



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

**JOÃO PAULO GOMES PORTELA**

**ANÁLISE FINANCEIRA E DE DESEMPENHO DE PLANTA SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE 244,95 kW<sub>p</sub> CONECTADA À REDE**

**FORTALEZA-CE**

**2020**

JOÃO PAULO GOMES PORTELA

**ANÁLISE FINANCEIRA E DE DESEMPENHO DE PLANTA SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE 244,95 kW<sub>p</sub> CONECTADA À REDE**

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

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Coorientadora: MSc. Ivonne Montero Dupont.

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

---

- P877a Portela, João Paulo Gomes.  
Análise financeira e de desempenho de planta solar fotovoltaica de 244,95 kWp conectada à rede / João Paulo Gomes Portela. – 2020.  
89 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2020.  
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
1. Estudo de caso. 2. Energia solar. 3. Análise de desempenho. 4. Análise de payback. I. Título.  
CDD 621.3
-

JOÃO PAULO GOMES PORTELA

**ANÁLISE FINANCEIRA E DE DESEMPENHO DE PLANTA SOLAR  
FOTOVOLTAICA DE 244,95 kW<sub>p</sub> CONECTADA À REDE**

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

Aprovada em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

MSc. Ivonne Montero Dupont  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, João José da Ponte Portela e  
Maria Ligia Gomes,

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço inicialmente à minha família, em especial aos meus pais, João José da Ponte Portela e Maria Lígia Gomes Portela, que sempre dispuseram de apoio e de suporte para que eu realizasse meus sonhos e objetivos.

Agradeço também aos meus amigos que me acompanharam em toda essa jornada acadêmica com idas e vindas de todos os tipos, em especial aos meus amigos Aryel Maia Ribeiro e Felipe Matheus Bedê, pois estes acompanharam de perto e crescemos muito juntos profissionalmente e pessoalmente.

Agradeço também aos meus professores orientadores Paulo Carvalho, Fernando Antunes e Ivonne Monteiro por toda paciência, disponibilidade e conhecimento e em especial ao Senhor Julio Martinez que foi um grande mentor que me deu uma oportunidade única, acreditou no meu potencial e foi de suma importância não só na produção desse trabalho, mas de minha formação profissional. E não podendo deixar de lado a nossa Adely Corrêa que sempre esteve a disposição para nos auxiliar na coordenação.

“O sonho é que leva a gente para frente. Se a gente for seguir a razão, fica aquietado, acomodado.”

(Ariano Suassuna)

## RESUMO

Este trabalho detalha o projeto técnico, abordando questões de desempenho e de retorno financeiro, e de execução de uma usina solar fotovoltaica (FV) conectada à rede elétrica da ENEL-CE de 244,95 kWp em Aquiraz-CE. Apresentado análises pertinentes à execução da obra, como estudos de relevo do terreno, fluxo e volume de águas pluviais, características do solo quanto à absorção de água para garantir local de obra sem poças, dificultando acidentes na obra e as estratégias adotadas para proteção da usina contra o fluxo de águas pluviais no terreno são apresentadas. Também é apresentado um projeto de estrutura de fixação em alvenaria de módulos FV barateada, com o intuito de viabilizar economicamente o projeto, a qual é comparada em termos de custos e técnicos com a estrutura de fixação em solo da POLITEC e se mostrou 16% mais econômica. Uma análise sobre o dimensionamento da potência dos inversores em termos de custo-benefício, perdas por clipping e subutilização dos inversores ou do sistema solar FV foi realizada. Para isso foram utilizados os dados de irradiância presentes no software Radiasol 2. Com base nessa análise foi encontrando que a relação de fator de dimensionamento de inversores ideal deve estar entre 75% e 85%. Após saber a quantidade ideal de módulos FV para cada inversor, foi definida o layout da usina com intuito de otimizar e padronizar o máximo a instalação do ponto de vista de mesas e quantidade de módulos numa mesma série. Com auxílio do software PVSYST, a usina e todos os obstáculos ao redor da mesma, que podem vir a causar sombreamento, foram modelados de forma a construir um modelo real da usina e então foi encontrado que o dia que causa o pior caso de sombreamento resultaria em uma perda de 1,21%. Com base na ET-122 da ENEL-CE é detalhado então o processo de homologação da usina. Então é concatenado os resultados das análises de desempenho da usina, resultando num fator de performance final da usina de 80,69%. Com base nesse fator de performance, é feita uma previsão de geração com base nos dados de irradiância do RADIASOL 2, resultando em uma expectativa de 405,08 MWh/ano. Comparando o resultado com uma simulação no software PVSYST, obtivemos um erro de 4,66% quanto ao fator de performance da usina e de 5,21% quanto à geração. Por fim é feita a análise de payback com base no sistema de compensação de créditos, resultando em um retorno anual de R\$199.413,84 e payback simples de 5,5 anos.

**Palavras-chave:** Estudo de caso; Energia solar; Análise de desempenho; Análise de payback.

## ABSTRACT

This work details the technical and execution project of a 244.95 kWp solar photovoltaic plant connected to the ENEL-CE power grid in Aquiraz-CE. Analyzing performance and payback issues. Presenting analyzes relevant to install the plant, such as studies of terrain relief, flow and volume of rainwater, characteristics of the soil in terms of water absorption to guarantee a work site without puddles, making accidents on the site difficult. After that, the strategies adopted to protect the plant against the flow of rainwater on the land are presented. Also, a cheap ground fixing structure project design for photovoltaic plants is presented, in order to make the project economically viable, which is compared financially and in technical terms with the POLITEC ground fixing structure and shown to be 16% more economical. Then, based on the irradiance data provided by the RADIASOL 2 software, an analysis is made of how to measure the power of the inverters in terms of cost-benefit, losses due to clipping and underutilization of the inverters or the photovoltaic solar system, finding that the ideal inverter sizing factor ratio should be between 75% and 85%. After knowing the ideal number of photovoltaic modules for each inverter, the plant layout was defined in order to optimize and standardize the installation from the point of view of tables and the number of modules in the same series. With the aid of the PVSYST software, the plant and all obstacles around it that can cause shading and then sought the worst case of shading, resulting in a loss of 1.21% due to shading. Based on ENEL-CE's ET-122, the plant's approval process is then detailed. Then the results of the plant's performance analysis are concatenated, resulting in a final plant performance factor of 80.69%. Based on this performance factor, a generation forecast is made based on irradiance data from RADIASOL 2, resulting in an expectation of 405.08 MWh / year and comparing the result with a simulation in the PVSYST software, we obtained an error of 4.66% for the plant's performance factor and 5.21% for generation. And the cost study of the projected structure and comparing it with the costs of the POLITEC structure, proving to be 16.34% cheaper. In addition, a payback analysis is made based on the credit clearing system, resulting in a yearly return of R\$199,413.84 and a simple payback of 5.5 years.

**Keywords:** Case study; Solar Photovoltaic energy; performance analysis.

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Movimentos de rotação e translação da Terra e as estações do ano .....   | 17 |
| Figura 2 – Posição do Sol em relação ao plano horizontal.....   | 18 |
| Figura 3– Radiação direta, difusa e albedo.....   | 19 |
| Figura 4– Variação do recurso solar de acordo com mudanças no clima .....   | 20 |
| Figura 5– Modelo matemático de uma célula FV .....  | 20 |
| Figura 6– Representação de células e módulos FV .....   | 21 |
| Figura 7– Curva I-V e a configuração em série de duas células FV .....  | 22 |
| Figura 8– Curva I-V e a configuração em paralelo de duas células FV .....   | 22 |
| Figura 9– Representação simplificada de um SFV conectado à rede.....  | 24 |
| Figura 10 – Vista Superior do terreno da Diaconia do Shalom em Aquiraz-CE, local a ser instalada a usina.....   | 27 |
| Figura 11 – Indicação de área de servidão da linha de distribuição de 69 kV. ....   | 29 |
| Figura 12 – Pontos de medição de desnível do terreno. ....  | 31 |
| Figura 13 – Esboço do relevo do terreno com base nas medições do ponto de vista de fluxo de águas pluviais. ....  | 31 |
| Figura 14 – Projeto de valetas de proteção contra águas pluviais. ....  | 32 |
| Figura 14 – Estrutura de fixação em solo do tipo “single-pole”. ....  | 33 |
| Figura 15 – Desenho típico da estrutura de fixação com detalhes estruturais.....  | 34 |
| Figura 16 – Desenho típico da estrutura de fixação com detalhes elétricos e de condutos.....  | 35 |
| Figura 17 – Perdas por clipping mensais para um FDI de 79,81% em Aquiraz. ....  | 40 |
| Figura 18 – Análise dos efeitos do aumento do FDI do ponto de vista dos inversores.....   | 42 |
| Figura 19 – Análise dos efeitos do aumento do FDI do ponto de vista dos módulos FV. ....  | 43 |
| Figura 20 – Efeitos do clipping e incremento.....   | 44 |
| Figura 21 – Análise situacional do terreno da usina.....  | 48 |
| Figura 22 – Padrão de mesa utilizado na usina. ....   | 49 |
| Figura 23 – Padrão de conexão das séries referentes ao conjunto de módulos A. ....  | 49 |
| Figura 24 – Padrão de conexão das séries referentes ao conjunto de módulos B. ....  | 50 |
| Figura 25 – Modelo 3D usado no software para simulação do sombreamento causado pelas árvores envolta da usina e da linha de distribuição da Enel de 69 kV. .... | 51 |
| Figura 26 – Simulação do sombreamento da usina através do software no PVSyst de 30 em 30 minutos das 6:00 às 7:30. ....   | 52 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 27 – Simulação do sombreamento da usina através do software no PVSyst de 30 em 30 minutos das 16:00 às 17:30. ....                       | 53 |
| Figura 28 – Descrição dos cortes dos perfis terça para os padrões de mesa. ....   | 54 |
| Figura 29 – Disposição com cotas das perfurações para posicionamento das estacas. ....  | 55 |
| Figura 31 – Modelo de adesivo e placa de sinalização padrão. ....   | 62 |
| Figura 32 – Fluxograma de etapas de acesso ao sistema de distribuição da ENEL-CE para sistemas FV de potência inferiores a 10 kW. ....          | 65 |
| Figura 33 – Fluxograma de etapas de acesso ao sistema de distribuição da ENEL-CE para sistemas FV de potência superiores a 10kW. ....           | 66 |
| Figura 34 – Foto panorâmica da usina após ser concluída. ....   | 71 |
| Figura 35 – Dados do sistema de monitoramento da usina apresentando níveis de geração diários e a produção total da usina no mês de junho. .... | 72 |

## LISTA DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 1 – Dados de geração distribuída FV no Brasil .....   | 15 |
| Tabela 2 - Dados de base dos módulos FV .....  | 23 |
| Tabela 3 – Precipitações nos meses de fevereiro de 2018, fevereiro de 2019, janeiro de 2020 e março de 2020. ....                          | 26 |
| Tabela 4 – Irradiâncias globais, perdas por clipping e irradiância útil para FDI de 79,61%. ..   | 38 |
| Tabela 5 – Tabela de valores dos equipamentos solares FV vendidos pela WEG jan/2020...   | 39 |
| Tabela 6 – Análise dos efeitos do aumento do FDI do ponto de vista dos inversores. ....  | 41 |
| Tabela 7 – Análise dos efeitos do aumento do FDI do ponto de vista dos módulos FV.....   | 42 |
| Tabela 8 – Distribuição de potência e de módulos nos inversores.....   | 45 |
| Tabela 9 – Distribuição de potência e de módulos nos inversores.....   | 46 |
| Tabela 10 – Distribuição de potência e de módulos nos inversores.....  | 60 |
| Tabela 11 – Prazos para efetivação da conexão. ....  | 66 |
| Tabela 12 – Valores de perdas do sistema.....  | 68 |
| Tabela 13 – Valores de irradiação média por dia por mês e total com base nos dados fornecidos pelo RADIASOL 2 e estimativa de geração..... | 68 |
| Tabela 14 – Custos pertinentes a fabricação e instalação da estrutura barateada apresentada no capítulo 7, consulta em dezembro/2020. .... | 69 |
| Tabela 15 – Valores médios de consumo ponta e fora ponta do cliente. ....  | 70 |

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

|         |   |
|---------|---|
| ABNT    | Associação Brasileira de Normas Técnicas                                |
| FV      | Fotovoltaico  |
| GD      | Geração distribuída   |
| INMET   | Instituto Nacional de Meteorologia                                      |
| NBR     | Norma Brasileira Regulamentar   |
| HSP     | Horas de Sol Pleno  |
| CRESESB | Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito |
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica                                    |
| SFV     | Sistema Fotovoltaico  |
| AM      | Air Mass  |
| BEN     | Balanco energético nacional   |
| FDI     | Fator de dimensionamento de inversores                                  |
| UC      | Unidade consumidora   |
| BDMEP   | Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa                    |
| SWERA   | <i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>                        |

## LISTA DE SÍMBOLOS

|            |  |
|------------|--|
| $\theta_z$ | Ângulo zenital   |
| $\gamma_s$ | $\gamma_s$   |
| $\theta$   | Ângulo incidência  |
| Isc        | Corrente de curto-circuito                                     |
| Impp       | Corrente elétrica na máxima potência                           |
| Voc        | Tensão de circuito aberto                                      |
| Vmpp       | Tensão de máxima potência                                      |
| Pmpp       | Potência no ponto de máxima potência                           |
| $\eta$     | Tensão de máxima potência                                      |
| $\alpha$   | Coefficiente de temperature de corrente                        |
| $\beta$    | Coefficiente de temperatura de tensão                          |
| $\gamma$   | Coefficiente de temperatura de potência                        |
| CC         | Corrente contínua  |
| CA         | Corrente alternada   |
| Top        | Temperatura de operação  |
| Tstc       | Temperatura nas condições padrões de teste                     |
| Ifv        | Corrente de curto-circuito do módulo com efeito da temperatura |
| Vfv        | Tensão de circuito aberto com o efeito da temperatura          |

## SUMÁRIO

|  |    |
|--|----|
| 1. INTRODUÇÃO .....  | 14 |
| 1.1. Objetivos .....   | 15 |
| 1.2. Estrutura do trabalho .....   | 16 |
| 2. REVISÃO TEÓRICA DE ENERGIA SOLAR FV .....   | 17 |
| 2.1. Geometria Sol-Terra.....  | 17 |
| 2.2. Irradiação solar.....   | 18 |
| 2.3. Recurso solar.....  | 20 |
| 2.4. Tecnologia solar FV .....   | 20 |
| 2.5. Inversor solar fotovoltaico .....   | 23 |
| 3. PARÂMETROS RELATIVOS À INSTALAÇÃO DA USINA E ANÁLISE DE RELEVO E<br>FLUXO DE ÁGUAS PLUVIAIS .....             | 25 |
| 4. ESTRUTURA DE ALVENARIA BARATEADA .....  | 33 |
| 5. FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES .....  | 36 |
| 6. DISTRIBUIÇÃO DE POTÊNCIA NOS INVERSORES .....   | 45 |
| 7. LAYOUT DA USINA E DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS E ANÁLISES DE<br>SOMBREAMENTO .....                                  | 48 |
| 8. HOMOLOGAÇÃO DE PROJETOS DE GD E CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA .....   | 56 |
| 8.1. Geração Distribuída.....  | 56 |
| 8.2. Aneel .....   | 58 |
| 8.3. ET-122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição<br>Ceará. .... | 59 |
| 8.4. Critérios de proteção .....   | 60 |
| 8.5. Sinalização .....   | 61 |
| 8.6. Documentação padrão .....   | 62 |
| 8.7. Parecer de acesso.....  | 64 |
| 8.8. Prazos e Etapas do processo.....  | 65 |
| 9. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....   | 67 |
| 9.1. Estimativa de geração.....  | 67 |

|  |    |
|--|----|
| 9.2. Análise financeira.....                     | 69 |
| 9.2.1. Economia com a estrutura .....            | 69 |
| 9.2.2. Rendimento mensal do empreendimento ..... | 70 |
| 9.2.3. Resultados da usina pós-execução .....    | 71 |
| 10. CONCLUSÕES.....                              | 73 |
| 11. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....       | 74 |

## 1. INTRODUÇÃO

Segundo o REN21 (2019), as energias renováveis têm se tornado o principal foco de investimento em fontes de conversão de energia elétrica, chegando, em 2018, a representar mais de 26% das principais fontes de energia elétrica. Sendo o quarto ano consecutivo que os incrementos de capacidade de geração de fontes renováveis superam os incrementos de fontes não-renováveis. Com os crescentes incentivos dos governos de quase todos os países, juntamente com o avanço dos processos de fabricação e desenvolvimento das tecnologias, os custos associados a implantação de usinas renováveis em relação às fontes não-renováveis têm se tornado mais competitivos, se tornando mais econômico implantar usinas eólicas ou solares do que implantar usinas baseadas em combustíveis fósseis. Tal fato, tem impulsionado investimentos governamentais, mas principalmente privados.

Estima-se que os investimentos globais em energias renováveis em 2018 chegam a 288,9 bilhões de dólares, o que representa uma redução de 11% em relação ao ano anterior, porém o incremento de potência renovável instalado foi de 8% em relação a 2017, em essência essa redução se deve à crescente redução dos preços, basicamente pode-se instalar mais potência por menos custo, chegando a marca de 181 GW em 2018, totalizando 2.378 GW, sendo 100 GW apenas de energia solar FV, sendo 55% de toda potência instalada. (REN21, 2019)

Esse cenário é facilmente observado no Brasil. Segundo o BEN19 (2019), em 2018, as energias renováveis representaram 45,3% de toda a matriz energética do país, sendo instalado 13,6% mais potência de fontes renováveis que o ano anterior, sendo que, por si só, a potência instalada de energia solar FV cresceu 316,2% em relação ao ano anterior (BEN19, 2019). Além disso, a energia solar FV apresenta elevado potencial no Brasil, onde a irradiação média diária está entre 4,8 e 6,0 kWh/m<sup>2</sup> por dia. Na Alemanha, sendo um dos países que mais possui capacidade instalada em energia solar FV, a máxima irradiação diária não ultrapassa 3,2 kWh/m<sup>2</sup> (GOETZE, 2017).

Com esse cenário, é fácil perceber que o mercado brasileiro de energia solar FV tem apresentado excelentes indicadores, o que faz crescer o número de empresas e investidores no setor e, por consequência, a competitividade, principalmente no mercado de GD, onde são implantadas sistemas de mini e microgeração, regulamentadas pelas resoluções normativas 482/2012 e 687/2015. Isto pode ser observado pelo crescimento de Unidades Consumidoras (UCs) nos anos em que estas resoluções foram criadas conforme a Tabela 1,

pois até 2014 havia 309 UCs que recebiam créditos e em 2018 já há mais de 44 mil UCs que recebem créditos (BATISTA, 2018). Sendo assim, para criar um diferencial para as empresas, buscam-se alternativas para tornar os custos das usinas cada vez menor, seja em estratégias de associação de eficiência energética somadas a uma usina, seja inovando no que diz questão aos periféricos necessários para funcionamento correto da usina, tais como as estruturas de instalação.

Tabela 1 – Dados de geração distribuída FV no Brasil

| Ano   | Total de novas instalações | Nº de UCs que recebem créditos | Potência total [kW] |
|-------|----------------------------|--------------------------------|---------------------|
| 2012  | 3                          | 3                              | 411                 |
| 2013  | 53                         | 66                             | 1399                |
| 2014  | 283                        | 309                            | 2417                |
| 2015  | 1430                       | 1648                           | 9536                |
| 2016  | 6601                       | 7419                           | 48392               |
| 2017  | 13544                      | 15930                          | 120935              |
| 2018  | 14776                      | 18774                          | 165844              |
| TOTAL | 36634                      | 44080                          | 348935              |

Fonte: Batista, 2018

## 1.1. Objetivos

Tendo em vista o exposto nesse capítulo 1, esse trabalho objetiva detalhar análises competentes à análise de desempenho e de execução de uma usina de minigeração solar FV de 244,95 kWp. Apresentando tópicos que precisam ser analisados para execução de usinas em solo e métodos de previsão de desempenho, do ponto de vista de sombreamento, temperatura e dimensionamento de inversores.

Além disso, como objetivos secundários, esse trabalho expõem um projeto de estrutura de fixação em solo de fácil aquisição e de baixo custo com o intuito de reduzir custos, comparando os resultados com a estrutura fornecida pela Politec, empresa consolidada no mercado, além disso esse trabalho analisa o comportamento das perdas por clipping quando se reduz muito o fator de dimensionamento de inversores (FDI), bem como o quão subutilizado o mesmo se torna caso o FDI esteja muito alto e o ganho de geração com base no FDI, buscando o ponto ótimo de FDI.

## 1.2. Estrutura do trabalho

No Capítulo 1, há uma introdução ao trabalho, contendo aspectos e justificativas que motivaram este trabalho.

No Capítulo 2, são abordados alguns assuntos básicos sobre a energia solar FV, como conceitos sobre a geometria Sol-Terra, a radiação solar, o recurso solar, as células e módulos e os inversores FV.

No Capítulo 3, são apresentados os pontos nos quais estão baseados o dimensionamento da potência da usina e explicados alguns aspectos e implicações dos aspectos geográficos do local que culminaram na decisão do local de instalação da usina bem como os cuidados que precisam ser tomados para proteger a usina contra os efeitos das chuvas.

No Capítulo 4 é apresentado o projeto de estrutura de alvenaria a ser utilizada na usina com o intuito de reduzir custos, nele é dados detalhes de materiais e cotas para reprodução da mesma.

No Capítulo 5 é feita análise de perdas percentuais atreladas ao dimensionamento de inversores e os custos, buscando o ponto ótimo entre ganho de geração, perdas e custo. O capítulo 6 mostra a aplicação do capítulo 5 na usina analisada no trabalho.

No Capítulo 7 retrata o layout da usina, as razões que levaram a esse layout e análise de sombreamento feita com modelagem 3D da usina e dos obstáculos ao redor da usina por meio do software PVSyst.

No Capítulo 8 é abordado o procedimento de homologação de sistemas com base na norma da ENEL CE Especificação Técnica no. 122.

Por fim, traz-se no Capítulo 9 e 10 são apresentadas os resultados, sugestões para trabalhos futuros. Abordando expectativa de geração, análise financeira e retorno do investimento e as conclusões deste trabalho.

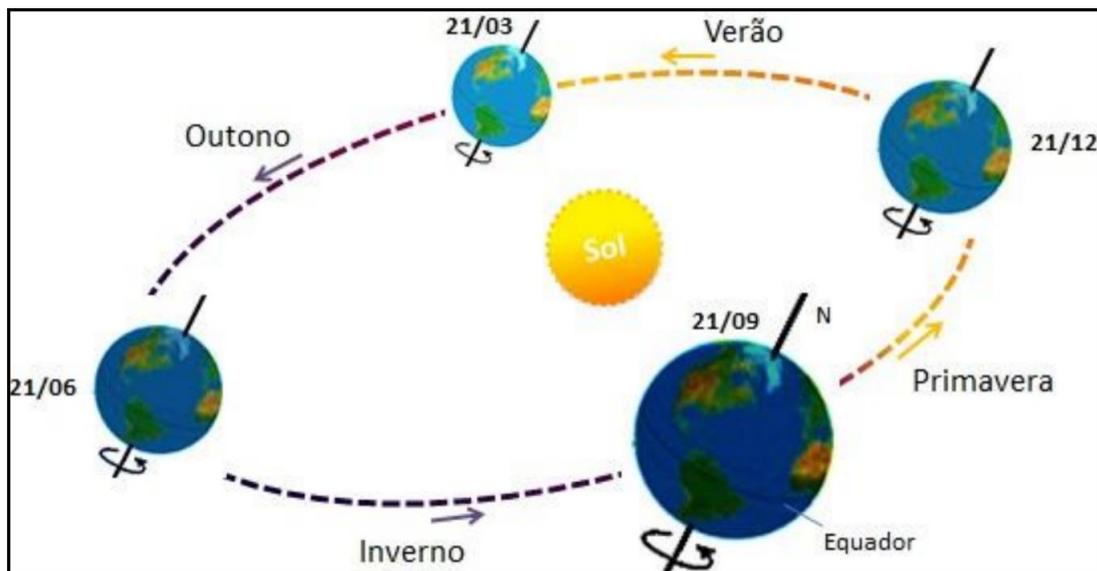
## 2. REVISÃO TEÓRICA DE ENERGIA SOLAR FV

### 2.1. Geometria Sol-Terra

O planeta Terra percorre uma trajetória elíptica em torno do Sol (movimento de translação) e um movimento de rotacional em torno do seu próprio eixo (movimento de rotação). A Terra possui seu eixo inclinado em torno de  $23,45^\circ$  em relação ao plano normal a trajetória elíptica. Estes movimentos e inclinações são os responsáveis pela existência das estações do ano (PINHO; GALDINO, 2014).

Os solstícios se configuram por serem as épocas do ano onde os raios solares se alinham com o plano equatorial, já os equinócios são as épocas onde a incidência de raios solares é maior em um dos hemisférios terrestres. Conforme verifica-se na Figura 1, as estações do ano iniciam-se com o término da estação anterior, sendo elas para o hemisfério sul.

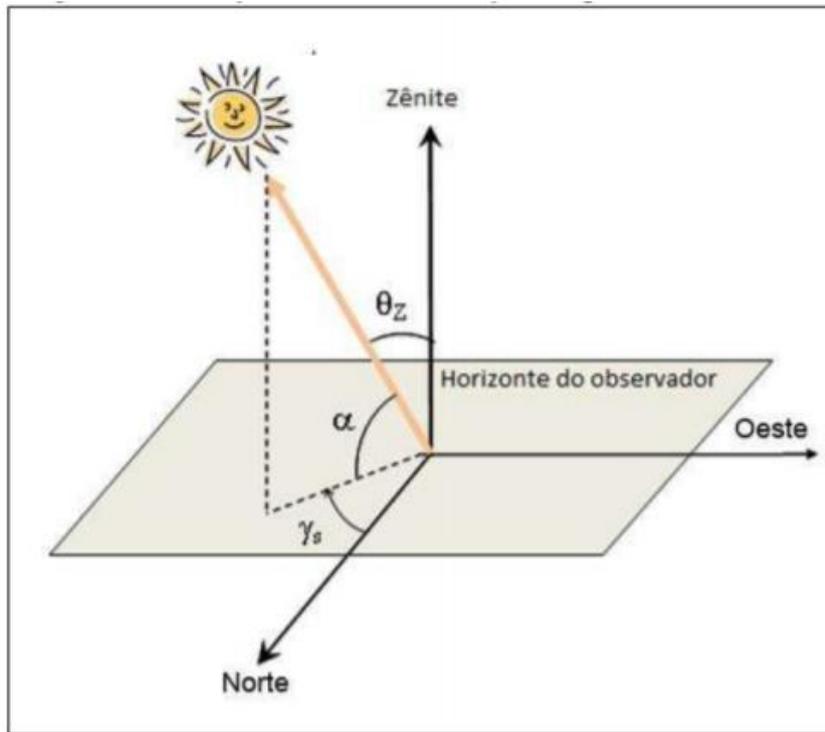
Figura 1 – Movimentos de rotação e translação da Terra e as estações do ano



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O conceito de massa de ar (Air Mass - AM) se obtém também a partir da geometria Sol-Terra. Matematicamente a massa de ar é conceitualmente explicada por Pinho et al. (2008) como sendo a distância relativa que a radiação direta percorre através da atmosfera terrestre e  $\theta_z$  é o ângulo zenital, que é o ângulo de incidência dos raios solares, representados na Figura 2.

Figura 2 – Posição do Sol em relação ao plano horizontal



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

## 2.2. Irradiação solar

Praticamente todas as formas de energia existentes na Terra, tanto as renováveis quanto as não renováveis, provêm do sol em escalas de tempo distintas. A energia do sol possibilita a evaporação, dando origem ao ciclo das águas, e viabilizando o represamento e a geração de hidroeletricidade. Os ventos são originados pela conversão da radiação solar em energia cinética, devido à distribuição desigual da energia do sol no globo. Os combustíveis fósseis, como petróleo, carvão e gás natural, são energia solar acumulada durante milhões de anos. (PINHO;GALDINHO, 2014).

O termo irradiação solar é utilizado para referir-se ao fluxo de potência por unidade de área, a irradiância solar. Como nem toda superfície do planeta é perpendicular aos raios solares, a insolação no plano horizontal é reduzida. A irradiância solar varia, portanto, com a posição terrestre e o ângulo de incidência dos raios solares. Regiões próximas à linha do equador manifestam menor alteração da irradiância ao longo do ano quando comparadas com regiões em grandes latitudes, onde a energia anual total recebida é menor. (PINHO;GALDINHO, 2014).

A radiação solar que se direciona para a Terra não chega integralmente a superfície terrestre devido a mesma sofrer modificações ao passar pela atmosfera. A partir dos

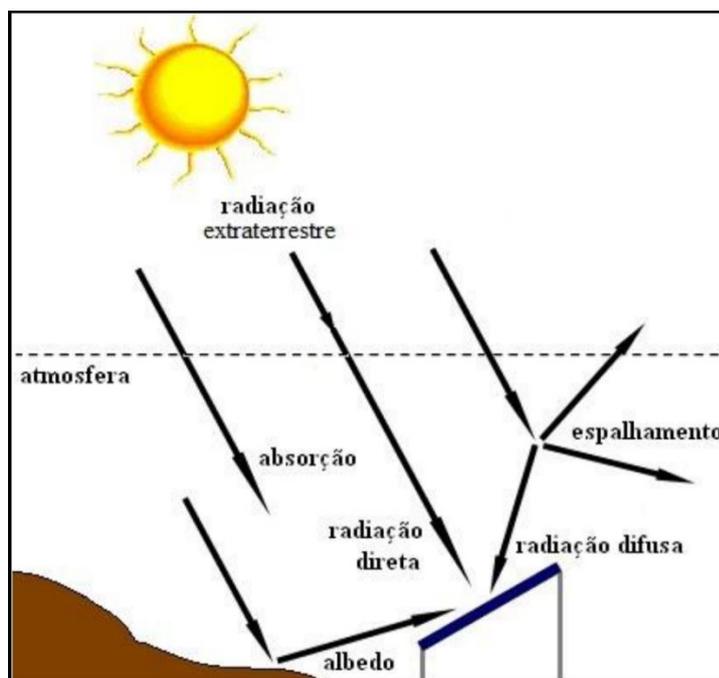
estudos e medições nos anos de 2000 à 2005, infere-se que aproximadamente 54,02% da radiação total disponibilizada passa pela atmosfera terrestre chegando a superfície, sendo os 45,98% restantes absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera do planeta.

A radiação efetiva que chega a uma superfície receptora, se divide em radiação direta, difusa e albedo (PINHO; GALDINO, 2014).

1. **Direta:** Radiação oriunda diretamente do Sol sem sofrer reflexões, alcançando a superfície receptora em questão.
2. **Difusa:** Componente da radiação efetiva que antes de se aproximar da superfície desejada sofre reflexões nas nuvens, partículas de poeira e em outros meios que possam refletir a radiação.
3. **Albedo:** Componente da radiação que antes de alcançar a superfície receptora desejada é refletida por outra superfície, fazendo este tipo de radiação variar em seus valores refletidos dependendo das características da superfície refletora.

As radiações direta, difusa e albedo estão exemplificadas na Figura 3. O espalhamento também observado na Figura 3 é conhecido como espalhamento de Rayleigh, o qual se aplica a reflexão da luz por meio das moléculas dos gases contidos na atmosfera (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 3– Radiação direta, difusa e albedo



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

### 2.3. Recurso solar

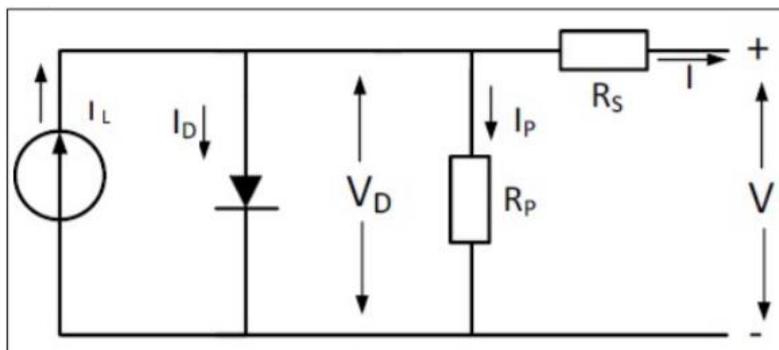
### 2.4. Tecnologia solar FV

Em 1839, o efeito FV foi descoberto pelo cientista francês Becquerel, que ao iluminar uma solução ácida observou uma diferença de potencial nos eletrodos que estavam imersos na solução. As primeiras células FV foram fabricadas com selênio por C. E. Fritz em 1883, entretanto, foi apenas nos anos 50 que foram fabricadas as primeiras células FV utilizando a tecnologia de semicondutores (PINHO; GALDINO, 2014).

De modo geral, uma célula FV tem a capacidade de transformar a energia proveniente do Sol em energia elétrica. Existem atualmente diversos tipos de tecnologias empregadas na fabricação de células FV. Segundo Pinho e Galdino (2014), entre as tecnologias mais difundidas e utilizadas estão as de silício cristalino e as de filme fino, sendo os módulos de silício (mono e policristalino) cristalino a tecnologia mais usada representando, em 2011, 87,9 % da preferência no mercado mundial.

Na Figura 5 a representação do modelo matemático real de uma célula FV, onde  $V$  é a tensão de saída da célula,  $I$  é a corrente de saída da célula,  $R_S$  é a resistência série da célula,  $R_P$  é a resistência paralela da célula,  $I_D$  é a corrente de saturação reversa que passa pelo diodo,  $V_D$  é a tensão no diodo e  $I_L$  é a corrente fotogerada. A  $R_S$  representa as perdas por efeito Joule do material, do contato metal-semicondutor e das metalizações e a  $R_P$  representa as perdas por correntes parasitas provocadas pela existência de impurezas e irregularidades do material. O diodo equivale a contribuição da junção pn quando não há exposição a luz (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 5– Modelo matemático de uma célula FV



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

As células FV possuem características elétricas que devem ser entendidas para que se possa projetar um sistema FV. Estas características podem ser encontradas a partir das

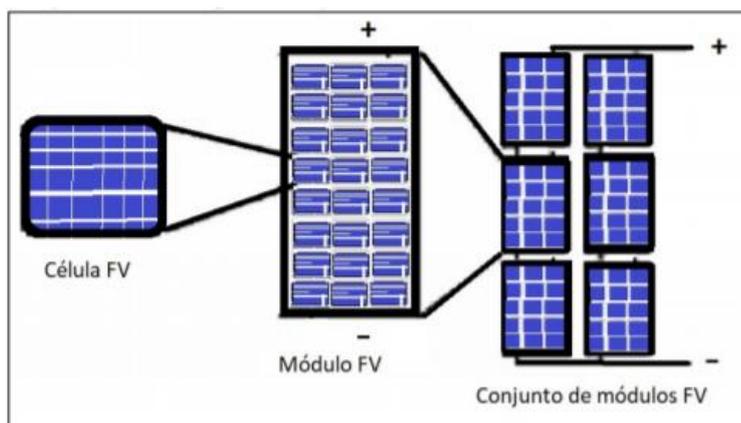
curvas características corrente-tensão, conhecidas como curvas I-V. A Figura 7 mostra a curva característica I-V de uma célula e na Figura 8 a curva I-V de um módulo FV, onde os valores de tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) e o ponto de máxima potência ( $P_m$ ), sendo este ponto formado pelo par ordenado: corrente na máxima potência ( $I_{mp}$ ) e tensão na máxima potência ( $V_{mp}$ ) estão representados. Conforme Pinho e Galdino (2014), a modelagem matemática das curvas I-V de uma célula FV é feita da seguinte forma.

$$I = I_L - I_D \left[ \exp \left( \frac{q(V+IR_S)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad (1)$$

Na equação acima, além das variáveis e grandezas já apresentadas anteriormente, temos a constante de Boltzmann ( $k$ ), a temperatura absoluta ( $T$ ) em K, e a carga do elétron ( $q$ ) e o fator de idealidade do diodo ( $n$ ).

Segundo a norma ABNT NBR 10899 (2013), um módulo FV é conjunto de células interligadas eletricamente e encapsuladas e um arranjo FV é um conjunto de módulos mecanicamente e eletricamente interligados, conforme pode-se observar na Figura 6. Em um arranjo FV, os módulos podem estar conectados em série ou em paralelo.

Figura 6– Representação de células e módulos FV

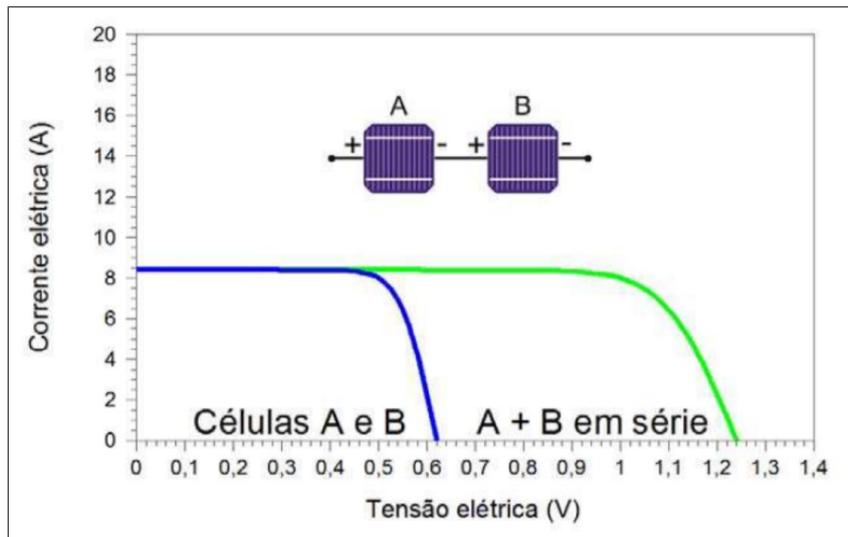


Fonte: BATISTA, 2018.

Na constituição de um módulo FV, as células são interligadas nas configurações em série e paralelo. Resultando da associação em série de células, tem-se a soma das tensões das células como a tensão resultante e a corrente deste conjunto é a mesma em todas as

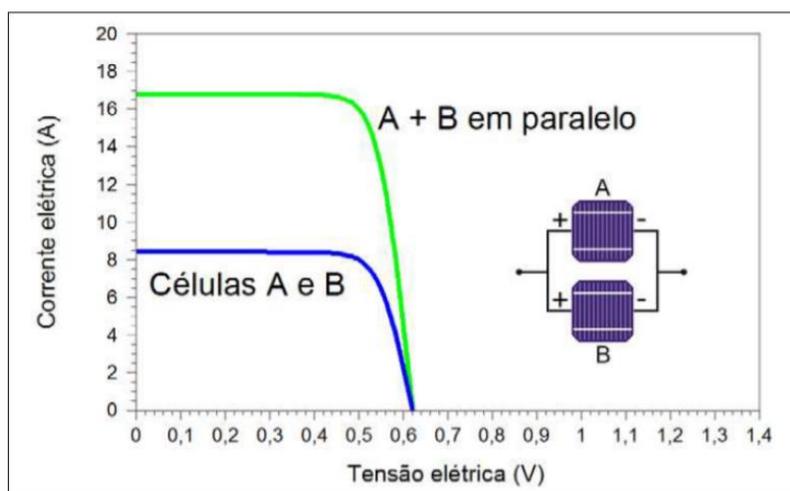
células. Contudo, na configuração em paralelo de um conjunto de células ocorre o inverso, tem-se que as correntes se somam e a tensão permanece a mesma como resultantes deste conjunto. Desta forma, as curvas I-V características resultantes da configuração série e paralelo das células podem ser visualizadas nas Figuras 9 e 10 (PINHO; GALDINO, 2014). O mesmo ocorre quando se tem associações dos módulos em série ou em paralelo.

Figura 7– Curva I-V e a configuração em série de duas células FV



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 8– Curva I-V e a configuração em paralelo de duas células FV



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

As condições padrões de teste (*Standart Teste Conditions* - STC) são as condições de laboratório onde se especificam a potência e os parâmetros nominais de um módulo, uma

célula ou um arranjo FV, sendo essas condições referente a temperatura de célula de 25 °C, massa de ar no valor de uma unidade e irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>.(PINHO; GALDINO, 2014)

Na Tabela 2 tem-se como exemplo algumas grandezas em STC anteriormente discutidas. Nesta tabela encontram-se os dados do módulo FV da fabricante Trina Solar modelo TSM-DE14H-345, que foi o módulo FV escolhido para construção da usina abordada nesse trabalho. As demais informações sobre este módulo estão contidas em sua folha de dados no Anexo A.

Tabela 2 - Dados de base dos módulos FV

| Características elétricas em STC |       |
|----------------------------------|-------|
| P <sub>m</sub> (Wp)              | 345   |
| V <sub>mpp</sub> (V)             | 38,2  |
| I <sub>mpp</sub> (A)             | 9,04  |
| V <sub>oc</sub> (V)              | 46,3  |
| I <sub>sc</sub> (A)              | 9,55  |
| η (%)                            | 17,4  |
| α (%)                            | -0,31 |
| β (%)                            | 0,05  |
| γ (%)                            | -0,38 |

Fonte: Trina Solar (2019)

## 2.5. Inversor solar fotovoltaico

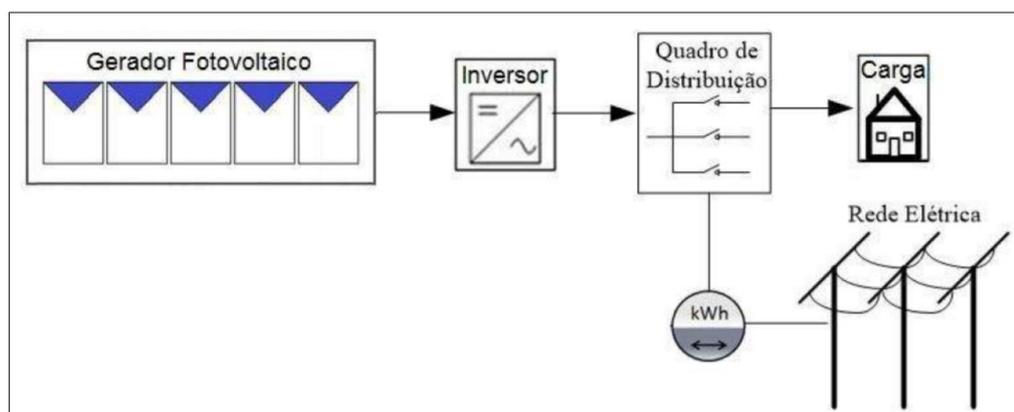
Os inversores, de acordo com Rüter (2004), têm a função de converter a corrente contínua proveniente de módulo FV e baterias em corrente alternada. A tensão gerada pelo sistema também é convertida pelo inversor para valores de tensão e frequência da rede, além do baixo conteúdo de harmônicos e formato senoidal necessários para possibilitar a interconexão do sistema à rede.

As proteções do sistema FV estão quase todas localizadas no inversor, que é a interface com a rede de distribuição e equipamento final do sistema de geração. O inversor deve garantir proteções de sobre e subtensão, sobre e subfrequência, sobrecorrente e quaisquer surtos de energia, tanto na entrada CC como na saída CA. O sistema para evitar o efeito islanding, ou ilhamento em português, também se faz necessário para a proteção de operadores da rede (RÜTHER, 2004).

De acordo com a Resolução Normativa REN 687/2015, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física da unidade consumidora onde exista sistema de geração distribuída durante uma interrupção no fornecimento de energia da rede. Essa determinação contempla qualquer sistema de micro ou minigeração distribuída, independentemente de sua potência instalada. Para sistemas de geração FV conectados à rede, o inversor a ser utilizado deve possuir certificações de testes e ensaios conforme normas técnicas. Pode também possuir o certificado de concessão do Inmetro. Essas requisições garantem para a concessionário a qualidade do equipamento e, conseqüentemente, asseguram um bom regime de operação do aparelho e a e a manutenção da segurança.

A geração de um sistema FV conectado à rede elétrica é representada pela Figura 9. Nesta figura tem-se um gerador FV que gera energia elétrica e entrega em seguida esta energia para o inversor FV. O inversor processa esta energia deixando-a nos padrões conforme as diretrizes, normas e regulamentações vigentes. Esta energia processada é direcionada para o quadro de distribuição da instalação. Parte da energia gerada vai para alimentação das cargas existentes e o restante é enviada a rede elétrica, passando antes pelo medidor bidirecional. A vantagem de um sistema FV conectado à rede é utilizar-se da rede elétrica e fazer uso do sistema de compensação e geração de créditos de energia, pois, por não funcionar durante a noite, o mesmo não consegue acompanhar a curva de carga do consumo, sendo assim a rede funciona para alimentar a carga durante a noite e os créditos extras gerados durante o dia serão abatidos no consumo a noite. As resoluções 482/2012 e 687/2015 da ANEEL são as responsáveis por regulamentarem a geração distribuída no Brasil, tratando-se das formas e usos da compensação dos créditos de energia gerados para a micro e minigeração.

Figura 9– Representação simplificada de um SFV conectado à rede



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

### **3. PARÂMETROS RELATIVOS À INSTALAÇÃO DA USINA E ANÁLISE DE RELEVO E FLUXO DE ÁGUAS PLUVIAIS**

Para a usina desse trabalho, com o objetivo de abater parte da conta de energia do cliente, o dimensionamento da potência da usina foi feito com base no teto orçamentário imposto pelo cliente. Sendo assim, tivemos que instalar o máximo de potência possível com o valor dito, independente do consumo, atentando para questões de perdas por sobredimensionamento dos inversores.

Dessa forma, foi determinado que a usina seria de minigeração solar FV em solo dentro do terreno do proprietário, caracterizada pela concessionária como GD de autoconsumo local, e com uma potência total de 245 kWp em módulos FV e 195 kW em inversores.

Segundo a Greener (2020), sistemas de energia solar FV na faixa de 150 a 300 kWp com estrutura de fixação para solo são mais 9,54% a 11,51% caros que sistemas com estrutura para telhado como também são mais trabalhosos para execução, já que em telhados já temos toda uma estrutura de suporte para apenas fixarmos os perfis de apoio dos módulos FV, além da proximidade da estrutura elétrica do local, o reduz o custo do ponto de vida de cabeamento.

Quando tratamos de estruturas de solo, normalmente é necessário, inicialmente uma avaliação via satélite para tirar medidas, pois nem sempre o terreno é de fácil acesso, além da vegetação natural já existente, bem como a recorrente. Outro fator que dificulta e aumenta o custo de instalações no solo é a chuva e a resistência do mesmo, em especial no Ceará, onde, nos meses mais chuvosos (jan, fev e mar), temos com frequência chuvas de poucas horas que podem precipitar de 20% a quase 40% de toda a expectativa pro mês (INMET, 2020), ou seja, um volume de precipitação por demais elevado que pode comprometer os alicerces da usina por conta de lixiviação e erosão.

Para ilustrar o relatado no parágrafo anterior, foi feita uma análise histórica através do banco de dados do INMET, a tabela 3 mostra o total precipitado em determinado mês em Fortaleza-CE e o total precipitando em um dia nos meses de fevereiro de 2018, 2019 e 2020, segundo o INMET (Instituto Nacional de Meteorologia).

Tabela 3 – Precipitações nos meses de fevereiro de 2018, fevereiro de 2019, janeiro de 2020 e março de 2020.

| Ano  | Data da máxima precipitação | Valor diário máximo [mm] | Valor mensal total [mm] | Relação entre valor máximo diário e total mensal |
|------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|--|
| 2018 | 17/02/2018                  | 47                       | 220                     | 21,36%   |
| 2019 | 24/02/2019                  | 120                      | 310                     | 38,71%   |
| 2020 | 19/01/2020                  | 52                       | 195                     | 26,67%   |
| 2020 | 02/03/2020                  | 83                       | 300                     | 27,66%   |

Fonte: INMET (2020)

Com os dados apresentados na Tabela 3, é possível ver que esse padrão de chuva é comum, sendo assim um fator de grande importância na análise de viabilidade de projeto de uma usina a ser instalada em solo no Ceará.

Sendo assim necessário estratégias de controle de como fluem as águas pluviais no terreno para evitar possíveis avarias nas estruturas ou exposição dos alicerces de fixação, como por exemplo valas de drenagem para direcionar as águas para outro local.

Dessa forma, é feita uma estimativa da área ocupada pela usina, tomando como base a potência da usina e módulos de 345 Wp e de dimensões 2000 mm por 992 mm. Como temos 710 módulos de 1,984 m<sup>2</sup> a área útil da usina será de 1408,64 m<sup>2</sup>. Tendo em vista, porém, que os módulos têm os seus distanciamentos para evitar sombreamento e facilitar operação, manutenção e traslado na usina, foi adotado um fator de segurança 50%, afim de garantir que o terreno terá espaço para comportar a usina, o que nos faz necessário um terreno de 3.968 m<sup>2</sup>.

Sendo assim, a figura 10 mostra vista superior do terreno na data 21/10/2019 do local, retirado do software Google Earth, com os locais de instalações disponíveis enumerados.

Figura 10 – Vista Superior do terreno da Diaconia do Shalom em Aquiraz-CE, local a ser instalada a usina.



Fonte: Google Earth (2020) adaptado.

Avaliando cada local, pode-se dizer que:

1. Área 1:

- a) Área aproximada segundo Google Earth: 10.000 m<sup>2</sup>;
- b) Difícil acesso de maquinário pesado;
- c) Riscos de atividade maiores por ser área de circulação de pessoas;
- d) Grande número de árvores e obstáculos, o que poderia implicar em grandes perdas por sombreamento;
- e) Nenhum ponto de conexão próximo capaz de suportar o nível de potência;
- f) Solo com características de brejo, o que levaria a necessidade de um estudo mais detalhado do mesmo para dimensionar os alicerces da usina devido ao risco de deslocamento/afundamento do solo, devido à proximidade do lago ao Sul;

g) O cliente possui planos para construir prédios no local e área mais ao sul é usada para eventos da comunidade com um grande gramado.

2. Área 2:

- a) Área aproximada segundo Google Earth: 2.800 m<sup>2</sup>;
- b) Local com área insuficiente para receber a usina;
- c) Gramado ornamental da recepção do local, não disponibilizado para uso pelo cliente.
- d) Fácil acesso de maquinário pesado.
- e) Área livre de obstáculos ao norte e a leste o que implica em perdas mínimas de sombreamento, mas com árvores a oeste, o que implicaria em possíveis sombras do meio pro final da tarde, sendo necessário análises mais detalhadas para estimar o impacto das mesmas.
- f) Local a apenas 30 m do Quadro Geral de distribuição da instalação, com um transformador de distribuição de 225 kVA alimentando o estabelecimento, sendo assim possível a conexão da usina.

3. Área 3:

- a) Área aproximada segundo Google Earth: 5.700 m<sup>2</sup>;
- b) Grande quantidade de árvores na extensão do terreno, o que acarretaria perdas por sombreamento ou corte de árvores nativas, o que pode acarretar multa.
- c) Presença de uma linha de distribuição de 69 kV da concessionária de energia ENEL CE ao norte, o que implicaria em possíveis perdas por sombreamento;
- d) Seria necessário atentar para a área de servidão da ENEL CE referente à linha de distribuição (área de 15m com relação ao eixo da linha, vide Figura 17);
- e) Fácil acesso de maquinário pesado;
- f) Fácil ao quadro geral de distribuição do transformador de 225 kVA (50m);

4. Área 4:

- a) Área aproximada do local segundo Google Earth: 6.500 m<sup>2</sup>;
- b) Linha de distribuição da ENEL Ceará localizada ao Sul da usina, mas ainda sendo necessário estudo de sombreamento para avaliar se a mesma não fará sombra ao longo do ano por conta dos solstícios e equinócios;
- c) Mesmo com corte de 15 m referente a área de servidão da Enel, temos 4.700m<sup>2</sup> de área disponível para implantar a usina, vide Figura 11;

- d) Área com livre com apenas uma grande árvore ao sudoeste do terreno. Existem árvores ao norte bem próximas do local de instalação da usina, necessitando estudo de sombreamento para atestar impactos das mesmas sobre a usina;
- e) Relevo do terreno plano, sem declives acentuado e solo arenoso, o que indicava grande absorção da água, ou seja, não seriam formadas poças no canteiro de obra e logo, sujeira e empecilhos de trabalho no local;
- f) Cliente não possui planos para a área e deseja que a usina seja instalada nesse local;
- g) Fácil acesso de máquinas pesadas.

Figura 11 – Indicação de área de servidão da linha de distribuição de 69 kV.



Fonte: Google Earth (2020) adaptado.

Com base nessas observações foi determinado que o local 4 receberia a usina, por apresentar o melhor balanço entre as condições técnicas de instalação e os interesses e vontades do cliente.

Tendo em foco o cenário de chuvas do Ceará e sendo algumas das preocupações de qualquer que seja a obra, o solo, relevo e a maneira que as águas pluviais circulam no terreno são relevantes para se precaver contra possíveis danos ou cenários de risco. Sendo assim necessário observar se o terreno não seria um obstáculo para obra, dado que a mesma será realizada no período do chuvoso (janeiro a abril).

Após definido local da usina, a área 4 na Figura 10 precisou ser planejada e limpa da vegetação natural e após chuvas era possível notar que não haviam poças sendo formadas no terreno, já que o mesmo possui solo de alta granulometria, levando o mesmo a ter uma alta capacidade de absorção da água, o que facilitaria bastante as atividades em campo e evitou atrasos na obra por conta das condições de trabalho. Seguindo a mesma linha, para chegarmos ao ponto de conexão com o sistema elétrico da unidade consumidora teríamos que atravessar a área 3 representada na Figura 10, porém o solo dessa área apresentava granulometria baixa com característica que indicavam compactação e solo composto por argila e silte. Dessa forma o terreno da área 3 formava poças durante as épocas chuvosa e como o encaminhamento dos condutores passarão pelo local, medidas de vedação dos eletrodutos e caixas de passagem serão necessárias, tais como aplicação de espuma expansível nas aberturas dos eletrodutos e aplicação de cimento com sílica no interior das caixas e vedação da tampa com silicone, dada a baixa permeabilidade do solo e a rápida saturação do mesmo dado o material, é possível que resulte em alagamento das caixas e infiltração de água nos eletrodutos.

Foi observado também que a área 4 apresentava sinais de lixiviação e erosão causada pelo fluxo de água pluviais, sendo assim necessário desenvolver um sistema de captação e redirecionamento das águas pluviais, a fim de proteger a área da usina contra os impactos das chuvas. Dessa forma, foi feita de maneira simplificada um estudo do relevo do local, seguindo o plano da usina, utilizando o método de mangueira de nível e estacas de 1.5 m de comprimento, medindo os desníveis do terreno nos pontos retratados na Figura 12, separado de aproximadamente 10 m, onde em azul representam as medidas horizontais de desnível e em verde as medidas verticais. As medições resultaram em desníveis de até 4° de leste a oeste e de até 3° de oeste a leste em outra região do terreno e uma inclinação quase que uniforme de aproximadamente 2° do Sul pro Norte. Sendo assim, o esboço dos desníveis do terreno está representado na Figura 13, onde as setas verdes representam o sentido do desnível vertical característico da região (norte-sul) e as setas azuis o desnível vertical característico da região (leste-oeste).

Figura 12 – Pontos de medição de desnível do terreno.



Fonte: Google Earth (2020) adaptado.

Figura 13 – Esboço do relevo do terreno com base nas medições do ponto de vista de fluxo de águas pluviais.



Fonte: Google Earth (2020) adaptado.

Como abordado anteriormente, as águas pluviais precisam ser direcionadas de forma que não impacte na estrutura da usina. Observado o relevo do terreno, foram projetadas

valetas de concreto ancoradas de maneira a direcionar o fluxo de águas pluviais que circulam no terreno.

Inicialmente, foi planejado também valetas ao sul da usina, mas após observar o relevo daquela região e o comportamento das águas durante a obra, não havia fluxo do sul para o norte da usina, sendo assim, não foi construído as barreiras ao sul. A figura 14 mostra o projeto das valetas.

Vale salientar que as valetas têm 30 cm de profundidade, o que não influi nos cabamentos e condutos, pois segundo a ABNT NBR 5410:2004, eletrodutos diretamente enterrados no chão devem ser instalados a pelo menos 70 cm da superfície.

Figura 14 – Projeto de valetas de proteção contra águas pluviais.



Fonte: Próprio autor.

#### 4. ESTRUTURA DE ALVENARIA BARATEADA

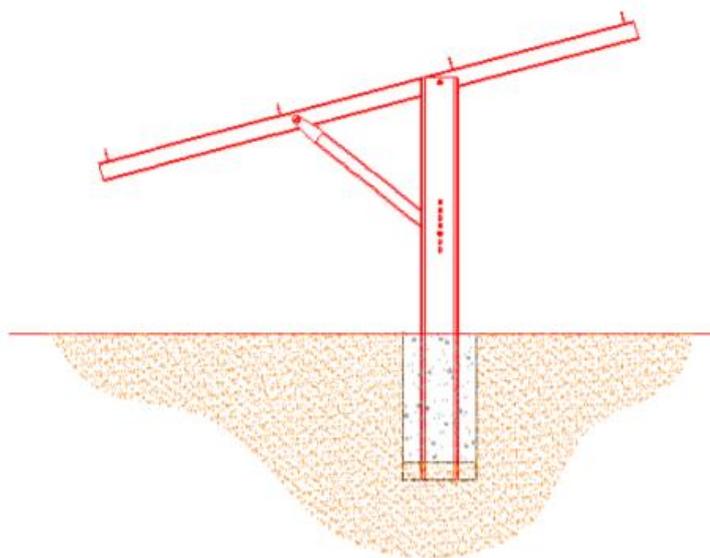
Os projetos de estrutura de instalação de usina em solo já existem e estão consolidadas no mercado, como por exemplo as estruturas metálicas com alicerce genérico para instalação em massa, o que implica em altos custos.

Buscando reduzir custos de estruturas já prontas, foi proposto um modelo de estrutura em alvenaria. Em contra posição às estruturas tradicionais no mercado ditas “single-pole”, representada na figura 14, que consiste em apenas um pilar de sustentação com uma mão-francesa, o que necessita de uma estrutura robusta para aguentar o torque exercido pelo vento na base da estrutura ou múltiplos pilares para dividir os esforços.

Sendo assim, foi proposto a solução apresentada na figura 15 e 16, onde estão os desenhos típicos do padrão de instalação, o primeiro referente a especificação dos componentes e montagem da estrutura de fixação e suporte e a segunda referente à instalação elétrica dos componentes e eletrodutos.

A solução constitui em dois pilares de alvenaria pré-moldados do tipo mourão, com quatro vergalhões treliçados, de seção 15x15 cm, representados na figura 22. Sendo dois pilares típicos, um de 1,90 m e outro de 2,25 m, esses tamanhos foram determinados de modo que possamos garantir a inclinação recomendada de 10° para garantir autolimpeza dos módulos com o escoamento da água da chuva (PINHO e GALDINHO, 2014) e altura suficiente para que não haja sombreamento por conta de vegetações naturais que venham a crescer muito.

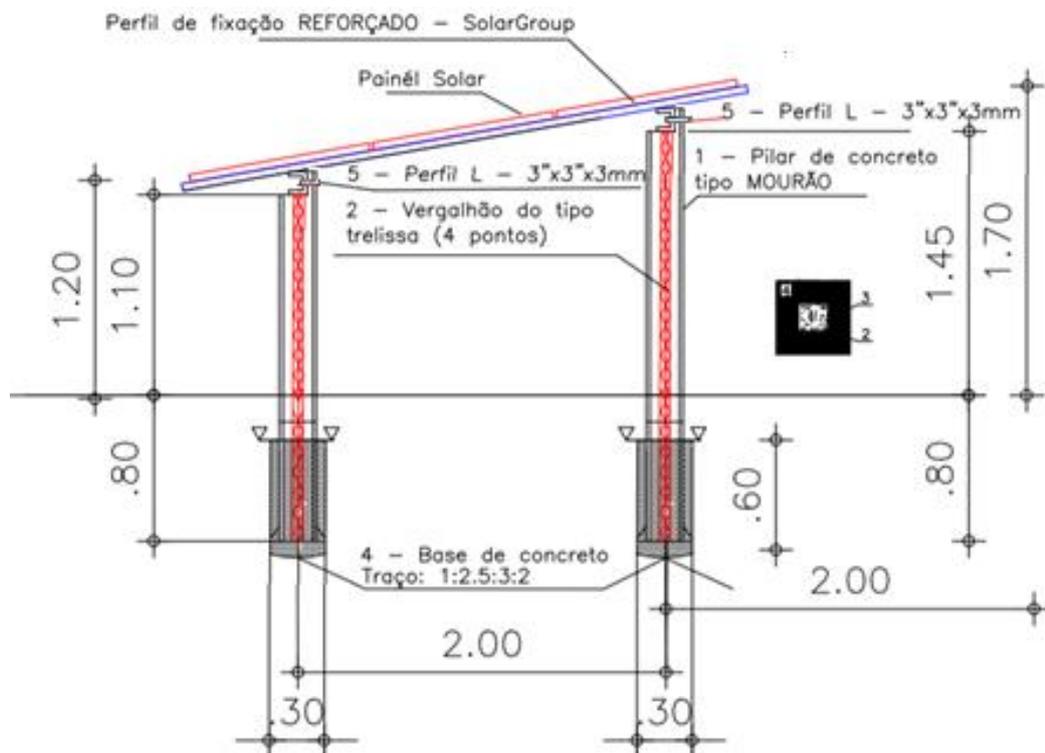
Figura 15 – Estrutura de fixação em solo do tipo “single-pole”.



O grande risco de termos pilares altos está no torque exercido pelo vento no alicerce do pilar. Na fabricante foi realizada uma avaliação do engenheiro para configuração de um pilar com resistência suficiente para suportar rajadas de vento de até 30 km/h, segundo a base de dados BDMEP do INMET, as médias mais altas de vento no em Fortaleza chegam a 30 km/h e sabendo que o pilar teria 80 cm enterrado com sapata circular de fixação de 60 cm de altura e 15 cm de raio com concreto de traço para sapatas de 1:2.5:3, mas tendo em mente que teremos dois pilares alinhados e numa mesma mesa de módulos, teremos dezenas e pilares, ou seja, teremos esses esforços bem distribuídos.

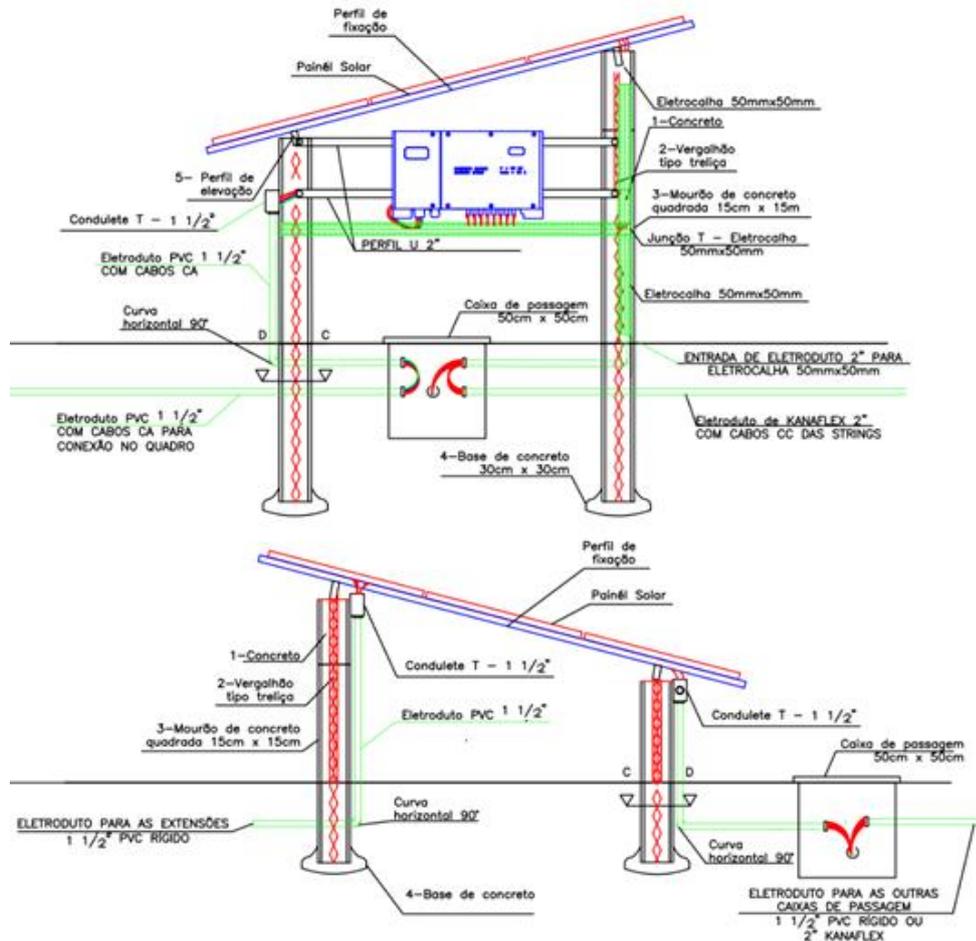
A estrutura é projetada para receber conjuntos de 3 módulos FV e deve ser instalada com espaçamento entre pilar maior e pilar menor de 2 m, como representado na Figura 15, e deve existir 3m de espaçamento entre um conjunto de pilares e outro. Para suportar esse espaçamento, foi utilizado um perfil enrijecido de 75x40x2 mm de 6 m que foi galvanizado a fogo com o intuito de proteger contra corrosão. Esses perfis seriam fixados por meio de um orifício no dente feito do no pilar com parafuso e porca e as conexões entre perfis com uma peça de 25 cm de perfil plano para unir internamente os dois perfis.

Figura 16 – Desenho típico da estrutura de fixação com detalhes estruturais.



Fonte: Próprio autor.

Figura 17 – Desenho típico da estrutura de fixação com detalhes elétricos e de condutos.



Fonte: Próprio autor.

Os perfis enrijecidos funcionariam como apoio para os perfis reforçados de suporte de módulos FV de 3,15 m da SolarGroup, com base nos dados apresentados na folha de dados da SolarGroup no Anexo B, vendidos junto com o kit solar, porém sem parafusos prisioneiros ou qualquer outra estrutura de fixação, já que eles seriam fixados direto nos perfis terça com parafusos cabeça de martelo M10 e nos perfis reforçados de suporte de módulos FV segue o padrão de instalação de sistemas solares em telhado nos moldes das estruturas da SolarGroup. Segundo a folha de dados das estruturas da SolarGroup, Anexo B, o perfil reforçado suporta um vão entre fixadores de até 2.5 m, como os pilares estão afastados de 2 m, os mesmos estarão bem apoiados. Essa distância foi o limitante para não utilizarmos perfil de suporte do módulo normais, que suportam um vão de 1.65 m, o que implicaria em uma terceira fileira de pilares ou redução do conjunto base de módulos de 3 para 2, onde qualquer uma das duas opções possuem um indicador custo/benefício inferior a opção dos perfis reforçados, pois, temos limitações de espaço e orçamentária.

## 5. FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES

O Fator de dimensionamento de inversores (FDI) compreende a relação entre potência de módulos FV e potência dos inversores, essa é uma relação de extrema importância para o dimensionamento dos inversores porque impacta diretamente na geração. Calculada segundo a equação 2, tendo como exemplo o cálculo do FDI da usina em questão, que teremos um FDI geral de 79,61%. (SERAFIM, 2010).

$$FDI(\%) = \frac{Pot_{INV}(kW)}{Pot_{FV}(kWp)} * 100 = \frac{195}{244,95} * 100 = 79,608\% \quad (2)$$

O FDI é um indicador de extrema importância para uma usina solar FV, pois o mesmo nos dá informações referentes à subutilização dos inversores e às possíveis perdas por clipping. O inversor em um sistema de energia solar FV funciona como um limite máximo de potência a ser entregue, sendo assim, se temos 195 kW de potência em inversores, nosso sistema só poderá entregar à rede no máximo 195 kW, isso consiste nas perdas por clipping, pois independente da potência que o sistema alcançar com a irradiância, nós teremos um clipping na potência entregue pelos inversores.

Considerando que a potência do sistema é exclusivamente proporcional a irradiância e a temperatura, temos que a potência entregue pelo sistema solar FV pode ser calculado segundo a equação 3. (SERAFIM, 2010).

$$P_{mp} = P_{FV} * \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} * [1 - \gamma_{mp} * (T_C - T_{C,ref})] \quad (3)$$

Onde:

$P_{mp}$  : Potência de saída do módulo com o efeito da temperatura e da inclinação;

$P_{FV}$  : Potência de saída do módulo sem o efeito da temperatura e da inclinação;

$H_{t,\beta}$  : Radiação incidente no plano do módulo FV;

$H_{ref}$ : Radiação nas condições de referência (1000 W/m<sup>2</sup>);

$\gamma_{mp}$  : Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência;

$T_C$ : Temperatura de operação da célula;

$T_{C,ref}$ : Temperatura de referência (25 °C).

Sendo assim, dado que a nossa potência de saída máxima limitante é a potência dos inversores (195 kW), considerando os valores médios máximos de temperaturas das células anuais de Aquiraz (65 °C), e o coeficiente de temperatura do módulo TSM-345-PE15H (-0,38 %/°C, ou 1,31 W/°C), e a eficiência do modelo de inversor SIW500H ST060 (98,7%) e desconsiderando as perdas por condução, temos que o valor de irradiância dá início as perdas por clipping é calculada segundo a equação 4.

$$H_{t,\beta} = \frac{P_{mp} * H_{ref}}{P_{FV} * \eta_{inv} * [1 + \gamma_{mp} * (T_C - T_{C,ref})]} \quad (4)$$

Onde:

$P_{mp}$  : Potência de saída do módulo com o efeito da temperatura e da inclinação;

$P_{FV}$  : Potência de saída do módulo sem o efeito da temperatura e da inclinação;

$H_{t,\beta}$  : Radiação incidente no plano do módulo FV;

$H_{ref}$ : Radiação nas condições de referência (1000W/m<sup>2</sup>);

$\gamma_{mp}$  : Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência;

$T_C$ : Temperatura de operação da célula;

$T_{C,ref}$ : Temperatura de referência (25°C);

$\eta_{inv}$ : Eficiência do inversor.

Sendo assim, numa perspectiva anual, temos perdas por clipping sempre que o valor de irradiância atingir 957,93 W/m<sup>2</sup>. Calculando as perdas totais mensais por clipping, para o FDI da usina em análise (79,61%), com base nos dados do Radasol 2, temos os valores representados graficamente na figura 17 e numericamente na tabela 4. Com base nessas análises foi obtido que numa perspectiva anual, teremos 18,43 kW/m<sup>2</sup> de perdas de um total de 2.046,76 kW/m<sup>2</sup>, representando uma perda total de 0,90%.

Tabela 4 – Irradiâncias globais, perdas por clipping e irradiância útil para FDI de 79,61%.

| Mês                | G global total<br>[W/m <sup>2</sup> ] | Perdas por clipping<br>[W/m <sup>2</sup> ] | G útil<br>[W/m <sup>2</sup> ] | Perdas<br>[%] |
|--------------------|---------------------------------------|--|-------------------------------|---------------|
| Janeiro            | 180337                                | 1490,03                                    | 178846,97                     | 0,83%         |
| Fevereiro          | 166513                                | 3875,73                                    | 162637,27                     | 2,33%         |
| Março              | 177823                                | 2464,10                                    | 175358,90                     | 1,39%         |
| Abril              | 161310                                | 937,98                                     | 160372,02                     | 0,58%         |
| Maio               | 157455                                | 59,42                                      | 157395,58                     | 0,04%         |
| Junho              | 151396                                | 92,28                                      | 151303,72                     | 0,06%         |
| Julho              | 163051                                | 92,42                                      | 162958,58                     | 0,06%         |
| Agosto             | 176935                                | 974,33                                     | 175960,67                     | 0,55%         |
| Setembro           | 177496                                | 1823,82                                    | 175672,18                     | 1,03%         |
| Outubro            | 178741                                | 2128,03                                    | 176612,97                     | 1,19%         |
| Novembro           | 176616                                | 2796,38                                    | 173819,62                     | 1,58%         |
| Dezembro           | 179089                                | 1699,68                                    | 177389,32                     | 0,95%         |
| <b>TOTAL ANUAL</b> | <b>2046762</b>                        | <b>18434,20</b>                            | <b>2028327,8</b>              | <b>0,90%</b>  |

Fonte: Radasol 2.

O ponto interessante de dimensionar o inversor para um FDI de 75 a 85% se encontra na relação custo e geração do sistema, pois quanto maior o FDI, menos perdas por clipping teremos, mas, como observado para o exemplo da usina, aumentar o a potência de inversores implicaria em ganho de até 1,20%, logo podemos afirmar que o ganho de geração por aumento de potência de inversor é muito pequeno dado o custo do equipamento. Existem diversas formas de aumentar a geração de uma usina sendo a mais eficiente de todas incrementar a potência do sistema FV instalado, e pode-se fazer isso de duas maneiras:

1. Aumento da quantidade de módulos, o que aumentaria a geração absoluta da usina;
2. Substituição dos módulos menos eficientes, para mais eficientes, aumentando a geração/m<sup>2</sup> da usina.

Porém, deve-se analisar o contexto do projeto para saber qual decisão tomar, por exemplo, o principal parâmetro a ser analisado é a área disponível.

Caso não haja área suficiente para atingir a geração desejada usando módulos menos eficientes, como módulos policristalinos que possuem um custo/kWp mais acessível,

podemos usar módulos monocristalinos, que são mais eficientes, ou seja, concentram mais kWp/m<sup>2</sup>, porém possuem um indicador custo/kWp menos atrativo.

E por fim, em último caso, pode-se aumentar a potência de inversores, que representa um ganho muito pequeno de geração quando tratamos de aumento de FDI. Os indicadores de custo/kW dos equipamentos se encontram na tabela 5, baseado na tabela de valores da distribuidora WEG, empresa fornecedora dos materiais utilizados na usina.

Tabela 5 – Tabela de valores dos equipamentos solares FV vendidos pela WEG em jan/2020

| Material            | Descrição              | Valor unitário | R\$/kW       |
|---------------------|------------------------|----------------|--------------|
| Inversor            | Trifásico - 60kW       | R\$ 22.500,00  | R\$ 375,00   |
| Inversor            | Trifásico - 30kW       | R\$ 17.000,00  | R\$ 566,67   |
| Inversor            | Trifásico - 15kW       | R\$ 11.000,00  | R\$ 733,33   |
| Módulo fotovoltaico | Policristalino - 345Wp | R\$ 600,00     | R\$ 1.739,13 |
| Módulo fotovoltaico | Monocristalino - 405Wp | R\$ 750,00     | R\$ 2.173,91 |

Fonte: WEG SOLAR.

Figura 18 – Perdas por clipping mensais para um FDI de 79,81% em Aquiraz.



Fonte: Radasol 2.

Com base nos valores de materiais FV vendidos pela WEG, apresentados na tabela 5, em forma de kit para termos isenções fiscais, e nos dados apresentados anteriormente para a usina desse trabalho, apresentamos as análises numéricas de custo/benefícios, na tabela 6 e 7, e as análises gráficas nas figuras 18 e 19, do aumento do FDI para a usina em questão para que possamos comparar o aumento de geração em função do incremento de potência de inversores e potência do sistema solar FV e do custo/MWh com base nos valores dos equipamentos fornecidos pela WEG.

Tabela 6 – Análise dos efeitos do aumento do FDI do ponto de vista dos inversores.

| FDI [%] | Potência Inv [kW] | G de clipping | Perdas por clipping [%] | Custo de inversores | R\$/MWh   | Ganho de geração [%] | Custo [%] |
|---------|-------------------|---------------|-------------------------|---------------------|-----------|----------------------|-----------|
| 49%     | 120               | 589,5         | 16,75%                  | R\$45.000,00        | R\$129,38 | 0,00%                | 0,00%     |
| 55%     | 135               | 663,18        | 11,34%                  | R\$56.000,00        | R\$151,90 | 6,00%                | 17,40%    |
| 61%     | 150               | 736,87        | 7,44%                   | R\$62.000,00        | R\$160,64 | 10,97%               | 24,16%    |
| 67%     | 165               | 810,56        | 4,31%                   | R\$73.000,00        | R\$182,93 | 14,74%               | 41,39%    |
| 73%     | 180               | 884,25        | 2,19%                   | R\$67.500,00        | R\$165,46 | 17,29%               | 27,88%    |
| 80%     | 195               | 957,93        | 0,90%                   | R\$78.500,00        | R\$189,90 | 18,85%               | 46,77%    |
| 86%     | 210               | 1031,62       | 0,27%                   | R\$84.500,00        | R\$203,12 | 19,61%               | 56,99%    |
| 92%     | 225               | 1178,99       | 0,04%                   | R\$95.500,00        | R\$229,01 | 19,90%               | 77,00%    |
| 98%     | 240               | 1178,99       | 0,00%                   | R\$90.000,00        | R\$215,72 | 19,95%               | 66,73%    |
| 104%    | 255               | 1252,68       | 0,00%                   | R\$101.000,00       | R\$242,09 | 19,95%               | 87,11%    |

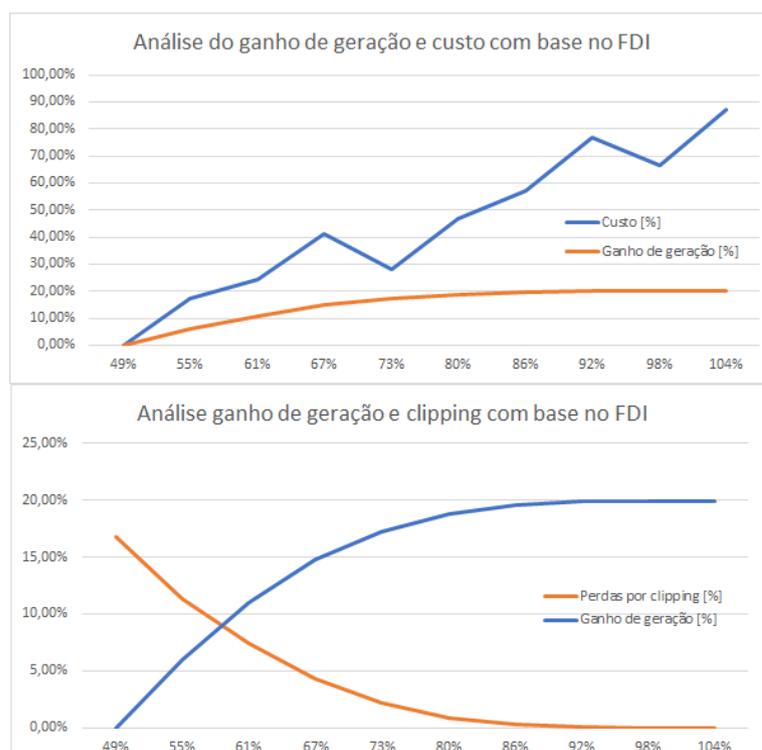
Fonte: WEG SOLAR e Radiasol 2.

Tabela 7 – Análise dos efeitos do aumento do FDI do ponto de vista dos módulos FV.

| FDI [%] | Potência FV [kWp] | G de clipping | Perdas por clipping [%] | Custo de módulos FV | R\$/MWh     | Ganho de geração [%] | Custo [%] |
|---------|-------------------|---------------|-------------------------|---------------------|-------------|----------------------|-----------|
| 49%     | 398,04            | 589,50        | 16,75%                  | R\$692.250,00       | R\$1.227,37 | 76,79%               | 20,20%    |
| 55%     | 353,82            | 663,18        | 11,59%                  | R\$615.333,33       | R\$1.155,71 | 66,89%               | 13,18%    |
| 61%     | 318,44            | 736,87        | 7,44%                   | R\$553.800,00       | R\$1.103,74 | 57,27%               | 8,09%     |
| 67%     | 289,49            | 810,56        | 4,31%                   | R\$503.454,55       | R\$1.067,52 | 47,83%               | 4,55%     |
| 73%     | 265,36            | 884,25        | 2,19%                   | R\$461.500,00       | R\$1.044,26 | 38,53%               | 2,27%     |
| 80%     | 244,95            | 957,93        | 0,90%                   | R\$426.000,00       | R\$1.030,55 | 29,57%               | 0,92%     |
| 86%     | 227,45            | 1031,62       | 0,27%                   | R\$395.571,43       | R\$1.023,97 | 21,09%               | 0,28%     |
| 92%     | 212,29            | 1105,31       | 0,04%                   | R\$369.200,00       | R\$1.012,70 | 14,27%               | -0,82%    |
| 98%     | 199,02            | 1178,99       | 0,00%                   | R\$346.125,00       | R\$1.021,11 | 6,25%                | 0,00%     |
| 104%    | 187,31            | 1252,68       | 0,00%                   | R\$325.764,71       | R\$1.021,11 | 0,00%                | 0,00%     |

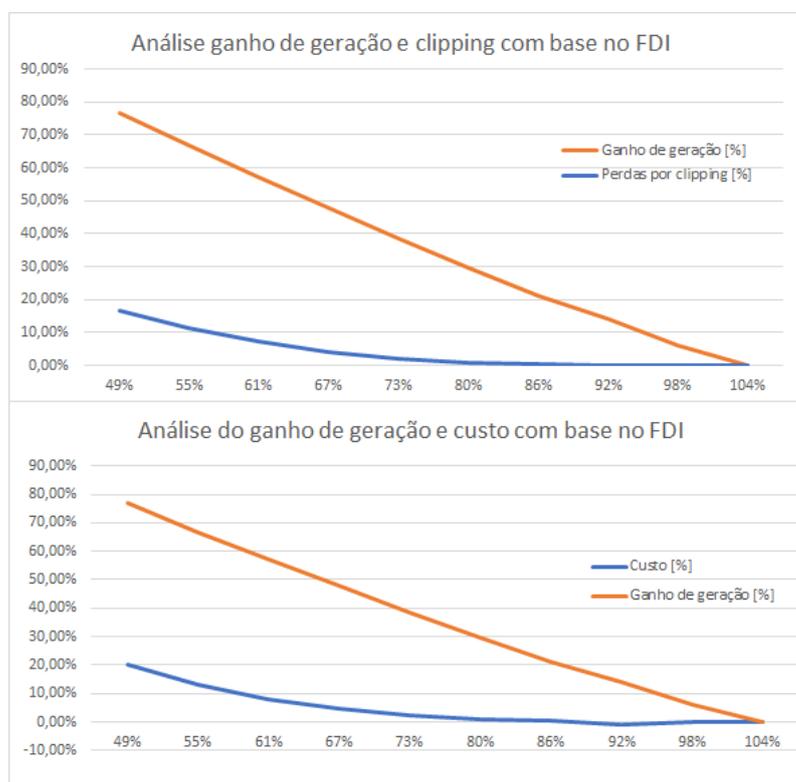
Fonte: WEG SOLAR e Radiasol 2.

Figura 19 – Análise dos efeitos do aumento do FDI do ponto de vista dos inversores.



Fonte: WEG SOLAR e Radiasol 2.

Figura 20 – Análise dos efeitos o aumento do FDI do ponto de vista dos módulos FV.



Fonte: WEG SOLAR e Radiasol 2.

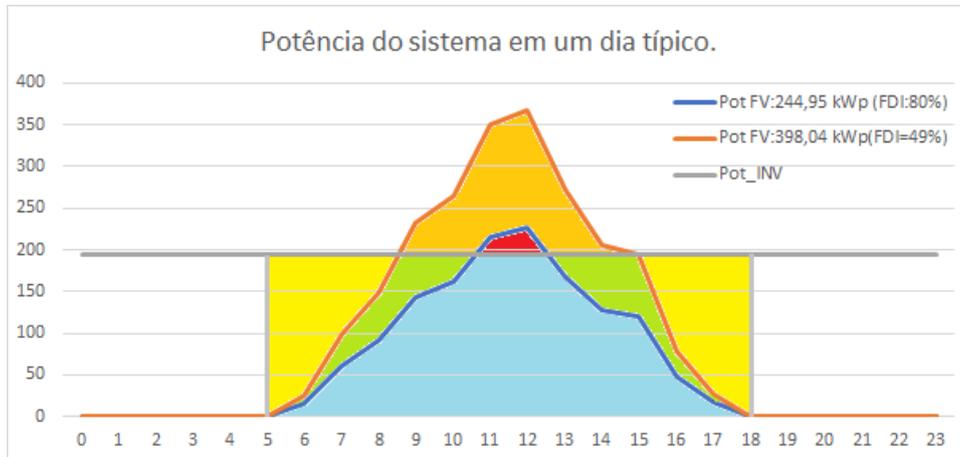
Com base na tabela 6 e na figura 18, fixando a potência de módulos FV, é possível observar que o melhor intervalo de FDI para inversores é entre 75% e 85%, pois qualquer valor acima de 85% não resultará em ganhos significativos e qualquer valor abaixo de 75% resulta em perdas em escala exponencial, além de ser visível que, em relação aos custos com inversores, por serem crescentes com aumento do FDI, para valores acima de 85% temos custos muito altos para um ganho de geração desprezível.

Em contraposição, fixando a potência de inversores, o aumento de potência de módulos FV resulta em um crescimento diretamente proporcional à redução do FDI, e se compararmos os custos percentuais e os ganhos de geração desse aumento de potência em comparação com os mesmo valores para os inversores, vemos que temos ganhos muito maiores de geração em comparação a um crescimento de custo percentual muito inferior.

Porém, o crescimento de geração que ocorre quando aumentamos a potência de módulos FV não é contínua, dado que temos os limites de clipping causados pelo inversor, além do mesmo possuir limitações elétricas para comportar determinados níveis de tensão e corrente. Quando reduzimos muito o FDI reduzimos também a performance do sistema, o que implica em aproveitamento não ideal dos componentes do sistema. A figura 20 mostra o que

acontece quando aumentamos a potência de módulos FV sem subir a potência de inversores, como acontece o ganho de geração e como funciona o clipping do inversor.

Figura 21 – Efeitos do clipping e incremento.



Fonte: Radiasol 2.

A área em azul representa a geração do sistema com potência de 244,94 kWp num dia típico e a vermelha representa a energia perdida por conta do clipping de potência realizado pelo inversor. A área em verde representa o ganho de geração com o aumento da potência solar FV para 398,04 kWp e a área em laranja representa as perdas por clipping ocasionado pelo incremento de potência. Em amarelo represa o motivo pelo qual precisamos de um FDI abaixo de 100%, pois, no caso da curva para 244,95kWp, em apenas uma pequena porção do dia temos potência suficiente para o inversor iniciar o processo de clipping de potência.

Sendo assim, é notável que o incremento de potência FV leva a um achatamento do cume da curva de geração tendendo a se tornar uma curva quadrada e a um baixo aproveitamento do recurso solar, levando a uma redução da performance do sistema, sendo assim é necessário haver um balanço entre potência de inversores e potência de módulos FV, por isso devemos manter o FDI do sistema na faixa de 75-85%. Porém, se o há limitações financeiras para atingir determinado nível de geração, havendo área disponível, a potência FV que deve ser incrementada.

## 6. DISTRIBUIÇÃO DE POTÊNCIA NOS INVERSORES

Tendo em vista que teremos três inversores de 60 kW e um de 15 kW e 710 módulos de 345 Wp, precisamos buscar uma distribuição de potência FV de maneira que possamos atingir um fator de dimensionamento de inversores (FDI) de aproximadamente 80% para cada um dos inversores. A tabela 8 mostra a distribuição de potência nos inversores buscando padronizar ao máximo a usina do ponto de vista de operação e manutenção e no FDI de 80%.

Tabela 8 – Distribuição de potência e de módulos nos inversores.

| Inversor | Potência [kW] | FDI    | Potência FV [kWp] | Nº de mod | Nº de mod Real | Pot FV real | FDI REAL [%] |
|----------|---------------|--------|-------------------|-----------|----------------|-------------|--------------|
| 1        | 60            | 80,00% | 75                | 217,39    | 216            | 74,52       | 80,52%       |
| 2        | 60            | 80,00% | 75                | 217,39    | 216            | 74,52       | 80,52%       |
| 3        | 60            | 80,00% | 75                | 217,39    | 216            | 74,52       | 80,52%       |
| 4        | 15            | 80,00% | 18,75             | 54,35     | 62             | 21,39       | 70,13%       |

Fonte: Próprio autor.

Buscando padronizar o processo de instalação e o FDI de 80% para a maior porção da usina, foi definido que os inversores de 60 kW receberão igualmente 216 módulos cada um e o inversor de 15 kW os módulos restantes (62 módulos), apesar de termos um inversor com o FDI abaixo de 75%, o mesmo representa apenas 7,69% da potência total, o que que significa que o balanço de potência focado nos inversores de 60 kW nos trariam mais benefícios em detrimento do inversor de 15 kW.

A tabela 9 mostra as características elétricas dos inversores, baseado na folha de dados presentes no Anexo B (15 kW) e Anexo C (60 kW), com as quais são feitos os estudos de divisão de séries de módulos de forma a não danificarmos os inversores. Visto que os inversores de 60 kW, possuem 6 MPPTs (Rastreadores de ponto de máxima potência) com duas entradas para séries FV em paralelo cada um, podemos conectar um total de doze séries em cada inversor de 60 kW, já o inversor de 15 kW possui apenas 2 MPPTs com também duas entradas para séries FV em paralelo cada um, sendo assim 4 séries nesse inversor.

Tabela 9 – Distribuição de potência e de módulos nos inversores.

| Características                            | MODELO 1      | MODELO 2      |
|--|---------------|---------------|
| Modelo                                     | SIW500H-ST060 | SIW500H-ST015 |
| Eficiência MÁXIMA                          | 98,50%        | 98,65%        |
| Tensão máxima CC                           | 1.100 V       | 1.080 V       |
| Corrente máxima por MPPT                   | 22 A          | 22 A          |
| Corrente de curto circuito máxima por MPPT | 30 A          | -             |
| Número de entradas                         | 12            | 4             |
| Número de MPPTs                            | 6             | 2             |

Fonte: Folha de dados inversores WEG, 2020.

Sendo assim, precisamos dividir as séries de módulos de maneira a respeitar e os limites de tensão e corrente máximas de cada MPPT. Um cuidado importante que se deve tomar é com o valor máximo de tensão que, apesar do MPPT suportar, é preciso saber se os outros componentes do sistema estão projetados para suportar tais valores de tensão, sendo assim, usa-se um valor máximo de 1.000 V, pois esse é valor padrão de tensão que os cabos e conectores MC4 estão projetados para operar.

Sabendo que os piores valores de tensão e corrente que os MPPTs estarão submetidos são os valores de tensão de circuito aberto da série e a corrente de curto circuito da série solar FVa e sabendo que esses valores são sensíveis à temperatura segundo os percentuais presentes na folha de dados dos mesmos, podemos calcular os valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito de um módulo individual para então determinarmos quantos módulos terão cada uma de nossas séries. As equações 5 e 6 determinam como calcular os valores de tensão e corrente para um determinado valor de temperatura de operação.

$$V_{FV} = V_{ca} * \left( 1 + \alpha_{\%} * (T_{op} - T_{STC}) \right) = 46,4 * \left( 1 - ,0031 * (65 - 25) \right) = 40,64V \quad (5)$$

$$I_{FV} = I_{cc} * \left( 1 + \beta_{\%} * (T_{op} - T_{STC}) \right) = 9,62 * \left( 1 + 0,0005 * (65 - 25) \right) = 9,81 A \quad (6)$$

Onde:

$V_{FV}$  : Tensão de circuito aberto do módulo com o efeito da temperatura;

$I_{FV}$  : Corrente de curto circuito do módulo com o efeito da temperatura;

$V_{ca}$  : Tensão de circuito aberto do módulo com o efeito da temperatura;

$I_{cc}$  : Corrente de curto circuito do módulo com o efeito da temperatura;

$\alpha\%$ : Coeficiente de temperatura de tensão;

$\beta\%$ : Coeficiente de temperatura de tensão;

$T_{op}$ : Temperatura de operação da célula;

$T_{stc}$ : Temperatura de referência (25 °C).

Sendo assim, obedecendo o valor máximo de 1.000V por fileira FV, podemos ter séries de até 24 módulos FV para cada inversor. Buscando balancear igualmente as potências FV nos MPPTs, foi escolhido que todas as séries conectadas aos inversores de 60 kW teriam 18 módulos, sendo assim 12 séries de 18 módulos por inversor, padronizando a instalação e conexão. Já para o inversor de 15 kW, teremos um MPPT com duas fileiras de 16 módulos e o segundo MPPT com duas séries de 15 módulos. Dessa forma temos um balanço de potência nos MPPTs dos inversores de maneira segura e de fácil execução, pois segue um padrão de 18 módulos para todos os inversores de 60 kW, fugindo um pouco do padrão apenas o inversor de 15 kW.

## 7. LAYOUT DA USINA E DISPOSIÇÃO DOS MÓDULOS E ANÁLISES DE SOMBREAMENTO

Tendo como base a área disponível para instalação da usina, temos as características apresentadas na Figura 2. Nela estão representadas as cotas do terreno bem como os obstáculos arbóreos presentes que podem resultar num possível sombreamento. As medidas foram feitas com base na cerca que delimita a área do terreno e pela área de servidão da Enel da linha de 69 kV, onde entre a usina e a linha temos uma distância mínima de 15 m e 5 m de distância mínima da cerca. Como nos baseamos pela cerca para realizar o projeto da usina foi necessário analisar se a mesma se encontrava com ângulo azimutal de  $0^\circ$ , o que segundo o Google Earth não estava, a mesma possui um azimute de  $4^\circ$  que foi corrigido inclinando a usina. Os círculos em cor de rosa representam árvore relevantes que podem causar alguma possível sombra.

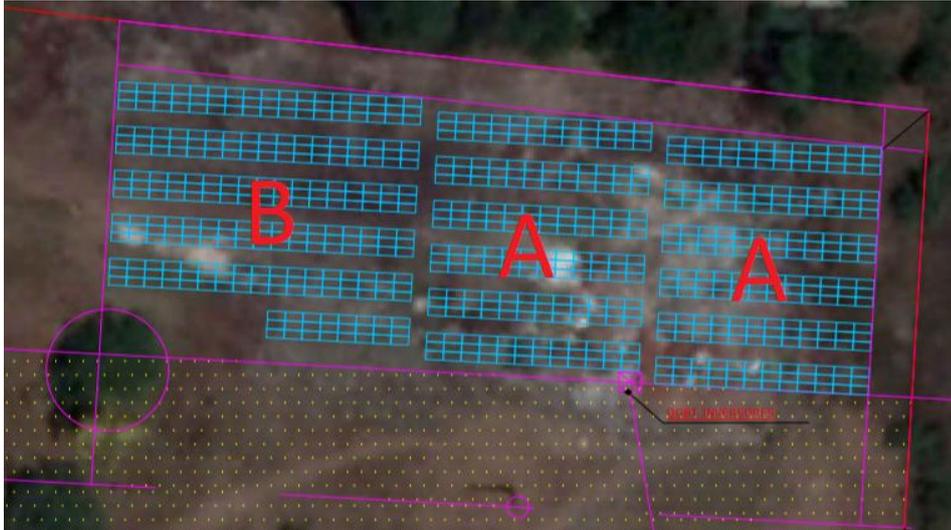
Figura 22 – Análise situacional do terreno da usina



Fonte: Google Earth (2020) adaptado.

Como mencionado anteriormente, busca-se o máximo possível otimizar o processo de instalação através do projeto, sendo assim, tentou-se fazer um conjunto de módulos para cada inversor, porém, dados limitações do espaço disponibilizado pelo cliente e os obstáculos que poderiam causar sombras no sistema, conseguimos apenas modularizar dois conjuntos de módulos. Sendo assim, analisaremos os dois conjuntos que teremos, intitulados conjunto A e conjunto B, como mostra a figura 22.

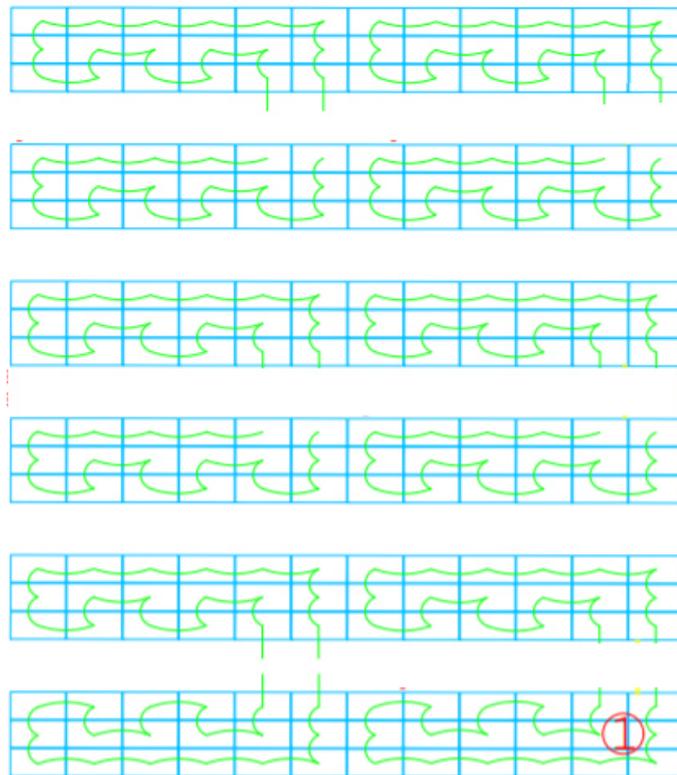
Figura 23 – Padrão de mesa utilizado na usina.



Fonte: Google Earth (2020) adaptado.

O padrão A representa um conjunto para um inversor de 60 kW e seus módulos, possuindo 6 mesas, de maneira que cada mesa está associado a um MPPT, de 36 módulos cada uma e, logo, duas séries de 18 módulos por mesa, dessa forma podemos modularizar todas as mesas dos conjuntos A bem como o padrão de instalação dos pilares, perfis e conexão dos módulos. A conexão das séries do conjunto padrão A, está representado na figura 23.

Figura 24 – Padrão de conexão das séries referentes ao conjunto de módulos A.

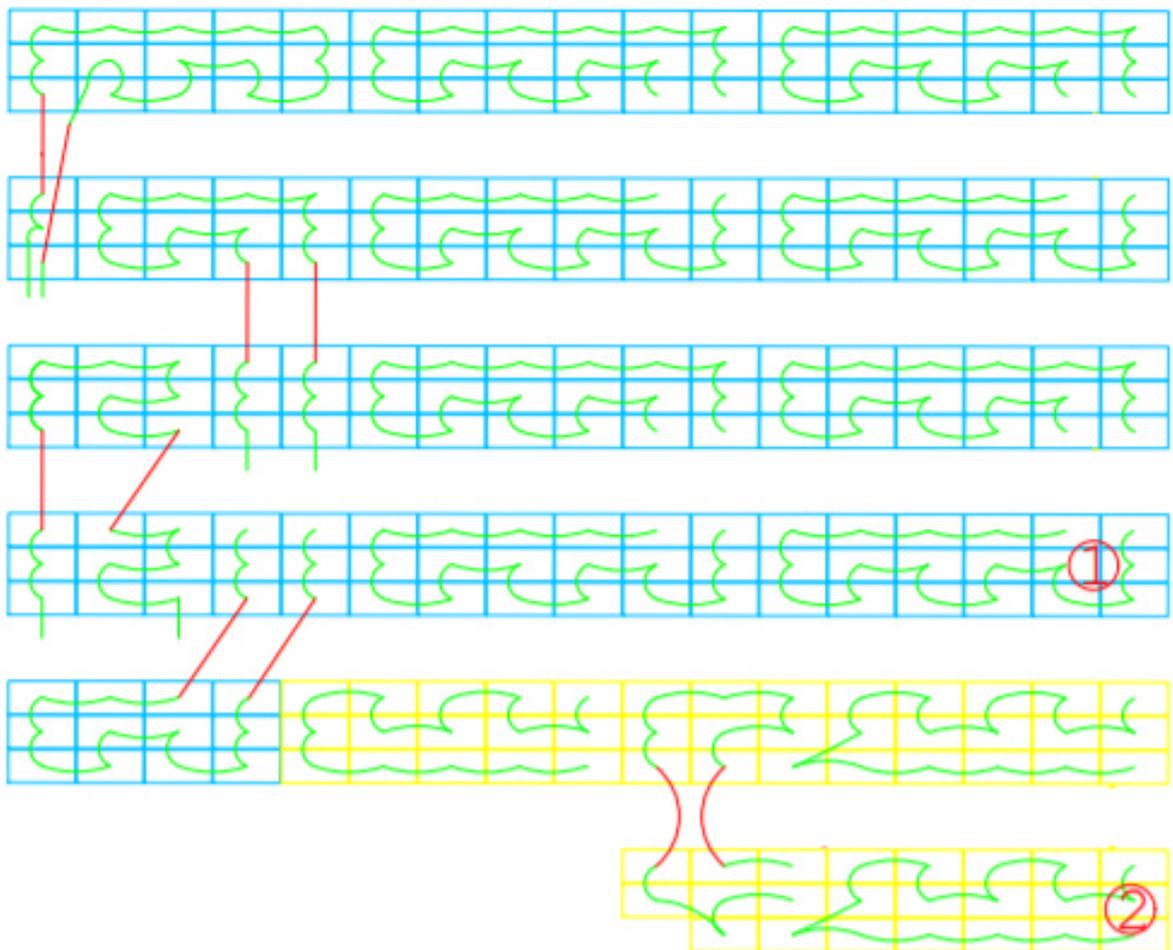


Fonte: Próprio autor.

O padrão de conjunto B possui 5 mesas de módulos mais compridas, com 51 módulos e uma menor, com 24 módulos, pois foi necessário unir nesse conjunto os módulos do inversor de 60kW e de 15kW, sendo assim essa mesa fugirá dos padrões de instalação para que possamos ajustar o projeto dentro dos limites da área do projeto e para fugir dos obstáculos que podem causar sombreamento. A conexão das séries do conjunto padrão B, está representado na figura 24, onde em azul temos os módulos referentes ao inversor de 60 kW e em amarelos os módulos referentes ao inversor de 15 kW.

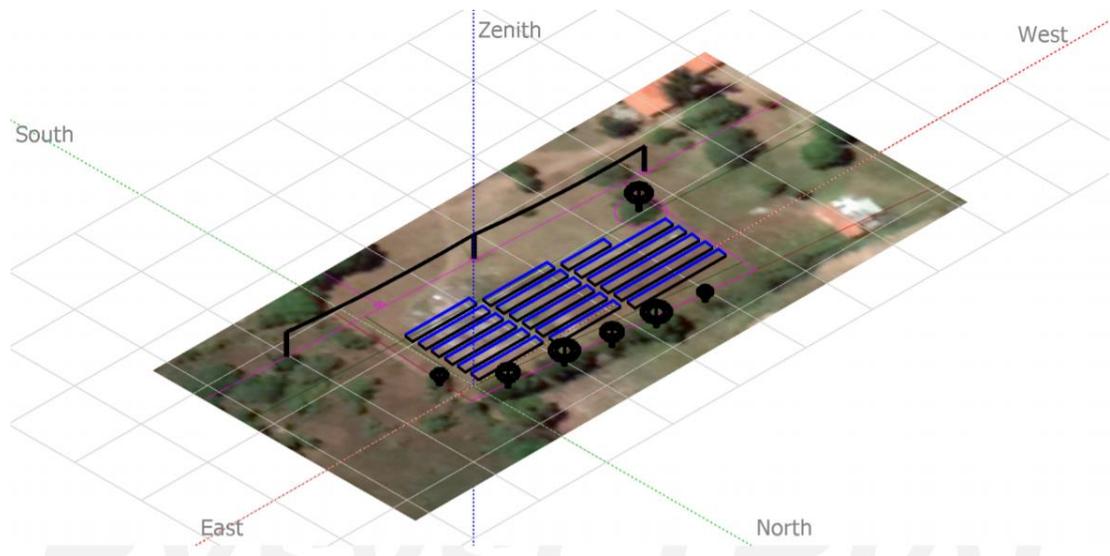
Com base nesse modelo de usina, foi feita análise de sombreamento das árvores próximas com base na ferramenta de modelagem 3D para análise de sombreamento do software PVSyst. Em campo, foi coletado informações de altura e raio da copa das árvores para realização da simulação. A figura 25 representa o modelo 3D da usina utilizada

Figura 25 – Padrão de conexão das séries referentes ao conjunto de módulos B.



Fonte: Próprio autor.

Figura 26 – Modelo 3D usado no software para simulação do sombreamento causado pelas árvores envolta da usina e da linha de distribuição da Enel de 69 kV.

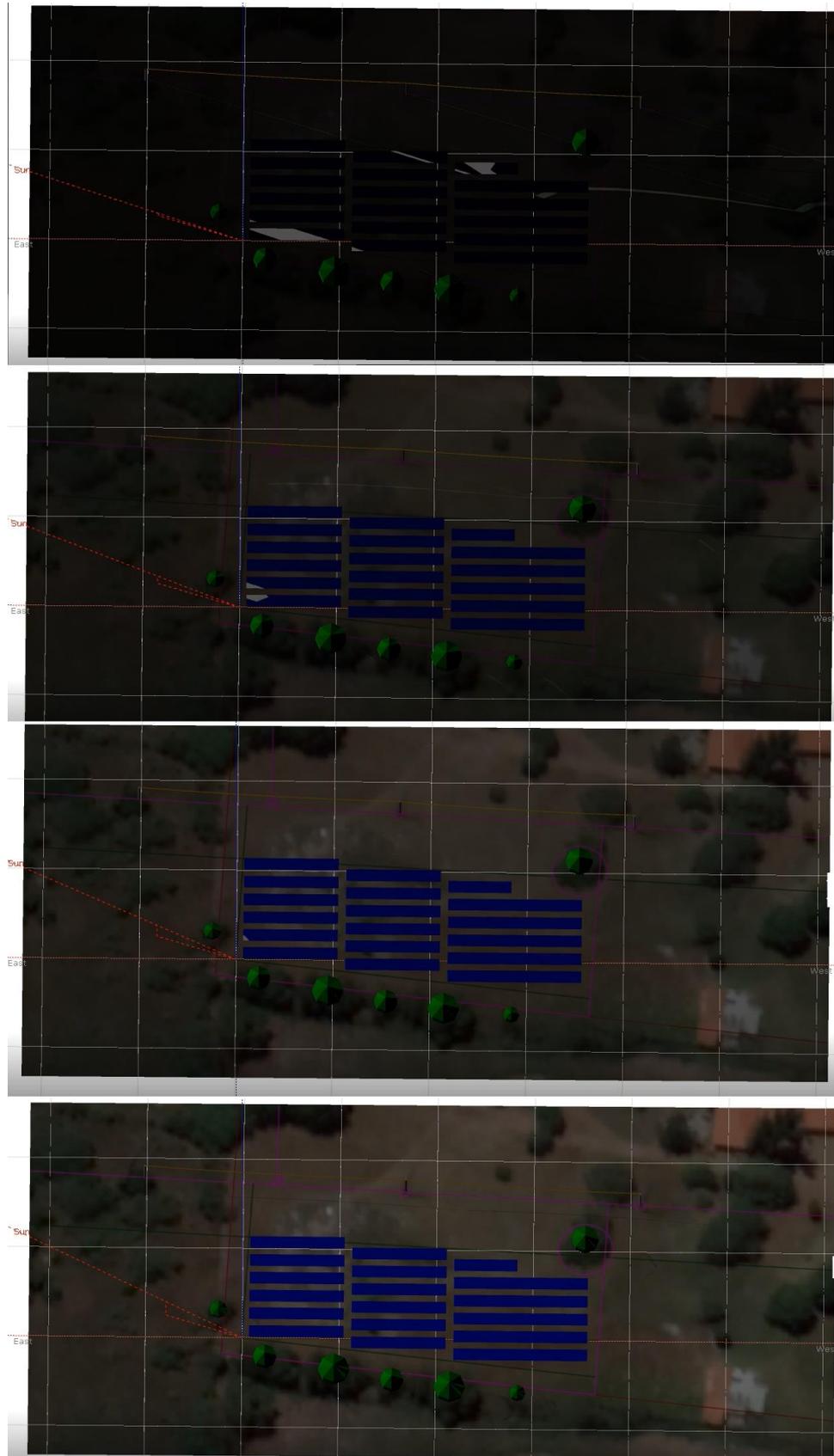


Fonte: PVSyst.

Buscando o pior caso de sombreamento, fez-se a análise anual e foi encontrando que o pior caso de sombreamento se dá no dia 21/01 e temos dois pontos críticos de sombra que os obstáculos podem causar. Por questões de proximidade ao equador, as árvores ao norte da usina não causaram sombreamento em momento algum do dia de pior caso de sombreamento, porém o arbusto a leste, a árvore ao sul e a linha de distribuição causaram sombreamento.

No início da manhã, até às 7:30, o arbusto a leste causam sombreamento na usina e até às 6:30? a linha de distribuição faz sombra no sistema, como ilustra a figura 26. Para corrigir o sombreamento, o arbusto foi cortado.

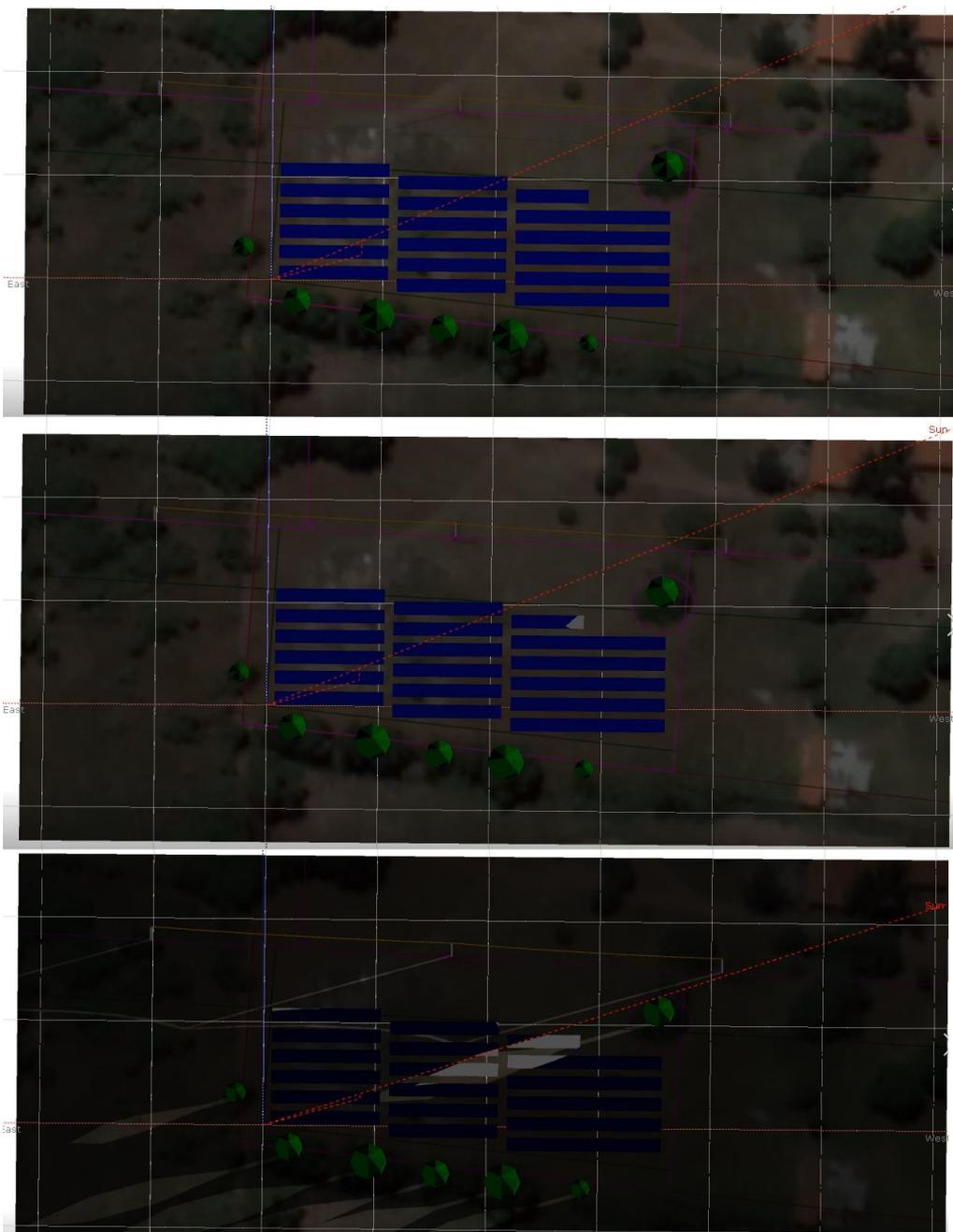
Figura 27 – Simulação do sombreamento da usina através do software no PVSyst de 30 em 30 minutos das 6:00 às 7:30.



Fonte: PVSyst.

No final da tarde, iniciando às 16:30, a árvore a sul começa a fazer sombra na usina e, às 17:00 a linha de distribuição inicia seu sombreamento sobre a usina, como ilustra a figura 27. Para reduzir os efeitos da árvore ao sul, foi realizada uma poda na copa e nas laterais da árvore, bem como foi orientado ao cliente, que seja realizada a poda novamente sempre que se notar sombreamento sobre a usina. As perdas totais de sombreamento para esse cenário, segundo relatório de simulação do PVSyst, foram de 1,21%, considerando as podas o percentual de perda reduziu para 0,77%.

Figura 28 – Simulação do sombreamento da usina através do software no PVSyst de 30 em 30 minutos das 16:00 às 17:30.

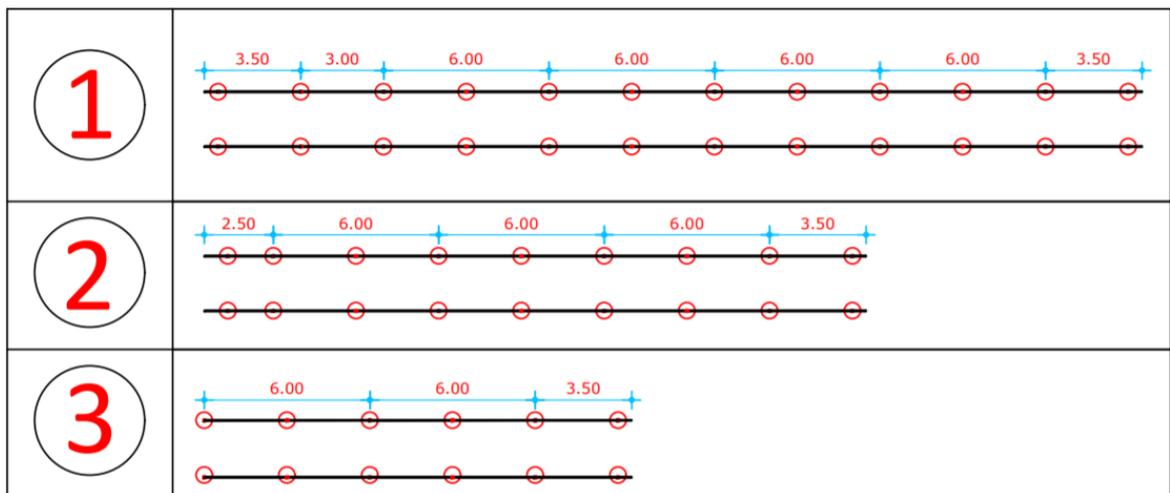


Fonte: PVSyst.

Dando continuidade ao projeto de instalação foi feito o planejamento de perfuração e disposição das estacas, representado na figura 29, seguindo o padrão descrito para a estrutura a ser utilizada. Com o intuito de melhor aproveitamento do espaço, os conjuntos de módulos foram desalinhados para que possamos evitar áreas não-aproveitadas por conta da correção de angulação do sistema, cada conjunto foi deslocado até que a estaca da extremidade nordeste esteja alinhada com o esquadro da usina.

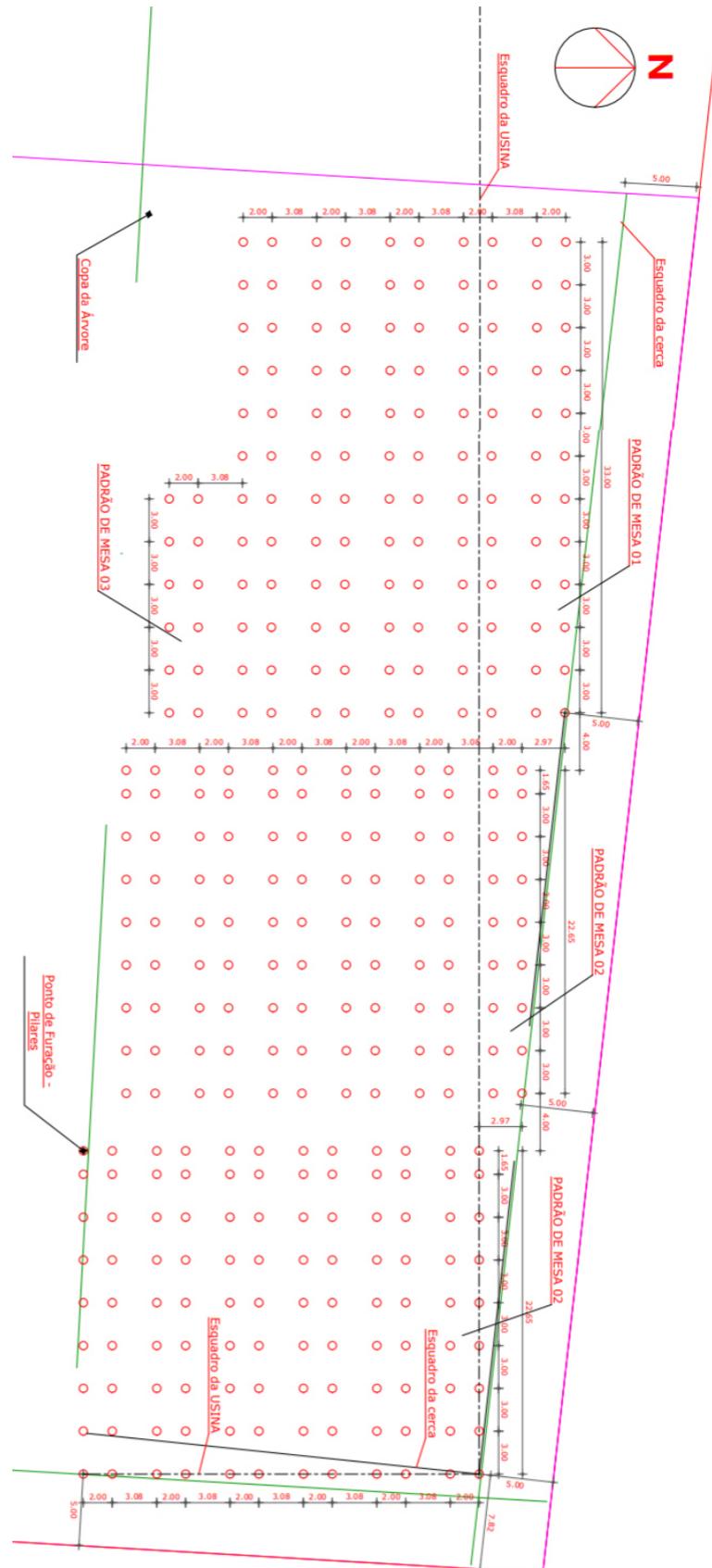
A instalação dos perfis terça, por serem peças de 6 m, foram divididos em padrões, para que o corte fosse facilitado, bem como a instalação. Foram projetados 3 padrões de mesas para referência. O padrão 1 será utilizado para mesas de 51 módulos, o padrão 2 para mesas de 36 módulos e o padrão 3 para mesas de 24 módulos. Os cortes seguem o padrão mostrado na figura 28. Totalizando 116 unidades de 6 m, 46 unidades de 3.5 m, 10 unidades de 3 m e 24 unidades de 2 m.

Figura 29 – Descrição dos cortes dos perfis terça para os padrões de mesa.



Fonte: Próprio autor.

Figura 30 – Disposição com cotas das perfurações para posicionamento das estacas.



Fonte: Próprio autor.

## **8. HOMOLOGAÇÃO DE PROJETOS DE GD E CONEXÃO COM A REDE ELÉTRICA**

### **8.1. Geração Distribuída**

A GD é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética. Por outro lado, há algumas desvantagens associadas ao aumento da quantidade de pequenos geradores espalhados na rede de distribuição, tais como: o aumento da complexidade de operação da rede, a dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, a eventual incidência de tributos e a necessidade de alteração dos procedimentos das distribuidoras para operar, controlar e proteger suas redes. Desde 17 de abril de 2012, quando a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. (ANEEL, 2016).

No Brasil, identificam-se diversos fatores que contribuem de forma positiva para o incremento da GD. O primeiro deles é o interesse por parte dos consumidores de reduzir o custo do suprimento de energia elétrica, bem como de torná-lo mais confiável, tendo em vista que as concessionárias de energia constantemente aumentam os valores de seus serviços sem que ocorra melhora na eficiência do fornecimento.

Outro fator é a necessidade de uma nova reestruturação institucional do setor elétrico, de forma que as concessões e permissões do serviço de energia sejam revistas, reavaliando-se o papel do Estado e da iniciativa privada de acordo com os interesses da sociedade e do meio ambiente. Registra-se que foram políticas públicas de incentivo ao mercado de energia solar que deram destaque ao Brasil nesse setor.

No mesmo sentido o progressivo crescimento e aperfeiçoamento de tecnologias para exploração de energia a partir de fontes renováveis e o baixo valor econômico da venda dessa energia em eventuais leilões, também é fator relevante.

Outro aspecto é a conscientização acerca dos problemas ambientais por meio da promoção de soluções que reduzem as agressões ao meio ambiente na geração de energia. Um exemplo é a melhor utilização de combustíveis fósseis ou da biomassa e a diminuição do uso e da construção de grandes redes de distribuição. (GOETZE, 2017).

Esse cenário, portanto, torna o investimento na GD cada vez mais atrativo e inúmeras vantagens para o setor elétrico são obtidas com esse método de geração de energia. A seguir são listadas as principais delas:

a) A GD é economicamente atraente na medida em que reduz os custos, adia investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional para transmissão, além de reduzir perdas nas linhas de transmissão e distribuição, perdas reativas de potência e estabilidade na tensão elétrica. (OLADE, 2011);

b) a diversidade de investimentos privados gerados pela GD, tende a ampliar o número de agentes geradores e participantes do setor elétrico, distribuídos regionalmente (COGEN, 2013);

c) atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição;

d) diminuição da dependência do parque gerador despachado centralizadamente, mantendo reservas próximas aos centros de carga (COGEN, 2013);

e) agilização no atendimento ao crescimento da demanda, inserindo menor prazo e menor complexidade no licenciamento e na liberação para implantação dos projetos (COGEN, 2013);

f) redução das perdas na transmissão e dos respectivos custos, e adiamento no investimento para reforçar o sistema de transmissão (GOETZE, 2017);

g) o uso de unidades de menor capacidade propicia o equilíbrio na busca de melhores taxas variáveis de crescimento de demanda, contribuindo na redução de risco associados a erros de planejamento e oscilações de preços ao sistema elétrico. (OLADE, 2011);

h) contribuição para a abertura do mercado energético, com a criação de regulamentação jurídica própria, que podem representar uma grande oportunidade comercial.

## 8.2. Aneel

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

No que tange a distribuição de energia elétrica, a ANEEL elaborou os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional. O PRODIST é dividido em 10 módulos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas elétricos.

O Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, a partir da quarta revisão, inclui as diretrizes para acesso ao sistema de micro e minigeração distribuída. Essa revisão ocorreu após a publicação da Resolução Normativa nº 482 em de 17 de abril de 2012.

A Resolução Normativa nº 482 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, visando reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão de geração de pequeno porte na rede de distribuição. Essa resolução sofreu atualizações em seu texto a partir da resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015, e, a partir de então, a geração distribuída é classificada da seguinte forma:

1. Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
2. Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

O sistema de compensação de energia elétrica, segundo a resolução, é definido como o sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração e minigeração distribuída compensa o consumo de energia elétrica ativa. O consumo a ser

faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada.

Neste caso, o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente pode abater o consumo de meses subsequentes. Esse excedente, não compensado na própria unidade residencial consumidora pode compensar o consumo de outras unidades consumidoras, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação, se estas forem atendidas pela mesma distribuidora. Os créditos, isto é, o excedente não compensado, expirarão 60 meses após a data de faturamento.

Além disso, a resolução cita que os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída, como por exemplo a adequação do medidor de energia, não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. Essa medida ajuda a incentivar os pequenos consumidores a se tornarem também pequenos geradores, uma vez que os custos de implementação do sistema são reduzidos.

### **8.3. ET-122 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará.**

A ET-122 da Enel estabelece as condições de acesso e define critérios técnicos, operacionais e requisitos mínimos de projeto aplicáveis à conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição ENEL, das unidades consumidoras que optarem pelo sistema de compensação de energia, de forma a garantir que ambos os sistemas, após a conexão, operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

A aplicação desta norma abrange o processo de conexão de micro e minigeração em unidades consumidoras cativas, que utilizem fontes renováveis de energia elétrica, conforme regulamentação da ANEEL, com potência instalada menor ou igual a 75 kW (microgeração) ou potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada e demais fontes renováveis de energia elétrica (minigeração).

A ET-122 toma como base critérios e tópicos abordados nas principais normas referentes a fornecimento e interfaceamento de sistemas de micro e minigeração à rede, tais como a resolução normativa N°414/2010, N°482/2012, N°687/2015, NBR 5410, NBR 14039, NBR 16149, NBR 16150, NBR 16274 e alguns módulos do PRODIST, tais como o módulo 3, 6 e 8, que trata dos procedimentos de distribuição de energia elétrica.

#### 8.4. Critérios de proteção

Com o intuito de garantir segurança de operação e correto funcionamento do sistema de distribuição de energia, a ET-122, baseado no módulo 3 e 8 do PRODIST, expõe a tabela 10 que trata dos pré-requisitos e ressalvas de proteções para sistemas de geração distribuída com base na potência.

Como tratamos de sistemas de energia solar FV, precisamos de inversores para conexão com a rede, sendo assim, a norma deixa claro que para o caso de sistemas que se conectam à rede por meio de inversores as proteções relacionadas na Tabela 10 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída, desde que no memorial do projeto conste certificados atestando que os inversores foram ensaiados e aprovados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro para o modelo e a tensão nominal de conexão constantes na solicitação de acesso, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade estabelecidos na seção 3.7 do Prodíst Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.

Tabela 10 – Distribuição de potência e de módulos nos inversores.

| Equipamento                               | Menor ou igual a 75kW               | Potência instalada                      |  |
|---|-------------------------------------|---|--|
|   |                                     | Maior que 75kW e menor ou igual a 500kW | Maior que 500kW e menor ou igual a 5MW |
| Elemento de desconexão (1)                | Sim                                 | Sim                                     | Sim                                    |
| Elemento de interrupção (2)               | Sim                                 | Sim                                     | Sim                                    |
| Transformador de acoplamento (3)          | Não                                 | Sim                                     | Sim                                    |
| Proteção de sub e sobretensão             | Sim (4)                             | Sim (4)                                 | Sim                                    |
| Proteção de sub e sobrefrequência         | Sim (4)                             | Sim (4)                                 | Sim                                    |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Sim                                 | Sim                                     | Sim                                    |
| Proteção contra desbalanço de tensão      | Sim                                 | Sim                                     | Sim                                    |
| Sobrecorrente direcional                  | Sim                                 | Sim                                     | Sim                                    |
| Sobrecorrente com restrição de tensão     | Sim                                 | Sim                                     | Sim                                    |
| Relé de sincronismo                       | Sim (5)                             | Sim (5)                                 | Sim (5)                                |
| Anti-ilhamento                            | Sim (6)                             | Sim (6)                                 | Sim (6)                                |
| Medição                                   | Sistema de medição bidirecional (7) | Medidor 4 quadrantes                    | Medidor 4 quadrantes                   |

**NOTA 1:** Chave seccionadora visível e acessível que a Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás / Enel Distribuição Rio usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores.

**NOTA 2:** Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

**NOTA 3:** Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.

**NOTA 4:** Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

**NOTA 5:** Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido

**NOTA 6:** No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

**NOTA 7:** O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede

---

Fonte: ET-122

## **8.5. Sinalização**

A sinalização visual de que na UC há geração distribuída é uma obrigação imposta tanto pelo PRODIST quanto pela concessionária, pois se trata de uma questão de segurança e de padrão de operação da rede.

Para unidades consumidoras de baixa tensão, no padrão de entrada do consumidor deve ser instalado adesivo na parte interna da caixa de medição, de forma que facilite sua visualização, não prejudique a leitura da medição e realização da inspeção. Não é permitida a perfuração da caixa para fixação da sinalização. Nos casos em que não seja possível realizar a instalação do adesivo, pode-se instalar placa de sinalização, conforme figura 34, fixada na

caixa do padrão de medição de maneira a não obstruir visão dos dados relevantes do medidor/disjuntor.

Figura 31 – Modelo de adesivo e placa de sinalização padrão



Fonte: ET-122

### 8.6. Documentação padrão

Segundo a ET-122, a Enel classifica os sistemas de GD em três categorias, baseadas na potência, sistemas de microgeração com potência menor que 10 kW, sistemas de microgeração com potência entre 10 kW e 75 kW e sistemas de minigeração com potências superiores a 75 kW.

Para análise dessa documentação, existe um sistema terceirizado de pré-avaliação técnica da documentação, o qual deve conceder um selo de aprovação antes de submissão do projeto a ENEL-CE para acessar a rede, vale salientar que essa pré-aprovação só se faz necessária para sistemas com potências superiores a 10 kW.

A documentação padrão de solicitação de acesso difere para cada uma das classificações citadas acima.

#### 1. Potência < 10 kW:

- a. Solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW;
- b. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;
- c. Diagrama unifilar contemplando Geração / Proteção (inversor, se for o caso) / Medição e memorial descritivo da instalação;

- d. Certificado de conformidade do (s) inversor (es) ou número de registro da concessão do Inmetro do (s) inversor (es) para a tensão nominal de conexão com a rede;
  - e. Dados necessários para registro da central geradora (quando necessário);
  - f. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;
  - g. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver);
  - h. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).
2. 10 kW <Potência<75 kW:
- a. Solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10 kW;
  - b. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;
  - c. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo;
  - d. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção;
  - e. Certificado de conformidade do (s) inversor (es) ou número de registro da concessão do Inmetro do (s) inversor (es) para a tensão nominal de conexão com a rede;
  - f. Dados necessários para registro da central geradora (quando necessário);
  - g. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012; h) Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver); i) Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).
3. Potência>75 kW:
- a. Solicitação de acesso para minigeração distribuída;

- b. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração;
- c. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo;
- d. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão;
- e. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção;
- f. Certificado de conformidade do (s) inversor (es) ou número de registro da concessão do Inmetro do (s) inversor (es) para a tensão nominal de conexão com a rede;
- g. Dados necessários para registro da central geradora (quando necessário);
- h. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;
- i. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver);
- j. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).

É importante salientar, que em caso de irregularidades de quaisquer natureza na instalação elétrica que possam comprometer o sistema da Enel-CE, bem como instalações fora de norma poderão ser pontos limitantes para aprovação do projeto, sendo assim, além da entrega dessa documentação, podem ser solicitados outros documentos podendo ou não estar relacionado à instalação da usina. Essas observações serão feitas durante a etapa de vistoria e são mais frequentes em sistemas onde a UC é alimentada em média tensão, ou seja, cliente do grupo A.

### **8.7. Parecer de acesso**

O parecer de acesso é o documento formal emitido pela ENEL-CE quando a solicitação acesso e documentação são aprovados. Nele constam as características do sistema a ser instalado, características da rede, divisão formal de responsabilidades e as obras necessárias, se necessário, para viabilizar a conexão do sistema que, caso cliente seja de grupo

B, os custos são de responsabilidade da ENEL-CE e, caso o sistema da ENEL não suporte o volume de potência instalada e o cliente seja de grupo A, os custos divididos entre a concessionária e o solicitante para viabilizar a conexão.

Vale salientar, que caso haja divergências comprometedoras entre o projeto submetido e o sistema instalado, a ENEL-CE pode tornar nulo o parecer de acesso e solicitar ajustes no projeto, reiniciando o processo e prazos para a etapa inicial de análise técnica.

### 8.8. Prazos e Etapas do processo.

Para solicitação de acesso de sistemas com potências inferiores a 10 kW, o fluxo de etapas se dá como mostrado na figura 35. As etapas do processo de acesso à rede para sistemas superiores a 10 kW e para minigeração são iguais, representado na figura 36, mas diferem do processo de potências inferiores a 10 kW por conta do sistema PRIMANAGER, o qual tem 15 dias úteis após a data de envio dos arquivos para dar retorno do sistema.

Os prazos reservados pela concessionária do processo de acesso à rede para cada etapas do processo são mostradas na tabela 11. Tanto a ENEL quanto o PRIMANAGER têm um limite de 3 envios e avaliações, após isso o processo perde o protocolo e um novo protocolo deve ser aberto para solicitar acesso ao sistema de distribuição.

Figura 32 – Fluxograma de etapas de acesso ao sistema de distribuição da ENEL-CE para sistemas FV de potência inferiores a 10 kW.



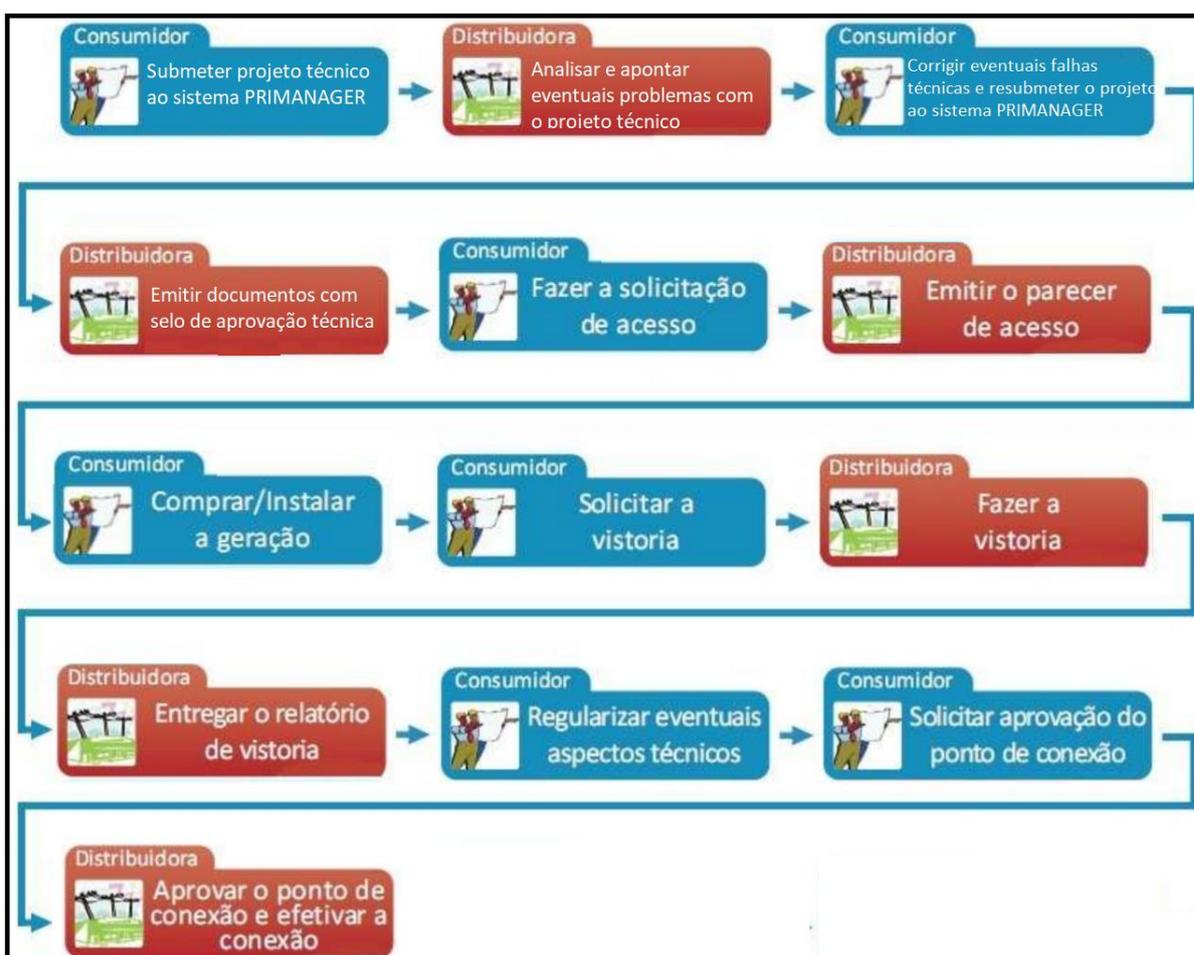
Fonte: NTC-71 CELG (2016)

Tabela 11 – Prazos para efetivação da conexão.

| ETAPAS                | TIPO DE SOLICITAÇÃO   |                       |                      |                      |
|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
|                       | Microgeração sem obra | Microgeração com obra | Minigeração sem obra | Minigeração com obra |
| Parecer de acesso     | 15                    | 30                    | 30                   | 60                   |
| Solicitar Vistoria    |                       |                       | 120                  |                      |
| Realizar Vistoria     |                       |                       | 7                    |                      |
| Relatório de vistoria |                       |                       | 5                    |                      |
| Aprovação             |                       |                       | 7                    |                      |

Fonte: ET-122

Figura 33 – Fluxograma de etapas de acesso ao sistema de distribuição da ENEL-CE para sistemas FV de potência superiores a 10kW.



Fonte: NTC-71 CELG (2016) Adaptado

## 9. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 9.1. Estimativa de geração

Segundo Serafim (2010), a estimativa de geração de energia de um sistema solar FV varia com parâmetros climatológicos tais como nível de irradiação, número de horas de sol equivalente, latitude, temperatura local e até características de projeto como inclinação do gerador, tecnologia utilizada e eficiência dos equipamentos. A energia total global convertida pelo gerador FV é dada pela equação 7.

$$E_{global} = \sum Irr_{hora} * A_{FV} * \eta_{ModFV} * PR \quad (7)$$

Onde:

1. Eglobal: Energia global total convertida pelo gerador (Wh);
2. G: Irradiação média por hora corrigida para a inclinação do sistema (W/m<sup>2</sup>);
3. A<sub>FV</sub>: Área do gerador FV (m<sup>2</sup>);
4. PR: Taxa de performance da usina;
5.  $\eta_{ModFV}$ : Eficiência do módulo FV usado;

Onde, PR é calculado conforme a equação 8.

$$PR = 1 - (((1 - \eta_{inv}) - P_{somb} - P_{clipping} - (\gamma_{mp} * (T_c - T_{REF}))) \quad (8)$$

Onde:

$\eta_{inv}$ : Eficiência do inversor FV;

$P_{somb}$ : Perdas por sombreamento;

$P_{clipping}$ : Perdas por clipping;

$\gamma_{mp}$ : Coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência;

$T_c$ : Temperatura de operação da célula;

$T_{REF}$ : Temperatura de referência (25 °C);

Com base nos valores de eficiência dos módulos, eficiência do inversor, perdas por sombreamento (calculados pelo software PVSyst), as perdas por clipping para um FDI de 79,61%, calculado no capítulo 8 e as perdas de temperatura para o coeficiente do módulo FV usado e considerando a temperatura média de operação do módulo FV de 65°C, representados

na tabela 12 e nos dados de irradiância anual retirados do software RADIASOL 2, é possível calcular a geração anual, mostrados na tabela 13.

Tabela 12 – Valores de perdas do sistema.

| Tipo de perda           | Valor % de perda |
|-------------------------|------------------|
| Eficiência do módulo FV | 17%              |
| Eficiência do inversor  | 98%              |
| Perda por sombreamento  | 1,21%            |
| Perda por clipping      | 0,90%            |
| Perda por temperatura   | 15,20%           |
| <b>PR FINAL</b>         | <b>80,69%</b>    |

Fonte: Próprio autor

Tabela 13 – Valores de irradiação média por dia por mês e total com base nos dados fornecidos pelo RADIASOL 2 e estimativa de geração.

| MÊS                | HSP         | G total        | Geração [MWh] |
|--------------------|-------------|----------------|---------------|
| JANEIRO            | 5,82        | 180337,00      | 35,69         |
| FEVEREIRO          | 5,95        | 166513,00      | 32,95         |
| MARÇO              | 5,74        | 177823,00      | 35,19         |
| ABRIL              | 5,38        | 161310,00      | 31,93         |
| MAIO               | 5,08        | 157455,00      | 31,16         |
| JUNHO              | 5,05        | 151396,00      | 29,96         |
| JULHO              | 5,26        | 163051,00      | 32,27         |
| AGOSTO             | 5,71        | 176935,00      | 35,02         |
| SETEMBRO           | 5,92        | 177496,00      | 35,13         |
| OUTUBRO            | 5,77        | 178741,00      | 35,37         |
| NOVEMBRO           | 5,89        | 176616,00      | 34,95         |
| DEZEMBRO           | 5,78        | 179089,00      | 35,44         |
| <b>TOTAL ANUAL</b> | <b>5,61</b> | <b>2046,76</b> | <b>405,08</b> |

Fonte: Radiasol 2

Após realizar a simulação de geração do sistema no software PVSystem, conforme Anexo D, inserindo os mesmos parâmetros obtivemos um PR de 77,09% e geração de 385MWh/ano, comparando os dois resultados, temos um erro de 4,66% na estimativa do PR e 5,21% na estimativa de geração. Essa divergência se dá por conta da base de dados, pois o

PVSyst usa os dados da base METEONORM 7.1 e o RADIASOL 2 utiliza dados da base SWERA, além do mesmo fazer análise detalhada das perdas por temperatura, ter uma resolução de dados maior, considerar a degradação dos módulos dentre outros fatores. Porém há sempre incertezas nessas estimativas, pois o sistema depende da estabilidade da rede para injetar energia no sistema, além de haver incertezas na medição, perda nos condutores e o próprio recurso solar está sujeito a variações, por ser um recurso climático.

## 9.2. Análise financeira

### 9.2.1. Economia com a estrutura

No intuito de comparar financeiramente a estrutura tradicional da POLITEC distribuída pela WEG, e a estrutura proposta no capítulo 7, faz-se necessário relacionar os custos de ambas.

A tabela 14 apresenta os custos para instalação e produção da estrutura proposta nesse trabalho. Vale salientar que não está presente na tabela 14 os custos com concreto para alicerce da usina, pois esse seria um custo igual para ambas estruturas, sendo assim, para simplificar a análise, esse custo não foi considerado.

Tabela 14 – Custos pertinentes a fabricação e instalação da estrutura barateada apresentada no capítulo 7, consulta em dezembro/2020.

| Item                              | Preço total          | Preço unitário | Preço/kWp         |
|-----------------------------------|----------------------|----------------|-------------------|
| Pilares de alvenaria 1.95m        | R\$ 2.523,00         | R\$ 14,50      | R\$ 10,30         |
| Pilares de alvenaria 2.25m        | R\$ 2.871,00         | R\$ 16,50      | R\$ 11,72         |
| Perfil terça enrigidecido         | R\$ 14.000,00        | R\$ 14,97      | R\$ 57,15         |
| Galvanização a fogo               | R\$ 11.000,00        | R\$ 11,76      | R\$ 44,91         |
| Parafuso e porca M10              | R\$ 320,00           | R\$ 0,80       | R\$ 1,31          |
| Peça de junção de perfis          | R\$ 500,00           | R\$ 6,67       | R\$ 2,04          |
| Perfil reforçado SOLARGROUP 3,15M | R\$ 30.810,00        | R\$ 65,00      | R\$ 125,78        |
| Parafuso cabeça de martelo M10    | R\$ 5.390,00         | R\$ 5,50       | R\$ 22,00         |
| Grampo intermediário SOLARGROUP   | R\$ 7.104,00         | R\$ 7,55       | R\$ 29,00         |
| Grampo final SOLAR GROUP          | R\$ 6.912,00         | R\$ 7,23       | R\$ 28,22         |
| <b>TOTAL ANUAL</b>                | <b>R\$ 81.430,00</b> | <b>R\$ -</b>   | <b>R\$ 332,44</b> |

Fonte: WEG SOLAR

Quanto a estrutura de fixação de sistema solares FV em solo da POLITEC, após solicitado um orçamento e adaptando à paginação para a estrutura padrão da fabricante,

presente no Anexo E, chegou-se a um valor final de R\$94.737,50 para toda a usina. Comparando esse valor ao gasto que tivemos com a estrutura proposta, R\$81.430,00, é possível afirmar que a estrutura gerou uma economia de 16,34% no preço do material de fixação do projeto.

### 9.2.2. Rendimento mensal do empreendimento

Como a usina FV está conectada à rede e funcionando no sistema de compensação de créditos de energia regido pelas resoluções normativas REN 482 e 676, para calcularmos o rendimento mensal da usina, precisamos contabilizar a geração da usina, o consumo médio mensal do cliente e as tarifas energética do cliente. Como o cliente em questão pertence ao grupo A, temos tarifa ponta e fora-ponta, porém, como o sistema solar FV gera energia majoritariamente no horário fora-ponta, precisamos gerar créditos de energia suficientes para abater o consumo ponta, porém, segundo a REN 482, o abatimento de créditos de energia gerado em um posto tarifário e consumido em outro não é de um para um, temos uma outra relação de proporcionalidade, pois o valor da energia nos dois postos tarifários são distintos.

Para calcular a relação de proporcionalidade precisamos primeiro buscar o valor da tarifa energética (TE) e os valores de tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), pois ambos compõem o valor da energia para o consumidor final, mas para calcular a proporcionalidade entre geração no horário fora-ponta para o horário ponto, utiliza-se apenas a componente TE. Sendo assim, segundo a RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.383 DE 17 DE ABRIL DE 2018 da ANEEL, para a ENEL-CE, os valores de TE para cliente A4 VERDE, a TE para posto fora-ponta é de R\$240,25/MWh e para o posto ponta é de R\$394,24/MWh, sendo assim temos uma relação de 1,65. Tendo em vista os valores de consumo e a relação de equivalência, podemos estimar o retorno financeiro mensal, como mostra a tabela 15.

Tabela 15 – Valores médios de consumo ponta e fora ponta do cliente.

| ITEM               | kWh   | Tarifa atual | Valor final          |
|--------------------|-------|--------------|----------------------|
| CONSUMO FORA PONTA | 27033 | R\$ 0,42     | R\$ 11.353,86        |
| CONSUMO PONTA      | 2756  | R\$ 1,91     | R\$ 5.263,96         |
| <b>TOTAL ANUAL</b> | -     | -            | <b>R\$ 16.617,82</b> |

Fonte: Próprio autor

Fazendo o balanço de geração em postos tarifários diferentes para abatimento, precisamos de uma geração média mensal 31,58 MWh, dado que a previsão de geração média mensal da usina FV estimada nesse trabalho é de 33,756 MWh, poderemos abater todo o consumo do cliente, o que nos renderá um rendimento médio mensal de R\$16.617,82 e com uma folga de 6,89% para possíveis oscilações de comportamento de consumo ou aumento de carga.

Estima-se que valor final do empreendimento ficou na faixa de R\$1.100.000,00, sendo assim, calculando o tempo de retorno do investimento por payback simples, temos após 5,5 anos.

### 9.2.3. Resultados da usina pós-execução

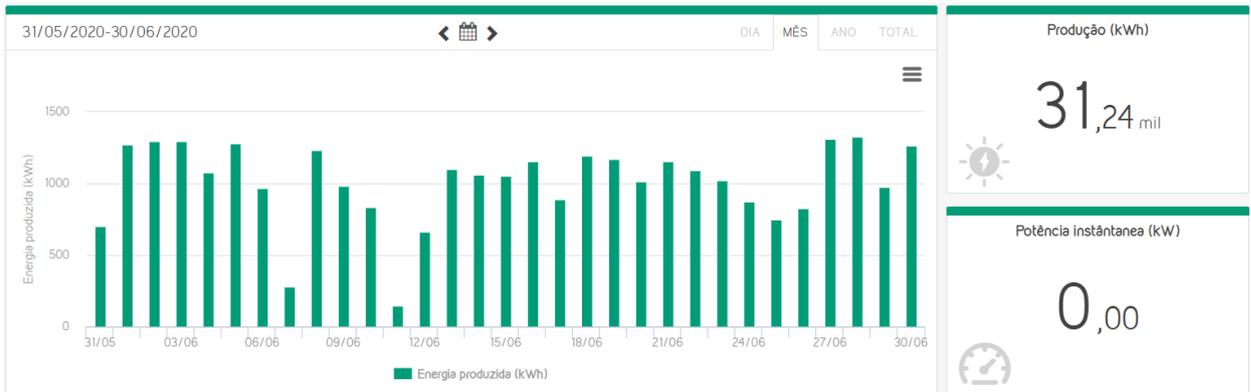
Após conclusão da usina com sucesso no empreendimento, como mostra a Figura 34, foi instalado um sistema de monitoramento e acompanhamento dos dados de geração. Baseado nos dados entregues pelo monitoramento, mostrado na Figura 35, a geração para o mês de jun/2020 foi de 31,24 MWh, 1,28 MWh a mais que o esperado mostrado na Tabela 13, o que representa 4% a mais.

Figura 34 – Foto panorâmica da usina após ser concluída.



Fonte: Autor

Figura 35 – Dados do sistema de monitoramento da usina apresentando níveis de geração diários e a produção total da usina no mês de junho.



Fonte: Dashboard de monitoramento da solarView

## 10. CONCLUSÕES

Esse trabalho se propôs a detalhar o projeto de uma usina FV de 244,95 kWp, bem como apresentar metodologias de análise de desempenho e cuidados que devem ser tomando mediante questões de instalação e execução. As análises se mostraram precisas e o empreendimento foi executado com sucesso.

O estudo se baseou nos princípios básicos de conversão de energia solar em energia elétrica por meio de tecnologia solar FV e estudo dos diversos fatores ambientais que podem influenciar numa usina, tanto do ponto de vista de geração quanto de obra.

Além disso, foi apresentado um projeto de estrutura de fixação para usina solar FV em solo de alvenaria com componentes de fácil acesso, que se mostrou ser 16,34% mais econômico que a estrutura distribuída pela WEG fabricada pela POLITEC. Esse trabalho apresenta todos os detalhes dessa estrutura, bem como materiais e metodologia de montagem.

Abordando as análises de desempenho da usina do ponto de vista de clipping, temperatura e sombreamento. Para demonstração dos efeitos de clipping e temperatura foram utilizados os dados do software RADIASOL 2, o que resultou em perdas de 0,9% de clipping e de 17% por temperatura, além de possibilitar uma análise de FDI de inversores que mostra que os mesmos devem estar dimensionados para FDI entre 75 a 85% para evitar grandes perdas por clipping e para assegurar que não haverá sobre ou subutilização dos equipamentos da usina. Quanto à análise de sombreamento, a usina e os obstáculos foram modelados no software PVSYST e simulada para as condições mais reais quanto possíveis da usina, buscando o pior caso de sombreamento, que resultou numa perda de 1,21%.

A usina, apesar de não ter sido dimensionada para atender o consumo total do cliente, conseguirá abater 100% do consumo da UC em questão, com base nos dados do software RADIASOL 2, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, resultando num rendimento médio mensal de R\$16.617,82 e excedendo em 2,175MWh/mês (6,89%) o consumo médio mensal do cliente, esse excesso será convertido em créditos para que o cliente possa aumentar seu consumo sem que haja aumentos na sua conta de energia ou transferir para uma outra unidade consumidora.

Apesar de o investimento financeiro apresentar um tempo de retorno que pode ser considerado alto, 5,5 anos, o tempo de retorno médio de sistemas FV é de 4 a 6 anos, logo o sistema está dentro das médias de mercado. (GOBBO, 2018)

## **11. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Como sugestões para trabalhos futuros, pode-se buscar refinar as previsões de performance da usina, como por exemplo realizar análise mais detalhada do comportamento da usina com as oscilações de temperatura, utilização de uma base de dados maior resolução (15 minutos por exemplo), análise do histórico e duração de faltas na rede para prever as perdas por desconexão e considerar perdas por condução. Além disso, pode-se realizar ensaios de resistência do solo para assegurar que o mesmo comportará os torques exercidos pela ação do vento na usina.

Para próximas etapas do trabalho, pode-se sugerir comissionamento do projeto segundo ABNT NBR 16274:2014, utilizando câmeras termográfica, traçadores de curva I-V e câmeras de eletroluminescência para atestar qualidade da usina bem como possíveis problemas no sistema.

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899: Energia solar fotovoltaica - terminologia**. Rio de Janeiro, 2013. 11 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16274: Sistemas fotovoltaico conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Rio de Janeiro, 2014. 52 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2004. 217 p.

BATISTA, Alan de Oliveira. **ABORDAGEM DE ASPECTOS NORMATIVOS DA ABNT NBR 16274:2014 PARA CONTRIBUIÇÃO NA MELHORIA DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA DURANTE AS ETAPAS DE PROJETO E EXECUÇÃO**. 2018. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em engenharia elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

BEN19. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL**. 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>><<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>>. Acesso em: 16 jun. 2020.

COGEN. **Geração Distribuída – Novo Ciclo de Desenvolvimento**. 2013. Disponível em: <[http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2013/Geracao\\_Distribuida\\_Calabro\\_22052013.pdf](http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/workshop/2013/Geracao_Distribuida_Calabro_22052013.pdf)>. Acesso em 16 jun. 2020.

CRESESB. **POTÊNCIAL SOLAR – SUNDATA V.03**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 16 jun. 2020.

DHERE, N. G.; CRUZ, L. R.; BRANCO, J. R. T.; RUTHER, R.; LIMA, J. H. G.; ZANESCO, I. **History of solar energy research in Brazil**. Orlando, Florida, USA. Proceedings of the ISES 2005 Solar World Congress, v.1, 2005.

GOBBO, Germano Gabriel. **Estudo de Viabilidade Econômica de uma Usina Fotovoltaica na Universidade Estadual de Londrina**. 2018. 102 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em engenharia elétrica) - Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2018.

GOETZE, Felipe. **PROJETO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL: ESTUDO DE CASO**. 2017. 83 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em engenharia elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

GREENER. **Estudo estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída 4º semestre de 2019**. 2020. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado-energia-solar-fotovoltaica-brasil/>>. Acesso em 16 jun. 2020.

OLADE - ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. **Curso de la Generación Distribuida**. SABA System. 2011. Disponível em:

<<http://www.olade.org/elearning>> Acesso em 16 jun. 2020.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 2008. Disponível em:

<[https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes\\_Energeticas\\_para\\_a\\_Amazonia\\_Hibrido.pdf](https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Hibrido.pdf)>. Acesso em: 16 jun. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. Edição Revisada e Atualizada.

POLITEC. **Catálogo – Estruturas para suporte de painéis fotovoltaicos**. 2018. Disponível em: < <http://www.politec.eng.br/wp-content/uploads/2016/10/Cat%C3%A1logo-Politec-Solar-Produtos.pdf> > . Acesso em: 16 junho. 2020.

REN21. **GLOBAL STATUS REPORT**. 2019. Disponível em:

<<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>> . Acesso em: 16 jun. 2020.

SERAFIM, Higor José da Costa. **AVALIAÇÃO DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**. 2010. 86 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em engenharia elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

SWERA. **Solar and Wind Energy Resource Assesment**. Disponível em:< <http://swera.unep.net/>> . Acesso em 16 jun. 2020.

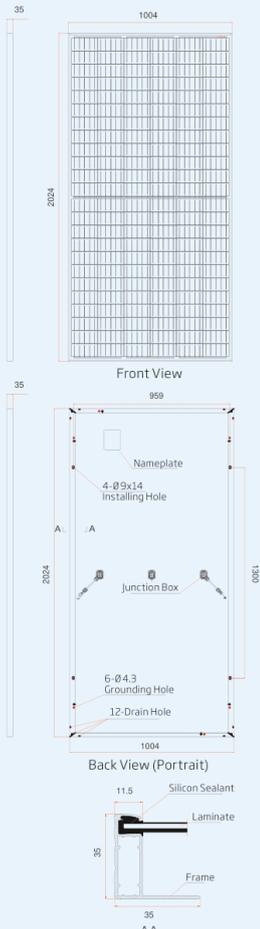
TRINA SOLAR. **TSM-PE15H – PV MODULE DATASHEET**. 2019. Disponível em: < [https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EU\\_TSM\\_PE15H\\_datasheet\\_A\\_2019\\_Web.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EU_TSM_PE15H_datasheet_A_2019_Web.pdf) > . Acesso em: 16 junho. 2020.

WEG. **SIW300H E SIW500H - INVERSORES STRING**. 2020. Disponível em:

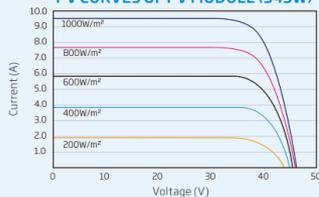
<<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/ha4/h35/WEG-inversores-string-SIW500H-SIW300H-50076575-pt.pdf>> . Acesso em: 16 junho. 2020.

**ANEXO A – FOLHA DE DADOS DO MÓDULO FV TSM-PE15H-345**

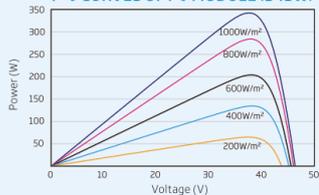
**DIMENSIONS OF PV MODULE  
TSM-PE15H (unit: mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE (345W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE (345W)**



| ELECTRICAL DATA @ STC                       | TSM-340 PE15H | TSM-345 PE15H | TSM-350 PE15H | TSM-355 PE15H |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Peak Power Watts-P <sub>MAX</sub> (Wp)*     | 340           | 345           | 350           | 355           |
| Power Output Tolerance-P <sub>MAX</sub> (W) | 0/+5          | 0/+5          | 0/+5          | 0/+5          |
| Maximum Power Voltage-U <sub>MPP</sub> (V)  | 37.5          | 37.7          | 37.9          | 38.1          |
| Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A)  | 9.06          | 9.15          | 9.23          | 9.32          |
| Open Circuit Voltage-U <sub>OC</sub> (V)    | 46.2          | 46.4          | 46.7          | 47.0          |
| Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)   | 9.53          | 9.62          | 9.71          | 9.81          |
| Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)        | 16.7          | 17.0          | 17.2          | 17.5          |

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5  
\* Measuring tolerance: ±3%

| ELECTRICAL DATA @ NMOT                     | TSM-340 PE15H | TSM-345 PE15H | TSM-350 PE15H | TSM-355 PE15H |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Maximum Power-P <sub>MAX</sub> (Wp)        | 257           | 261           | 265           | 269           |
| Maximum Power Voltage-U <sub>MPP</sub> (V) | 35.5          | 35.7          | 35.9          | 36.1          |
| Maximum Power Current-I <sub>MPP</sub> (A) | 7.24          | 7.31          | 7.37          | 7.45          |
| Open Circuit Voltage-U <sub>OC</sub> (V)   | 43.5          | 43.7          | 44.0          | 44.2          |
| Short Circuit Current-I <sub>SC</sub> (A)  | 7.69          | 7.76          | 7.83          | 7.91          |

NMOT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

|                      |   |
|----------------------|---|
| Solar Cells          | Multicrystalline  |
| Cell Orientation     | 144 cells (6 x 24)  |
| Module Dimensions    | 2024 x 1004 x 35 mm   |
| Weight               | 22.8 kg   |
| Glass                | 3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass  |
| Encapsulant Material | EVA   |
| Backsheet            | White   |
| Frame                | 35 mm Anodized Aluminium Alloy  |
| J-Box                | IP 68 rated   |
| Cables               | Photovoltaic Cable 4.0mm <sup>2</sup> ,<br>Portrait: N 140mm/P 285mm, Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm |
| Connector            | TS4   |

**TEMPERATURE RATINGS**

|   |            |
|---|------------|
| NMOT (Nominal Module Operating Temperature) | 41°C (±3K) |
| Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub> | - 0.38%/K  |
| Temperature Coefficient of U <sub>OC</sub>  | - 0.31%/K  |
| Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>  | 0.05%/K    |

**MAXIMUM RATINGS**

|                         |                                 |
|-------------------------|---------------------------------|
| Operational Temperature | -40 to +85°C                    |
| Maximum System Voltage  | 1500V DC (IEC)<br>1500V DC (UL) |
| Max Series Fuse Rating  | 20 A                            |
| Snow Load               | 5400 Pa (3600 Pa*)              |
| Wind Load               | 2400 Pa (1600 Pa*)              |

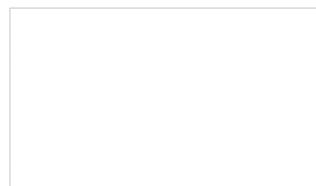
\*design load with safety factor 1.5  
(DO NOT connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

**PACKAGING CONFIGURATION**

|                            |            |
|----------------------------|------------|
| Modules per box:           | 30 pieces  |
| Modules per 40' container: | 660 pieces |

**WARRANTY**

|  |
|--|
| 10 year Product Workmanship Warranty           |
| 25 year Linear Performance Warranty            |
| (Please refer to product warranty for details) |



TSM\_EN\_2019\_A

## Inversor String SIW500H - ST015

| Especificações técnicas                               | SIW500H - ST015                                   |
|---|---|
| <b>Eficiência</b>                                     |   |
| Eficiência máxima                                     | 98,65%  |
| <b>Entrada</b>  |   |
| Tensão de entrada máxima                              | 1.080 V   |
| Corrente máxima por MPPT                              | 22 A  |
| Faixa de tensão MPPT em máxima potência               | 160 V ~ 950 V                                     |
| Número máximo de entradas                             | 4   |
| Número de rastreadores MPPT                           | 2   |
| <b>Saída</b>  |   |
| Potência ativa CA nominal                             | 15.000 W  |
| Tensão de saída nominal (FV/FF)                       | 220 V (F-N) / 380 V (F-F), 230 V / 400 V, 3F+N+PE |
| Frequência de rede CA nominal                         | 50 Hz / 60 Hz                                     |
| Corrente de saída máxima                              | 25,2 A  |
| Fator de potência ajustável                           | 0,8 LG ... 0,8 LD                                 |
| Distorção harmônica total máxima                      | <3%   |
| <b>Proteção</b>                                       |   |
| Seccionadora no lado de entrada                       | Sim   |
| Proteção anti-ilhamento                               | Sim   |
| Proteção contra polaridade CC invertida               | Sim   |
| Monitoramento de falha de <i>string</i> no arranjo PV | Sim   |
| Supressor de surto CC                                 | Sim   |
| Supressor de surto CA                                 | Sim   |
| Monitoramento da isolamento                           | Sim   |
| Deteção de corrente de fuga                           | Sim   |
| <b>Comunicação</b>                                    |   |
| RS485   | Sim   |
| USB   | Sim   |
| <b>Geral</b>  |   |
| Dimensões (L x A x P)                                 | 525 x 470 x 262 mm                                |
| Peso  | 25 kg   |
| Faixa de temperatura de operação                      | -25 °C ~ 60 °C                                    |
| Grau de proteção                                      | IP65  |
| Consumo interno noturno                               | <1 W  |
| Topologia   | Sem transformador                                 |



## Inversor String SIW500H - ST060

| Especificações técnicas                               | SIW500H - ST060  |
|---|--|
| <b>Eficiência</b>                                     |  |
| Eficiência máxima                                     | 98,7%  |
| Eficiência europeia                                   | 98,5%  |
| <b>Entrada</b>  |  |
| Tensão de entrada máxima                              | 1.100 V  |
| Corrente máxima por MPPT                              | 22 A   |
| Corrente de curto-circuito máxima por MPPT            | 30 V   |
| Tensão de partida                                     | 200 V  |
| Faixa de tensão de operação do MPPT                   | 200 V ~ 1.000 V  |
| Tensão de entrada nominal                             | 600 V  |
| Número máximo de entradas                             | 12   |
| Número de MPPTs                                       | 6  |
| <b>Saída</b>  |  |
| Potência ativa nominal CA                             | 60.000 W   |
| Potência aparente CA máxima                           | 66.000 VA  |
| Potência ativa CA máxima (cosφ=1)                     | 66.000 W   |
| Tensão de saída nominal                               | 220 V / 380 V, 230 V / 400 V, padrão 3 W+N+PE; 3 W+PE opcional nos ajustes |
| Corrente nominal de saída                             | 91,2 A @ 380 V ca, 86,7 A @ 400 V ca                                       |
| Frequência de rede CA nominal                         | 50 Hz / 60 Hz  |
| Corrente de saída máxima                              | 100 A a 380 V ca, 95,3 A a 400 V ca  |
| Fator de potência ajustável                           | 0,8 LG ... 0,8 LD  |
| Distorção harmônica total máxima                      | ≤3%  |
| <b>Proteção</b>                                       |  |
| Seccionadora no lado de entrada                       | Sim  |
| Proteção anti-ilhamento                               | Sim  |
| Proteção contra polaridade CC invertida               | Sim  |
| Monitoramento de falha de <i>string</i> no arranjo PV | Sim  |
| Supressor de surto CC                                 | Tipo II  |
| Supressor de surto CA                                 | Tipo II  |
| Deteção de isolamento                                 | Sim  |
| Unidade de monitoramento de correntes residuais       | Sim  |
| <b>Comunicação</b>                                    |  |
| Display   | Indicadores LED, Bluetooth +APP  |
| RS485   | Sim  |
| USB   | Sim  |
| PLC   | Sim  |
| <b>Geral</b>  |  |
| Dimensões (L × A × P)                                 | 1.075 × 555 × 300 mm   |
| Peso (com placa de montagem)                          | 73 kg  |
| Faixa de temperatura de operação                      | -25 °C ~ 60 °C   |
| Resfriamento  | Convecção natural  |
| Altitude máxima de operação                           | 4.000 m  |
| Umidade relativa                                      | 0 ~ 100%   |
| Conector CC   | Amphenol helios H4   |
| Conector CA   | Terminal PG à prova d'água + conector OT                                   |
| Grau de proteção                                      | IP65   |
| Topologia   | Sem transformador  |

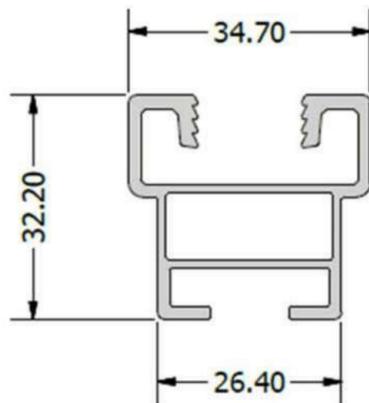




## Ficha Técnica

### Perfil Suporte do Módulo

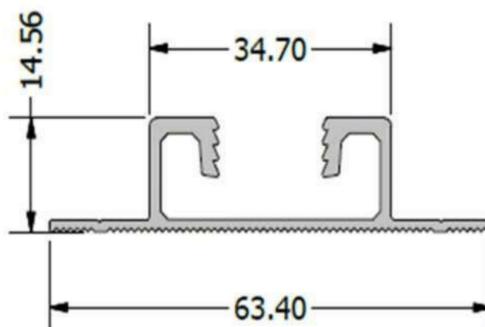
**Aplicação:** Perfil tubular indicado para instalações em telhados cerâmicos e fibrocimento.



| Perfil Suporte do Módulo              |               |                  |
|---------------------------------------|---------------|------------------|
| Código - Comprimento [m]              | Peso [kg]     | Acabamento       |
| PF842630X630BRT0 - 6,30               | 4,2           | Bruto            |
| PF842420X420BRT0 - 4,20               | 2,8           | Bruto            |
| PF842315X315BRT0 - 3,15               | 2,1           | Bruto            |
| PF842210X210BRT0 - 2,10               | 1,4           | Bruto            |
| Material                              |               | Alumínio 6060-T5 |
| Distância máxima entre fixadores [m]  | Para módulos: |                  |
|                                       | 60 células    | 72 células       |
|                                       | 2,0           | 1,65             |
| Momento de Inércia [cm <sup>4</sup> ] | Jx            | Jy               |
|                                       | 3,7982        | 5,6131           |

### Perfil Suporte do Módulo Plano

**Aplicação:** Perfil tubular indicado para instalações em telhas metálicas trapezoidais.



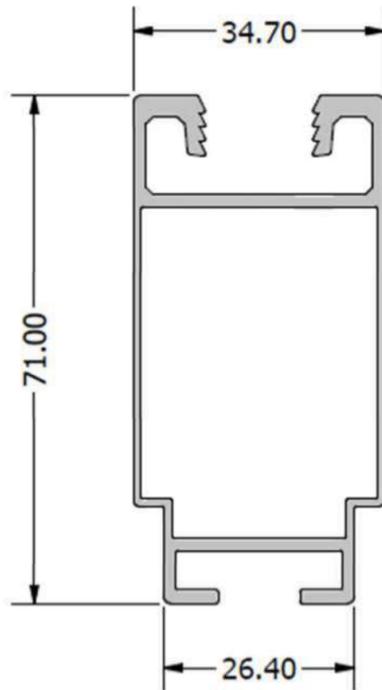
| Perfil Suporte do Módulo Plano        |               |                  |
|---------------------------------------|---------------|------------------|
| Código - Comprimento [m]              | Peso [kg]     | Acabamento       |
| PF853630X630BRT0 - 6,30               | 3,1           | Bruto            |
| PF853420X420BRT0 - 4,20               | 2,1           | Bruto            |
| PF853315X315BRT0 - 3,15               | 1,6           | Bruto            |
| PF853210X210BRT0 - 2,10               | 1,0           | Bruto            |
| Material                              |               | Alumínio 6060-T5 |
| Distância máxima entre fixadores [m]  | Para módulos: |                  |
|                                       | 60 células    | 72 células       |
|                                       | 0,5           | 0,5              |
| Momento de Inércia [cm <sup>4</sup> ] | Jx            | Jy               |
|                                       | 0,5256        | 4,6501           |





### Perfil Suporte do Módulo Reforçado

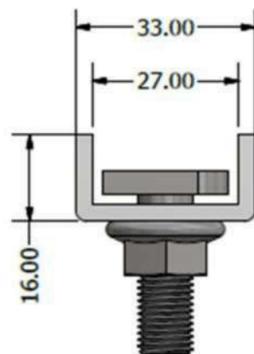
**Aplicação:** Perfil tubular indicado para instalações em triângulos ou projetos especiais.



| Perfil Suporte do Módulo Reforçado                       |               |                  |
|--|---------------|------------------|
| Código - Comprimento [m]                                 | Peso [kg]     | Acabamento       |
| PF852630X630BRT0 - 6,30                                  | 6,4           | Bruto            |
| PF852420X420BRT0 - 4,20                                  | 4,3           | Bruto            |
| PF852315X315BRT0 - 3,15                                  | 3,2           | Bruto            |
| PF852210X210BRT0 - 2,10                                  | 2,1           | Bruto            |
| Material   |               | Alumínio 6060-T5 |
| Distância máxima entre triângulos [m]                    | Para módulos: |                  |
|  | 60 células    | 72 células       |
|  | 2,5           | 2,0              |
| Projetos especiais: Distância máxima entre fixadores [m] | Para módulos: |                  |
|  | 60 células    | 72 células       |
|  | 3,0           | 2,5              |
| Momento de Inércia [cm <sup>4</sup> ]                    | Jx            | Jy               |
|  | 24,3072       | 6,3234           |

### Junção U

**Aplicação:** Junção utilizada para união do Perfil Suporte do Módulo e Perfil Suporte do Módulo Reforçado.



| Junção U                       |                          |            |
|--------------------------------|--------------------------|------------|
| Código - Comprimento [mm]      | Peso [kg]                | Acabamento |
| PF845020X020BRT0 - 200         | 0,15                     | Bruto      |
| Materiais                      | Alumínio 6060-T5         |            |
|                                | Aço Inox 304             |            |
| Itens inclusos                 | Parafusos Cabeça-Martelo |            |
|                                | Porcas M10x1,5           |            |
| Ferramenta: Chave de Boca - 15 |                          |            |



## ANEXO E – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DA USINA NO PVSYSY

|   |                                       |                                     |
|---|---------------------------------------|-------------------------------------|
| PVSYSY V6.86  | 31/01/20                              | Page 1/6                            |
| <b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>         |                                       |                                     |
| <b>Project : Com SOMBRA</b>                                 |                                       |                                     |
| <b>Geographical Site</b>                                    | <b>Shalom - Aquiraz</b>               | Country <b>Brazil</b>               |
| <b>Situation</b>  | Latitude -3.92° S                     | Longitude -38.39° W                 |
| Time defined as   | Legal Time Time zone UT-3             | Altitude 0 m                        |
| <b>Meteo data:</b>  | <b>Shalom - Aquiraz</b>               | Meteonorm 7.2, Sat=13% - Synthetic  |
| <b>Simulation variant : COM ARVORE (100%)</b>               |                                       |                                     |
|   | Simulation date                       | 31/01/20 13h29                      |
|   | <b>Simulation for the</b>             | <b>1st year of operation</b>        |
| <b>Simulation parameters</b>                                | System type                           | <b>Sheds, single array</b>          |
| <b>Collector Plane Orientation</b>                          | Tilt 10°                              | Azimuth 0°                          |
| <b>Sheds configuration</b>                                  | Nb. of sheds 18                       |                                     |
|   | Sheds spacing 4.85 m                  | Collector width 3.07 m              |
| Shading limit angle   | Limit profile angle 16.2°             | Ground cov. Ratio (GCR) 63.2 %      |
| <b>Models used</b>  | Transposition Perez                   | Diffuse Perez, Meteonorm            |
| <b>Horizon</b>  | Free Horizon                          |                                     |
| <b>Near Shadings</b>  | Linear shadings                       |                                     |
| <b>User's needs :</b>                                       | Unlimited load (grid)                 |                                     |
| <b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b> |                                       |                                     |
| <b>PV module</b>  | Si-poly                               | Model <b>CS3U-345P</b>              |
| Original Pvsyst database                                    | Manufacturer                          | Canadian Solar Inc.                 |
| <b>Sub-array "3 x INV 60 kW"</b>                            |                                       |                                     |
| Number of PV modules  | In series 18 modules                  | In parallel 36 strings              |
| Total number of PV modules                                  | Nb. modules 648                       | Unit Nom. Power 345 Wp              |
| Array global power  | Nominal (STC) <b>224 kWp</b>          | At operating cond. 194 kWp (60°C)   |
| Array operating characteristics (50°C)                      | U mpp 600 V                           | I mpp 323 A                         |
| <b>Sub-array "INV - 15 kW"</b>                              |                                       |                                     |
| Number of PV modules  | In series 21 modules                  | In parallel 3 strings               |
| Total number of PV modules                                  | Nb. modules 63                        | Unit Nom. Power 345 Wp              |
| Array global power  | Nominal (STC) <b>21.73 kWp</b>        | At operating cond. 18.82 kWp (60°C) |
| Array operating characteristics (50°C)                      | U mpp 700 V                           | I mpp 27 A                          |
| <b>Total</b> Arrays global power                            | Nominal (STC) <b>245 kWp</b>          | Total 711 modules                   |
|   | Module area <b>1411 m<sup>2</sup></b> | Cell area 1257 m <sup>2</sup>       |
| <b>Sub-array "3 x INV 60 kW" : Inverter</b>                 |                                       |                                     |
| Custom parameters definition                                | Model <b>SUN2000-60KTL</b>            |                                     |
| Characteristics   | Manufacturer Huawei Technologies      |                                     |
|   | Operating Voltage 200-1000 V          | Unit Nom. Power 60.0 kWac           |
|   |                                       | Max. power (=>45°C) 66.0 kWac       |
| Inverter pack   | Nb. of inverters 18 * MPPT 17 %       | Total Power 180 kWac                |
|   |                                       | Pnom ratio 1.24                     |
| <b>Sub-array "INV - 15 kW" : Inverter</b>                   |                                       |                                     |
| Custom parameters definition                                | Model <b>SUN2000-15KTL</b>            |                                     |
| Characteristics   | Manufacturer Huawei Technologies      |                                     |
|   | Operating Voltage 200-950 V           | Unit Nom. Power 15.0 kWac           |
|   |                                       | Max. power (=>25°C) 16.5 kWac       |
| Inverter pack   | Nb. of inverters 2 * MPPT 50 %        | Total Power 15.0 kWac               |
|   |                                       | Pnom ratio 1.45                     |
| <b>Total</b>  | Nb. of inverters 4                    | Total Power 195 kWac                |

### Grid-Connected System: Simulation parameters

**PV Array loss factors**

|                             |                               |                    |                 |
|-----------------------------|-------------------------------|--------------------|-----------------|
| Array Soiling Losses        |                               | Loss Fraction      | 5.0 %           |
| Thermal Loss factor         | Uc (const) 20.0 W/m²K         | Uv (wind)          | 0.0 W/m²K / m/s |
| Wiring Ohmic Loss           | Array#1 33 mOhm               | Loss Fraction      | 1.5 % at STC    |
|                             | Array#2 456 mOhm              | Loss Fraction      | 1.5 % at STC    |
|                             | Global                        | Loss Fraction      | 1.5 % at STC    |
| Module Quality Loss         |                               | Loss Fraction      | -0.3 %          |
| Module Mismatch Losses      |                               | Loss Fraction      | 1.0 % at MPP    |
| Strings Mismatch loss       |                               | Loss Fraction      | 0.10 %          |
| Module average degradation  | Year no 1                     | Loss factor        | 0.4 %/year      |
| Mismatch due to degradation | Imp RMS dispersion 0.4 %/year | Vmp RMS dispersion | 0.4 %/year      |

Incidence effect (IAM): User defined profile

| 10°   | 20°   | 30°   | 40°   | 50°   | 60°   | 70°   | 80°   | 90°   |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0.998 | 0.998 | 0.995 | 0.992 | 0.986 | 0.970 | 0.917 | 0.763 | 0.000 |

**System loss factors**

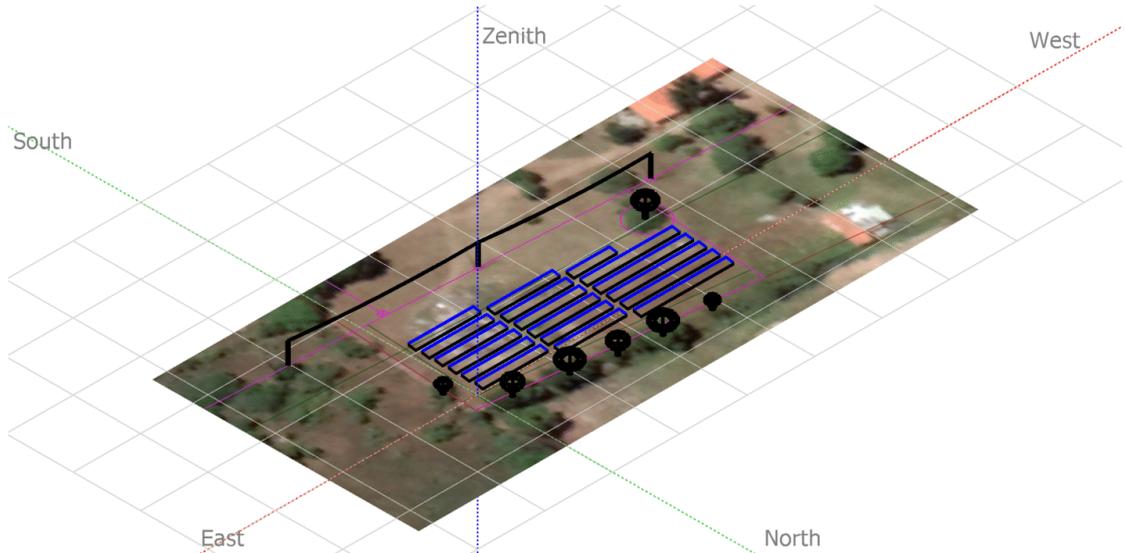
Wires: 3x185.0 mm² 120 m      Loss Fraction 2.0 % at STC

### Grid-Connected System: Near shading definition

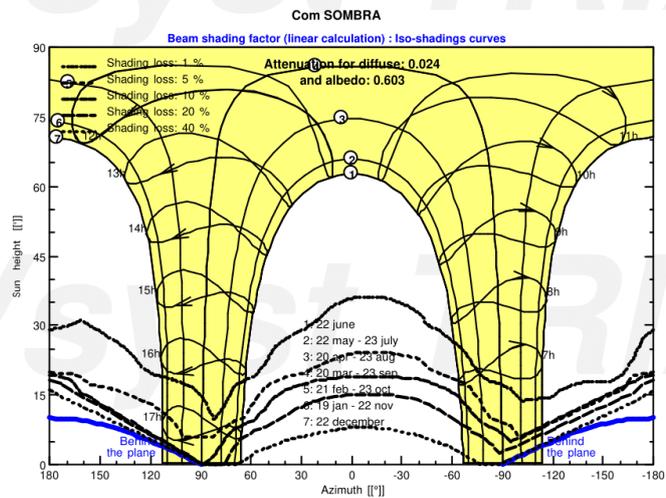
**Project :** Com SOMBRA  
**Simulation variant :** COM ARVORE (100%)  
 Simulation for the 1st year of operation

|                               |                       |                            |                             |
|-------------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|
| <b>Main system parameters</b> | System type           | <b>Sheds, single array</b> |                             |
| <b>Near Shadings</b>          | Linear shadings       |                            |                             |
| PV Field Orientation          | tilt                  | 10°                        | azimuth 0°                  |
| PV modules                    | Model                 | CS3U-345P                  | Pnom 345 Wp                 |
| PV Array                      | Nb. of modules        | 711                        | Pnom total <b>245 kWp</b>   |
| Inverter                      | Model                 | SUN2000-60KTL              | Pnom 60.0 kW ac             |
| Inverter                      | Model                 | SUN2000-15KTL              | Pnom 15.00 kW ac            |
| Inverter pack                 | Nb. of units          | 4.0                        | Pnom total <b>195 kW ac</b> |
| User's needs                  | Unlimited load (grid) |                            |                             |

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



**Iso-shadings diagram**



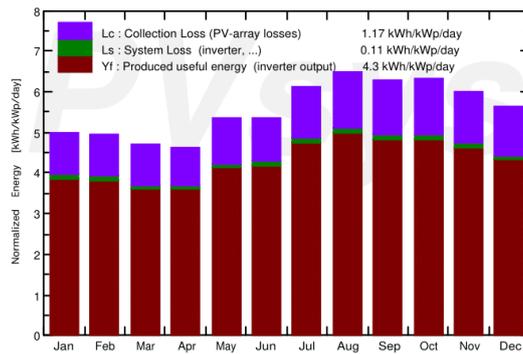
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Com SOMBRA  
**Simulation variant :** COM ARVORE (100%)  
 Simulation for the 1st year of operation

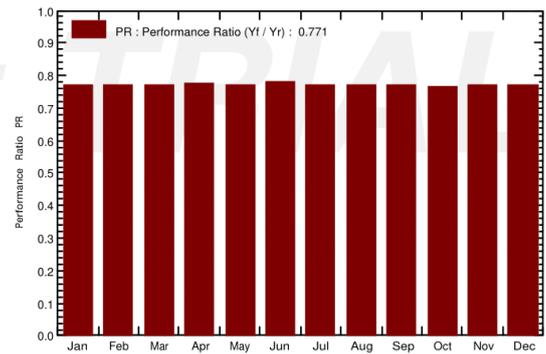
|                               |  |                       |                            |                             |
|-------------------------------|--|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|
| <b>Main system parameters</b> |  | System type           | <b>Sheds, single array</b> |                             |
| <b>Near Shadings</b>          |  | Linear shadings       |                            |                             |
| PV Field Orientation          |  | tilt                  | 10°                        | azimuth 0°                  |
| PV modules                    |  | Model                 | CS3U-345P                  | Pnom 345 Wp                 |
| PV Array                      |  | Nb. of modules        | 711                        | Pnom total <b>245 kWp</b>   |
| Inverter                      |  | Model                 | SUN2000-60KTL              | Pnom 60.0 kW ac             |
| Inverter                      |  | Model                 | SUN2000-15KTL              | Pnom 15.00 kW ac            |
| Inverter pack                 |  | Nb. of units          | 4.0                        | Pnom total <b>195 kW ac</b> |
| User's needs                  |  | Unlimited load (grid) |                            |                             |

**Main simulation results**  
 System Production **Produced Energy 385.0 MWh/year** Specific prod. 1570 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR **77.09 %**

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 245 kWp



Performance Ratio PR



#### COM ARVORE (100%) Balances and main results

|                  | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR    |
|------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------|
| <b>January</b>   | 165.3                         | 82.74                         | 27.72       | 155.3                         | 141.7                         | 30.15         | 29.42         | 0.772 |
| <b>February</b>  | 144.0                         | 77.80                         | 27.66       | 138.9                         | 126.9                         | 26.96         | 26.31         | 0.772 |
| <b>March</b>     | 146.0                         | 85.75                         | 27.31       | 145.3                         | 132.7                         | 28.19         | 27.50         | 0.772 |
| <b>April</b>     | 136.0                         | 73.30                         | 26.56       | 139.2                         | 127.4                         | 27.12         | 26.46         | 0.775 |
| <b>May</b>       | 156.0                         | 66.06                         | 27.18       | 166.1                         | 152.6                         | 32.22         | 31.43         | 0.772 |
| <b>June</b>      | 149.4                         | 66.74                         | 26.27       | 161.0                         | 147.7                         | 31.53         | 30.77         | 0.779 |
| <b>July</b>      | 176.0                         | 58.07                         | 26.68       | 190.2                         | 175.3                         | 36.96         | 36.03         | 0.772 |
| <b>August</b>    | 191.7                         | 63.43                         | 26.83       | 201.7                         | 186.2                         | 39.02         | 38.02         | 0.769 |
| <b>September</b> | 187.0                         | 66.69                         | 26.74       | 189.0                         | 174.2                         | 36.54         | 35.60         | 0.768 |
| <b>October</b>   | 200.8                         | 71.57                         | 27.40       | 195.4                         | 180.0                         | 37.62         | 36.63         | 0.764 |
| <b>November</b>  | 190.8                         | 72.82                         | 27.32       | 179.7                         | 164.9                         | 34.82         | 33.93         | 0.770 |
| <b>December</b>  | 188.4                         | 76.67                         | 28.02       | 174.5                         | 159.6                         | 33.78         | 32.93         | 0.769 |
| <b>Year</b>      | 2031.3                        | 861.62                        | 27.14       | 2036.2                        | 1869.1                        | 394.90        | 385.04        | 0.771 |

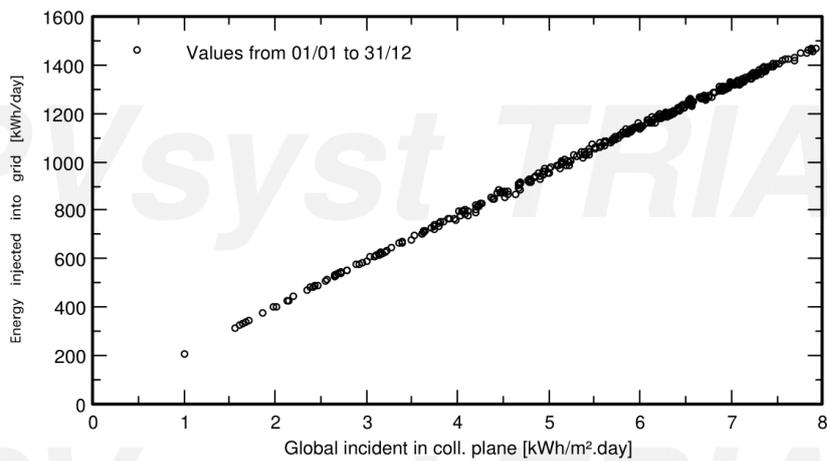
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb T amb.      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Special graphs

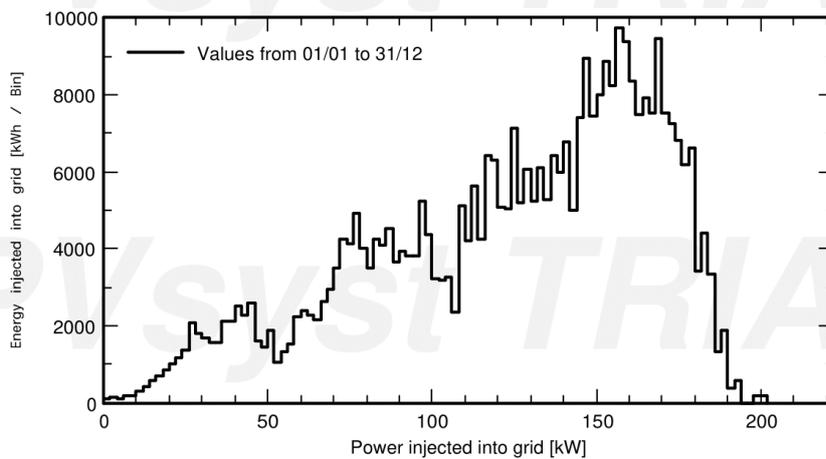
**Project :** Com SOMBRA  
**Simulation variant :** COM ARVORE (100%)  
 Simulation for the 1st year of operation

|                               |                       |                     |                             |
|-------------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------------|
| <b>Main system parameters</b> | System type           | Sheds, single array |                             |
| <b>Near Shadings</b>          | Linear shadings       |                     |                             |
| PV Field Orientation          | tilt                  | 10°                 | azimuth 0°                  |
| PV modules                    | Model                 | CS3U-345P           | Pnom 345 Wp                 |
| PV Array                      | Nb. of modules        | 711                 | Pnom total <b>245 kWp</b>   |
| Inverter                      | Model                 | SUN2000-60KTL       | Pnom 60.0 kW ac             |
| Inverter                      | Model                 | SUN2000-15KTL       | Pnom 15.00 kW ac            |
| Inverter pack                 | Nb. of units          | 4.0                 | Pnom total <b>195 kW ac</b> |
| User's needs                  | Unlimited load (grid) |                     |                             |

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**



### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Com SOMBRA  
**Simulation variant :** COM ARVORE (100%)  
 Simulation for the 1st year of operation

|                               |                       |                            |                             |
|-------------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|
| <b>Main system parameters</b> | System type           | <b>Sheds, single array</b> |                             |
| <b>Near Shadings</b>          | Linear shadings       |                            |                             |
| PV Field Orientation          | tilt                  | 10°                        | azimuth 0°                  |
| PV modules                    | Model                 | CS3U-345P                  | Pnom 345 Wp                 |
| PV Array                      | Nb. of modules        | 711                        | Pnom total <b>245 kWp</b>   |
| Inverter                      | Model                 | SUN2000-60KTL              | Pnom 60.0 kW ac             |
| Inverter                      | Model                 | SUN2000-15KTL              | Pnom 15.00 kW ac            |
| Inverter pack                 | Nb. of units          | 4.0                        | Pnom total <b>195 kW ac</b> |
| User's needs                  | Unlimited load (grid) |                            |                             |

#### Loss diagram over the whole year

