URBANETZ, 2014):

$$n = \frac{A_{total}}{A_{módulo}} \quad (4)$$

$$n = \frac{502,85}{2,287} = 219,87$$

Na área disponível é possível instalar 219 módulos fotovoltaicos, somente levando em consideração a área não sombreada, mas devido às formas geométricas das projeções de sombra e do painel fotovoltaico, não será considerada a instalação dos 219 módulos.

Conforme visto no Capítulo 3, existem áreas sombreadas na cobertura da academia de natação em que foi feita a opção de não instalar módulos fotovoltaicos, pois nestas áreas não haveria geração suficiente para que fosse justificada a instalação.

Na análise indicada pela figura 18, realizada no *software AutoCAD* foi possível determinar um número exato de módulos que serão utilizados. A

quantidade encontrada foi de 204 módulos fotovoltaicos, como mostra a figura 18.

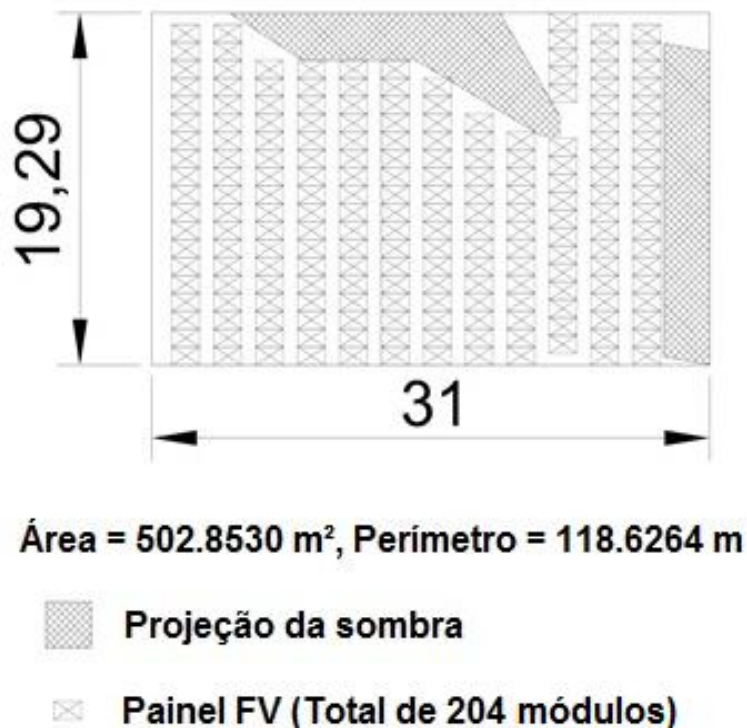


Figura 18 - *Layout* da disposição dos painéis FV.

Fonte: Autoria própria.

4.3 TOPOLOGIA DO SISTEMA FV

Para o dimensionamento do sistema FV, serão considerados os dados dos equipamentos, como a tensão de circuito aberto (V_{OC}), corrente de curto circuito (I_{SC}) e a faixa de tensão ideal para obter a potência máxima do conjunto (V_{MPPT}), tanto para os módulos como para os inversores.

No caso dos modelos escolhidos os valores específicos para cada módulo FV são, respectivamente 37,4 V_{OC} , 9,0 I_{SC} e 30,2 V_{MPPT} , com isso serão determinados quantos módulos ficarão em paralelo ou/e série para cada inversor (CANADIAN SOLAR, 2015).

O modelo do inversor escolhido é da marca ABB, modelo PVI-10.0-TL-OUTD, dois circuitos independentes de MPPT, *Maximum Power Point Tracking* (buscador de máxima potência), neste caso é possível instalar duas linhas de painéis FV com ângulos diferentes de azimute e diferentes números de módulos FV e o inversor sempre buscará o melhor rendimento para cada linha, e potência máxima de entrada para circuito de MPPT 6,5 kW, a topologia adotada por esses inversores é do tipo sem transformador (ABB, 2015).

Inversores equipados com MPPT são capazes de aproveitar o máximo rendimento dos módulos FV, pois monitoram tensões e correntes gerados pelos módulos, buscando sempre o ponto máximo para a geração (ALLEN, 2014). No caso do inversor utilizado possuir dois circuitos independentes de buscadores de máxima potência, os módulos FV foram instalados em série. Em dois inversores foram instalados 42 módulos, com 21 módulos ligados em série em um circuito buscador de máxima potência e mais 21 ligados em série no outro circuito buscador, e os três restantes foram instalados 40 módulos em cada, com 20 em série em um circuito buscador de máxima potência e mais 20 no outro circuito buscador.

A figura 19 ilustra um exemplo de ligação de um inversor com dois circuitos independentes de MPPT.



Figura 19 – Inversor com dois canais de MPPT.

Fonte: Solar Power World, 2014.

Verificando os valores de tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito do inversor e a faixa de tensão ideal obter a potência máxima do conjunto, $850 V_{OC}$, $17,0 I_{SC}$ e $380 V < V_{MPPT} < 750 V$, respectivamente, e calculando a tensão de circuito aberto para o pior dos casos, 21 módulos FV em série, obtém-se uma tensão de circuito aberto de $785,4 V_{OC}$ e a corrente de curto circuito de $9,0 I_{SC}$, como existe uma faixa de tensão ideal deve-se verificar para as duas linhas, 20 e 21 módulos em série, para o caso de 20 módulos em série, foi obtido o valor de $604 V_{MPPT}$ e para a linha com 21 módulos o valor foi de $634,2 V_{MPPT}$, portanto atendendo os requisitos para a ligação destes (ABB, 2015; CANADIAN SOLAR, 2015).

Este inversor atende aos requisitos de proteções exigidos pelo mercado europeu, possuindo certificados EN (*European Standard*) e IEC (*International Electrotechnical Commission*), e está homologado pela COPEL para o uso na geração distribuída da concessionária (ABB, 2015; COPEL 2015)

4.4 CONSUMO X GERAÇÃO

Com os dados levantados e calculados nos itens anteriores, pode-se fazer uma análise da capacidade de geração do sistema FV, e com os dados de consumo por mês, comparando assim a porcentagem que o sistema gerará para o empreendimento.

O primeiro passo é calcular a potência gerada pelo sistema. Para isto utilizar-se-á uma equação que necessita a potência instalada na planta solar, a irradiação solar incidente no local, e também o rendimento do sistema. A equação é dada a seguir:

$$E_{fv} = H_{tot} * P_{FV} * PR \quad (5)$$

Onde:

E_{fv} = Energia fotovoltaica gerada;

H_{TOT} = Irradiação solar média (kWh/m²/dia);

P_{FV} = Potência instalada (kW_p);

PR = Rendimento geral do sistema (%).

Como já justificado, o valor de rendimento global do sistema, PR, será utilizado como 75%. O valor da potência instalada é a soma dos módulos fotovoltaicos instalados. Cada módulo apresenta uma potência de 255 watts, e conforme apresentado no item anterior, está previsto no projeto um total de 204 módulos no sistema fotovoltaico. Com isso obtém-se uma potência instalada de 52,02 kW_p disponíveis. O valor de irradiação solar média foi retirado do *software* Radiasol 2, e está presente na tabela 2.

Para um cálculo mais detalhado e para que a situação apresentada seja a mais próxima da real quanto possível, será feito um cálculo de geração mês a mês, utilizando as médias mensais disponíveis no banco de dados do *software*. Assim, a visualização de consumo contra a geração fica mais explícita. Cruzando os dados calculados com a equação 5 e os valores fornecidos pela concessionária de energia local, é possível traçar o gráfico da figura 20.

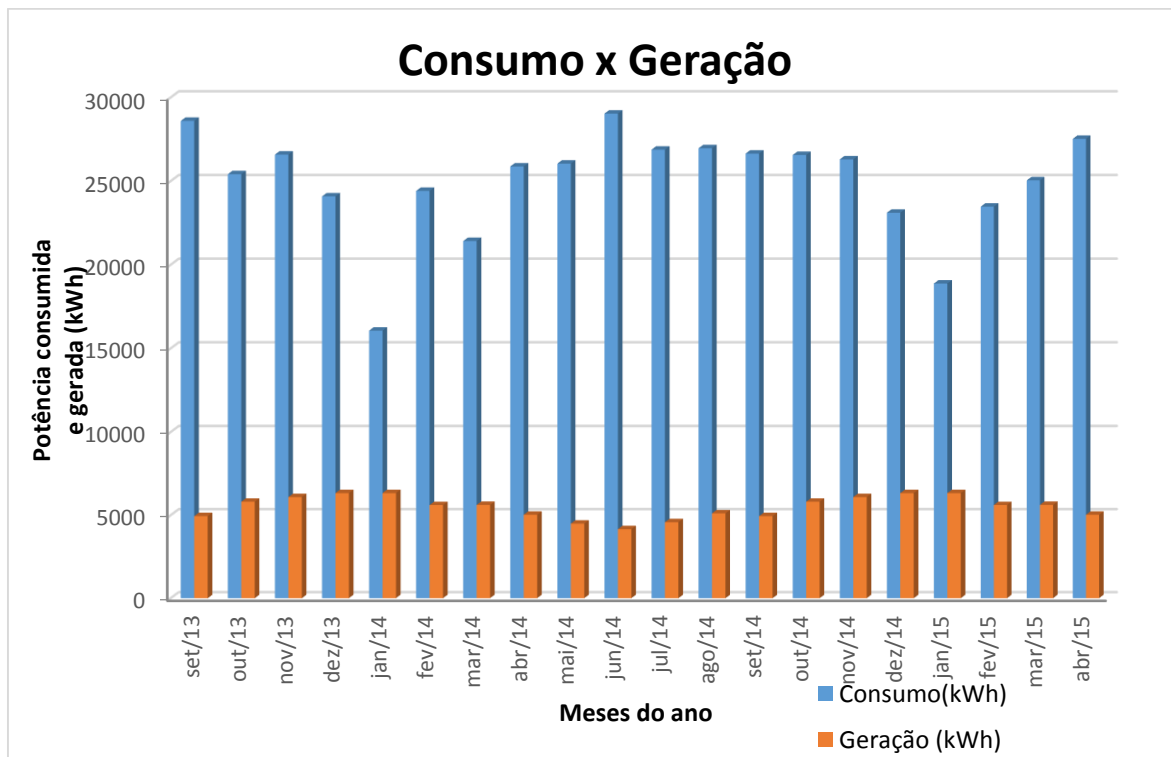


Figura 20 – Gráfico de consumo x geração do sistema FV.

Fonte: Autoria própria

Na figura 21, também é exibido um gráfico que foi construído em função do valor percentual de geração fotovoltaica com relação ao consumo de determinado mês.

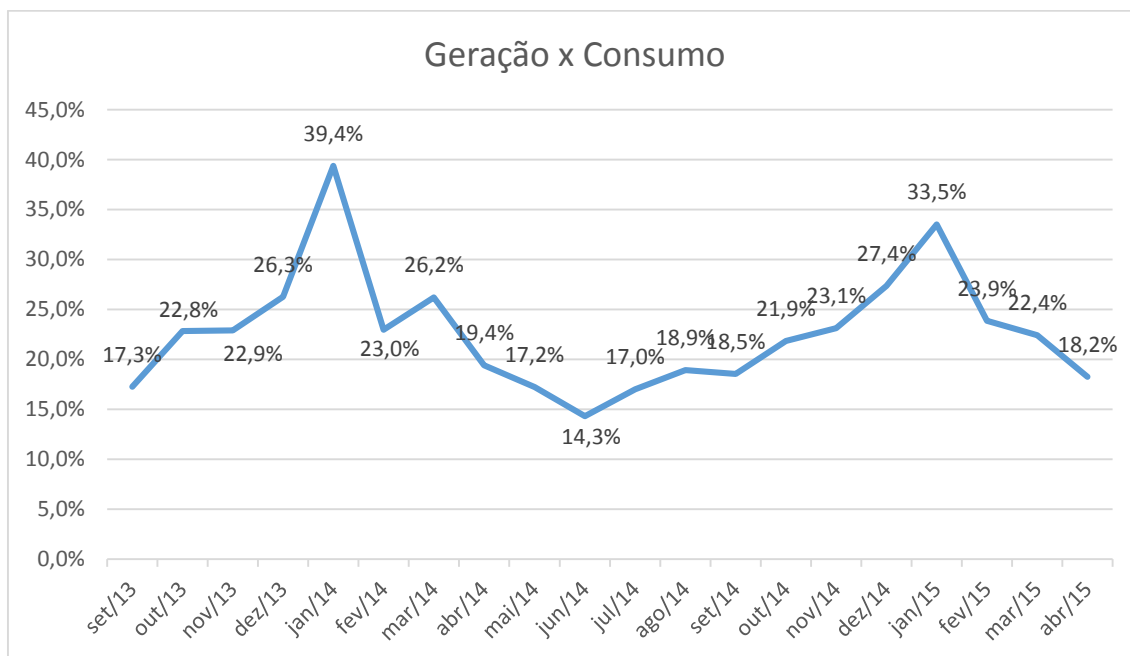


Figura 21 – Gráfico de consumo x geração em valores percentuais.

Fonte: Autoria própria

Como é possível analisar, os meses mais próximos do verão apresentam um percentual de geração maior que os meses do inverno. O pico de geração deu-se em janeiro de 2014, com um valor que chega até 39,4%. Neste período, além da geração fotovoltaica ser maior, devido a uma maior incidência média de irradiação solar, também existe uma considerável redução no consumo, provavelmente devido ao período de férias, comum nesta época do ano. Porém em meses em que o consumo volta ao seu valor regular, como em dezembro ou fevereiro, o percentual de geração sobre o consumo da academia varia entre 22% e 26%.

Já nos meses em que o período de irradiação solar é menor, e o clima mais nublado da região prevalece, tem-se valores de geração variando entre 14% a 18%. O menor valor estimado, de 14,3% é encontrado no mês de junho. Considerando todos os valores do gráfico, é calculada a média anual de percentil de geração sobre o consumo para o ano de 2014, considerando os dados de janeiro a dezembro, chegando-se ao valor de 22,2%.

4.5 CUSTO DE ENERGIA E VALOR ECONOMIZADO

O contrato vigente que a empresa tem com a concessionária de energia Copel se enquadra na categoria comercial A4 convencional. Nesta categoria a empresa paga por cada quilowatt-hora consumido o valor de R\$0,47558. O valor de demanda, pago pelo quilowatt, é de R\$30,27. Porém, para que uma análise mais precisa sobre a demanda fosse feita, se faria necessário o levantamento da curva de demanda, junto a concessionária.

A análise de demanda se daria observando a curva de demanda durante um dia típico da empresa, e verificando se este pico de demanda estaria dentro do horário de geração do sistema FV. Caso isto ocorresse, poderia ser possível alteração do contrato de demanda do estabelecimento, ajudando mais ainda a diminuir o valor final da fatura.

Para a análise do consumo, é necessário considerar um aumento da tarifa de energia à medida que os anos avançam. Com auxílio dos dados do site da concessionária COPEL, é possível observar os reajustes ao longo dos anos. Considerando dados desde de 2010, houve uma oscilação considerável nos valores de reajuste. Em 2010 houve um reajuste médio de 2,46%, já em 2013 o valor da tarifa decresceu cerca de 19%. No ano atual, houve um aumento nas tarifas que chegaram até 36,79%, sendo que no ano passado, 2014, já havia ocorrido um aumento de 24,86%.

Utilizando os dados obtidos através do *site*, foi possível calcular o aumento médio anual nestes últimos seis anos, chegando-se ao valor de 11,34%, partindo do valor atual do kWh praticado, de R\$0,47558 (COPEL, 2015).

Na tabela 4, tem-se a projeção do aumento da tarifa até o ano de 2040, o período de 25 anos, de expectativa de vida útil do sistema solar.

Tabela 4 – Crescimento da tarifa de energia.

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Ano	Tarifa (R\$/kWh)
2015	R\$ 0,47558	2028	R\$ 1,92172
2016	R\$ 0,52951	2029	R\$ 2,13964
2017	R\$ 0,58956	2030	R\$ 2,38227
2018	R\$ 0,65641	2031	R\$ 2,65242
2019	R\$ 0,73085	2032	R\$ 2,95321
2020	R\$ 0,81373	2033	R\$ 3,28810
2021	R\$ 0,90601	2034	R\$ 3,66097
2022	R\$ 1,00875	2035	R\$ 4,07613
2023	R\$ 1,12314	2036	R\$ 4,53836
2024	R\$ 1,25050	2037	R\$ 5,05301
2025	R\$ 1,39231	2038	R\$ 5,62602
2026	R\$ 1,55020	2039	R\$ 6,26402
2027	R\$ 1,72599	2040	R\$ 6,97435

Fonte: Autoria Própria

Para o cálculo com os gastos anuais com energia, foi utilizado o somatório do consumo anual do ano de 2014. Estes dados, obtidos através da concessionária foram de 299.262 kWh/ano. E para a comparação dos valores que podem vir a ser economizados, com o sistema fotovoltaico de geração, utilizou-se o total que pode ser gerado por ano, com auxílio dos dados calculados no item 4.4. O total de geração estimada por ano pela planta solar é de 64.037 kWh/ano.

Com os dados do parágrafo anterior, e os valores de tarifa da tabela 4, é calculado o valor que será abatido da conta de energia da empresa. Este cálculo dá-se da seguinte forma. Primeiramente calcula-se o gasto anual com energia, sem considerar a energia provinda do sistema solar. Na segunda parte encontra-se o valor que o valor em reais que o sistema fotovoltaico gera por ano, multiplicando-se o total em kWh/ano pelo valor da tarifa de cada ano. Este é o valor que será economizado com energia.

Com estes dois valores dos passo anteriores, é feita a dedução do valor total da conta, para se chegar ao valor que será pago pela energia utilizada a concessionária.

Tabela 5 – Projeção de gastos com energia elétrica.

Ano	Tarifa	Gastos sem FV	Geração FV	Gastos após FV
2015	R\$ 0,47558	R\$ 142.323,02	R\$ 30.454,72	R\$ 111.868,31
2016	R\$ 0,52951	R\$ 158.462,45	R\$ 33.908,28	R\$ 124.554,17
2017	R\$ 0,58956	R\$ 176.432,09	R\$ 37.753,48	R\$ 138.678,61
2018	R\$ 0,65641	R\$ 196.439,49	R\$ 42.034,73	R\$ 154.404,77
2019	R\$ 0,73085	R\$ 218.715,73	R\$ 46.801,46	R\$ 171.914,27
2020	R\$ 0,81373	R\$ 243.518,10	R\$ 52.108,75	R\$ 191.409,35
2021	R\$ 0,90601	R\$ 271.133,05	R\$ 58.017,88	R\$ 213.115,17
2022	R\$ 1,00875	R\$ 301.879,54	R\$ 64.597,11	R\$ 237.282,43
2023	R\$ 1,12314	R\$ 336.112,68	R\$ 71.922,42	R\$ 264.190,26
2024	R\$ 1,25050	R\$ 374.227,85	R\$ 80.078,42	R\$ 294.149,43
2025	R\$ 1,39231	R\$ 416.665,29	R\$ 89.159,32	R\$ 327.505,98
2026	R\$ 1,55020	R\$ 463.915,14	R\$ 99.269,98	R\$ 364.645,15
2027	R\$ 1,72599	R\$ 516.523,11	R\$ 110.527,20	R\$ 405.995,91
2028	R\$ 1,92172	R\$ 575.096,83	R\$ 123.060,98	R\$ 452.035,85
2029	R\$ 2,13964	R\$ 640.312,82	R\$ 137.016,10	R\$ 503.296,72
2030	R\$ 2,38227	R\$ 712.924,29	R\$ 152.553,72	R\$ 560.370,56
2031	R\$ 2,65242	R\$ 793.769,90	R\$ 169.853,32	R\$ 623.916,59
2032	R\$ 2,95321	R\$ 883.783,41	R\$ 189.114,68	R\$ 694.668,73
2033	R\$ 3,28810	R\$ 984.004,45	R\$ 210.560,29	R\$ 773.444,16
2034	R\$ 3,66097	R\$ 1.095.590,55	R\$ 234.437,82	R\$ 861.152,73
2035	R\$ 4,07613	R\$ 1.219.830,52	R\$ 261.023,07	R\$ 958.807,45
2036	R\$ 4,53836	R\$ 1.358.159,30	R\$ 290.623,09	R\$ 1.067.536,21
2037	R\$ 5,05301	R\$ 1.512.174,57	R\$ 323.579,75	R\$ 1.188.594,82
2038	R\$ 5,62602	R\$ 1.683.655,16	R\$ 360.273,69	R\$ 1.323.381,47
2039	R\$ 6,26402	R\$ 1.874.581,66	R\$ 401.128,73	R\$ 1.473.452,93
2040	R\$ 6,97435	R\$ 2.087.159,22	R\$ 446.616,73	R\$ 1.640.542,49
Total		R\$ 19.237.390,22	R\$ 4.116.475,72	R\$ 15.120.914,52

Fonte: Autoria própria.

Com os dados da tabela, sem considerar gastos com manutenção e instalação do sistema, chega-se ao valor bruto de R\$ 4.116.475,73. Este valor refere-se ao somatório da coluna 4 (Geração FV), e seria o valor de energia gerado pelo sistema. Porém este valor deve ser trabalhado, acrescentando-se perdas do sistema ao longo de sua vida útil, gastos com a manutenção do sistema e também passar por ferramentas de análise financeira, para que se possa chegar em um valor final e um veredito sobre a implementação do sistema de geração fotovoltaico.

4.6 CUSTOS DE INSTALAÇÃO E MANUTENÇÃO

Para que a avaliação de viabilidade financeira apresentasse os resultados mais próximos da realidade quanto possível, foi solicitado para uma empresa um orçamento real que contém além do painel fotovoltaico, sua instalação e regulamentação junto a concessionária.

A empresa que disponibilizou este orçamento atua na área de energias renováveis e eficiência energética. Na área de geração fotovoltaica conta no seu acervo com alguns projetos realizados e implementados na cidade de Curitiba/PR, demonstrando possuir alguma experiência na área, e também de execução, dando mais credibilidade ao orçamento obtido.

Conforme a documentação apresentada pela empresa, e também como a topologia que já foi apresentada no item 4.3, o sistema cotado no orçamento possui 204 módulos de 255Wp, e também 5 inversores na sua estrutura. Além desses elementos básicos para o funcionamento do sistema, também foi incluso todo o aparato acessório para o funcionamento, como estrutura metálica, mão de obra para instalação, e insumos, como cabos e conectores.

Quadros de proteção exigidos pela concessionária também foram incluídos, adicionando-se também nos serviços contratados a regulamentação deste sistema de cogeração junto a concessionária local, incluindo todos os processos administrativos e documentação necessária.

A seguir a tabela 6 apresenta os valores fornecidos no orçamento obtido.

Tabela 6 – Tabela de preços da proposta.

Painel FV	R\$ 186.986,79
Inversores	R\$ 86.331,35
Instalação	R\$ 34.011,69
Estrutura Metálica	R\$ 30.963,91
String box	R\$ 9.915,43
Insumos	R\$ 6.790,83
Total	R\$ 355.000,00

Fonte: Egnex, 2015

Os módulos fotovoltaicos apresentados na proposta são da marca *Canadian Solar Inc.*, contendo 60 células solares e com uma potência de 255Wp.

São fornecidos 204 módulos, e as células que os compõem são de silício policristalino. Os módulos possuem garantia de funcionamento de 25 anos, dada pelo fabricante.

Quanto ao inversor, o selecionado na proposta foi inversor da marca ABB, que suporta até 10,3kWp, e opera com duas *strings* independentes. Serão utilizados 5 inversores para atender toda a planta solar. Estes inversores contam com garantia da ABB por 5 anos, e tem uma vida útil estimada de 5 a 10 anos. Tanto os módulos como os inversores são aprovados e homologados pelo INMETRO.

Na parte de instalação está incluso a mão de obra especializada para a colocação da estrutura de metal e instalação dos módulos, assim como cabeamento, instalação da proteção e procedimentos administrativos e documentação junto a COPEL para aprovação e regularização do sistema fotovoltaico.

A estrutura metálica para fixação do painel fotovoltaico que será entregue é de aço galvanizado e alumínio anodizado, tendo uma expectativa de vida útil maior que 25 anos.

As *string boxes* fornecidas tem a função de proteger o sistema, tanto no lado AC como o lado DC. São fornecidos cinco, um para cada inversor. Os insumos são cabos, conectores e outros componentes necessários para a instalação. Os cabos utilizados são cabos com isolação para até 1000 V e com proteção para radiação solar direta e chuva. Os conectores são específicos para proteção dos contatos contra poeira e umidade externa.

Ruther, em seu livro, apresenta um gráfico com um custo aproximado de cada parte constituinte do sistema fotovoltaico. Nele, os custos do sistema estão diluídos por categoria, divididos em instalação, painéis, inversor e BOS. BOS, *Balance of Systems*, se refere os componentes auxiliares do sistema FV, como conectores, cabos, proteção e estrutura de fixação, representada pela figura 22.

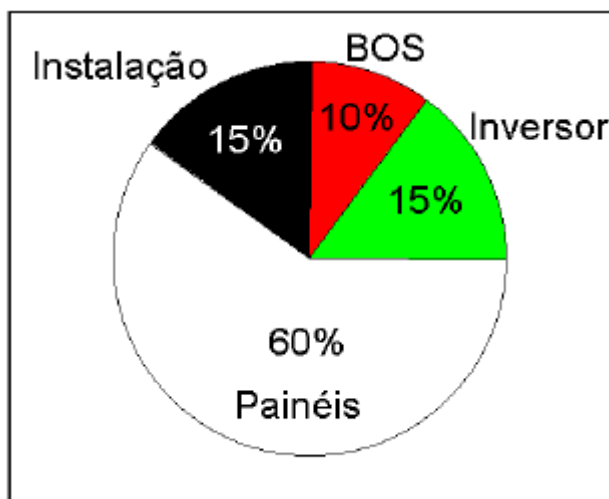


Figura 22 – Gráfico de custos por categoria em um sistema FV.

Fonte: RUTHER, 2004.

Com base neste gráfico, foi traçado um gráfico com os valores apresentados no orçamento, categorizando como BOS os valores da estrutura metálica, *string box* e insumos. Pode-se perceber que o valor relacionado aos módulos fotovoltaicos foi menor em percentual, com relação aos dados de 2004, o que também ocorreu com o custo de instalação. Já os valores dos inversores e também do *Balance of Systems* foram maiores na relação percentual do custo total do sistema. Abaixo o gráfico com os valores para este projeto.

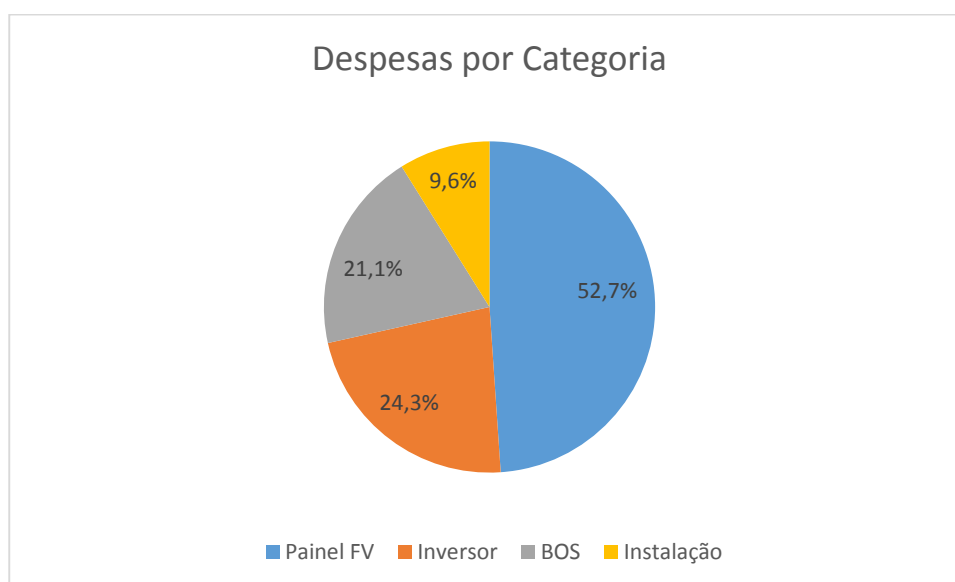


Figura 23 – Gráfico de custos por categoria deste projeto FV.

Fonte: Autoria própria.

Outro ponto importante que deve ser levado em consideração com relação ao custo do sistema fotovoltaico é a manutenção da planta solar ao longo dos anos. Como visto, os módulos tem vida útil de 25 anos, e está será a estimativa da vida útil do sistema como um todo. O equipamento que trará mais custos com manutenção é o inversor. Com sua garantia de 5 anos de fábrica, e uma vida útil estimada entre 5 e 10 anos, será necessário a substituição dos equipamentos ao longo da utilização do sistema. A projeção para substituição do equipamento foi de 7 anos. Ou seja, a cada 7 anos, os 5 inversores devem ser trocados. Considerando o custo dos inversores o mesmo apresentado no orçamento, que foi de R\$ 86.331,35, pode-se fazer uma estimativa do custo mensal de manutenção.

Em sete anos, tem-se 84 meses. Diluindo o custo dos equipamentos nestes meses, calculou-se o valor de R\$ 1.027,75. Lembrando que a empresa não teria que desembolsar este valor mensalmente, mas seria como uma poupança, para quando exista a necessidade de troca dos inversores. Esses custos com manutenção serão acrescidos de 3% ao ano considerando um possível aumento do preço dos produtos utilizados no sistema.

4.7 ANALISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para realizar estudos de viabilidades em sistemas fotovoltaicos de modo geral, deve-se sempre recorrer à legislação aplicada no local. Afinal, como uma análise econômica representa os ganhos financeiros do projeto, deve-se sempre ter conhecimento da remuneração, prevista em lei, aplicável à dimensão da planta fotovoltaica em estudo.

Os indicadores econômicos utilizados para análise da viabilidade deste projetos serão o *Payback*, VPL (Valor Presente Líquido) e a TIR (Taxa Interna de Retorno). Será considerado um fator de depreciação de 0,8% na produção total do painel considerando os valores presentes no *Datasheet* do Fabricante. Como já justificado nos itens acima, a taxa de aumento da tarifa considerada foi de 11,34% ao ano.

Outro dado importante e que deve ser levado em consideração para que o estudo se aproxime o máximo da realidade é o índice de inflação anual do país, para que o valor total do investimento possa ser corrigido ao longo do período estudado, e seja possível sua correta amortização. Para tanto foram colhidos os dados do índice IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado), dados levantados pela Fundação Getúlio Vargas. Este índice foi criado para acompanhar o movimento de preços.

Foram levantados dados desde o ano de 2010, e fez-se uma média do IGP-M neste período, chegando-se ao valor de 6,68%, sendo considerada esta taxa de inflação a ser aplicada no valor de investimento inicial do projeto aqui analisado. Na coluna “Correção do Investimento”, é aplicada a taxa supracitada ao investimento, e feito a dedução do valor do ano anterior, para que isto entre no fluxo de caixa anual da empresa, correspondendo apenas as divisas geradas no ano em questão. É este valor que será utilizado para o cálculo do “*Payback*”.

A coluna do *Payback* é calculada utilizando o fluxo de caixa líquido, deduzindo o valor de correção do investimento, e somando-se o valor encontrado de *payback* do ano anterior.

4.7.1 Fluxo de Caixa

Representa um instrumento empregado na gestão financeira de projetos que demonstra como será o saldo de caixa em um período projetado. Esse período pré-determinado será de 25 anos. Seguem as premissas que serão utilizadas no fluxo de caixa deste estudo, como mostra a tabela 7.

(*) Reajuste de 11,34% ao ano na tarifa (Base em estatísticas colhidas da Copel).

(**) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante).

(***) Custos com Manutenção atualizados em 3% ao ano.

(****) Inflação anual considerada 6,68%.

Tabela 7 – Fluxo de caixa.

Ano	Tarifa Elétrica (kWh)(*)	Copel	Geração com Depreciação (kWh/ano **)	Geração com Depreciação (R\$)	Manutenção (***)	Fluxo de Caixa Líquido	Investimento (****)	Investimento 2	Payback
1	0,47558	R\$ 142.323,02	64037,0	R\$ 30.454,72	R\$ 12.333,05	R\$ 18.121,67	R\$ 355.000,00	R\$ 355.000,00	-R\$ 336.878,33
2	0,529510772	R\$ 158.462,45	63524,7	R\$ 33.637,02	R\$ 12.703,04	R\$ 20.933,97	R\$ 378.714,00	R\$ 23.714,00	-R\$ 339.658,36
3	0,589557294	R\$ 176.432,09	63016,5	R\$ 37.151,84	R\$ 13.084,13	R\$ 24.067,71	R\$ 404.012,10	R\$ 25.298,10	-R\$ 340.888,75
4	0,656413091	R\$ 196.439,49	62512,4	R\$ 41.033,94	R\$ 13.476,66	R\$ 27.557,28	R\$ 431.000,10	R\$ 26.988,01	-R\$ 340.319,47
5	0,730850335	R\$ 218.715,73	62012,3	R\$ 45.321,69	R\$ 13.880,96	R\$ 31.440,74	R\$ 459.790,91	R\$ 28.790,81	-R\$ 337.669,54
6	0,813728763	R\$ 243.518,10	61516,2	R\$ 50.057,48	R\$ 14.297,39	R\$ 35.760,10	R\$ 490.504,94	R\$ 30.714,03	-R\$ 332.623,48
7	0,906005605	R\$ 271.133,05	61024,0	R\$ 55.288,13	R\$ 14.726,31	R\$ 40.561,82	R\$ 523.270,67	R\$ 32.765,73	-R\$ 324.827,38
8	1,00874664	R\$ 301.879,54	60535,9	R\$ 61.065,34	R\$ 15.168,10	R\$ 45.897,24	R\$ 558.225,15	R\$ 34.954,48	-R\$ 313.884,62
9	1,123138509	R\$ 336.112,68	60051,6	R\$ 67.446,23	R\$ 15.623,14	R\$ 51.823,09	R\$ 595.514,59	R\$ 37.289,44	-R\$ 299.350,97
10	1,250502416	R\$ 374.227,85	59571,2	R\$ 74.493,87	R\$ 16.091,83	R\$ 58.402,04	R\$ 635.294,97	R\$ 39.780,37	-R\$ 280.729,30
11	1,39230939	R\$ 416.665,29	59094,6	R\$ 82.277,95	R\$ 16.574,59	R\$ 65.703,36	R\$ 677.732,67	R\$ 42.437,70	-R\$ 257.463,65
12	1,550197275	R\$ 463.915,14	58621,8	R\$ 90.875,40	R\$ 17.071,83	R\$ 73.803,58	R\$ 723.005,22	R\$ 45.272,54	-R\$ 228.932,62
13	1,725989646	R\$ 516.523,11	58152,9	R\$ 100.371,23	R\$ 17.583,98	R\$ 82.787,25	R\$ 771.301,96	R\$ 48.296,75	-R\$ 194.442,12
14	1,921716872	R\$ 575.096,83	57687,6	R\$ 110.859,30	R\$ 18.111,50	R\$ 92.747,80	R\$ 822.824,94	R\$ 51.522,97	-R\$ 153.217,29
15	2,139639566	R\$ 640.312,82	57226,1	R\$ 122.443,30	R\$ 18.654,84	R\$ 103.788,45	R\$ 877.789,64	R\$ 54.964,71	-R\$ 104.393,55
16	2,382274692	R\$ 712.924,29	56768,3	R\$ 135.237,74	R\$ 19.214,49	R\$ 116.023,25	R\$ 936.425,99	R\$ 58.636,35	-R\$ 47.006,65
17	2,652424642	R\$ 793.769,90	56314,2	R\$ 149.369,11	R\$ 19.790,92	R\$ 129.578,18	R\$ 998.979,25	R\$ 62.553,26	R\$ 20.018,28
18	2,953209597	R\$ 883.783,41	55863,7	R\$ 164.977,10	R\$ 20.384,65	R\$ 144.592,45	R\$ 1.065.711,06	R\$ 66.731,81	R\$ 97.878,92
19	3,288103565	R\$ 984.004,45	55416,8	R\$ 182.216,02	R\$ 20.996,19	R\$ 161.219,83	R\$ 1.136.900,56	R\$ 71.189,50	R\$ 187.909,25
20	3,660974509	R\$ 1.095.590,55	54973,4	R\$ 201.256,29	R\$ 21.626,08	R\$ 179.630,21	R\$ 1.212.845,51	R\$ 75.944,96	R\$ 291.594,50
21	4,076129019	R\$ 1.219.830,52	54533,6	R\$ 222.286,12	R\$ 22.274,86	R\$ 200.011,26	R\$ 1.293.863,59	R\$ 81.018,08	R\$ 410.587,68
22	4,53836205	R\$ 1.358.159,30	54097,4	R\$ 245.513,42		R\$ 245.513,42	R\$ 1.380.293,68	R\$ 86.430,09	R\$ 569.671,01
23	5,053012306	R\$ 1.512.174,57	53664,6	R\$ 271.167,80		R\$ 271.167,80	R\$ 1.472.497,30	R\$ 92.203,62	R\$ 748.635,19
24	5,626023901	R\$ 1.683.655,16	53235,3	R\$ 299.502,89		R\$ 299.502,89	R\$ 1.570.860,12	R\$ 98.362,82	R\$ 949.775,26
25	6,264015012	R\$ 1.874.581,66	52809,4	R\$ 330.798,78		R\$ 330.798,78	R\$ 1.675.793,58	R\$ 104.933,46	R\$ 1.175.640,58
26	6,974354314	R\$ 2.087.159,22	52386,9	R\$ 365.364,87		R\$ 365.364,87	R\$ 1.787.736,59	R\$ 111.943,01	R\$ 1.429.062,44
Total		R\$ 19.237.390,25		R\$ 3.570.467,56	R\$ 353.668,53	R\$ 3.216.799,03			

Fonte: Autoria Própria

4.7.2 Payback

O *payback* é o período de tempo necessário para que se obtenha retorno de todo o investimento feito em alguma aplicação. Esse termo é frequentemente utilizado em implantações elétricas e eficiência energética a fim de analisar a viabilidade econômica de projetos.

Pelo cálculo apresentado o retorno será no ano de 2031, praticamente em 17 anos de existência será reembolsado o capital investido inicialmente.

$$\text{Payback} = n, \text{ tal que } \sum_{t=0}^n FC_n = I_0, \quad (6)$$

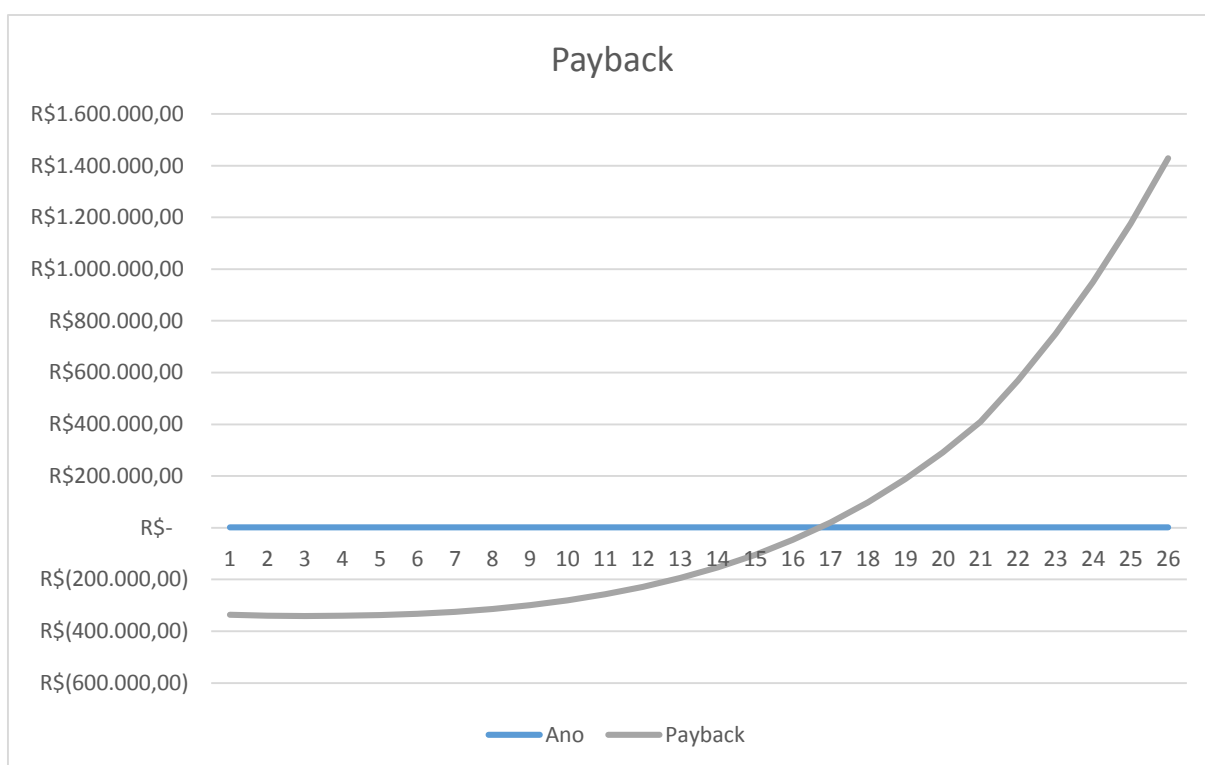


Figura 24 – Gráfico de *payback* deste projeto FV.

Fonte: Autoria própria.

Como observa-se na figura 24, consegue-se pagar todos os gastos com instalação e equipamentos, incluindo os valores com manutenção dos inversores e assim se faz possível obter o retorno com aproximadamente 17 anos.

4.7.3 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (VPL) trata-se de uma função utilizada na análise da viabilidade de um projeto. Ele é definido como o somatório dos valores presentes dos fluxos estimados de uma aplicação, calculados a partir de uma taxa dada e de seu período de duração.

Com base nos dados do Comitê de Política Monetária do Banco Central do Brasil (COPOM), utilizou-se a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) como base para descapitalização do fluxo de caixa. A SELIC é a taxa de juros básica do Brasil, e é com esta taxa que definida a política monetária praticada pelo governo. Utilizando os dados de maio de 2015, está se encontra no valor de 13,15%.

$$VPL = \sum_{i=1}^{26} \frac{FC_t}{(1+i)^t} = -355.000,00 + \frac{18.121,16}{(1+1)^{13,15}} \dots \frac{365.364,87}{(1+26)^{13,15}} = R\$ 66.310,46 \quad (7)$$

Com os dados acima e os valores de fluxo de caixa do item anterior foi obtido um VPL de R\$ 66.310,46 no período de 25 anos.

4.7.4 Taxa Interna de Retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) representa a rentabilidade gerada por determinado investimento em comparação, ou seja, expõe uma taxa de juros tal, que se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, se obteria exatamente a mesma taxa de rentabilidade final. Resumidamente, a TIR representa a tributo que, se utilizado como taxa de atualização, obteria o VPL = 0 (O lucro líquido pagaria o investimento inicial na vida útil do projeto).

$$\sum_{i=1}^{26} \frac{FC_i}{(1+i)^t} = 0; 0 = -355.000,00 + \frac{18.121,16}{(1+1)^t} \dots \frac{365.364,87}{(1+26)^t} \therefore t=14,665 \quad (8)$$

Onde:

FCi = Fluxo de Caixa no ano i;

t = Taxa interna de Retorno.

Analisando a Tabela 6, a TIR do projeto em análise resulta em 14,665%, ou seja, maior que a atualização monetária da taxa SELIC, que em maio de 2015 atingiu 13,15% a.a.

5 CONCLUSÃO

A crescente demanda por energia limpa faz com que diversos países invistam em novas tecnologias a fim de diminuir os impactos ambientais no globo. No Brasil, percebe-se que a crise hídrica vem devastando as bacias hidrográficas e seu entorno, necessitando assim de soluções inovadoras para o desenvolvimento de novas fontes de energia. Sistemas de geração fotovoltaicos interligados a rede são soluções bastante plausíveis, pois além de não gerarem emissões de poluentes em sua vida útil, ajudam na descentralização do sistema de geração brasileiro.

Como foi visto no item 4.7.4, a taxa interna de retorno (TIR) do projeto elaborado resultou em 14,665% ao ano, acima dos 13,15% a.a. da rentabilidade da taxa de juros da SELIC no Brasil. Isso significa que o investimento é viável e gerará divisas para a empresa ao longo de sua utilização. Também como tempo de *payback* foi encontrado aproximadamente 17 anos de funcionamento para que a planta solar retorne o investimento financeiro realizado pela empresa.

Conforme os dados supracitados, vê-se que o retorno financeiro existe, mas não é expressivo. Como esta é uma área de alta tecnologia e que depende de produtos e fornecedores externos, demanda altos valores de investimento para que se desenvolva um projeto de geração solar.

Dado a importância de diversificação da matriz energética, e também a possibilidade de racionamento de energia em um futuro próximo, incentivos governamentais começam a ser concedidos, foi aprovado no mês de maio pela Comissão de Serviços de Infraestrutura o projeto que isenta, equipamentos utilizados para a geração fotovoltaica, do Imposto sobre Produto Industrializado (IPI), de PIS/Pasep e da Cofins daqueles que sejam fabricados no Brasil. A proposta prevê também a isenção do Imposto de Importação para componentes fabricados em outros países, este benefício será concedido até que equipamentos fabricados no país sejam similares em padrão de qualidade, conteúdo técnico, preço e capacidade produtiva (SENADO BRASILEIRO, 2015). Deste modo o governo torna este tipo de investimento mais atraente economicamente, podendo aumentar sua popularidade e ganhar maior espaço na matriz energética.

Mesmo com estes problemas, a implantação do sistema estudado neste trabalho se mostrou viável e vantajosa no empreendimento. E pode ser tema de um outro trabalho acadêmico na área de marketing sobre as impressões dos clientes junto a incorporação da energia limpa em uma academia que frequentam, existe a possibilidade de outro tema também na área de engenharia mecânica sobre utilizar materiais de fixação dos módulos mais leves e resistentes. Ou até mesmo servir de influência positiva para outros seguimentos comerciais/industriais na implantação de módulos fotovoltaicos – o que popularizaria a tecnologia abordada no país.

REFERÊNCIAS

ABB, **PVI – 10.0/12.5 TL –OUTD 10 kW to 12,5 kW**. Disponível em [http://www09.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/a81560039fd01c1d85257e1b00742ab9/\\$file/PVI-10.0-12.5_BCD.00378_EN_RevA.pdf](http://www09.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/a81560039fd01c1d85257e1b00742ab9/$file/PVI-10.0-12.5_BCD.00378_EN_RevA.pdf), 2015. Acesso em 05 de junho de 2015.

ALLEN, Roy. **Dual Solar MPPT Defined**. Disponível em <http://www.solarpowerworldonline.com/2014/02/dual-mppt-defined-understanding-mppt/>, 2014. Acesso em 05 de junho de 2015.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012, 160 f. Tese (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

ANEEL, **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**, DE 17 DE ABRIL DE 2012, disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=757&idPerfil=2>, acesso em 21 de maio de 2014.

BRANKER, K; PATHAK, M.J.M; PEARCE, J.M. **A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity**. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4470–4482, 2011.

CANADIAN SOLAR, **CS6P – 255/260 P**. Disponível em http://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/Datasheet_CS6P-P_en.pdf, 2015. Acesso em 05 de maio de 2015.

CARVALHO, P. C. M. et al. **The Brazilian experience with a photovoltaic powered reverse osmosis plant**. *Progress in Photovoltaics: Research and Application*, Sydney, v. 12, n. 5, p. 373-385, 2004.

COPEL. **Micro e Minigeração – Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, disponível em <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB57635122BA32D4B03257B630044F656>, 2015. Acesso em 23 de maio de 2015.

_____, **Normas Técnicas da COPEL – NTC 905100 – Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da COPEL (com comercialização de energia)**, disponível em [https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/\\$FILE/905100.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/$FILE/905100.pdf), 2013. Acesso em 21 de maio de 2014.

_____, **Normas Técnicas da COPEL – NTC 905200 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL**, disponível em [http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/ntc905200/\\$FILE/905200.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/ntc905200/$FILE/905200.pdf), 2014. Acesso em 21 de maio de 2014.

CRUZ, J.C.L. **Geração Distribuída**, disponível em <http://www.osetoreletrico.com.br/web/component/content/article/57-artigos-e-materias/1121-geracao-distribuida.html>, 2013. Acesso em 21 de maio de 2014.

DEMONTI, Rogers. **Processamento da Energia Elétrica proveniente de Módulos Fotovoltaicos**. 2003. 164 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) –Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

GOOGLE MAPS. **Dados cartográficos**, 2014. Disponível em: <http://maps.google.com/>. Acesso em dezembro de 2014.

GOYA, Fernando Takeo; IKUTA JR, Emerson Shinji. **Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Diferentes Cenários de Geração**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2014.

JUNG, Y.; YU, G.; CHOI, J. et al.;. 2002. **High-frequency DC link inverter for grid-connected photovoltaic system**. In: 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. New Orleans, Louisiana, EUA.

MAYCOCK, Paul. 2003. **“PV Market Update” Renewable Energy World**. Volume 6, number 4, 2003.

REICH, Nils H. et al: 2011. **Performance ratio revisited: is PR>90% Realistic?**. In 26th EU PVSEC, Hamburg, Germany.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: UFSC / LABSOLAR, 2004.

SANTOS, F. F. **Utilização de energia fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia**. 2011. 140 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

SENADO BRASILEIRO. **CI aprova isenção de impostos para painéis de energia solar**, disponível em <http://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2015/05/13/ci-aprova-isencao-de-impostos-para-paineis-de-energia-solar>, acesso em 12 de junho de 2015.

SOLARGIS. **Maps of Global Horizontal Irradiation (GHI)**, disponível em <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>, acesso em 21 de maio de 2014.

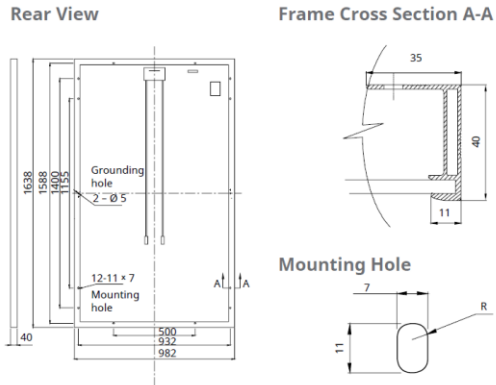
TIEPOLO, Gerson M. URBANETZ, Jair. CANGIOLIERI, Osiris. VIANA, Trajano. PEREIRA, Enio B. **Comparação entre o potencial de geração fotovoltaica no estado do Paraná com Alemanha, Itália e Espanha**. 2014. V Congresso Brasileiro de Energia Solar. Recife, 2014.

URBANETZ, Jair. **Apostila Fotovoltaica 4ª Ed – Dimensionamento**. 2014.
Curso Energia Fotovoltaica – Dimensionamento, 2014.

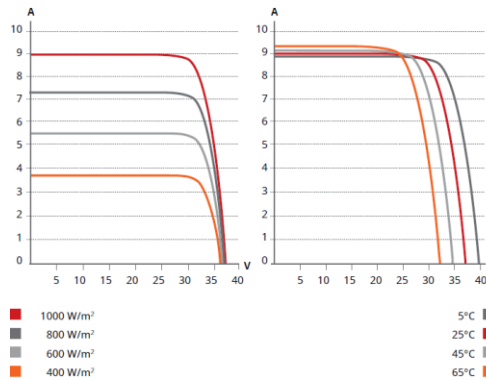
ANEXOS

ANEXO A – Folha de especificação do módulo FV

MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-255P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

Electrical Data CS6P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	255 W	260 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.2 V	30.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.43 A	8.56 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.4 V	37.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.00 A	9.12 A
Module Efficiency	15.85 %	16.16 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C	
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)	
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)	
Max. Series Fuse Rating	15 A	
Application Classification	Class A	
Power Tolerance	0 ~ + 5 W	

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

ELECTRICAL DATA | NOCT*

Electrical Data CS6P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	185 W	189 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.5 V	27.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.71 A	6.80 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.4 V	34.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.29 A	7.39 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiation, +96.5 % module efficiency from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this Datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MODULE | MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 × 10)
Dimensions	1638×982 × 40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (37.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	MC4 or MC4 comparable
Stand. Packaging	24 pcs, 480 kg (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	672 pcs (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065% / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C

PARTNER SECTION



ANEXO B – Folha de especificação do inversor de frequência

Additional highlights

- 'Electrolyte-free' power converter to further increase the life expectancy and long term reliability
- Integrated DC disconnect switch in compliance with international standards (-S and -FS versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- RS-485 communication interface (for connection to laptop or datalogger)



Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	900 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dmin}...V_{dmax}$)	0.7 x $V_{start}...850$ V	
Rated DC input voltage (V_{dcr})	580 V	
Rated DC input power (P_{dcr})	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dcr}	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [$750V \leq V_{MPPT} \leq 850V$]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dcr} , max unbalance example	6500 W [$380V \leq V_{MPPT} \leq 750V$] the other channel: $P_{dcr}=6500W$ [$225V \leq V_{MPPT} \leq 750V$]	8000 W [$445V \leq V_{MPPT} \leq 750V$] the other channel: $P_{dcr}=8000W$ [$270V \leq V_{MPPT} \leq 750V$]
Maximum DC input current ($I_{dcr,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC inputs pairs for each MPPT	2 (-S version) 3 (Standard or -FS version)	
DC connection type	Tool Free PV connector WM / MC4	
Input protection		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source, for standard and -S versions, and for -FS version when max 2 strings are connected	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	12 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three phase 3W or 4W+PE	
Rated AC power (P_{acr} @ $\cos\phi=1$)	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	11000 W ⁽³⁾	13800 W ⁽⁴⁾
Maximum apparent power (S_{max})	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage (V_{acr})	400 V	
AC voltage range	320...480 V ⁽¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ⁽²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=10.0$ kW, ± 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=12.5$ kW, ± 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum AC overcurrent protection	19.0 A	22.0 A
Output overvoltage protection - varistor	3 plus gas arrester	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	97.8%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in power threshold	30.0 W	
Stand-by consumption	< 10.0 W	

ANEXO C – Orçamento EGNEX



Orçamento: [REDACTED]

Curitiba, 29 de maio de 2015.

Responsável: [REDACTED]
 Departamento: Energias Alternativas
 Email: egnex@egnex.com
 Telefone: (41) 4042-3334

DADOS DO CLIENTE

Nome:	Fabio Hideo Yonamini	E-mail:	[REDACTED]
Tel. Fixo:	-	Celular:	[REDACTED]
Endereço:	-	Complem:	-
CEP:	-	Cidade:	Curitiba - PR

SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 52,02 KWP CONECTADO A REDE INSTALADO EM COBERTURA / TELHADO



- ✓ 204 x Painéis 255 Wp
- ✓ 5 x Inversor solar
- ✓ Quadro de proteção pra energia solar
- ✓ Kit de fixação dos painéis em telhado
- ✓ Frete, instalação e legalização na concessionária local incluídos

Valor Total: R\$ 355.000,00 (R\$ 6,82/Watt)

* Proposta válida por 15 dias.

* Capacidade de geração: 5738,08 kWh/mês.

1. PREÇOS DOS PRODUTOS E SERVIÇOS FORNECIDOS

Os valores deste orçamento estão divididos conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Tabela de preços da proposta.

Painéis Fotovoltaicos (204 módulos)	R\$ 186.986,79
Inversores (5 inversores)	R\$ 86.331,35
Insumos (Cabos, Conectores, outros)	R\$ 6.790,83
String Box (5 Equipamentos)	R\$ 9.915,43
Estrutura Metálica	R\$ 30.963,91
Serviço de Instalação e Procedimentos Administrativos	R\$ 34.011,69
TOTAL:	R\$ 355.000,00

1.1 Fornecimento de materiais e equipamentos:

Fornecimento de todos os materiais e equipamentos necessários para a instalação do sistema fotovoltaico proposto. A relação de equipamentos e quantidades é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 - Relação de materiais e equipamentos fornecidos.

Equipamento	Descrição (Marca/Modelo)	Qtde
Painel Fotovoltaico	Canadian Solar 60 Cells 255W P-SI	204
Inversor	ABB PVI - 10 kWp	5
Estruturas Metálicas*	Kit Fixação p/ os módulos*	1
Proteção de Inversores e String	Kit Proteção DC e AC	5
Materiais de instalação	Cabo solar, conectores, quadro, etc..	1

Orçamento:

Descrição geral: Todos os equipamentos e insumos são específicos para energia solar. O inversor e os painéis solares são homologados e aprovados pelo INMETRO. A estrutura metálica é de aço galvanizado a fogo e alumínio anodizado, no formato específico para o tipo de cobertura/telhado onde serão instalados os painéis fotovoltaicos. Os cabos apresentam dupla isolamento para até 1000 V e suportam radiação solar direta e chuva. Os conectores são IP67, protegendo os contatos de poeira e umidade externa. Os dispositivos de proteção (disjuntores, fusíveis e DPS) são próprios para energia solar.

Acessórios: Esse inversor permite a instalação de um acessório de comunicação para controle e monitoramento da geração por qualquer dispositivo conectado à rede wi-fi local (computador pessoal, tablet ou smartphone). Não está incluso nesta cotação.

Instalação: 30 dias após confirmação do pedido e aprovação da concessionária.

Garantia da instalação e suporte técnico: 1 ano.

Considerações: O dimensionamento e o cálculo de energia apresentados nessa proposta consideram o posicionamento ideal dos módulos em relação ao norte geográfico, a latitude e radiação solar média da região de instalação. As características do sistema dimensionado e seu preço podem ser alterados em função das condições reais do local de instalação para alcançar o valor de geração em kWh por mês esperado pelo cliente.

Forma de pagamento:

- À vista com depósito bancário com 5% de desconto;
- Em 3 vezes: 40% de sinal de entrada; 30% na entrega dos equipamentos e; 30% no término da instalação;
- Parcelado no Construcard da Caixa Econômica Federal (em até 48 vezes e taxas de até 1,58% ao mês).

Garantia de fábrica dos equipamentos:

- Painel solar: 25 anos com no mínimo 80% da potência nominal, caso não haja danos físicos. Pode gerar energia por tempo indeterminado.
- Inversor: 5 anos.