

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP – PECE

VÍTOR COELHO FERNANDES

**Avaliação da Influência do Sistema de Rastreamento Solar no
Desempenho de uma Usina Fotovoltaica no Interior da Bahia com
Potência de Pico de 100 MW**

São Paulo

2017



Vítor Coelho Fernandes

Avaliação da Influência do Sistema de Rastreamento Solar no Desempenho de uma Usina Fotovoltaica no Interior da Bahia com Potência de Pico de 100 MW

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Engenharia, Energias Renováveis, Energia Solar.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Setrak Sowmy

São Paulo

2017

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

COELHO FERNANDES, V. **Avaliação da Influência do Sistema de Rastreamento Solar no Desempenho de uma Usina Fotovoltaica no Interior da Bahia com Potência de Pico de 100 MW.** 2017 [103] p. Monografia em Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética – Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

DEDICATÓRIA

Aos meus pais

Ao meu pai, José Paulo, pelos ensinamentos diários de honestidade, exemplo categórico de caráter e hombridade, um grande homem e um pai do qual eu não poderia ter mais orgulho. Nada ensina mais do que o exemplo.

À minha querida mãe, Lucinéia, uma mulher de força e coragem para realizar as suas metas; e que inspira a todos a correr atrás de seus sonhos e executar todas suas ações com uma eficiência impecável.

Esta monografia é dedicada àqueles que me inspiram e me propulsionam a atingir novos Horizontes.

AGRADECIMENTO

Ao orientador Prof Dr Daniel Setrak Sowmy

Agradeço a oportunidade e disponibilidade na orientação desta monografia. Sou grato pelos direcionamentos e objetividade para potencializar minhas habilidades e experiência na área de energias renováveis.

Aos colegas

Agradeço àqueles que estiveram comigo nesta jornada e puderam me dar seu apoio e gentileza durante este programa de especialização.

Aos Professores do Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP – PECE

Agradeço aos professores que demonstraram excelência em seus conhecimentos e sabedoria no ensino.

RESUMO

COELHO FERNANDES, V. **Avaliação da Influência do Sistema de Rastreamento Solar no Desempenho de uma Usina Fotovoltaica no Interior da Bahia com Potência de Pico de 100 MW**. 2017 [103] p. Monografia de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética – Escola Politécnica – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

Diante do crescimento do setor de energias renováveis, aliado às recentes implantações de grandes parques fotovoltaicos no Brasil, os sistemas de rastreamento solar passam a ganhar maior notoriedade nos países, fazendo parte da concepção técnica destes novos grandes empreendimentos. O uso de rastreadores solares permite a diminuição do ângulo de incidência solar sobre as placas, permitindo maior aproveitamento na captação da radiação solar e consequentemente o aumento da geração de energia. Torna-se então necessário o estudo que avalie aspectos inerentes à aplicação de rastreadores, e ainda a análise do incremento energético gerado diante de um cenário com painéis fixos.

Palavras-chave: rastreamento solar, *solar tracker*, parque fotovoltaico, energias renováveis, geração distribuída.

ABSTRACT

COELHO FERNANDES, V. **Evaluation of a Solar Tracking System on the Performance of a Photovoltaic Plant in the State of Bahia with Peak Power of 100 MW.** 2017 [103] p. Monograph on Renewable Energies, Distributed Generation and Energy Efficiency - Polytechnic School - University of São Paulo, São Paulo, 2017.

In view of the growth of the renewable energy sector, together with the recent implantations of large photovoltaic plants in Brazil, solar tracking systems are gaining more notoriety in the country, being part of the technical design of these new large enterprises. The use of solar trackers allows the reduction of the angle of solar incidence on the plates, allowing greater utilization in the capture of the solar radiation and consequently the increase of the generation of energy. It is therefore necessary to study the aspects inherent to the application of trackers, more it over, the analysis of the energy increment generated against a scenario with fixed panels.

Keywords: *solar tracking system, tracker, photovoltaic plant, renewable energy, distributed generation.*

LISTA DE ABREVIATURAS

BEN	Balanço Energético Nacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MME	Ministério de Minas e Energia
CSP	Do inglês, <i>Concentrated Solar Power</i>
GSM	Do inglês, <i>Global System for Mobile Communications</i> (Sistema Global para Comunicações Móveis)
NREL	Do inglês, <i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos)
NSRDB	Do inglês, <i>National Solar Radiation Database</i> (Base de Dados de Radiação solar dos Estados Unidos)
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento.
STC	Do Inglês, <i>Standard Test Conditions</i> (Condição Padronizada de Teste)
KPI	Do Inglês, <i>Key Performance Indicator</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Divisão global de meridianos	23
Figura 2.2 - Declinação Solar (δ).....	24
Figura 2.3 - Zênite Solar (θ_z), Azimute Solar (γ_s) e Altitude Solar (α)	26
Figura 2.4 - Ângulo de Inclinação de Superfície (β) e Ângulo Azimutal (γ).....	27
Figura 2.5 - Ângulo de Incidência Solar (θ)	28
Figura 2.6 - Tipos de Células Fotovoltaicas.....	29
Figura 2.7 - Coletor Solar Térmico	34
Figura 2.8 - Usina Heliotérmica	35
Figura 2.9 - Estação Meteorológica.....	37
Figura 2.10 - Estação Terrestre A418 de Bom Jesus da Lapa, BA	38
Figura 3.1 - Estrutura do Rastreador Solar.....	39
Figura 3.2 - Rastreador Solar de Eixo Único	41
Figura 3.3 - Rastreador Inclinado de Eixo Único Horizontal	42
Figura 3.4 - Rastreador de Eixo Único Inclinado	43
Figura 3.5 - Rastreador Vertical de Eixo Único.....	44
Figura 3.6 - Rastreador de Dois Eixos.....	46
Figura 3.7 - Rastreador de Dois Eixos sobre Haste Rotativa	47
Figura 3.8 - Rastreador de Dois Eixos sobre Anel Rotativo	48
Figura 3.9 - Cravação de estacas de sustentação do rastreador solar	55
Figura 3.10 - Alinhamento de Mancais	56
Figura 3.11 - Montagem de Vigas e Perfis de sustentação das Placas.....	57
Figura 3.12 - Gabarito para montagem dos perfis de sustentação das placas.....	58
Figura 3.13 - Montagem de Painéis Fotovoltaicos.....	59
Figura 3.14 - Exemplo de estudo de distribuição de caixas de placas em campo....	60
Figura 3.15 - Limpeza semi mecanizada de painéis fotovoltaicos.....	61
Figura 4.1 - Localização do município de Bom Jesus da Lapa, BA.....	62
Figura 5.1 - Disposição de placas fixas (1º Cenários)	66
Figura 5.2 - Modelo de Estudo de Sombreamento em Painéis Fixos (1º Cenário)...	67
Figura 5.3 - Estudo de Ocupação e Disposição de Estruturas Fixas (1º Cenário) ...	68
Figura 5.4 - Disposição de Placas com Rastreador Horizontal (2º Cenário)	78
Figura 5.5 - Inclinação de Placas β para horas solares $ w > 60^\circ$	80

Figura 5.6 - Inclinação de Placas β para horas solares $ \omega < 60^\circ$	80
Figura 5.7 - Estudo de Sombreamento em Rastreador (2º Cenário)	81
Figura 5.8 - Estudo de Ocupação e Disposição de Rastreadores (2º Cenário)	82
Figura 5.9 - Gráfico de Expectativa de geração de energia elétrica mensal	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Parques fotovoltaicos de grande porte no Brasil	33
Tabela 3.1 - Tipos de Rastreadores quanto suas formas Construtivas	40
Tabela 4.1 - Média de dados Solarimétricos de Bom Jesus da Lapa (BA).....	63
Tabela 5.1 - Parâmetros e Resultados do estudo de Sombreamento (1º Cenário)..	67
Tabela 5.2 - Resultados do Estudo de Ocupação (1º Cenário).....	69
Tabela 5.3 - Resumo dos parâmetros de geometria solar (1º Cenário).....	73
Tabela 5.4 - Parâmetros e Resultados do Estudo de Sombreamento (2º Cenário) .	81
Tabela 5.5 - Resultados do Estudo de Ocupação (2º Cenário)	83
Tabela 5.6 - Resumo dos parâmetros de geometria solar (2º Cenário).....	86
Tabela 6.1 - Expectativa de geração de energia elétrica mensal	91
Tabela 6.2 - Parâmetros técnico-econômicos estimados (possível 3º cenário).....	95

GLOSSÁRIO

Epecista	Dasquelas empresas que seguem o modelo EPC. EPC (do inglês, <i>Engineering, Procurement and Construction</i>), é um tipo de contrato compreendendo em um só instrumento o projeto, a construção, a compra de equipamentos e a montagem para uma determinada obra. Tal contrato compreende um conjunto de obrigações do contratado, desde o projeto até a supervisão da montagem, passando pelas obras civis, mecânicas, elétricas, e incluindo a procura e compra dos equipamentos necessários. (ROCHA, 2015)
Rastreadores Solares	Sinônimo de seguidores solares, ou <i>solar trackers</i> , do inglês; é um sistema mecânico que permite a variação de inclinação de um absorvedor de energia solar, de forma que reduza o ângulo de incidência.
Disponibilidade	Em manutenção industrial, o conceito de disponibilidade, do inglês <i>availability</i> , é a capacidade de um equipamento estar disponível para ser utilizado a por maiores períodos de tempo.
Anemômetro	É um instrumento utilizado para medir a velocidade de um fluido que pode ser o ar (vento) ou a água em modelos físicos em laboratórios de hidráulica, de aerodinâmica ou qualquer outro fluido como os gases existentes em estrelas e planetas.
Pluviômetro	É um aparelho de meteorologia usado para recolher e medir, em milímetros lineares, a quantidade de líquidos ou sólidos (chuva, neve, granizo) precipitados durante um determinado tempo e local. Muito usado em estações meteorológicas.
Piranômetro	Instrumento utilizado para medição da irradiação solar em uma superfície. Projetado medir a densidade de fluxo da radiação solar num campo de 180 graus.
Tradeoff	Termos da língua inglesa que define uma situação em que há um conflito de escolha. Ele se caracteriza em uma ação econômica que visa à resolução de problema, mas acarreta outro, obrigando uma escolha.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	iii
AGRADECIMENTO	v
RESUMO.....	vii
ABSTRACT	viii
LISTA DE ABREVIATURAS.....	ix
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABELAS	xiii
GLOSSÁRIO	xiv
SUMÁRIO.....	xv
APRESENTAÇÃO	xix
 1. INTRODUÇÃO	 21
1.1. Contexto.....	21
1.2. Objetivos	22
1.2.1. Objetivo Primário	22
1.2.2. Objetivos Secundários.....	22
1.3. Justificativa.....	22
 2. REVISÃO DE LITERATURA	 23
2.1. Geometria Solar	23
2.1.1. Latitude e Longitude (Φ ; L)	23
2.1.2. Declinação Solar (δ)	24
2.1.3. Zênite Solar (θ_z)	25
2.1.4. Azimute Solar (γ_s).....	25
2.1.5. Altitude Solar (α).....	26
2.1.6. Inclinação de Superfície (β)	26
2.1.7. Ângulo Azimutal (γ).....	27
2.1.8. Ângulo de Incidência Solar (Θ).....	27

2.2.	Energia Solar	28
2.2.1.	Energia Fotovoltaica	29
2.2.2.	Energia Térmica	34
2.2.3.	Energia Heliotérmica	35
2.3.	Dados Solarimétricos	36
3.	RASTREADORES SOLARES	39
3.1.	Classificação dos Rastreadores quanto a sua forma construtiva	40
3.1.1.	Rastreadores de Eixo Único	40
3.1.2.	Rastreador de Dois Eixos	45
3.2.	Tipos de Acionamentos de Rastreadores Solares	48
3.2.1.	Acionamento Passivo	48
3.2.2.	Acionamento Ativo	49
3.2.3.	Acionamento Manual	49
3.3.	Aspectos na Seleção de um Rastreador Solar	50
3.3.1.	Viabilidade Técnica-Econômica	50
3.3.2.	Incentivos Fiscais e Financiamentos	50
3.3.3.	Localização	51
3.3.4.	Vento	51
3.3.5.	Manutenção	52
3.4.	Aspectos Técnicos na Montagem de Rastreadores Solares	52
3.4.1.	Preparo de Solo	53
3.4.2.	Montagem das Estruturas de Sustentação	54
3.4.3.	Alinhamento de Mancais	55
3.4.4.	Montagem de Vigas e Perfis para Sustentação de Placas	56
3.4.5.	Montagem do Sistema de Acionamento	58
3.4.6.	Montagem de Placas Fotovoltaicas	59
3.4.7.	Comissionamento	61

4. ESTUDO DE CASO: METODOLOGIA	62
4.1. Local do estudo	62
4.2. Coleta de dados	63
4.3. Modelo de Cálculo.....	64
4.4. Demais Premissas Adotadas	65
5. ESTUDO DE CASO: CÁLCULOS	66
5.1. 1º Cenário: Estrutura Fixa	66
5.1.1. Cálculo do Número de Placas	66
5.1.2. Cálculo de Sombreamento	67
5.1.3. Cálculo de Área de Ocupação Necessária	68
5.1.4. Cálculo de Geometria Solar.....	69
5.1.5. Cálculo de Potencial Energético Anual.....	74
5.2. 2º Cenário: Rastreador Horizontal de Eixo Único.....	78
5.2.1. Cálculo do Número de Placas	78
5.2.2. Cálculo de Sombreamento	79
5.2.3. Cálculo de Área de Ocupação Necessária	82
5.2.4. Cálculo de Geometria Solar.....	83
5.2.5. Cálculo de Potencial Energético Anual.....	87
6. ESTUDO DE CASO: RESULTADOS E ANÁLISES	91
6.1. Resultados	91
6.2. Vieses	92
6.3. Análise	93
6.4. Estudos Futuros	96
7. CONCLUSÕES	97

8. BIBLIOGRAFIA	98
ANEXO I.....	100
APÊNDICE I.....	102
APÊNDICE II.....	103

APRESENTAÇÃO

Finalizadas as disciplinas teóricas do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética pela Escola Politécnica de São Paulo, engajei-me na meta de definir um tema a ser abordado para compor a presente monografia. Na mesma época, obtive uma excelente oportunidade profissional da multinacional *Enerray S.p.A*, uma “epecista” italiana recentemente instalada no país, para compor a sua equipe de engenheiros de campo com a missão de participar do gerenciamento da construção do Parque Solar Horizonte na cidade de Tabocas do Brejo Velho (BA), com capacidade instalada de 104 MWp.

Aceitei a proposta tornando-me responsável pela supervisão mecânica da instalação dos quase 11 mil rastreadores solares de eixo único a serem montados no respectivo parque numa área estimada de 300 hectares.

Diante deste desafio e pela possibilidade de poder unir a teoria à prática, senti-me extremamente motivado a dissertar sobre o tema e abordar os principais aspectos da implantação de rastreadores solares em parques fotovoltaicos no Brasil.

1. INTRODUÇÃO

1.1. Contexto

A atual participação da geração de energia fotovoltaica na matriz elétrica nacional ainda é insignificante se comparada às demais fontes. Conforme o último Balanço Energético Nacional (BEN) publicado em 2017, a geração elétrica proveniente de usinas fotovoltaicas no ano de 2016 foi de 85 GWh, o que representou apenas 0,014% da geração elétrica total. A queima de biomassa em usinas térmicas, por sua vez, totalizou 49.236 GWh, o que representa uma fatia de 8,51%. Por outro lado, o mercado de geração fotovoltaica tem demonstrado fortes sinais de crescimento nos últimos anos tendo aumentado sua representatividade em 44,7% de 2015 para 2016. (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2017)

Na contramão da atual crise econômica nacional que desemprega mais de 13 milhões de brasileiros (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2017), grandes multinacionais europeias, asiáticas e norte-americanas têm se instalado principalmente na região nordeste do Brasil para investimento no mercado de geração de energia através de usinas fotovoltaicas de grande porte (O GLOBO, 2017).

O Grupo italiano Enel Green Power, prevê que até o primeiro semestre de 2018 já estarão inauguradas suas 5 unidades fotovoltaicas situadas no extremo oeste da Bahia, nas cidades de Bom Jesus da Lapa e Tabocas do Brejo Velho; e ao sul do Piauí, na cidade de Nova Olinda. A expectativa é que estas plantas somarão uma potência instalada de quase 800 MWp e uma produção de energia elétrica estimada anual de 1,7 TWh, resultado este capaz de satisfazer a demanda de mais de 800.000 domicílios brasileiros em um ano (ENEL GREEN POWER BRAZIL, 2017).

Diante deste intenso crescimento do setor de energias renováveis, e das perspectivas futuras do surgimento de novos projetos de parques fotovoltaicos no Brasil; os sistemas de rastreamento solares, economicamente inviáveis para

instalações de pequeno porte, passam a fazer parte da concepção destes novos grandes empreendimentos (O GLOBO, 2017). Isso porque, com o uso de rastreadores, é possível o maior aproveitamento da radiação disponível e consequentemente o aumento da geração de energia. Este aumento de eficiência da captação de raios luminosos pelos rastreadores, do inglês, *trackers*, se dá por tornarem possível a diminuição do ângulo de incidência solar sobre as placas. Desta forma, tem-se o papel fundamental dos rastreadores na eficiência da geração de energia a partir dos raios solares. (PORTAL SOLAR,2017)

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Primário

A proposta deste trabalho é avaliar o desempenho energético de um sistema a de rastreamento solar de eixo único horizontal comparando-o ao desempenho de um sistema fixo quando aplicado em uma usina fotovoltaica hipotética de 100 MW pico instalados no interior da Bahia.

1.2.2. Objetivos Secundários

Em segundo plano, pretende-se apresentar e comparar diferentes tipos de rastreadores solares disponíveis no mercado atual para usinas fotovoltaicas e ainda abordar aspectos técnicos inerentes à montagem de rastreadores solares em parques fotovoltaicos de grande porte recentemente instalados no Brasil.

1.3. Justificativa

Diante do crescimento significativo de projetos industriais em energias fotovoltaicas de grande porte no Brasil, torna-se necessário o conhecimento em tecnologias de rastreamento solar e aspectos técnicos inerentes a sua concepção, operação, montagem e manutenção.

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1. Geometria Solar

No estudo de qualquer ciência na qual a posição do Sol interfira na sua verdade, os aspectos de geometria solar serão relevantes para tal. Devido aos movimentos de rotação e translação da Terra, assim como a inclinação do seu eixo de rotação em relação ao Sol; existirão diferentes posições relativas diante dos diversos pontos da Terra. Para domínio destes aspectos, torna-se necessário o conhecimento de fundamentos de geometria solar a seguir.

2.1.1. *Latitude e Longitude (Φ ; L)*

Primeiramente, a indicação de qualquer ponto de referência na superfície terrestre deve ser definida por um par de coordenadas cartesianas denominadas latitude e longitude. A longitude, definida pela letra L e representa o ângulo formado por um determinado ponto ao meridiano de referência (situado em Greenwich, Reino Unido) com vértice no centro da Terra. O globo é dividido em 24 meridianos distantes em 15° cada, conforme indicado na Figura 2.1. (PACHECO, 2017)

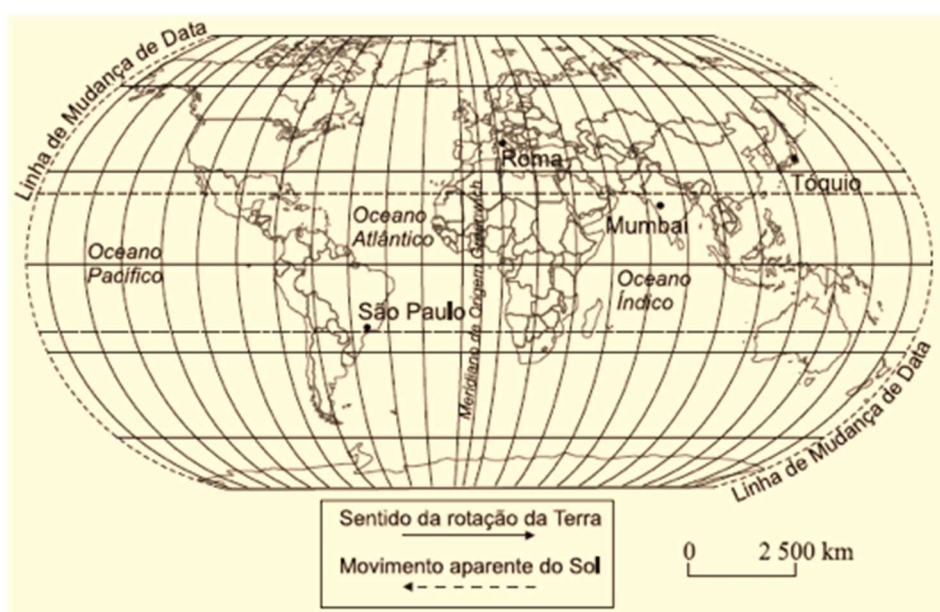


Figura 2.1 - Divisão global de meridianos (UNIFESP, 2008)

A latitude, definida pela letra grega Φ , representa o ângulo formado por um ponto de referência em relação à Linha do Equador, com vértice no centro da Terra. A latitude de -90° a 0° representa o hemisfério Sul, do polo Sul à Linha do Equador, enquanto as latitudes positivas representam o hemisfério norte sendo o polo Norte representado pela latitude 90° . (PACHECO, 2017)

2.1.2. Declinação Solar (δ)

A declinação solar, representada pela letra grega δ (delta) é geometricamente definida como o ângulo de vértice formado pela semirreta que interliga o centro da Terra ao centro do Sol e o plano que contém a linha do Equador. Devida a inclinação da Terra em seu eixo de rotação, pode-se considerar que sua posição relativa em relação ao Sol varia durante um período de translação, ou seja, durante um ano. Se a Terra não fosse inclinada em seu eixo de rotação, a declinação seria sempre 0° . No entanto, a Terra é inclinada por $23,45^\circ$ e o ângulo de declinação varia mais ou menos essa quantidade. Somente nos equinócios de primavera e outono o ângulo de declinação igual a 0° . (PACHECO, 2017)

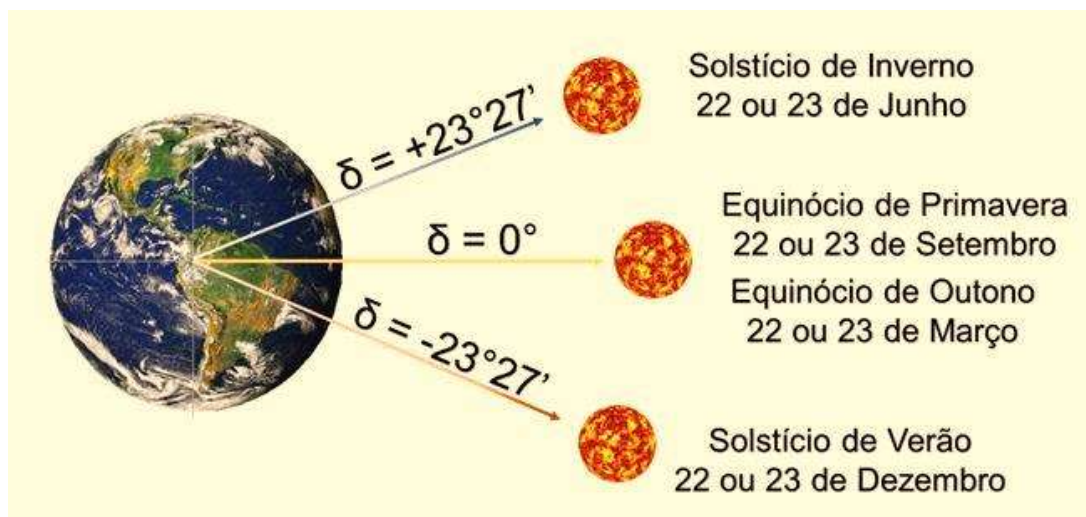


Figura 2.2 - Declinação Solar (δ)

A declinação solar está em função do dia anual do calendário, como apresentado na Equação 3.1.

$$\delta = 23,45 \times \text{sen} \left[\frac{360 \times (284 + n)}{365} \right] \quad (3.1)$$

Sendo que n varia de 1 a 365 representando um dia na sequência do calendário anual. (Exemplos: n (7) representa dia 7 de janeiro; n (33) representa dia 2 de fevereiro; n (364) representa o dia 30 de dezembro). (PACHECO, 2017)

2.1.3. Zênite Solar (θ_z)

Para determinação da posição do sol no espaço durante um dia em relação a um ponto na superfície da Terra, dois ângulos são necessários. O primeiro é o Zênite Solar (também chamado de ângulo zenital), é indicado pela letra grega θ_z , e representa o ângulo formado pela incidência solar sobre um plano horizontal dado pela direção do Sol com a perpendicular ao plano horizontal (zênite). O ângulo zenital varia de 0° a 90° e pode ser calculado através da Equação 3.2:

$$\cos \theta_z = \text{sen}(\delta) \times \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times \cos(\omega) \quad (3.2)$$

2.1.4. Azimute Solar (γ_s)

O segundo ângulo para determinação da posição do sol no espaço durante um dia em relação a um ponto na superfície da Terra é o azimute solar, também representado na Figura 2.3 pela letra grega γ_s . Indica o ângulo formado pela projeção do Sol no plano horizontal e o meridiano local N-S, tendo como referência ($\gamma_s = 0^\circ$) a direção Sul. O ângulo varia de $-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$, sendo positivos os ângulos partidos de sul no sentido horário. Seu valor em módulo pode ser calculado pela Equação 3.3, descrita abaixo, sabendo que seu sinal deverá mesmo do ângulo horário ω .

$$\gamma_s = \left| \arccos \left(\frac{\cos(\theta_z) \times \text{sen}(\phi) - \text{sen}(\delta)}{\text{sen}(\theta_z) \times \cos(\phi)} \right) \right| \quad (3.3)$$

2.1.5. *Altitude Solar (α)*

Um terceiro ângulo denominado Altitude Solar, e representado pela letra grega α na Figura 2.3, pode ser determinado por consequência, visto que o mesmo é complementar ao ângulo zenital, logo seu cálculo é dado conforme Equação 3.4:

$$\alpha = 90 - \theta_z \quad (3.4)$$

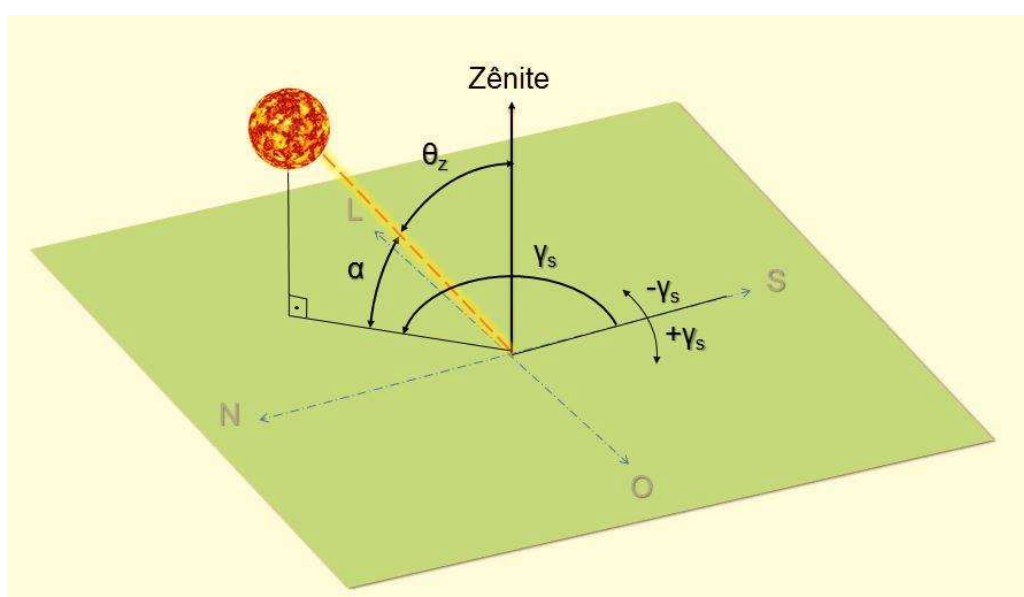


Figura 2.3 - Zênite Solar (θ_z), Azimute Solar (γ_s) e Altitude Solar (α)

2.1.6. *Inclinação de Superfície (β)*

Dada uma superfície plana paralela (ou não) ao plano horizontal, o estudo de geometria solar define sua posição no espaço através da indicação de dois outros ângulos. O primeiro ângulo refere-se à inclinação da superfície com a horizontal, representado pela letra grega β , podendo variar de 0° à 90° , sendo 0° uma superfície paralela ao plano horizontal. Este conceito é aplicado tanto para o estudo de energias fotovoltaicas quando se inclina uma placa, ou para o estudo de captação de energia térmica, por coletores solares planos. O ângulo de inclinação está representado na Figura 2.4.

2.1.7. Ângulo Azimutal (γ)

O segundo ângulo para definição da posição de um plano no espaço no estudo de geometria solar, se dá pelo Ângulo Azimutal. Representado pela letra γ na Figura 2.4, é formado pela projeção da reta normal da superfície no plano horizontal com o meridiano N-S. Sua variação é $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$, sendo medido a partir do S = 0° . O sentido anti-horário Oeste é negativo e o sentido horário Leste, positivo.

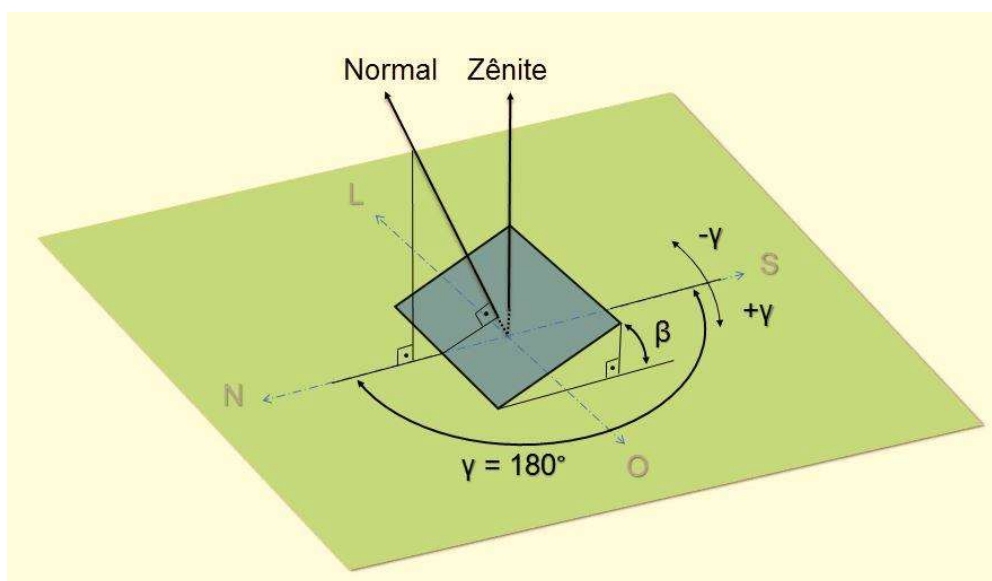


Figura 2.4 - Ângulo de Inclinação de Superfície (β) e Ângulo Azimutal (γ)

2.1.8. Ângulo de Incidência Solar (Θ)

O ângulo de incidência solar é formado pela direção da incidência solar sobre uma superfície plana e a reta normal da mesma. É representado pela letra Θ , conforme indicado na Figura 3.5. No estudo engenharia solar que se refere à captação de energia seja por placas fotovoltaicas ou coletores térmicos, o conhecimento do ângulo de incidência solar é considerado de extrema importância, visto que quanto menor for este ângulo, maior será a incidência energética direta sobre a superfície coletora. Seu cálculo geral apresentado na Equação 3.5 é de maior complexidade, pois depende não apenas da posição do Sol em um dado momento, mas também da posição em que se encontra a superfície coletora em estudo.

$$\begin{aligned}
 \cos(\theta) = & \text{sen}(\delta) \text{sen}(\phi) \cos(\beta) \\
 & - \text{sen}(\delta) \cos(\phi) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \\
 & + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\beta) \cos(\omega) \\
 & + \cos(\delta) \text{sen}(\phi) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) \\
 & + \cos(\delta) \text{sen}(\beta) \text{sen}(\gamma) \text{sen}(\omega)
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

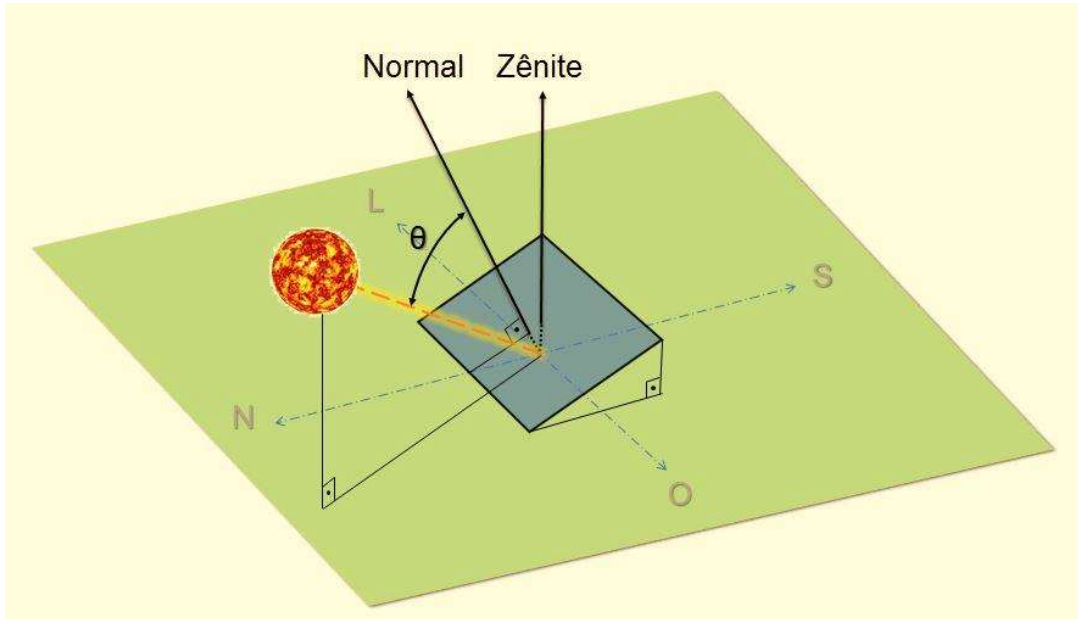


Figura 2.5 - Ângulo de Incidência Solar (θ)

2.2. Energia Solar

A energia solar é diretamente ou indiretamente responsável por todas as formas de energia na Terra. Seres humanos, animais e plantas dependem do Sol para obtenção de calor e alimento. Além disto, a humanidade também aprendeu aproveitar a energia do sol em muitas outras maneiras diferentes. Combustíveis fósseis, por exemplo, provém de matéria vegetal de uma idade geológica passada, e são utilizados para o transporte e para a geração de eletricidade. Esta energia armazenada nos combustíveis fósseis representa indiretamente energia solar captada e acumulada por milhões de anos. Da mesma forma, a biomassa, gerada converte a energia do sol em um combustível, que pode então ser usado para o calor, transporte ou eletricidade.

A energia eólica, utilizada por centenas de anos para fornecer energia mecânica ou para transporte, utiliza correntes de ar que são criadas pelo ar aquecido solar e pela rotação da terra. Hoje turbinas eólicas convertem energia eólica em eletricidade, bem como seus usos tradicionais.

Até mesmo a hidroeletricidade é derivada do Sol. A energia hídrica depende da evaporação da água pelo sol, e seu retorno subsequente a terra como a chuva para fornecer a água nas represas.

A seguir serão apresentadas brevemente algumas formas de aproveitamento da energia solar e suas aplicações específicas.

2.2.1. Energia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica, foco deste trabalho, é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor (Figura 2.6). A esta conversão de luz solar em energia elétrica utilizável denomina-se Efeito Fotovoltaico. (BANERJEE, 2015)



Figura 2.6 - Tipos de Células Fotovoltaicas (ENFSOLAR, 2017)

Quando as células do painel solar são expostas à luz, as junções de diodo convertem a energia da radiação luminosa em energia elétrica utilizável. A energia gerada a partir de fótons que atingem a superfície do painel solar promove um salto de órbita dos elétrons do material do painel, tornando estes elétrons livres em uma corrente direcional, gerando um campo elétrico. Quanto maior a quantidade de células fotovoltaicas e quanto melhor sua qualidade, maior rendimento na produção de energia elétrica um painel solar poderá apresentar. (BANERJEE, 2015)

Entre os anos 2001 e 2015, houve um crescimento na produção de energia fotovoltaica. A potência total de geração fotovoltaica instalada no mundo (conectada à rede) aumentou para 16 GWp em 2008, 40 GWp em 2010, 100 GWp em 2012 e 140 GWp em 2013. No final de 2014, tinham-se instalado em todo mundo cerca de 180 GWp de potência fotovoltaica. (SILVA, 2015)

Devido a tal crescimento, aos avanços tecnológicos das placas e à produção em larga escala principalmente pela indústria chinesa, o custo da energia solar fotovoltaica foi reduzido desde o início do seu desenvolvimento, em paralelo ao aumento de sua eficiência. Desta forma, a energia fotovoltaica busca ser mais competitiva com outras fontes de energia em várias regiões devido à redução do seu custo de geração. (SILVA, 2015)

2.2.1.1. Cálculo de Potência de Gerador Fotovoltaico

Modelos de geradores fotovoltaicos são referidos de acordo com sua capacidade de geração de pico. O Watt-pico é uma medida de potência energética, cujo valor é obtido apenas em condições específicas de teste em laboratório, denominadas STC (*Strandard Test Conditions*). Esta condição considera que uma o gerador fotovoltaico é irradiado por uma luz que simula a luz solar com a potência de 1000 W/m², à temperatura constante de 25 °C. (ZILLES, 2005)

No cenário operacional real, as condições são quase sempre menos favoráveis. Mesmo em um dia de sol intenso, os níveis de radiação dificilmente ultrapassam os

900 W/m². Isso causa redução da corrente fornecida pelo gerador e logo, sua potência gerada. Lembra-se ainda que, temperaturas elevadas prejudicam o rendimento do gerador, reduzindo sua tensão e potência, consequentemente. (ZILLES, 2005)

A determinação da máxima potência de um gerador fotovoltaico é, portanto, função da radiação direta a qual está submetido e da temperatura operacional da sua célula fotovoltaica. Este cálculo pode ser realizado conforme descrito nas Equações 3.6 e 3.7.

$$T_C = T_A + I_{Tb} \left(\frac{T_{NOC} - 20}{800} \right) \times 0,9 \quad (3.6)$$

Sendo:

- T_C Temperatura operacional do gerador fotovoltaico
- T_A Temperatura ambiente
- I_{Tb} Irradiação Incidente no plano do gerador fotovoltaico
- T_{NOC} Temperatura nominal de operação da célula

$$P_{MP} = P_{FV}^0 \times \frac{I_{Tb}}{I_{REF}} [1 - \gamma_{MP}(T_C - T_{REF})] \times \eta_{SPMP} \quad (3.7)$$

Sendo:

- P_{MP} Máxima potência fornecida pelo módulo nas condições operacionais
- P_{FV}^0 Potência nominal do gerador fotovoltaico
- γ_{MP} Coeficiente de temperatura do gerador fotovoltaico
- T_C Temperatura operacional do gerador fotovoltaico
- T_{REF} Temperatura de referência do gerador fotovoltaico (condição STC)
- I_{Tb} Irradiação Incidente no plano do gerador fotovoltaico
- I_{REF} Irradiação de referência no gerador fotovoltaico (condição STC)

2.2.1.2. Parques Solares Fotovoltaicos no Brasil

Acredita que se as medidas governamentais tivessem promovido mais o uso de variadas técnicas de geração de energia como a fotovoltaica, possivelmente não houvesse ocorrido as graves crises de fornecimento de energia como aquela ocorrida em 2001 no Brasil. Além dos “apagões”, o custo da energia poderia ser menor; e todo o custo de expansão da distribuição poderia ser mais acessível. Isso leva em consideração que o Brasil é um país no qual uma grande parcela da população não tem acesso à energia elétrica em seus domicílios, e naqueles onde existe o fornecimento de energia, as contas de luz estão encarecendo devido à falta de chuva e o uso das usinas termoeletricas que são poluentes e caras. Isso tudo acontece à revelia de tantas possibilidades de recursos energéticos no país. (PORTAL SOLAR, 2017)

Mais recentemente, deu-se início às políticas públicas como a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012, pela qual a AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL estabelece as condições para o acesso de geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e como se deve compor o sistema de compensação de energia elétrica. A partir desta resolução, foram implantados os novos sistemas e novas resoluções como a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 517, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2012 e a RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015 que promovem mais esclarecimentos e melhorias aos procedimentos de distribuição. (PORTAL SOLAR, 2017)

Atualmente, novos projetos em energia fotovoltaica de grande porte vêm sendo inaugurados no país. Outros estão em fase de construção e muitos demais em fase de estudo para o futuro. A Tabela 2.1 apresenta alguns destes recentes projetos, sua fase atual, o ano de inauguração realizado ou projetado e o investimento financeiro divulgado (em milhões de dólares). Os dados da tabela foram levantados pelas informações fornecidas pela assessoria de imprensa dos seus próprios grupos executores.

Tabela 2.1 - Parques fotovoltaicos de grande porte no Brasil

Parque Fotovoltaico	Grupo Investidor	Município	Estado	Potência em fase final [MWp]	Fase	Ano	Investimento Divulgado em Milhões
Juazeiro Solar	Altas Renewable	Juazeiro	BA	119	Projeto	ND	ND
São Pedro	Altas Renewable	Bom Jesus da Lapa	BA	60	Projeto	ND	ND
Bom Jesus da Lapa	Enel Green Power	Bom Jesus da Lapa	BA	158	Operação	2017	US\$ 175
Horizonte	Enel Green Power	Tabocas do Brejo Velho	BA	104	Construção	2018	US\$ 110
Ituverava	Enel Green Power	Tabocas do Brejo Velho	BA	245	Operação	2017	US\$ 400
Nova Olinda	Enel Green Power	Nova Olinda	PI	292	Construção	2018	US\$ 300
Pirapora	Solatio Energia	Pirapora	MG	240	Operação	2018	R\$ 1.600

Fontes: Enel Green Power, 2014, Solatio Energia, 2017. Compilação própria, 2017.

2.2.1.3. Manutenção e Operação dos Parques Fotovoltaicos

A manutenção de um parque fotovoltaica consiste na garantia da maior disponibilidade (capacidade de ser utilizado a qualquer momento) e eficiência possível das placas fotovoltaicas para maior geração. Atua-se então com atividades preventivas como testes operacionais nos equipamentos mecânicos, elétricos e eletrônicos, porém a principal atividade de manutenção é certamente limpeza de placas e acessos. (GUIMARÃES, 2015)

Usinas fotovoltaicas são estrategicamente localizadas em áreas de grande incidência solar, ocorrendo muitas vezes em regiões secas, áridas ou até mesmo desérticas, propícias ao constante acúmulo de poeira sobre os painéis, o que diminui a eficiência da captação solar. No caso das áreas mais úmidas existe a tendência indesejada de crescimento vegetativo abundante ao redor dos equipamentos e do parque, podendo dificultar acessos, prejudicar os mecanismos de movimentação e até mesmo a captação solar. (GUIMARÃES, 2015)

Parques fotovoltaicos são alimentados pela radiação e não pelo calor, por isso países de clima frio podem estar sujeitos a grande acúmulo de neve sobre as placas e *trackers*, o que exige que isto seja previsto no dimensionamento estrutural dos equipamentos na fase de projeto. Nestes casos as equipes de manutenção e operação destes parques farão ainda o trabalho de eliminação do acúmulo de neve sobre as respectivas placas. (GUIMARÃES, 2015)

2.2.2. *Energia Térmica*

O aproveitamento da energia solar térmica como fonte de energia alternativa é utilizado principalmente para aquecimento de fluidos. O sistema prevê a instalação de coletores solares tubulares por onde o fluido a ser aquecido percorre internamente os condutos, absorvendo o calor disponível por condução térmica. O fluido é então armazenado em reservatórios termicamente isolados e torna-se disponível para uso nos períodos de maior demanda. Esta tecnologia já é bem mais difundida no Brasil quando comparada à energia fotovoltaica. Sua aplicação é principalmente para:

- Aquecimento de água para uso residencial (Figura 2.7)
- Aquecimento de água para fins comerciais (hotéis, clubes e supermercados)
- Aquecimento de água de piscinas residenciais ou comerciais
- Aquecimento de fluidos industriais.



Figura 2.7 - Coletor Solar Térmico (Programa Minha Casa Minha Vida, 2014)

Tecnicamente o conceito e a aplicação deste tipo de tecnologia diferem completamente dos sistemas fotovoltaicos apresentados nesta monografia, por isso a energia térmica solar não será abordada de forma mais aprofundada neste trabalho.

2.2.3. Energia Heliotérmica

Energia heliotérmica ou energia solar térmica concentrada ou internacionalmente conhecido como CSP (do inglês, *Concentrated Solar Power*) é uma tecnologia de geração de energia elétrica renovável que transforma irradiação solar direta em energia térmica e subsequentemente em energia elétrica. Isto acontece pela concentração dos raios solares diretos, pelos quais, temperaturas elevadas são atingidas.

Uma usina solar heliotérmica de concentração consiste em duas partes: o coletor térmico e o ciclo de potência. Espelhos de configurações variadas servem para concentrar os raios solares em um ponto específico, onde circula um fluido de trabalho que é aquecido com o calor da concentração.



Figura 2.8 - Usina Heliotérmica (IBICT, 2017)

O governo brasileiro incentiva atividades nas tecnologias heliotérmicas, especialmente na área de pesquisa e desenvolvimento. Em 2010, um acordo de cooperação técnica entre o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) e o Ministério de Minas e Energia (MME) foi assinado, cujo objetivo é o fornecimento de energia solar no Brasil. O acordo destaca a pesquisa em e produção de tecnologias heliotérmicas no Brasil e um dos primeiros passos da sua realização é a instalação de uma planta heliotérmica de pesquisa com uma capacidade de 1,0 MW em Petrolina. A plataforma deve operar como centro de pesquisa, trabalhando na certificação de equipamentos e na capacitação de acadêmicos e técnicos. No ano 2013 e no ano 2014, a EPE autorizou a participação de projetos heliotérmicos nos leilões de energia, embora, nenhum dos projetos entregues conseguiu vencer na concorrência com outras tecnologias.

2.3. Dados Solarimétricos

A avaliação de viabilidade e estudo de capacidade de geração energética de qualquer projeto que dependa do potencial solar de um dado local requer fundamentalmente um histórico detalhado dos parâmetros meteorológicos da região onde é prevista sua instalação. No caso de parque fotovoltaico, parâmetros como radiação direta, radiação difusa, temperatura ambiente, direção e intensidade do vento e índice pluviométrico são fundamentais para o sucesso da análise de viabilidade do projeto. Há basicamente duas formas para obtenção destes dados: por estações de superfície e estações satélites.

As estações meteorológicas terrestres devem ser instaladas o mais próximo possível do local de estudo. Elas contêm instrumentos como anemômetros, pluviômetros, piranômetros, barômetros e termômetros, para medição constante dos parâmetros desejados. Os dados são monitorados em tempo real e integrados numa média (geralmente horária) para formação de um banco de dados que pode ser armazenado em arquivo eletrônico ou transmitido para um ponto remoto via sinal GSM (do inglês, *Global System for Mobile Communications*), radio ou satélite.



Figura 2.9 - Estação Meteorológica (IAG USP, 2017)

Outra forma para obtenção de dados climatológicos de uma dada região é através de medição por satélite com aplicação de cálculos matemáticos. Este método permite a varredura de uma área significativamente maior se comparada a uma estação de terrestre, porém possui uma maior incerteza por não considerar fatores inerentes de um local específico.

Hoje é possível a obtenção de diversos bancos de dados pela internet. Grupos ambientais e laboratórios climatológicos disponibilizam gratuitamente ou vendem estes dados para interessados em novos projetos.

O Laboratório Nacional de Energia Renovável do inglês, *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) é um laboratório que pertence ao Departamento de Energia dos Estados Unidos. É um centro de pesquisa e desenvolvimento de energias renováveis e eficiência energética do país. O laboratório possui um banco de dados solarimétricos global chamado, em inglês, *National Solar Radiation Database* (NSRDB). Os dados históricos foram colhidos via satélite e estão disponíveis gratuitamente na rede.

No Brasil, o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), órgão do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), tem o objetivo de fornecer informações meteorológicas à sociedade brasileira e influir construtivamente no processo de tomada de decisões. O órgão possui atualmente 265 estações de superfície instaladas por todo o território nacional, e disponibiliza à sociedade informações climatológicas em tempo real assim como os dados históricos dos últimos 365 dias anteriores.



Figura 2.10 - Estação Terrestre A418 de Bom Jesus da Lapa, BA (INMET, 2017)

3. RASTREADORES SOLARES

Rastreadores solares, também chamados de seguidores solares (ou ainda *solar trackers* do inglês), são dispositivos mecânicos utilizados em sistemas solares fotovoltaicos, térmicos, concentradores e heliotérmicos. Sua função é garantir que os componentes de captação da energia solar fiquem na posição mais favorável possível a receber o máximo de radiação solar. Para isso um rastreador permite a variação do ângulo de inclinação das cargas úteis (painéis, coletores, placas ou espelhos) diminuindo assim o ângulo de incidência solar permitindo assim uma maior coleta energética ao longo do dia. (TUDORACHE T., KREINDLER L.; 2010)

Historicamente os rastreadores foram inicialmente aplicados na produção de energia solar térmica em sistemas de aquecimento de fluidos. Nos últimos anos, porém, a redução dos custos na tecnologia fotovoltaica favoreceu o aumento da sua aplicação para fins de geração de energia elétrica em parques solares. (TUDORACHE T., KREINDLER L.; 2010)



Figura 3.1 – Estrutura do Rastreador Solar

3.1. Classificação dos Rastreadores quanto a sua forma construtiva

Quanto à forma construtiva dos rastreadores, diferem-se principalmente quanto ao número de eixos capazes de modular o movimento das cargas úteis. Dividem-se entre os Rastreadores de Eixo Único e os Rastreadores de Duplo Eixo como veremos a seguir na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Tipos de Rastreadores quanto suas formas Construtivas

		Nomenclatura (Português)	Nomenclatura (Inglês)	Sigla (Inglês)	
Sistema Fixo	Horizontal	Suportação Fixa Horizontal	<i>Non-Tracking Fixed Mount</i>	<i>NTFM</i>	
	Inclinado	Suportação Fixa Inclinada	<i>Non-Tracking Fixed Mount with Tilted Modules</i>	<i>NTFMTM</i>	
Sistema com rastreamento solar	1 eixo	Horizontal	Rastreador de Eixo Único Horizontal	<i>Horizontal Single Axis Tracker</i>	<i>HSAT</i>
			Rastreador de Eixo Único Horizontal com Módulos Inclinados	<i>Horizontal Single Axis Tracker with Tilted Modules</i>	<i>HTSAT</i>
		Inclinado	Rastreador de Eixo Único Inclinado	<i>Tilted Single Axis Tracker</i>	<i>TSAT</i>
		Vertical	Rastreador de Eixo Único Vertical	<i>Vertical Single Axis Tracker</i>	<i>VSAT</i>
	2 eixos		Rastreador de Dois Eixos sobre Haste Rotativa	<i>Tip-Tilt Dual Axis Tracks</i>	<i>TTDSAT</i>
			Rastreador de Dois Eixos sobre Anel Rotativa	<i>Azimuth-Altitude Dual Axis Tracks</i>	<i>AADSAT</i>

Fonte: BANERJEE, 2015; PASSOS F., 2016. Compilação própria, 2017.

3.1.1. Rastreadores de Eixo Único

Os rastreadores de eixo único têm um grau de liberdade que atua como um eixo de rotação geralmente alinhado a um meridiano norte verdadeiro permitindo a variação da inclinação das cargas úteis na direção leste oeste. A seguir, serão apresentadas as principais variações das classes de rastreadores de eixo único. (PASSOS F., 2017)

3.1.1.1. Rastreador de Eixo Único Horizontal (HSAT)

O *tracker* é montado na direção norte-sul com eixo de rotação paralelo em relação ao solo rastreando o movimento relativo rotacional do sol de leste a oeste durante o dia. A grande vantagem é a possibilidade de acoplamento de diversos eixos ou até mesmo a concepção um eixo único para movimentar diversas placas ao mesmo tempo, o que permite bom aproveitamento da área de instalação e torna este mecanismo simples e mais barato que os demais rastreadores. (PASSOS F., 2017)



Figura 3.2 - Rastreador Solar de Eixo Único (Patriot Solar Group, 2017)

O Rastreador de Horizontal de Eixo Único é o modelo mais utilizado nos parques solares de grande porte para geração de energia elétrica. Quanto mais próxima uma central geradora estiver da linha do Equador, mais favorável será a aplicação deste modelo, pois a altitude solar durante o ano nesta localização tende a ser elevada, o que favorece incidência solar sobre o rastreador. (PATRIOT SOLAR GROUP, 2017)

Nos seguidores horizontais de eixo único, um tubo horizontal longo é suportado em rolamentos montados sobre pilares ou armações. O eixo do tubo está em uma linha norte-sul. Os painéis são montados sobre o tubo. (PATRIOT SOLAR GROUP, 2017)

3.1.1.2. Rastreador Inclinado de Eixo Único Horizontal (HTSAT)

A concepção do Rastreador Inclinado de Eixo Único Horizontal é muito similar ao modelo anteriormente apresentado, porém suas placas são levemente inclinadas e montadas sobre o eixo horizontal favorecendo a captação de energia solar em locais de médias latitudes, ou seja, mais afastadas da linha do Equador e próximas dos trópicos de Capricórnio e Câncer. Neste caso é aplicada a mesma prática utilizada em painéis fixos e instalações residências, onde a inclinação das placas tende coincidir com o ângulo de latitude local. (BAZYARI *et al.*, 2014)



Figura 3.3 - Rastreador Inclinado de Eixo Único Horizontal (Suntrix, 2017)

Um fator que deve ser observado é que o aumento do ângulo de inclinação das placas neste tipo de rastreador exige que a distância entre as mesmas num mesmo eixo deva aumentar, evitando a formação de sombra na placa traseira nas épocas em que a declinação solar é menos favorável. Por isso o ângulo de inclinação das placas acaba sendo limitado. Não é comum o uso de rastreadores com as placas inclinadas a mais de 20 °. (BAZYARI *et al.*, 2014)

3.1.1.3. Rastreador de Eixo Único Inclinado (TSAT)

São rastreadores cujo ângulo do eixo de rotação varia entre a horizontal e a vertical. Geralmente este ângulo coincide com a latitude do local onde o parque será instalado. Sua aplicação é semelhante a dos Rastreadores Inclinação de Eixo Único, porém, com a vantagem de permitir melhor aproveitamento na distribuição de painéis ao longo de um eixo, visto que não existe a tendência de formação de sombras nas placas traseiras. Por outro lado, o aumento da inclinação do eixo limita o comprimento do mesmo, exige estrutura de sustentação traseira mais robusta, além de tornar o *tracker* mais vulnerável aos ventos. (BAZYARI *et al.*, 2014)

A figura 3.4 apresenta um rastreador de Eixo Único Inclinado

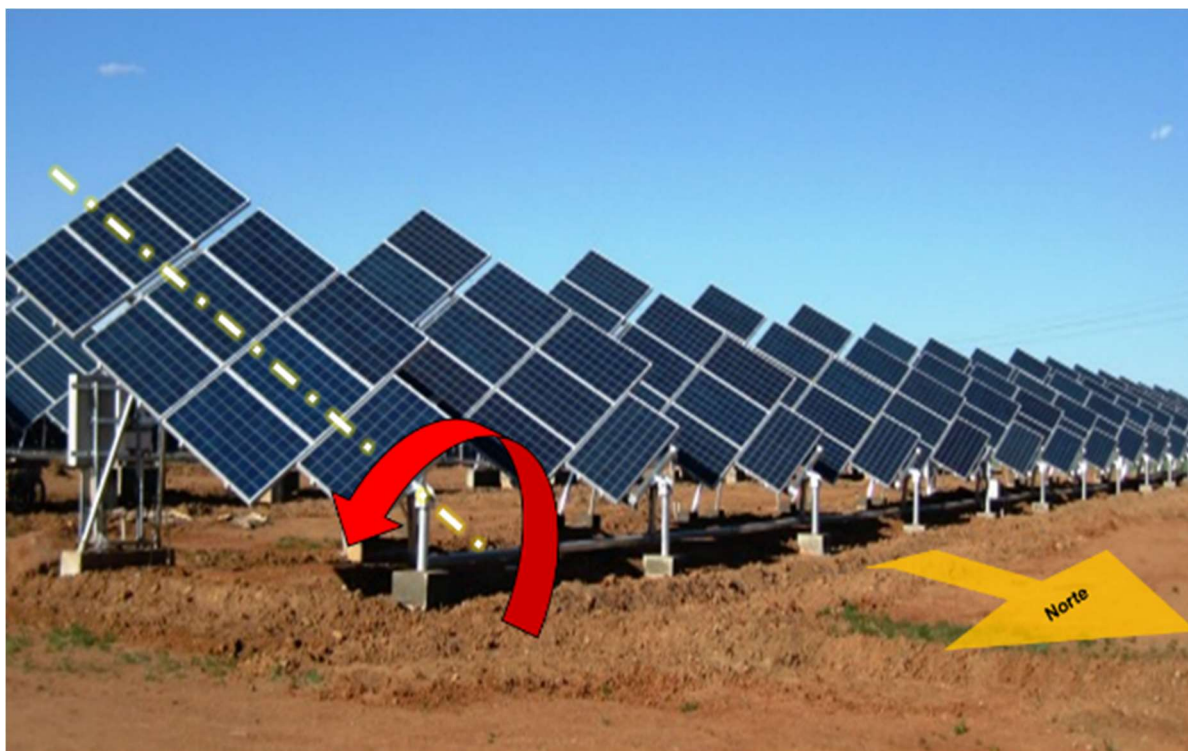


Figura 3.4 - Rastreador de Eixo Único Inclinado (Suntrix, 2017)

3.1.1.4. Rastreador de Eixo Único Vertical

Com o eixo de rotação vertical em relação ao solo, esses rastreadores giram de leste a oeste ao longo do dia e são mais eficazes em latitudes elevadas do que os rastreadores de eixo horizontal. A disposição destes rastreadores no campo deve considerar o sombreamento de placas para evitar perdas de energia desnecessárias e para aperfeiçoar a utilização da área instalada. (BAZYARI *et al.*, 2014)

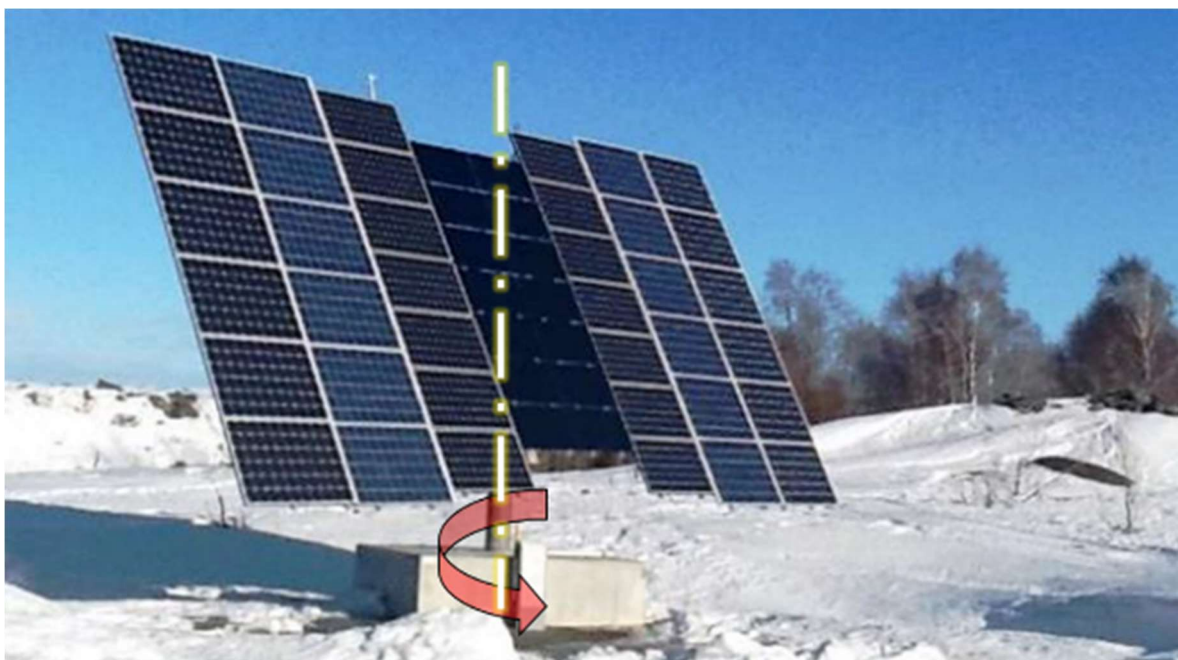


Figura 3.5 - Rastreador Vertical de Eixo Único (Nordic Energy Research, 2013)

Uma limitação deste modelo é a inviabilidade de conexão de diversos eixos em série, como é possível para os rastreadores horizontais, logo os equipamentos acabam também sendo limitados na sua altura e são exclusivos para um conjunto restrito de painéis. Eixos muito longos exigem uma estrutura mais robusta para suportar os esforços de flexão causados pela incidência direta de vento, o que os tornam mais pesados e caros, além disto, quanto maior a altura do eixo vertical, mais larga deverá ser a distância traseira para uma próxima fila *trackers*, para que seja evitado o sombreamento nos respectivos painéis. (BAZYARI *et al.*, 2014)

O leiaute de um parque solar com rastreadores de eixo único vertical deve ser muito bem estudado para melhor aproveitamento da área. Nos parques de maior porte, é comum a disposição em filas paralelas com *trackers* intercalados. Parques menores podem optar pela disposição dos *tracker* em fila única. Cabe ainda a utilização de um modelo único e mais robusto aos pequenos geradores ou para uso rural. (BAZYARI *et al.*, 2014)

Muitas são as limitações deste tipo de rastreador, porém esta é uma solução tecnicamente eficiente a ser aplicada em locais de grande latitude. (BAZYARI *et al.*, 2014)

3.1.2. Rastreador de Dois Eixos

Os rastreadores de eixo duplo possuem dois graus de liberdade que atuam como eixos de rotação. Estes eixos são tipicamente normais um ao outro. O eixo fixo em relação ao solo pode ser considerado um eixo primário. O eixo que é referenciado ao eixo primário pode ser considerado um eixo secundário. (BAZYARI *et al.*, 2014)

Rastreadores solares de eixo duplo permitem maior aproveitamento na captação de energia solar dada sua capacidade de alteração do ângulo das cargas úteis tanto em latitude quanto em longitude, ou seja, modula em função da variação da posição solar durante o dia e ano. Por outro lado, este modelo tende a possuir menor confiabilidade eletromecânica se comparado aos demais sistemas devido a maior quantidade de componentes internos e acessórios, fator este que também o torna mais caro. (BAZYARI *et al.*, 2014)

Este modelo apresenta maiores benefícios quando instalado em locais mais afastados da linha do Equador (latitude), onde há uma significativa variação na altura do arco solar durante o ano. Outro fator ainda que justifique sua aplicação é quando instalado em locais com baixo índice de claridade (kt), pois o equipamento poderá automaticamente detectar e direcionar as cargas úteis perpendicularmente à região de maior luminosidade. (BAZYARI *et al.*, 2014)



Figura 3.6 - Rastreador de Dois Eixos (Nordic Energy Research, 2013)

Os rastreadores de eixo duplo normalmente são usados em instalações residenciais de menor porte, principalmente onde as taxas de uso da energia elétrica são mais elevadas como em áreas rurais afastadas de grandes centros onde a interligação com a rede básica pode se tornar inviável. Nestes casos, é comum que haja incentivos governamentais para a instalação de sistemas geradores isolados.

Veremos a seguir os principais tipos de rastreadores de eixo duplo, quanto à suas formas construtivas e aplicações.

3.1.2.1. Rastreador de Dois Eixos Sobre Haste Rotativa (TTDAT)

Um rastreador de eixo duplo sobre haste rotativa (também chamado de *Tip-Tilt*), é montado sobre um mastro principal vertical que varia a orientação azimutal das cargas úteis, enquanto o eixo secundário, que é montado na extremidade no eixo primário, e segue a posição da altitude solar local.



Figura 3.7 - Rastreador de Dois Eixos sobre Haste Rotativa

Esta concepção mecânica de montagem permite instalação de poucas placas solares em cada estrutura, mas torna-se aplicável em parques solares de médio porte situados em locais de maior latitude. O leiaute de distribuição dos *tracker* tende a ser realizado em filas intercaladas de forma que permita bom aproveitamento da área do parque e evite o sombreamento nas placas traseiras.

3.1.2.2. Rastreador de Dois Eixos Sobre Anel Rotativo (AADAT)

Um rastreador de eixo duplo sobre anel rotativo, também chamado de azimute-altitude tem seu eixo primário (o eixo azimute) vertical em relação à superfície e o eixo secundário (eixo de elevação) tipicamente normal ao primário.

Sua operação é muito semelhante ao modelo *Tip-Tilt*, porém difere-se principalmente na sua forma construtiva. Seu eixo principal (que permite o movimento azimutal) não é um mastro girante, mas uma estrutura robusta montada sobre um grande anel rotativo plano que permite maior sustentação e melhor distribuição das cargas.



Figura 3.8 - Rastreador de Dois Eixos sobre Anel Rotativo

Não é comum a utilização deste modelo em grandes parques solares. O fato de permitir arranjos com elevado número de placas torna a estrutura muito elevada e propícia a grande formação de sombras, o que exige grande afastamento significativo para um *tracker* traseiro. Sua utilização é muito comum para pequenas instalações residenciais e rurais, quando a aplicação de um único rastreador atende por completo a demanda local.

3.2. Tipos de Acionamentos de Rastreadores Solares

3.2.1. *Acionamento Passivo*

Rastreadores solares são considerados passivos quando não possuem sistema de acionamento eletromecânico programável que ative a rotação do(s) eixo(s), ou seja, sua modulação ocorre naturalmente em função da variação da posição solar.

A concepção mais comum deste acionamento é baseada na expansão térmica do *Freon*. O fluido é armazenado em dois cilindros interconectados que envolvem o suporte das placas solares. Conforme variação da radiação incidente nos cilindros o fluido interior tende movimentar-se entre eles. O gás aumenta seu volume quando

sujeito ao aumento de temperatura e provoca o movimento natural das estruturas que sustentam as das cargas úteis, direcionando-as para naturalmente para o Sol.

A grande desvantagem deste tipo de seguidor é o fato da baixa precisão além de ser aplicável apenas em locais que sofram uma variação térmica suficiente para provocar a expansão do gás. Por outro lado, apresenta as vantagens de ser muito simples e de não usar motores para permitir movimento.

3.2.2. *Acionamento Ativo*

Rastreadores solares são denominados ativos quando possuem um sistema de controle eletrônico de posição. São acionados geralmente por motores elétricos que atuam promovendo uma trajetória pré-programada ou conforme resultado de medição instantânea de foto-sensores. Rastreadores ativos de trajetória pré-programada são os modelos tipicamente mais utilizados como forma de acionamento de *trackers* em usinas fotovoltaicas de grande porte.

3.2.3. *Acionamento Manual*

Embora não seja comum em usinas de grande porte, a inclinação dos painéis pode ser alterada manualmente. Este sistema é encontrado em estruturas semifixas que permanecem estáticas por determinado período. Ao decorrer do ano conforme variação da declinação solar, a inclinação das placas é manualmente alterada através do giro das porcas montadas em barras roscadas anexas à estrutura de sustentação traseira. A estrutura dianteira é um eixo livre que permite a alteração da inclinação das placas.

Alguns países em desenvolvimento optaram por este método. Operadores adequam manualmente a inclinação das placas em determinados dias do ano. Este método além de exigir estruturas mais simples e baratas, contribui para a geração de empregos para a população das imediações locais.

3.3. Aspectos na Seleção de um Rastreador Solar

3.3.1. Viabilidade Técnica-Econômica

O principal fator a ser considerado na escolha de um rastreador solar é a relação entre seu custo de aquisição e o incremento de geração energética que seu uso propiciará ao sistema. Tecnicamente os rastreadores de eixo duplo são os modelos mais eficientes para diminuição do ângulo de incidência entre o sol e as placas, porém, seus custos são mais elevados que os demais rastreadores, portanto uma análise de viabilidade econômica deve ser aplicada.

3.3.2. Incentivos Fiscais e Financiamentos

O uso de rastreadores mais eficientes podem se tornar mais atrativos no meio rural, em locais de difícil acesso ou falhos em de distribuição de energia, quando os governos locais incentivam o uso destas tecnologias através de isenções fiscais.

No Brasil ainda não há incentivos especificamente para o uso de rastreadores solares, porém, cabe citar que o Ministério de Minas e Energias (MME) criou, em dezembro de 2015, o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com intuito de fomentar a geração de energia pelo próprio consumidor, em especial a energia solar fotovoltaica.

Um dos pontos importantes do programa é a atualização dos Valores Anuais de Referência Específicos (VRES), em R\$ 454,00/MWh para a fonte solar fotovoltaica. Esse valor define a remuneração paga pela distribuidora ao gerador pela energia que ele entregar à rede de distribuição. Sua atualização a um patamar competitivo aumenta a atratividade dessa oferta de energia.

3.3.3. Localização

A localização global onde será implantado um parque fotovoltaico é certamente um dos fatores mais significativos na escolha de um modelo adequado de rastreador solar. Rastreadores de horizontais de eixo único são mais eficientes em regiões de baixas latitudes. Conforme o local se afasta da linha do Equador e se aproxima da região dos trópicos, a variação da declinação solar passa a causar ângulos de incidência elevados em certas épocas do ano reduzindo a captação de radiação das placas nesses períodos. Nestas situações o uso de rastreadores que permitem inclinação das placas no sentido norte-sul deve ser considerado, como no caso do rastreador de eixos inclinados.

3.3.4. Vento

Rajadas intensas de vento sobre um parque solar podem causar grandes danos aos equipamentos principalmente se o fluxo eólico incidir diretamente nas placas quando posicionadas na inclinação máxima. A intensa força de arraste atuante na placa causa um elevado momento fletor nas estruturas que as sustentam, podendo deformá-las ou até mesmo arrancá-las do solo. Para minimizar este risco são comuns que os parques contenham pequenas estações anemométricas que monitoram constantemente a intensidade do vento local. Caso a velocidade admissível de vento seja ultrapassada, um controlador automático irá interferir na inclinação das placas trazendo-as para o chamado ângulo de segurança (modo *safety*) reduzindo drasticamente a incidência direta de ventos na placa e consequentemente as forças de arraste.

Ao contrário do que se pensa inicialmente este o ângulo de segurança não é de zero grau. Geralmente varia de 5 a 15° dependendo do projeto do fabricante. Isso se deve ao fato de que esta pequena inclinação de um grande conjunto de placas fará com que o vento se comporte analogamente a como se estivesse diante de um vasto terreno rugoso. A leve inclinação das placas causa perda de carga no fluxo eólico, ou seja, dissipa parte da energia cinética do vento. Logicamente as placas e

estruturas estarão sujeitas a forças resultantes de arraste, porém a níveis ainda baixos quando posicionadas no ângulo de segurança.

A tolerância ao vento é, portanto, outro importante fator a ser levado em conta na escolha de um rastreador solar. Se por um lado um rastreador pode ser projetado para resistir fortes ventos, exigindo perfis mais robustos e consequentemente mais pesados e caros, por outro, projetos que resistem a baixos níveis de vento podem constantemente ter que operar no modo *safety*, quando o ganho energético poderá ser bem menor.

3.3.5. Manutenção

Outro fator que não deve ser desprezado é a manutenção dos rastreadores. O equipamento contém componentes mecânicos como mancais, rolamentos, atuadores, buchas e eixos. A maior quantidade de componentes e o fato de haver mobilidade entre eles exige um maior trabalho de manutenção dos sistemas solares com rastreador se comparado aos sistemas fixos.

3.4. Aspectos Técnicos na Montagem de Rastreadores Solares

Esta seção visa abordar aspectos técnicos inerentes à montagem de um rastreador solar horizontal de eixo único em uma planta fotovoltaica de grande porte, assim como apresentar as etapas de montagem de forma que se viabilize melhor eficiência do processo e garanta maior durabilidade do equipamento durante fase de operação.

A montagem de rastreadores solares num parque fotovoltaico é uma tarefa relativamente simples no ponto de vista técnico se comparada a outras indústrias de geração de energia (como na montagem de termelétricas, hidrelétricas e usinas nucleares). As peças que compõem os *trackers* são fabricadas externamente e chegam ao parque preparadas para montagem. Nos projetos implantados no Brasil dificilmente são exigidos trabalhos de caldeiraria, solda ou corte chapas a serem

realizados em campo. O trabalho previsto para montagem dos modelos de rastreadores atualmente utilizados consiste basicamente na união de peças por meio de união mecânica não permanente (parafusos, porcas e arruelas), o que facilita a montagem e dispensa a contratação de mão de obra muito especializada e cara.

O sucesso na montagem de um parque fotovoltaico de grande porte não é, portanto, majoritariamente do ponto de vista técnico, mas sim logístico e produtivo. Parques de grande porte requerem áreas de ocupação muito elevadas da ordem de centenas de hectare onde devem ser instalados milhares de rastreadores. É necessário um planejamento logístico eficiente para distribuição de peças em campo extenso. A mão de obra humana deve ser otimizada de forma que os montadores trabalhem em grupos executando atividades parciais do processo, porém de forma repetitiva e constante, como numa grande linha de produção seriada.

Uma forma eficiente de monitorar a produtividade na montagem de parques de grande porte é através do gerenciamento de indicadores de desempenho, conhecidos como KPI (do inglês, *Key Performance Indicator*). Cada etapa do processo de montagem possui um índice de global médio de desempenho por unidade de recurso (humano ou maquinário) utilizado, como serão apresentados no decorrer deste capítulo.

3.4.1. *Preparo de Solo*

Uma adequação de solo deve ser realizada previamente à instalação dos *trackers* conforme o modelo selecionado. Para adequação ideal do terreno a operação de terraplanagem seguida de compactação pesada e britagem é o processo mais recomendado, porém que impacta significativamente no orçamento geral do projeto, e dificilmente tem sido executado em projetos no Brasil. Terrenos limpos, planos e compactados que garantam sustentação e perfeito alinhamento dos eixos dos rastreadores são ideais para montagem, porém, parques solares de grande porte exigem vasta extensão territorial da ordem de centenas de hectares. Dificilmente

seria viável no Brasil a disponibilização de terrenos totalmente planos nesta escala. Por este motivo, alguns modelos de rastreadores admitem terrenos com desníveis moderados, pois possuem partes mecânicas livres que absorvem leve desalinhamento de entre eixos. Nestes casos, um levantamento topográfico local deve ser realizado para mapeamento de níveis e possíveis imperfeições do terreno. A adequação do terreno deve ser realizada minimamente através de supressão vegetal que visa eliminar matéria orgânica rasteira e corrigir pequenas imperfeições de nível. Recomenda-se ainda uma análise geológica do terreno para detecção de possíveis áreas com presença de material rochoso ou fóssil, que podem prejudicar a etapa de montagem estrutural.

3.4.2. *Montagem das Estruturas de Sustentação*

Estruturas de sustentação dos rastreadores devem ser projetadas conforme terreno do respectivo local de instalação previsto garantindo estabilidade e rigidez das partes fixas e móveis do equipamento. Projetos recentemente instalados no Brasil têm utilizado o processo de cravação de estacas com maquinário importado específico, munido de localizador GPS e monitor digital com interface CAD. Desta forma a cravação de estacas de sustentação pode ser realizada com grande precisão, tendo alguns modelos garantido erros de distanciamento menores que 5 centímetros em relação ponto de cravação previsto, o que será fundamental para as demais etapas de montagem.

Como referência de desempenho para esta operação, considerando um dia trabalhado de 8 horas úteis e um espaçamento de 5 a 10 metros entre estacas, espera-se atingir um KPI de 350 a 400 estacas por equipamento por dia. Logicamente esta operação considera ainda que as estacas já tenham sido previamente distribuídas em campo, próximas aos seus respectivos locais de cravação previstos em projeto.



Figura 3.9 - Cravação de estacas de sustentação do rastreador solar (Orteco, 2015)

3.4.3. ***Alinhamento de Mancais***

Alguns fabricantes o denominam como “cabeça de estaca” quando presentes na extremidade de uma haste metálica fixa montada sobre cada estaca de um rastreador. A peça possui na sua extremidade superior um mancal que sustenta o eixo de rotação do *tracker*. Alguns fabricantes utilizam um mancal do tipo esférico que permite instalação do rastreador em terrenos levemente íngremes. Para perfeita operação do conjunto de rastreamento é fundamental que os mancais das cabeças de estacas de um *tracker* estejam perfeitamente alinhados em um eixo com precisão milimétrica, para isso furos oblongos permitem a montagem das cabeças corrigindo de um possível de desalinhamento das estacas causado pelo erro inerente ao processo mecanizado cravação.



Figura 3.10 - Alinhamento de Mancais (Convert Italia, 2017)

O alinhamento das cabeças deve, portanto, ser realizado por equipe tecnicamente capacitada munida de recursos como linha de *nylon*, trena, inclinômetro e ferramentas adequadas para fixação das cabeças às suas estacas depois de alinhados os mancais.

3.4.4. Montagem de Vigas e Perfis para Sustentação de Placas

Vigas transversais bi engastadas de seção quadrada ou circular são montadas sobre o eixo de rotação interligando-se entre as estacas e formando a estrutura horizontal do rastreador. Sobre essas vigas, são ainda montados os diversos perfis metálicos que sustentarão cada placa fotovoltaica. A montagem dos perfis é uma das atividades mais demoradas e que exige maior mão de obra no processo de montagem do rastreador, pois é necessário um distanciamento preciso entre perfis que coincida perfeitamente com a furação longitudinal de encaixe das placas.



Figura 3.11 - Montagem de Vigas e Perfis de sustentação das Placas

Este processo pode ser feito com o uso de trenas métricas e marcadores industriais, porém, para montagem de grandes parques fotovoltaicos, pode ser adotado um método popularmente chamado de “gabaritagem” que permite maior produtividade na montagem destes perfis e reduz o custo em homem-hora desta atividade. A gabaritagem consiste na utilização de um pórtico soldado (gabarito) com pinos que simulam perfeitamente a furação de montagem das placas. O gabarito serve como um utensílio auxiliar de montagem que permite rapidamente que o montador estabeleça a distância correta entre cada perfil.

Como referência de desempenho para esta operação de gabaritagem, considerando um dia trabalhado de 8 horas úteis e que cada perfil seja dimensionado para suportar uma placa padrão de dimensões 1,0 por 2,0 metros, espera-se que um KPI de 250 a 300 perfis gabaritados e torqueados por trabalhador por dia. Considera-se ainda a utilização de parafusadeiras elétricas ou pneumáticas para maior facilidade na montagem perfis (quando prevista a fixação por parafusos, porcas e arruelas).



Figura 3.12 - Gabarito para montagem dos perfis de sustentação das placas

3.4.5. Montagem do Sistema de Acionamento

Há modelos simplificados que consideram apenas um atuador elétrico montado diretamente entre a base do rastreador e o eixo de rotação, sem a utilização de outros equipamentos extras. Neste caso o índice de produtividade KPI prevê a montagem de 25 a 30 atuadores por montador, por dia, porém os aspectos de montagem dos acionamentos e índices de produtividade variam muito, pois dependem de cada modelo concebido pelo fabricante do rastreador. Outros modelos diferentemente concebidos preveem o uso de motor elétrico acoplado a redutor de velocidades, ou ainda o uso de engrenagens e parafusos sem fim.

De forma geral, o processo de montagem do acionamento de um rastreador é uma tarefa que exige maior precisão e habilidades técnicas de profissionais eletromecânicos qualificados. O ajuste de posição correta inerente de cada tipo de acionamento garante maior confiabilidade do equipamento e precisão dos ângulos de rastreamento durante fase de operação.

3.4.6. *Montagem de Placas Fotovoltaicas*

Finalizada a montagem dos rastreadores inicia-se o processo de montagem das placas fotovoltaicas sobre os perfis. Este processo exige uma demanda significativa de mão de obra humana, por isso requer um planejamento detalhado do processo produtivo e logístico. Estima-se que a produtividade diária média na montagem de placas fotovoltaicas é da ordem de 100 a 120 placas por montador (KPI), embora, empresas envolvidas neste mercado no Brasil competem entre si para superação deste índice e os divulgam como forma de promover seus serviços.



Figura 3.13 - Montagem de Painéis Fotovoltaicos

O aspecto logístico é fundamental para o sucesso desta operação no que se refere ao planejamento do transporte e da melhor distribuição de placas pelo campo. O ideal é que o número de placas armazenadas em cada caixa coincida (ou ao menos seja um número múltiplo) do número de placas previstas em cada *tracker*, porém isso nem sempre acontece, o que exige um planejamento mais refinado da distribuição. A figura 3.14 demonstra um estudo realizado para distribuição de caixas com 25 painéis cada a serem montados em rastreadores projetados para 30 painéis.

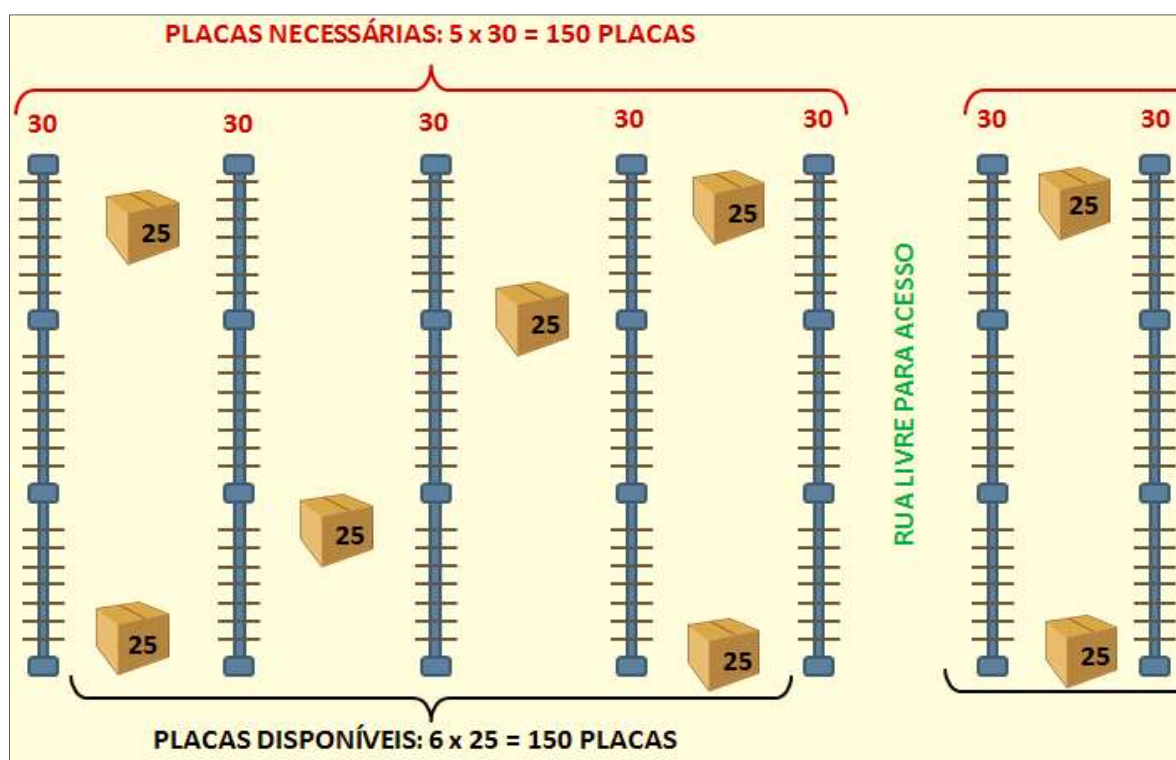


Figura 3.14 - Exemplo de estudo de distribuição de caixas de placas em campo

Durante a montagem das placas, outro fator que deve ser atentado é a elevada geração de resíduos em campo. A abertura das caixas distribuídas próximas dos rastreadores para acesso às placas libera um grande volume de madeira, papelão e plásticos que devem ter destinação correta de acordo com legislações ambientais. Empresas que não preveem um plano eficiente para destinação adequada destes resíduos são severamente punidas pelos órgãos ambientais reguladores.

Posteriormente à montagem torna-se ainda necessário um ajuste final das placas garantindo o perfeito alinhamento e o espaçamento previsto entre as mesmas (geralmente entre 2 a 4 milímetros, dependendo do fabricante). Equipes especializadas em montagem fabricam algumas dezenas de dispositivos espaçadores que simulam a distância correta necessária como forma de facilitar e otimizar esta etapa da operação.

3.4.7. **Comissionamento**

Finalizada a montagem das placas fotovoltaicas sobre o rastreador e realizadas as interligações elétricas, o conjunto está preparado para início de comissionamento. Os testes mecânicos visam avaliar se a modulação do acionamento de cada *tracker* é capaz de promover toda a faixa de inclinação das placas prevista em projeto. Testes elétricos também são realizados para verificação de corrente conforme normas técnicas e normas regulamentadoras vigentes (NR-10).

Anteriormente à energização e conexão com a rede elétrica, é necessária ainda a realização de uma limpeza sobre as placas para retirada de sujidades acumuladas durante o período de montagem. Este processo também deve ser realizado posteriormente em períodos intermitentes durante a fase de operação. Esta operação pode ser realizada de forma manual ou mecanizada. Empresas do setor já disponibilizam equipamentos que facilitam o processo industrial de limpeza de placas.



Figura 3.15 - Limpeza semi mecanizada de painéis fotovoltaicos

4. ESTUDO DE CASO: METODOLOGIA

4.1. Local do estudo

O estudo deste trabalho irá apresentar uma análise técnica da instalação de um rastreador eixo único horizontal comparada a um sistema fixo na implantação de um parque solar hipotético de 100 MWp a ser instalado na cidade de Bom Jesus da Lapa¹ (Figura 4.1), no interior do Estado da Bahia.



Figura 4.1 - Localização do município de Bom Jesus da Lapa, BA

- Local: Bom Jesus da Lapa, BA
- Latitude: 13° 15' 18" S (-13,26°)
- Longitude: 43° 25' 04" O (43,42°)

¹ Bom Jesus da Lapa (BA) é um município brasileiro com extensão territorial de 4.115 km² e aproximadamente 70 mil habitantes. O clima da cidade é caracterizado como sub-úmido seco a semiárido, com temperatura média anual de 25,4 °C e pluviosidade média de 833 mm/ano, concentrados entre os meses de novembro e março, sendo dezembro o mês de maior precipitação (191 mm). O mês mais quente, setembro, tem temperatura média de 26,8 °C, sendo a média máxima de 30,0°C e a mínima de 23,6°C. E o mês mais frio, junho, de 23,7 °C, sendo 30,9 °C e 16,5 °C as médias máxima e mínima, respectivamente. Outono e primavera são estações de transição. (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2016).

4.2. Coleta de dados

Para realização deste estudo de caso optou-se primeiramente pela utilização da base de dados climatológicas do INMET dos últimos 365 dias, referentes à estação A418 situada na própria cidade de Bom Jesus da Lapa (BA). Os dados foram obtidos de forma eletrônica através do *site* do órgão, porém foram encontradas inconsistências numéricas, períodos com lacunas nulas e períodos fora de ordem cronológica que impossibilitaram a utilização destas informações para o dado estudo. Optou-se então pela utilização da base de dados de satélite do NREL dos anos de 2011 até 2015 referentes à cidade de Bom Jesus da Lapa (BA) e região.

Tabela 4.1 – Média de dados Solarimétricos de Bom Jesus da Lapa (BA) em 11 de maio às 14h30 dos anos de 2011 a 2015

Ano	Mês	Dia	Hora	Irradiação Direta no Plano Horizontal [W/m ²]	Temperatura Ambiente [°C]
▼	▼	▼	▼	▼	▼
2011	Maio	11	14:30	865	30,5
2012	Maio	11	14:30	845	31,5
2013	Maio	11	14:30	868	29,2
2014	Maio	11	14:30	823	26,1
2015	Maio	11	14:30	852	27,0
Média				850,6	28,9

Fonte: *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), 2017, adaptado

Foram colhidos os dados de irradiação direta no plano horizontal (I_b) e temperatura ambiente (T_a) dos 5 anos de referência e compilados em planilha eletrônica (MICROSOFT EXCEL®, 2010) para a obtenção de valores numéricos médios para cada intervalo de hora em um ano. A Tabela 4.1 apresenta os dados colhidos e a média calculada especificamente para os dias 11 de maio dos respectivos anos às 14 horas e 30 minutos.

4.3. Modelo de Cálculo

Com base na média calculada para a respectiva hora, foi aplicado o modelo de cálculo de radiação total horária sobre superfície inclinada. O sequencial de cálculo de ambos os cenários considerou data e hora específica de 11 de maio, das 14h00 às 15h00 no respectivo local de estudo, com intuito de avaliação do potencial energético gerado neste determinado período. Uma aproximação horária foi considerada com utilização dos dados solarimétricos da hora intermediária (14h30) e adotada para a referida hora inteira em análise.

Uma planilha eletrônica (MICROSOFT EXCEL®, 2010) foi elaborada para aplicação deste sequencial de cálculo para todos os 24 intervalos de hora de todos 365 dias do ano, utilizando como entrada dos respectivos dados médios horários dos anos de 2011 a 2015 da mesma base de dados solarimétricos (NREL).

Desta forma foi possível obter uma integração dos 8760 resultados calculados para cada hora e a totalização da energia prevista anual em cada cenário. As planilhas finais com os resultados obtidos para o 1º e 2º cenário, assim como os dados médios de entrada, estão parcialmente disponíveis nos APÊNDICE I e APÊNDICE II, respectivamente.

4.4. Demais Premissas Adotadas

Para este estudo serão consideradas ainda as seguintes premissas:

- Base de dados solares e meteorológicos da NREL coletados da cidade de Bom Jesus da Lapa (BA) em médias horárias dos anos de 2011 a 2015.
- Módulos fotovoltaicos poli cristalinos *Jinko* modelo JKM305PP-72-V (ANEXO III)
- Valor de referência na venda de energia de 301,79 R\$/MW.h com base no último Leilão de Energia Elétrica de Reserva LER 8/15 (ANEEL, 2015).
- 1º Cenário: Conjunto de estruturas fixas com 30 placas com inclinação igual à latitude local ($\beta = 13^\circ$) orientada para Norte ($\gamma = -180^\circ$).
- 2º Cenário: Conjuntos de estruturas tipo Rastreador de Eixo Único Horizontal com 30 placas cada. Eixo Rastreador paralelo ao meridiano local. Ângulo de rastreamento de 60° leste e 60° oeste.
- Interferência da Radiação Difusa sobre a geração será desconsiderada devido à seleção de uma placa com células poli cristalinas.
- Perdas Elétricas inerentes ao sistema de geração de energia:
 - Perdas no cabeamento por Efeito Joule: 2,0%
 - Perdas nos Transformadores e inversores: 2,5%
 - Perdas por Sujidades (poeira) nas Placas: 1,5%

5. ESTUDO DE CASO: CÁLCULOS

5.1. 1º Cenário: Estrutura Fixa

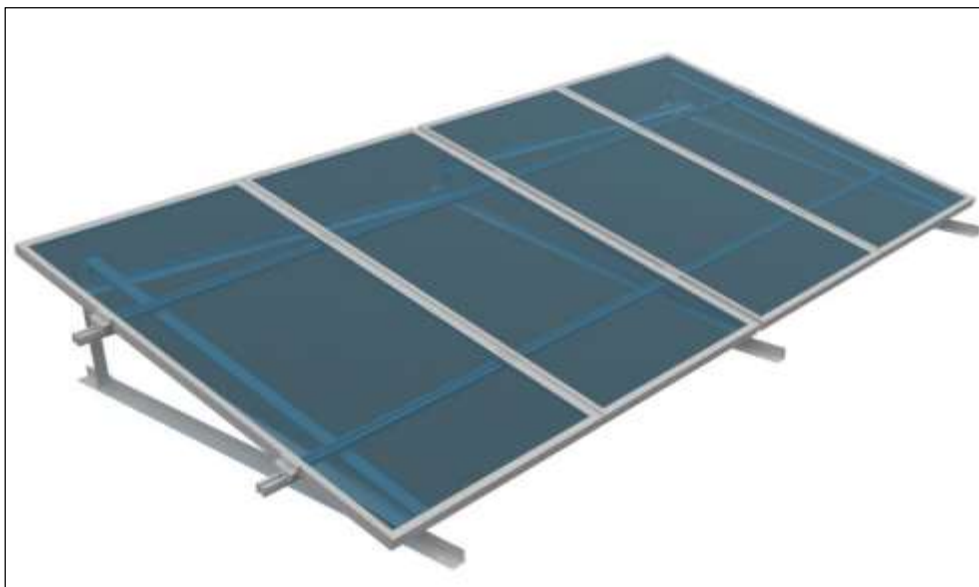


Figura 5.1 - Disposição de placas fixas (1º Cenários)

5.1.1. Cálculo do Número de Placas

Considerando o parque solar com potência nominal de pico 100 MW (em corrente contínua) e utilização dos módulos com potência nominal de pico de 315 MW, serão necessárias:

$$n^{\circ} \text{ de placas necessárias} = \frac{\text{potência nominal da planta}}{\text{potência nominal da placa}}$$

$$n^{\circ} \text{ de placas necessárias} = \left(\frac{100.000.000 \text{ Wp}}{315 \text{ Wp}} \right) = 317.460,3 \text{ placas}$$

Para mérito deste dimensionamento, será adotada a quantidade de 317.520 placas necessárias no parque solar de estrutura fixa.

5.1.2. Cálculo de Sombreamento

Qualquer sombreamento causado sobre uma pequena área de uma série de placas fotovoltaicas interligadas numa *string* provoca uma queda significativa da energia gerada. O estudo de sombreamento em placas fotovoltaicas se faz necessário para determinação da distância mínima entre as estruturas que sustentam as placas, de modo que evite o sombreamento em qualquer época do ano. Um modelo simplificado foi adotado para determinação da distância mínima meridional entre as estruturas.

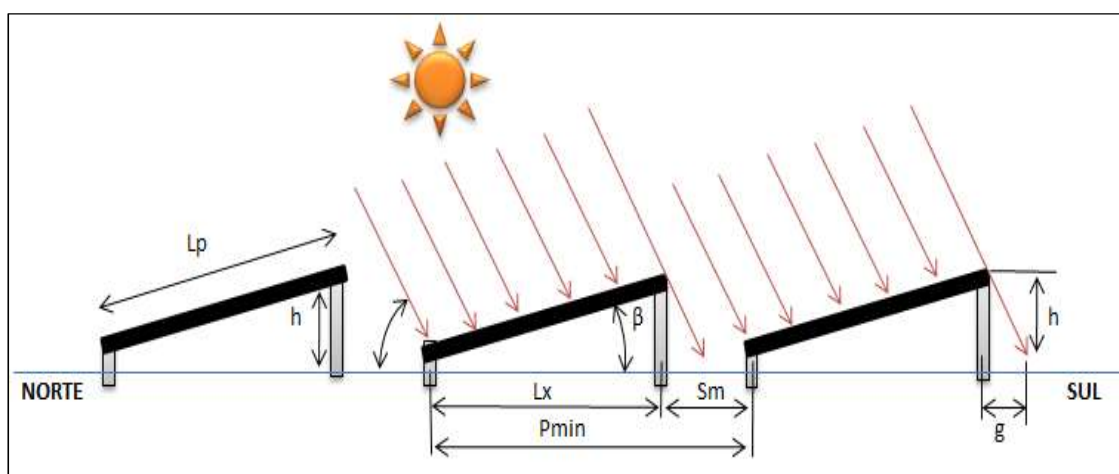


Figura 5.2 - Modelo de Estudo de Sombreamento em Painéis Fixos

Tabela 5.1 - Parâmetros e Resultados do estudo de Sombreamento em painéis fixos

SIGLA	VALOR	UNID.
Lp	200	cm
Sm	100	cm
β	13	º
α	25	º
Lx	194,9	cm
h	45,0	cm
g	96,5	cm
Pmin	294,9	cm

A distância adotada S_m de 100 cm deve ser maior que a projeção da sombra g para inexistência de sombra no conjunto estrutural traseiro. O resultado do estudo indica que isso ocorrerá a partir de $\alpha \geq 25^\circ$, ou seja, durante nascente e poente, a sombra nos painéis fixos serão inevitáveis.

5.1.3. Cálculo de Área de Ocupação Necessária

Parques fotovoltaicos de grande porte requerem uma vasta área territorial de ocupação para instalação de um grande número de placas e estruturas. Com base na distância mínima entre estruturas calculada no estudo de sombreamento, um novo estudo foi realizado para determinação da área total necessária para instalação do parque de 100 MW pico com placas fixas.

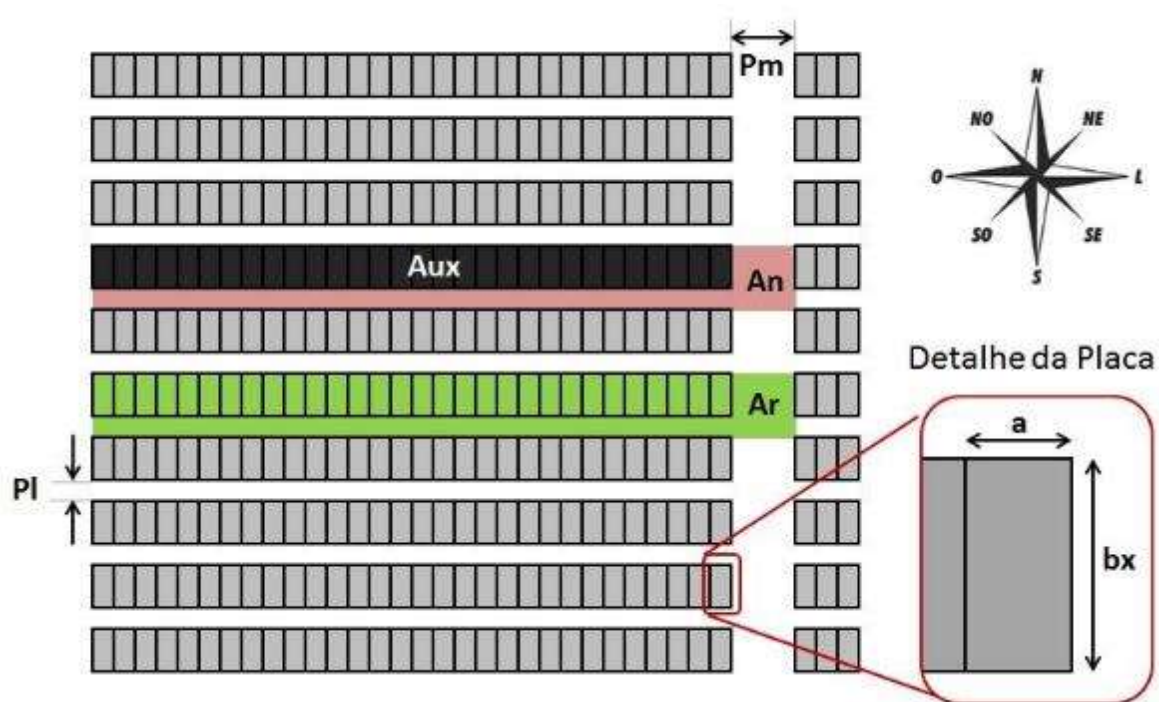



Figura 5.3 - Estudo de Ocupação e Disposição de Estruturas Fixas

Tabela 5.2 - Resultados do Estudo de Ocupação (1º Cenário)



Distância Meridional	Pm	3,0 m
Distância Longitudinal	Pl	1,0 m
Largura da Placa	a	1,0 m
Comprimento da Placa (projetado)	bx	1,9 m
Placas por Estrutura		30,0 unid.
Área de Placa (projetada)	Apx	1,95 m ²
Área Útil por Estrutura	Au	58,5 m ²
Área Não Útil por Estrutura	An	38,8 m ²
Área Total Necessária por Estrutura	Ar	97,3 m ²
Aproveitamento		60,1%
Número de Placas no parque		317.520 placas
Número de Estruturas no parque		10.584 estruturas
Área necessária do parque 100 MWp		1.029.912 m²
		103,0 ha

O estudo indicou que para instalação para a instalação do parque fotovoltaico com placas fixas será necessária uma área total de aproximadamente 103 hectares com uma taxa de ocupação útil de 60,1%.

5.1.4. Cálculo de Geometria Solar

Para a determinação do enésimo dia do ano será aplicada a equação 9.1 (PACHECO 2017):

$$n = Dia + (Mês - 1) \times 30 + Cor$$

Sendo:

$$Cor = Int(Mês/2) - 2$$

Para o mês de *maio* temos:

$$Cor = Int(5/2) - 2 = 0$$

$$\therefore n = 11 + (5 - 1) \times 30 + 0$$

$$\mathbf{n = 131}$$

Ou seja, conclui-se que o dia 11/05 é o 131º dia do ano.

Diante do conhecimento do dia do ano será calculada a declinação solar utilizando a equação 3.1:

$$\delta = 23,45 \times \text{sen} \left(\frac{365}{360} \times (284 + n) \right)$$

$$\delta = 23,45 \times \text{sen} \left(\frac{365}{360} \times (284 + 131) \right)$$

$$\mathbf{\delta = 17,78^\circ}$$

Torna-se agora necessária a determinação da hora solar (HS). Foram utilizadas as equações 9.6, 9.5, 9.4 e 9.3, (PACHECO 2017) respectivamente apresentadas abaixo:

$$B = \frac{360 \cdot (n - 81)}{364}$$

$$E = 9,87 \times \text{sen}(2B) - 7,53 \times \cos(B) - 1,5 \times \text{sen}(B)$$

$$\text{Corrhora} = \frac{4 \times (L_0 - L) + E}{60}$$

$$\mathbf{HS = HL + Corrhora}$$

Aplicando as respectivas equações, teremos:

$$B = \frac{360 \cdot (131 - 81)}{364} = 49,5^\circ$$

$$E = 9,87 \times \text{sen}(2 \times 49,5) - 7,53 \times \cos(49,5) - 1,5 \times \text{sen}(49,5) = 3,72 \text{ min}$$

$$\text{Corrhora} = \frac{4 \times (43,4 - 45) + 3,72}{60} = 0,1673 \text{ horas}$$

$$HS = 14,5 + 0,1673$$

$$\mathbf{HS = 14,673 \text{ horas}}$$

Para cálculo do ângulo solar será utilizada a equação 9.7 (PACHECO 2017).

$$\omega = (HS - 12) \times 15$$

$$\omega = (14,673 - 12) \times 15$$

$$\mathbf{\omega = 40,01^\circ}$$

Para cálculo do ângulo zenital será utilizada a equação 3.2:

$$\cos(\theta_z) = \text{sen}(\delta) \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega)$$

$$\cos(\theta_z) = \text{sen}(17,8) \cdot \text{sen}(-13,3) + \cos(17,8) \cdot \cos(-13,3) \cdot \cos(40,0)$$

$$\mathbf{\theta_z = 50,2^\circ}$$

Torna-se agora possível o cálculo do azimuth solar no respectivo horário através da adaptação da Equação 3.3:

$$\gamma_s = \left| \arccos \left(\frac{\cos(\theta_z) \operatorname{sen}(\phi) - \operatorname{sen}(\delta)}{\operatorname{sen}(\theta_z) \cos(\phi)} \right) \right|$$

$$\gamma_s = \left| \arccos \left(\frac{\cos(50,2) \operatorname{sen}(-13,3) - \operatorname{sen}(17,8)}{\operatorname{sen}(50,2) \cos(-13,3)} \right) \right|$$

$$\gamma_s = 127,2^\circ$$

Sabe-se ainda que sinal matemático do ângulo de azimuth solar deverá ser sempre o mesmo do ângulo solar (ω) do respectivo momento, portanto, se:

$$\omega = +85,7^\circ \rightarrow \gamma_s = +127,2^\circ$$

Finalmente, para cálculo do ângulo de Incidência Solar será utilizada a equação 9.15 (PACHECO 2017) que considera uma superfície de inclinação β com a horizontal e azimuth γ :

$$\cos(\theta) = \cos(\phi + \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \operatorname{sen}(\phi + \beta) \operatorname{sen}(\delta)$$

$$\cos(\theta) = \cos(-13,3 + 13,3) \cos(17,8) \cos(40,0) + \operatorname{sen}(-13,3 + 13,3) \operatorname{sen}(17,8)$$

$$\theta = 43,2^\circ$$

Resumo dos dados calculados de geometria solar para este momento são apresentados a seguir na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Resumo dos parâmetros de geometria solar (1º Cenário)

LOCAL		BOM JESUS		
LONGITUDE HORA LEGAL	L_0	45,00 °	WEST	
LONGITUDE	L	43,42 °	WEST	
LATITUDE	ϕ	-13,26 °	SOUTH	
DIA	Dia	11		
MÊS	Mês	5	MAIO	
CORREÇÃO	Cor	0,00		
DIA DO ANO	n	131		
DECLINAÇÃO SOLAR	δ	17,78 °		
FATOR CORREÇÃO B	B	49,45 °		
FATOR CORREÇÃO E	E	3,72 min		
CORREÇÃO HORA	Corhora	0,1673 h =>	10,04 min	
ÂNGULO HORÁRIO (SUNSET)	ω_{SS}	85,67 °		
HORA SOLAR (SUNSET)	HS_{SS}	17,71 h =>	17:43	
HORA LEGAL (SUNSET)	HL_{SS}	17,54 h =>	17:33	
ÂNGULO HORÁRIO (SUNRISE)	ω_{SR}	-85,67 °		
HORA SOLAR (SUNRISE)	HS_{SR}	6,29 h =>	6:17	
HORA LEGAL (SUNRISE)	HL_{SR}	6,12 h =>	6:07	
DURAÇÃO DA INSOLAÇÃO	N	11,42 h =>	11:25	
HORA LEGAL	HL	14,50 h <=	14:30	
HORA SOLAR	HS	14,67 h =>	14:40	
ÂNGULO HORÁRIO	ω_1	40,01 °		
ÂNGULO ZENITAL	θ_z	50,22 °		
ALTITUDE SOLAR	α	39,78 °		
AZIMUTE SOLAR	γ_s	127,19 °		
INCLINAÇÃO DA PLACA	β	13,3 °		
AZIMUTE DA PLACA	γ	-180,0 °		
ÂNGULO DE INCIDÊNCIA	θ	43,2 °		

5.1.5. *Cálculo de Potencial Energético Anual*

Para determinação da radiação horária na superfície inclinada foram utilizadas as Equações 9.47 e 9.48 (PACHECO 2017):

$$I_{Tb} = R_b I_b$$

Sendo:

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)}$$

$$R_b = \frac{\cos(43,2)}{\cos(50,2)} = 1,140$$

Logo:

$$I_{Tb} = 1,14 \times 850,6$$

$$I_{Tb} = 969,6 \text{ W/m}^2$$

Faz-se agora necessária a determinação da temperatura operacional da célula no dado período. Para isso será utilizada a Equação 3.6:

$$T_c = T_A + I_{Tb} \left(\frac{TNOC - 20}{800} \right) \times 0,9$$

$$T_c = 28,9 + 969,6 \left(\frac{45 - 20}{800} \right) \times 0,9$$

$$T_c = 56,1^\circ\text{C}$$

A seguir, será calculada a potência gerada na dada condição operacional, utilizando a Equação 3.7:

$$P_{MP} = P_{FV}^0 \times \frac{I_{Tb}}{I_{REF}} [1 - \gamma_{MP}(T_C - T_{REF})] \times \eta_{SPMP}$$

$$P_{MP} = 315 \times \frac{969,6}{1000} [1 - 0,004 (56,1 - 25)] \times 0,9$$

$$\mathbf{P_{MP} = 259,4 W}$$

Aplicando a aproximação horária já citada, consideraremos que estas condições no módulo se manterão nos 30 minutos anteriores e posteriores às 14h30. Desta forma, pode-se dizer que a energia gerada em corrente contínua por uma placa do modelo adotado é de:

$$E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} = P_{MP} \times t$$

$$E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} = 259,4 \times 1 \text{ hora}$$

$$\mathbf{E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} = 259,4 Wh}$$

Para estimativa do potencial de energia firme gerada foram considerar as perdas inerentes ao sistema. Conforme as premissas adotadas, foram consideradas perdas por efeito Joule nos cabeamentos, perdas nos inversores e transformadores e perdas por sujidade nas placas, atingindo uma eficiência global de:

$$\eta_{global} = 1 - (\Sigma \text{ perdas})$$

$$\eta_{global} = 1 - (0,02 + 0,025 + 0,015)$$

$$\eta_{global} = \mathbf{94 \%}$$

Desta forma, a energia firme em corrente alternada gerada no respectivo intervalo de tempo será:

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}} = E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} \times \eta_{global}$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}} = 259,4 \times 0,94$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}} = \mathbf{243,9 Wh}$$

Uma planilha eletrônica foi elaborada para aplicação deste método de cálculo para todos os 24 intervalos de 1 hora de todos 365 dias do ano de 2011, utilizando como dados de entrada os dados solarimétricos da mesma base numérica (NREL).

Desta forma foi possível realizar uma integração dos 8760 resultados calculados para cada hora, o que totalizou uma geração total anual em corrente contínua de 709.634 Wh para uma placa adotada.

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ placa}} = \sum_{i=1}^{8760} E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}}$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ placa}} = 709.634 \text{ Wh}$$

Para determinação do potencial energético anual do parque fotovoltaico com 100 MWp, multiplicou-se a energia gerada por placa pelo número total de placas do respectivo parque, já calculadas anteriormente:

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ parque}} = E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ placa}} \times n^{\circ} \text{ placas}$$

$$E_{\substack{DC \\ firme \\ anual \\ parque}} = 709.634 \times 317.520 = 225,2 \times 10^9 \text{ Wh}$$

$$E_{\substack{DC \\ firme \\ anual \\ parque}} = 225,2 \text{ GWh}$$

5.2. 2º Cenário: Rastreador Horizontal de Eixo Único

O modelo para cálculos do rastreamento solar irá considerar o ângulo azimutal das placas $\gamma = -90^\circ$ durante as manhãs e 90° durante as tardes. A variação do de inclinação ângulo das placas para rastreamento será interpretada como a variação do ângulo β de 0° a 60° , tanto para leste quanto para oeste.



Figura 5.4 - Disposição de Placas com Rastreador Horizontal (2º Cenário)

5.2.1. Cálculo do Número de Placas

Tomou-se como premissa neste trabalho a comparação de dois parques solares de mesma capacidade nominal (100 MW pico). Considerando a utilização do mesmo painel adotado no 1º cenário, conclui-se que a quantidade de placas para o 2º cenário será a mesma daquela já calculada no 1º cenário.

Portanto, será também considerada a quantidade de 317.520 placas necessárias no parque solar com rastreamento.

5.2.2. Cálculo de Sombreamento

Para dimensionamento de plantas fotovoltaicas com rastreamento solar, o cálculo de sombreamento é de extrema importância. Devido à mobilidade das estruturas e consequente variação da inclinação das placas, além da utilização de estruturas elevadas, o espaçamento entre os *tracks* é sempre maior que o espaçamento em estruturas fixas. Por este motivo, a área necessária para instalação de um parque solar com rastreamento torna-se sempre maior que a área necessária de um parque com placas fixas.

Conforme premissa estipulada no início deste estudo os ângulos limites de rastreamento do respectivo *tracker* são de 60° para leste e 60° para oeste. Desta forma, nos períodos do dia onde a altitude solar é baixa não será possível orientar as placas de forma que o ângulo de incidência θ seja mínimo. Ainda assim, neste caso, não será viável que as placas permanecessem orientadas constantemente no ângulo máximo de 60° , pois isso causaria sombreamento em todas as placas traseiras.

Adotou-se então que os *trackers* em estudo permanecerão estáticos em ângulo de segurança de 10° (modo *safety*) durante as noites, nascentes e poentes. Conforme a altitude solar α aumenta pela manhã, e consequentemente a hora solar (ω) varia de -90° a -60° , o rastreador altera proporcionalmente a inclinação (β) das placas de 10° e 60° . Desta forma, neste período matinal, embora o ângulo de incidência θ seja elevado, não haverá sombreamento nas placas traseiras. Este modelo também foi adotado analogamente ao entardecer nos períodos em que a hora solar (ω) varia de 60° a 90° . Para os demais períodos do dia quando $-60^\circ < \omega < 60^\circ$, o rastreador será capaz de orientar a inclinação das placas de forma que o ângulo de incidência sobre as mesmas seja o menor possível para o dado momento.

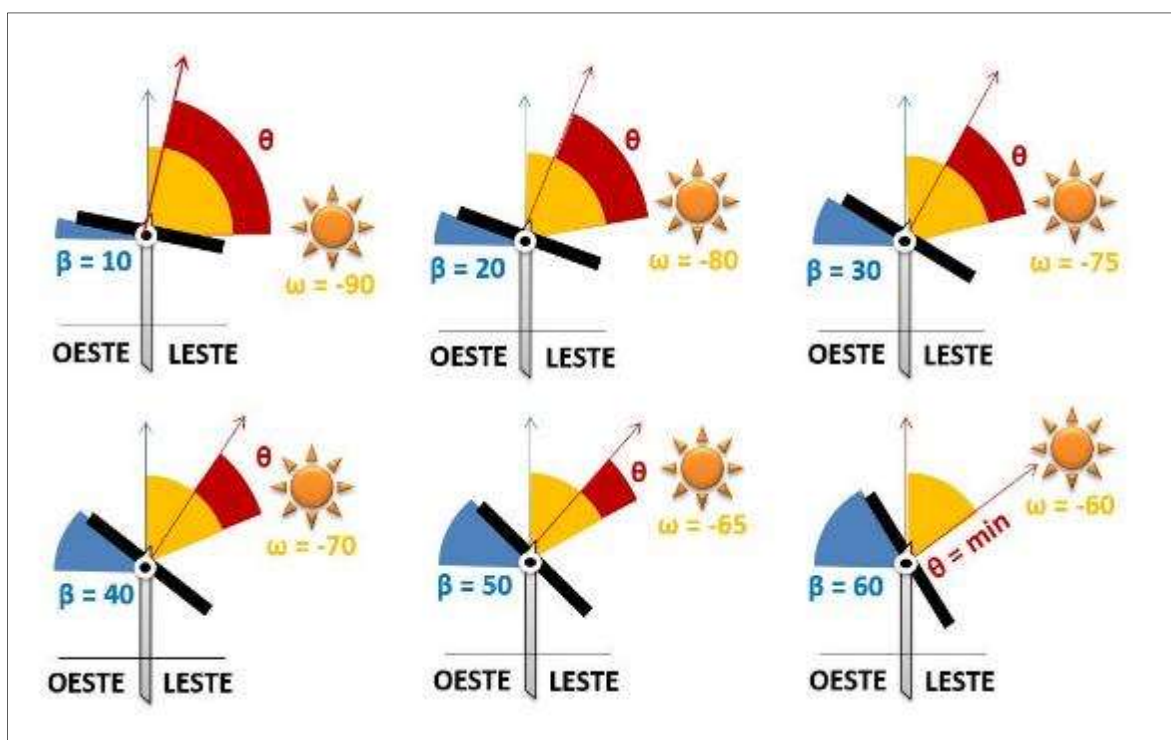


Figura 5.5 - Inclinação de Placas β para horas solares $|\omega| > 60^\circ$ (baixa altitude solar)

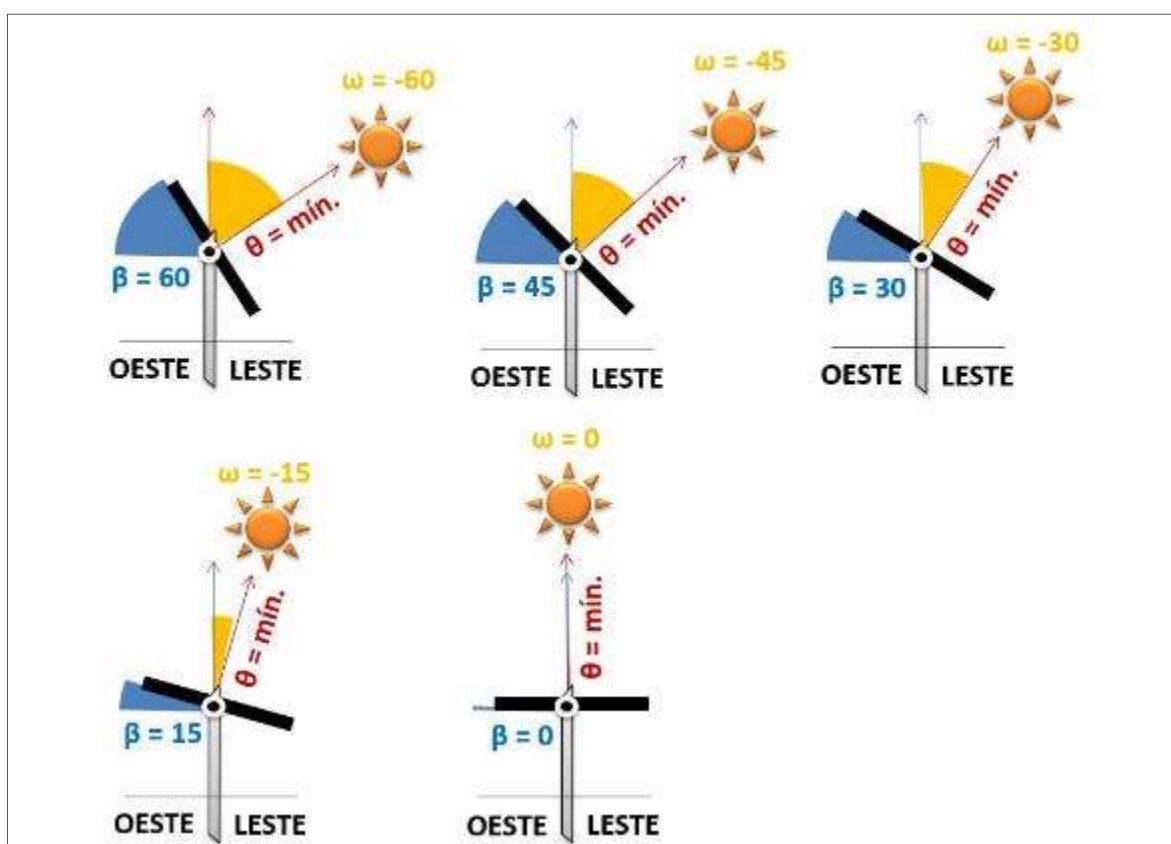


Figura 5.6 - Inclinação de Placas para horas solares $|\omega| < 60^\circ$ (elevada altitude solar)

Para determinação da distância mínima longitudinal entre rastreadores, um modelo simplificado foi adotado, conforme figura abaixo:

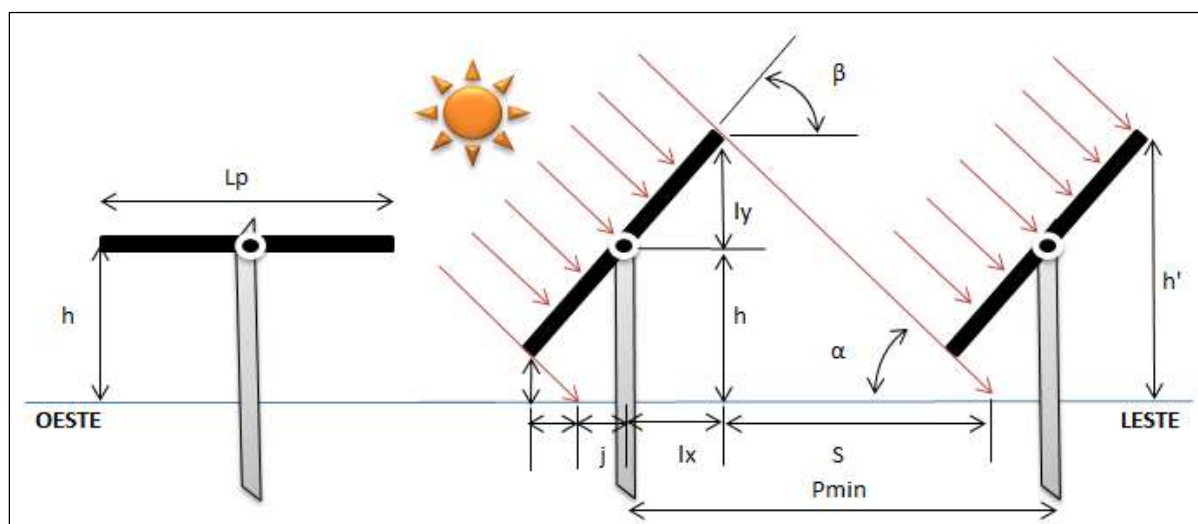


Figura 5.7 - Estudo de Sombreamento em Rastreador Horizontal de Eixo Único

Foram calculadas as distâncias mínimas P_{min} entre *trackers* nas condições particulares de baixa altitude solar. Adotou-se para cada hora solar um ângulo de inclinação β máximo, de forma que a distância P_{min} não ultrapassasse um valor pré-estipulado de 6 metros. Os resultados estão apresentados abaixo na Tabela 5.4:

Tabela 5.4 - Parâmetros e Resultados do Estudo de Sombreamento no Rastreador

SIGLA	ω -85	ω -80	ω -75	ω -70	ω -65	ω -60	unid.
Lp	200	200	200	200	200	200	cm
h	120	120	120	120	120	120	cm
β	10	20	35	60	60	60	°
lx	98,5	94,0	81,9	50,0	50,0	50,0	cm
ly	17,4	34,2	57,4	86,6	86,6	86,6	cm
h'	137,4	154,2	177,4	206,6	206,6	206,6	cm
S	1570,1	874,5	661,9	567,6	443,1	357,8	cm
f	102,6	85,8	62,6	33,4	33,4	33,4	cm
g	1173,1	486,6	233,8	91,8	71,6	57,8	cm
j	-1074,6	-392,6	-151,9	-41,8	-21,6	-7,8	cm
P_{min}	593,9	575,9	592,0	575,9	471,4	400,0	cm

A maior cota P_{min} calculada foi de 575,9 centímetros, quando $\omega = -85^\circ$ e $\beta = 20^\circ$. Nos demais casos a mínima cota necessária foi menor, ou seja, menos restritiva. Adotou-se então o distanciamento longitudinal de 6 metros entre eixos dos rastreadores. Desta forma, garante-se a não ocorrência de sobreamento em placas em qualquer fase da operação.

5.2.3. Cálculo de Área de Ocupação Necessária

Devido à maior tendência de sobreamento nas placas, os sistemas fotovoltaicos com rastreamento solar exigem maior área disponível para instalação se comparado aos sistemas com placas fixas.

Um estudo foi elaborado para determinação da área necessária para construção do parque fotovoltaico com os 10.584 *trackers* totalizando as 317.520 placas que os mesmos contêm.

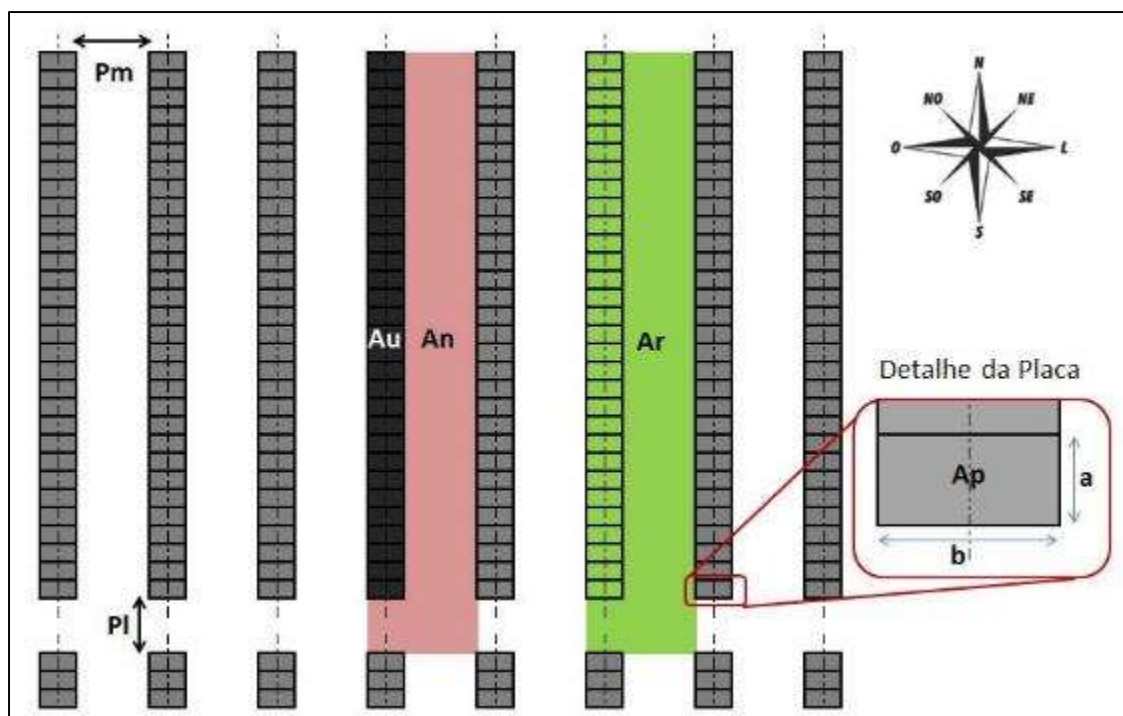


Figura 5.8 - Estudo de Ocupação e Disposição de Rastreadores

Tabela 5.5 – Resultados do Estudo de Ocupação (2º Cenário)

Distância Meridional	Pm	3,0 m
Distância Latitudinal	Pl	4,0 m
Largura da Placa	a	2,0 m
Comprimento da Placa	b	1,0 m
Placas por Tracker		30,0 unid.
Área de Placa	Ap	2,0 m ²
Área Útil por Tracker	Au	60,0 m ²
Área Não Útil por Tracker	An	144,0 m ²
Área Total Necessária por Tracker	Ar	204,0 m ²
Aproveitamento		29,4%
Número de Placas no parque		317.520 placas
Número de Trackers no parque		10.584 trackers
Área necessária do parque 100 MWp		2.158.730 m²
		215,9 ha

O estudo indicou que para instalação para a instalação do parque fotovoltaico com rastreamento solar será necessária uma área total de aproximadamente 216 hectares com uma taxa de ocupação útil de 29,4%.

5.2.4. Cálculo de Geometria Solar

Parâmetros de geometria solar que dependem única e exclusivamente de uma data, hora e local coincidirão com aqueles já calculados no 1º cenário para a data de 11 de maio às 14h30 para a cidade de Bom Jesus da Lapa:

- Dia enésimo do ano: $n = 131$
- Declinação Solar $\delta = 17,78^\circ$
- Hora Solar $HS = 14,67 \text{ horas}$
- Ângulo Horário $\omega = 40,01^\circ$
- Ângulo Zenital $\theta_z = 50,2^\circ$
- Azimute Solar $\gamma_s = 127,2^\circ$

Demais parâmetros que dependem da posição relativa das placas, serão diferentes. Neste cenário de rastreamento solar temos a variação horária do ângulo de inclinação β e ângulo azimutal γ das placas, todos os demais parâmetros de geometria solar que deles dependem serão divergentes do cenário de placas fixas, portando serão calculados.

Primeiramente será determinado o ângulo de inclinação β , que neste caso varia em função do ângulo horário ω . Conforme abordado no estudo de sombreamento, teremos duas situações distintas:

- Rastreamento solar durante o dia e tarde ($-60 < \omega < 60$): Nestes casos o ângulo de inclinação β das placas será igual ao módulo do ângulo solar ω .

$$\beta = |\omega|$$

- Rastreamento solar durante amanhecer ($\omega < -60$) e entardecer ($\omega > 60$): Nestes casos o ângulo de inclinação β das placas varia de forma que não cause sombreamento nas placas traseiras, conforme apresentado no estudo de sombreamento. A equação para determinação da inclinação β nesta situação foi levantada:

$$\beta = -2|\omega| + 180$$

Portanto, para o caso em estudo, onde $\omega = 40,01^\circ$, temos:

$$\beta = |40,01|$$

$$\beta = 40,01^\circ$$

Outra variável que depende de posição relativa das placas é, logicamente, o ângulo azimutal γ das placas que neste caso alterna entre -90° para ângulos horários negativos e 90° para ângulos horários positivos, ou seja:

- Para $\omega < 0$ $\gamma = -90$
- Para $\omega > 0$ $\gamma = +90$

Portanto, para o caso em estudo, onde $\omega = 40,01^\circ$, temos:

$$\omega > 0 \quad \therefore \quad \gamma = +90^\circ$$

Finalmente, o cálculo do ângulo da incidência solar torna-se possível. Neste caso, a equação 9.17 (PACHECO 2017) que foi aplicada no cenário de placas fixas não poderá ser aplicada aqui, pois considera superfície no hemisfério sul orientado para norte, o que não é o atual caso, já que $\gamma = 90^\circ$. Cabe então a aplicação da equação geral de incidência solar (equação 3.5) que considera uma superfície de inclinação β com a horizontal e azimute γ :

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(\delta) \text{sen}(\emptyset) \cos(\beta) - \text{sen}(\delta) \cos(\emptyset) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cos(\emptyset) \cos(\beta) \cos(\omega) + \cos(\delta) \text{sen}(\emptyset) \text{sen}(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \text{sen}(\beta) \text{sen}(\gamma) \text{sen}(\omega) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(17,8) \text{sen}(-13,3) \cos(40,0) - \text{sen}(17,8) \cos(-13,3) \text{sen}(40,0) \cos(90,0) \\ & + \cos(17,8) \cos(-13,3) \cos(40,0) \cos(40,0) \\ & + \cos(17,8) \text{sen}(-13,3) \text{sen}(40,0) \cos(90,0) \cos(40,0) \\ & + \cos(17,8) \text{sen}(40,0) \text{sen}(90,0) \text{sen}(40,0) \end{aligned}$$

$$\theta = 27,9^\circ$$

O resumo dos resultados calculados no estudo de geometria solar para este 2º cenário são apresentados a seguir, na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Resumo dos parâmetros de geometria solar (2º Cenário)

LOCAL		BOM JESUS		
LONGITUDE HORA LEGAL	L_0	45,00°	WEST	
LONGITUDE	L	43,42°	WEST	
LATITUDE	ϕ	-13,26°	SOUTH	
DIA	Dia	11		
MÊS	Mês	5	MAIO	
CORREÇÃO	Cor	0,00		
DIA DO ANO	n	131		
DECLINAÇÃO SOLAR	δ	17,78°		
FATOR CORREÇÃO B	B	49,45°		
FATOR CORREÇÃO E	E	3,72 min		
CORREÇÃO HORA	Corhora	0,1673 h =>	10,04 min	
ÂNGULO HORÁRIO (SUNSET)	ω_{SS}	85,67°		
HORA SOLAR (SUNSET)	HS_{SS}	17,71 h =>	17:43	
HORA LEGAL (SUNSET)	HL_{SS}	17,54 h =>	17:33	
ÂNGULO HORÁRIO (SUNRISE)	ω_{SR}	-85,67°		
HORA SOLAR (SUNRISE)	HS_{SR}	6,29 h =>	6:17	
HORA LEGAL (SUNRISE)	HL_{SR}	6,12 h =>	6:07	
DURAÇÃO DA INSOLAÇÃO	N	11,42 h =>	11:25	
HORA LEGAL	HL	14,50 h <=	14:30	
HORA SOLAR	HS	14,67 h =>	14:40	
ÂNGULO HORÁRIO	ω_1	40,01°		
ÂNGULO ZENITAL	θ_z	50,22°		
ALTITUDE SOLAR	α	39,78°		
AZIMUTE SOLAR	γ_s	127,19°		
INCLINAÇÃO DA PLACA	β	40,0°		
AZIMUTE DA PLACA	γ	90,0°		
ÂNGULO DE INCIDÊNCIA	θ	27,9°		

5.2.5. *Cálculo de Potencial Energético Anual*

Para determinação da radiação horária na superfície inclinada foram utilizadas as Equações 9.47 e 9.48 (PACHECO 2017):

$$I_{Tb} = R_b I_b$$

Sendo:

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)}$$

$$R_b = \frac{\cos(27,9)}{\cos(50,2)} = 1,38$$

Logo:

$$I_{Tb} = 1,38 \times 851$$

$$I_{Tb} = 1175 \text{ W/m}^2$$

Faz-se agora necessária a determinação da temperatura operacional da célula no dado período. Para isso será utilizada a Equação 3.6:

$$T_c = T_A + I_{Tb} \left(\frac{TNOC - 20}{800} \right) \times 0,9$$

$$T_c = 28,9 + 1175 \left(\frac{45 - 20}{800} \right) \times 0,9$$

$$T_c = 61,9^\circ\text{C}$$

A seguir, será calculada a potência gerada na dada condição operacional, utilizando a Equação 3.7:

$$P_{MP} = P_{FV}^0 \times \frac{I_{Tb}}{I_{REF}} [1 - \gamma_{MP}(T_C - T_{REF})] \times \eta_{SPMP}$$

$$P_{MP} = 315 \times \frac{1175}{1000} [1 - 0,004 (61,9 - 25)] \times 0,9$$

$$\mathbf{P_{MP} = 306,0 W}$$

Aplicando a aproximação horária já citada, consideraremos que estas condições no módulo se manterão nos 30 minutos anteriores e posteriores às 14h30. Desta forma, pode-se dizer que a energia gerada em corrente contínua por uma placa do modelo adotado é de:

$$E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} = P_{MP} \times t$$

$$E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} = 306,0 \times 1 \text{ hora}$$

$$\mathbf{E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} = 306,0 Wh}$$

Para estimativa do potencial de energia firme gerada foram considerar as perdas inerentes ao sistema. Conforme as premissas adotadas, foram consideradas perdas por efeito Joule nos cabeamentos, perdas nos inversores e transformadores e perdas por sujidade nas placas, atingindo uma eficiência global de:

$$\eta_{global} = 1 - (\Sigma \text{perdas})$$

$$\eta_{global} = 1 - (0,02 + 0,025 + 0,015)$$

$$\eta_{global} = \mathbf{94\%}$$

Desta forma, a energia firme em corrente alternada gerada no respectivo intervalo de tempo será:

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}} = E_{\substack{CC \\ hor \\ placa}} \times \eta_{global}$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}} = 306,0 \times 0,94$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}} = \mathbf{287,6\ Wh}$$

Uma planilha eletrônica também foi elaborada para aplicação deste método de cálculo para todos os 24 intervalos de 1 hora de todos 365 dias do ano de 2011. A tabela que representa a planilha está parcialmente apresentada no **APÊNDICE II**, ao final deste trabalho.

Da mesma forma foi possível realizar uma integração dos 8760 resultados calculados para cada hora, o que totalizou uma geração total anual em corrente alternada de 867.326 Wh para uma placa adotada.

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ placa}} = \sum_{i=1}^{8760} E_{\substack{CA \\ firme \\ hor \\ placa}}$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ placa}} = 867.326 \text{ Wh}$$

Para determinação do potencial energético anual do parque fotovoltaico com 100 MWp, multiplicou-se a energia gerada por placa pelo número total de placas do respectivo parque, já calculadas anteriormente:

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ parque}} = E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ placa}} \times n^{\circ} \text{ placas}$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ parque}} = 867.326 \times 317.520 = 298,1 \times 10^9 \text{ Wh}$$

$$E_{\substack{CA \\ firme \\ anual \\ parque}} = 298,1 \text{ GWh}$$

6. ESTUDO DE CASO: RESULTADOS E ANÁLISES

6.1. Resultados

Diante das premissas adotadas o estudo realizado indicou que a utilização de rastreadores solares horizontais de eixo único poderá propiciar uma geração de energia elétrica anual da ordem de 300 GWh, valor 33,3% maior se comparado à utilização estruturas com painéis fixos que por sua vez totalizou 225 GWh anuais.

Os valores firmes de energia gerada calculados nas 8760 horas do ano em ambos os cenários, foram então integrados com base mensal e os valores e resultados estão descritos na Tabela 6.1, abaixo:

Tabela 6.1 - Expectativa de geração de energia elétrica mensal

Mês	Energia CA Firme Gerada (1º Cenário) Paineis Fixos [GWh]	Energia CA Firme Gerada (2º Cenário) Rastreamento Solar [GWh]
Jan	14,59	21,59
Fev	13,53	19,58
Mar	16,15	22,56
Abr	17,94	23,48
Mai	22,46	28,06
Jun	23,99	29,58
Jul	25,90	31,92
Ago	25,17	31,96
Set	21,26	27,75
Out	17,40	23,60
Nov	12,09	16,75
Dez	14,84	21,26
Total	225,32	298,10

O mês de agosto apresentou maior expectativa de geração de energia elétrica, enquanto o mês de novembro, a menor. Os fatores que influenciaram a baixa produção no mês de novembro estão diretamente ligados com:

- o alto índice de precipitação local nesta época do ano;
- a elevada temperatura ambiente diminuindo a eficiência das placas

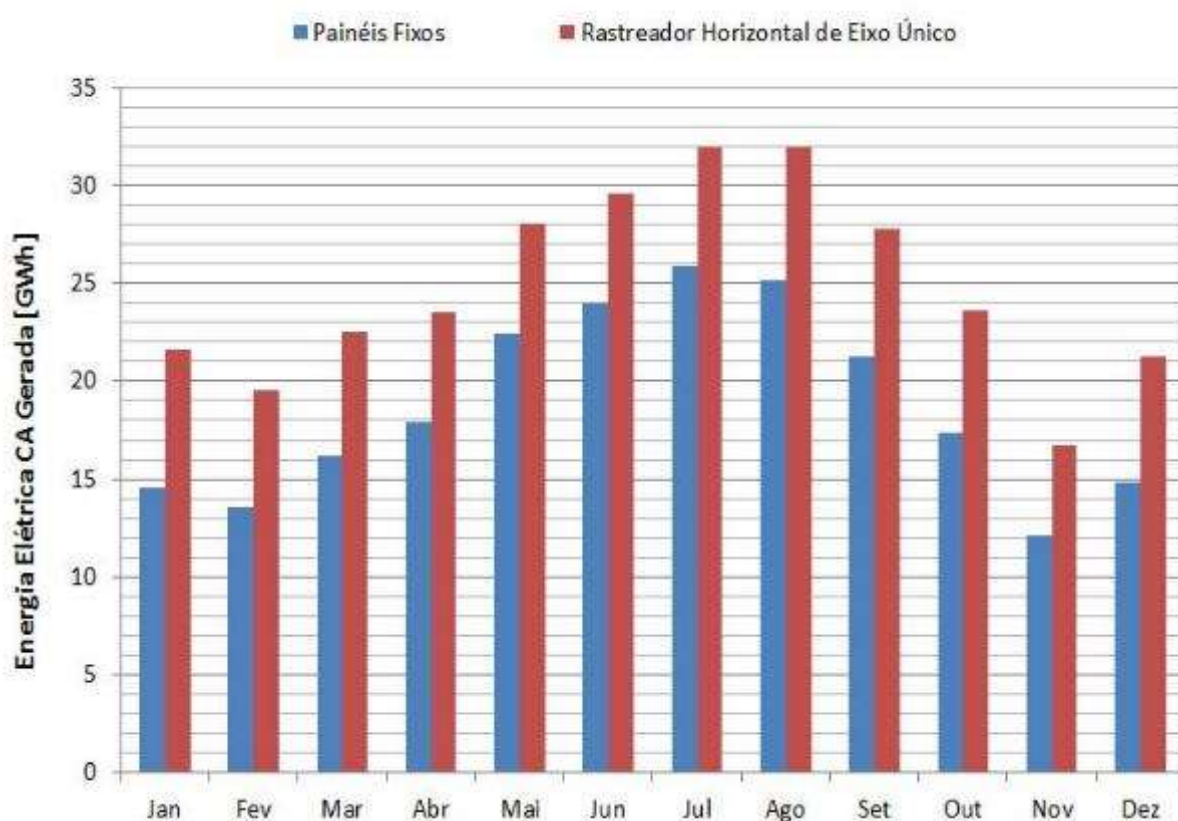


Figura 6.1 - Gráfico de Expectativa de geração de energia elétrica mensal

6.2. Vieses

Acredita-se que os valores absolutos de geração elétrica possam estar relativamente sobrestimados devido à utilização de uma base de dados de satélite, cujos valores de irradiação são geralmente mais elevados que aqueles obtidos por estações terrestres.

6.3. Análise

Chama atenção fato de que em ambos os cenários apresentados os parques possuem a mesma capacidade instalada de 100 MW pico. Diante da considerável diferença de geração energética anual líquida dos dois parques, pode-se dizer que a informação isolada da capacidade instalada em parques fotovoltaicos não reflete com precisão o seu real potencial energético.

A potência pico é uma referência que é obtida apenas em condições ideais de teste das placas que prevê radiação de 1000 W/m^2 e temperatura de célula a 25° C (STC – *Standard Test Conditions*). Intensidades de radiação dessa magnitude dificilmente são atingidas em solos brasileiros (até mesmo na Bahia) enquanto as temperaturas operacionais de células podem chegar a níveis superiores a 60° C devido ao intenso calor, o que prejudica intensamente o rendimento das placas fotovoltaicas.

Portanto, uma comparação muito pertinente a ser avaliada no estudo de parques fotovoltaicos é a que toma como referência dois cenários distintos (rastreadores *versus* painéis fixos, por exemplo), porém com **mesma capacidade de geração anual líquida (GWh)**. E este é um assunto muito debatido no atual cenário nacional de geração fotovoltaica, não apenas no aspecto técnico, mas principalmente no aspecto econômico. Será discutida adiante uma breve análise que aborda este tema, aplicada ao estudo de caso de Bom Jesus da Lapa.

Surge então um 3º cenário como opção de estudo: uma planta fotovoltaica de painéis fixos que gere a mesma energia líquida anual do 2º cenário (ou seja, da ordem de 300 GWh). Logicamente, sua potência pico deverá ser maior que aquela considerada no 1º cenário, assim como serão maiores também, a área de ocupação e a quantidade de placas necessárias, estimadas a seguir de forma simplificada:

$$Potência\ Pico_{3^o\ cenário} = 100\ [MWp] \times \frac{300\ [GWh]}{225\ [GWh]} = \mathbf{133,3\ [MWp]}$$

$$Área\ Necessária_{3^o\ cenário} = 103\ [ha] \times \frac{300\ [GWh]}{225\ [GWh]} = \mathbf{137,3\ [ha]}$$

$$Placas\ Necessária_{3^o\ cenário} = 317.520\ [placas] \times \frac{300\ [GWh]}{225\ [GWh]} = \mathbf{422.300\ [placas]}$$

Se no 1º cenário com painéis fixos a geração anual líquida, a área a necessária e número de placas necessário foram respectivamente de 225 GWh, 103 hectares e 317.520 placas para os 100 MW de potência pico instalados, os parâmetros do 3º cenário serão de 133 MWp, 137,3 hectares e 422.300 placas, respectivamente.

Nota-se que a área de ocupação necessária para o 3º cenário ainda é significativamente inferior àquela calculada para o 2º cenário mesmo que igualadas as capacidades de geração anuais. Isso reflete diretamente o debate que o mercado fotovoltaico discute atualmente quanto ao uso de rastreadores ou painéis fixos através do seguinte questionamento: *“Para uma mesma geração anual líquida, seria economicamente viável a adoção parques com de painéis fixos na busca de redução do investimento territorial e material?”*. Esta análise depende principalmente de índices de preços praticados no mercado como:

- Taxa de câmbio (que impacta diretamente no custo das placas e inversores)
- Preço do Aço (que impacta diretamente no custo dos rastreadores)
- Custo territorial

Adotando alguns dados como base em preços conforme indicado a seguir, a Tabela 6.2 apresenta os parâmetros de um possível 3º cenário proposto e estimativas de custos para comparação.

- Preço de Placa Fotovoltaica Instalada R\$ 1,60 / Wp
- Preço de Estruturas fabricadas em Aço *Corten* R\$ 3,50 / kg
- Preço de Rastreador Solar (10 kWp, 30 placas, 1,0 ton) R\$ 0,33 / Wp
- Preço de Estrutura Fixa (10 kWp, 30 placas, 0,2 ton) R\$ 0,08 / Wp
- Preço de Inversores Industriais (1 MW) R\$ 0,30 / Wp
- Custo de terreno rural em Bom Jesus da Lapa R\$ 5.000,00 / ha

Tabela 6.2 – Parâmetros técnico-econômicos estimados de um possível 3º cenário

	CENÁRIO 1		CENÁRIO 2		CENÁRIO 3	
Parâmetros Técnicos						
Potência Pico Instalada	100,0	MWp	100,0	MWp	133,3	MWp
Geração Líquida Anual	225,0	GWh	300,0	GWh	300,0	GWh
Área Necessária	103,0	hectares	215,0	hectares	137,3	hectares
Custos Estimados						
Estruturas Fixas	R\$ 8.250.000	4,2%	R\$ -	0,0%	R\$ 11.000.000	4,2%
Rastreadores Solares	R\$ -	0,0%	R\$ 33.000.000	14,7%	R\$ -	0,0%
Painéis Fotovoltaicos	R\$ 160.000.000	80,5%	R\$ 160.000.000	71,4%	R\$ 213.333.333	80,5%
Inversores	R\$ 30.000.000	15,1%	R\$ 30.000.000	13,4%	R\$ 40.000.000	15,1%
Terreno	R\$ 515.000	0,3%	R\$ 1.075.000	0,5%	R\$ 686.667	0,3%
SOMA	R\$ 198.765.000		R\$ 224.075.000		R\$ 265.020.000	

Nota-se primeiramente que para qualquer dos cenários propostos o custo territorial em áreas rurais afastadas de grandes centros é insignificante diante de outros custos de um parque fotovoltaico, portanto, a economia territorial não seria fator relevante que justificasse a opção pelo 3º cenário.

A necessidade de aumento de capacidade instalada para 133,3 MWp no 3º cenário exigiria um custo extra considerável da ordem de R\$ 63 milhões na compra de um maior número de painéis e inversores. Quanto à economia em aço devido à exclusão dos rastreadores, o 3º cenário reduziria o custo de investimento na ordem de R\$ 20 milhões.

Não é possível afirmar com toda certeza que o 3º cenário seria inviável economicamente diante do 2º cenário. Apesar de a breve análise apontar que sim, deve-se lembrar de que há ainda outros fatores envolvidos neste *tradeoff*, como taxa de importação, carga tributária, preço de venda da energia, custos operacionais e de manutenção, entre outros, que deveriam ser considerados em uma análise mais de viabilidade econômica mais aprofundada.

O que vale destacar é que esta discussão é de extrema pertinência nos dias atuais e principalmente para próximos anos que se seguem. O preço de placas fotovoltaicas no mercado internacional tem diminuído significativamente nos últimos anos devido à tendência global de diversificação de suas matrizes energéticas com a utilização de energias renováveis.

A variação dos preços de energia, o custo de produção e manufatura do aço, o custo de territorial e principalmente a queda dos preços das placas fotovoltaicas, certamente irão ditar a maior ou menor viabilidade de rastreadores em plantas fotovoltaicas no Brasil.

6.4. Estudos Futuros

Sugere-se então como seguimento deste trabalho o estudo de viabilidade econômica diante de dois parques fotovoltaicos com mesma capacidade de geração energética anual (sendo o primeiro com placas fixas e outro com rastreadores de eixo único). A avaliação teria como base o preço de venda de energia elétrica em leilão de Energia de Reserva pelo período de 25 anos, tempo normalmente projetado para operação de uma planta fotovoltaica.

Caberia ainda a avaliação do impacto técnico e econômico diante na escolha de um 4º cenário com utilização de rastreadores de dois eixos no respectivo local de estudo.

7. CONCLUSÕES

O estudo indicou que para implantação de um parque fotovoltaico situado em Bom Jesus da Lapa (BA) concebido conforme premissas adotadas e com capacidade instalada de 100 MW pico, a utilização de rastreadores solares horizontais de eixo único poderá propiciar uma geração de energia elétrica anual da ordem de 300 GWh, valor 33,3% maior se comparado à utilização estruturas com painéis fixos que por sua vez totalizou 225 GWh anuais.

Conclui-se ainda que para este estudo a área necessária para a construção do parque fotovoltaico com painéis fixos seria de apenas 103 hectares enquanto o uso dos *trackers* exigiria disponibilização de 215 hectares, ou seja, uma área 108% maior.

A área necessária para construção do parque com uso de rastreadores foi significativamente maior devido a dois fatores que estão diretamente interligados. Primeiramente a tendência ao sombreamento de em painéis traseiros no 2º cenário, o que exigiu afastamento 4 vezes maior que o exigido no 1º cenário. Em segundo lugar, a limitação do ângulo de rastreamento do *tracker* em 60º para leste e para oeste. A adoção de uma maior faixa de rastreamento permitiria menores ângulos de incidência durante os nascentes e poentes, o que elevaria o potencial de geração do 2º cenário, porém isso exigiria um maior afastamento longitudinal entre os *trackers*, e consequentemente ainda maior área necessária para instalação dos mesmos.

8. BIBLIOGRAFIA

CORTEZ, R. J. M, Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013

CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014.

DUFFIE, John, e Willian BECKMAN. Solar Engineering of Thermal Processes. 4th. Wisconsin: Wiley, 2013.

EPE. “Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015.” Rio de Janeiro, 2016.

GROTH, J.A. Usina de Geração Fotovoltaica – Custo de Implementação, Operação, e Taxa de Retorno do Investimento, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013

IBGE. “Estimativa da População Residente no Brasil e Unidades da Federação.” Bom Jesus da Lapa, 2016.

IBGE. “Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua (PNAD).” 2017.

PACHECO, Claudio Roberto. “Fundamentos da Utilização de Energia Solar.” Cáp. 9 em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, por Alberto Hernandez Neto, Alessandra Camilla Amaral, Bruno Medeiros Leite e Claudio Roberto Pacheco, 187-221. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

RESHMI BANERJEE Solar Tracking System Electrical Engineering Department, Guru Nanak Institute of Technology International Journal of Scientific and Research Publications, INDIA, Volume 5, Issue 3, March 2015 1 ISSN 2250-3153

SILVA, R. M. Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 3 de julho de 2017.

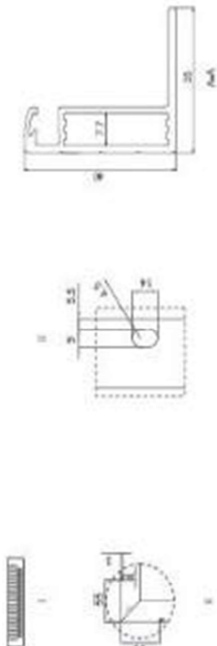
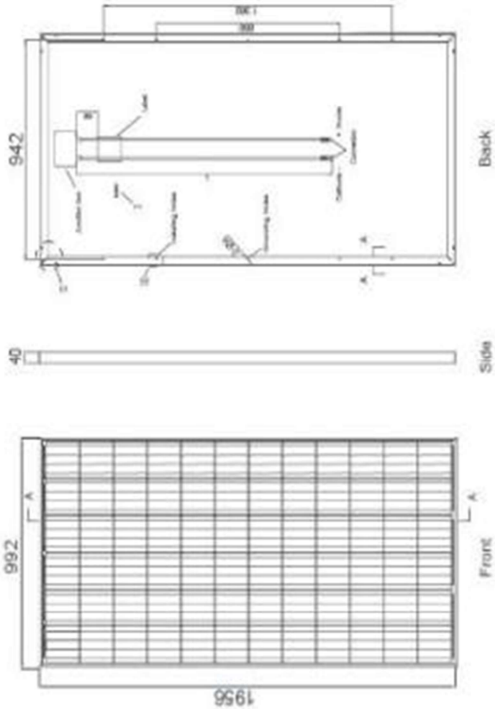
TIBA, Chigueru. "Atlas Solarimétrico do Brasil." Recife: Editora Universitária UFPE, 2000.

TREVELIN, F.C. Estudo Comparativo Entre Métodos de Rastreamento Solar Aplicados a Sistemas Fotovoltacos, Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia São Carlos, São Carlos, 2014.

ZILLES, Roberto. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 1ª. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

FOLHA DE DADOS TÉCNICOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO SELECIONADO NA SIMULAÇÃO

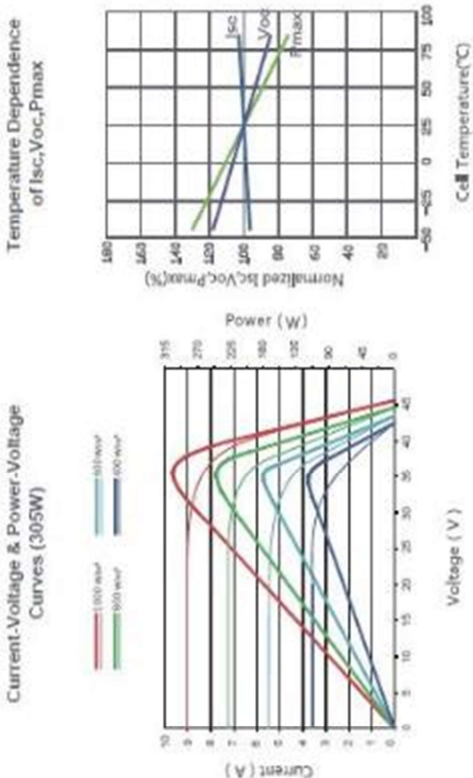
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two boxes =One pallet)
25pcs/ box, 50pcs/pallet, 600 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156x156mm (6 inch)	
No.of cells	72 (6x12)	
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)	
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)	
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	
Frame	Anodized Aluminium Alloy	
Junction Box	IP67 Rated	
Output Cables	TUV 1x4.0mm² Length: 900mm or Customized Length	

FOLHA DE DADOS TÉCNICOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO SELECIONADO NA SIMULAÇÃO

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM305PP-V		JKM310PP-V		JKM315PP-V		JKM320PP-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	305Wp	226Wp	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp	320Wp	238Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	36.8V	33.6V	37.0V	33.9V	37.2V	34.3V	37.4V	34.7V
Maximum Power Current (Imp)	8.30A	6.72A	8.38A	6.81A	8.48A	6.84A	8.56A	6.86A
Open-circuit Voltage (Voc)	45.6V	42.2V	45.9V	42.7V	46.2V	43.2V	46.4V	43.7V
Short-circuit Current (Isc)	8.91A	7.22A	8.96A	7.26A	9.01A	7.29A	9.05A	7.30A
Module Efficiency STC (%)	15.72%		15.98%		16.23%		16.49%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1500VDC (TUV)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

APÊNDICE I

PLANILHA DE CÁLCULO DE GERAÇÃO ENERGÉTICA HORÁRIA NO DIA 11 DE MAIO (1º CENÁRIO)

s M D H mi				W/m ² I _b	W/m ² I _{gr}	°C T _A	m/s W _{ind}	n	δ	° β	° γ	° B	E	h cor.h	h HL	h HS	° ω	° θ _Z	° θ	R _b	°C T _c	W P _{MP}	Wh E1			
↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓			
3121	5	11	0	30	0	0	22,2	3,14	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	0,50	0,67	-170,0	169,4	●	159,7	1,00	22,2	0,0	-
3122	5	11	1	30	0	0	21,6	3,25	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	1,50	1,67	-155,0	155,5	●	149,6	1,00	21,6	0,0	-
3123	5	11	2	30	0	0	21,2	3,28	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	2,50	2,67	-140,0	141,3	●	136,8	1,00	21,2	0,0	-
3124	5	11	3	30	0	0	20,7	3,25	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	3,50	3,67	-125,0	127,0	●	123,1	1,00	20,7	0,0	-
3125	5	11	4	30	0	0	20,3	3,19	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	4,50	4,67	-110,0	112,8	●	109,0	1,00	20,3	0,0	-
3126	5	11	5	30	0	0	20,3	3,09	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	5,50	5,67	-95,0	98,7	●	94,8	1,00	20,3	0,0	-
3127	5	11	6	30	244,8	445	21,3	3,03	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	6,50	6,67	-80,0	84,8	●	80,5	1,82	33,8	131,2	123,3
3128	5	11	7	30	648,0	811	23,2	3,08	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	7,50	7,67	-65,0	71,2	●	66,3	1,25	46,0	226,9	213,3
3129	5	11	8	30	791,4	921	25,2	3,07	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	8,50	8,67	-50,0	58,3	●	52,3	1,16	51,1	252,1	237,0
3130	5	11	9	30	860,8	974	27,0	2,82	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	9,50	9,67	-35,0	46,4	●	38,7	1,13	54,4	262,7	246,9
3131	5	11	10	30	896,4	1001	28,3	2,45	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	10,50	10,67	-20,0	36,8	○	26,5	1,12	56,5	267,4	251,4
3132	5	11	11	30	911,6	1013	29,1	2,03	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	11,50	11,67	-5,0	31,4	○	18,4	1,11	57,6	269,3	253,1
3133	5	11	12	30	910,0	1013	29,4	1,66	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	12,50	12,67	10,0	32,6	○	20,3	1,11	57,9	268,7	252,6
3134	5	11	13	30	891,4	999	29,3	1,42	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	13,50	13,67	25,0	39,7	○	30,4	1,12	57,4	265,7	249,7
3135	5	11	14	30	850,6	970	28,9	1,31	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	14,50	14,67	40,0	50,2	●	43,2	1,14	56,1	259,4	243,8
3136	5	11	15	30	584,4	692	28,1	1,33	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	15,50	15,67	55,0	62,5	●	56,9	1,18	47,5	192,3	180,7
3137	5	11	16	30	494,0	652	26,7	1,39	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	16,50	16,67	70,0	75,7	●	71,0	1,32	45,1	183,1	172,1
3138	5	11	17	30	23,6	24	25,4	1,48	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	17,50	17,67	85,0	89,4	●	85,2	1,00	26,0	7,2	6,8
3139	5	11	18	30	0	0	24,6	1,63	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	18,50	18,67	100,0	103,4	●	99,5	1,00	24,6	0,0	-
3140	5	11	19	30	0	0	24,0	1,79	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	19,50	19,67	115,0	117,5	●	113,7	1,00	24,0	0,0	-
3141	5	11	20	30	0	0	23,5	1,98	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	20,50	20,67	130,0	131,8	●	127,7	1,00	23,5	0,0	-
3142	5	11	21	30	0	0	22,9	2,17	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	21,50	21,67	145,0	146,0	●	141,3	1,00	22,9	0,0	-
3143	5	11	22	30	0	0	22,3	2,34	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	22,50	22,67	160,0	160,2	●	153,5	1,00	22,3	0,0	-
3144	5	11	23	30	0	0	21,7	2,48	131	17,8	▲	13,3	-180	49,5	3,716	0,1673	23,50	23,67	175,0	173,4	●	161,6	1,00	21,7	0,0	-

PLANILHA DE CÁLCULO DE GERAÇÃO ENERGÉTICA HORÁRIA NO DIA 11 DE MAIO (2º CENÁRIO)

s M D H mi				W/m ²	W/m ²	°C	m/s	°	δ	β	°	°	°	B	E	h	cor.h	HL	h	HS	ω	°	°	Θ	R _b	°C	W	Wh
				I _b	I _{GT}	T _A	Wind	n	°	°	°	°	°	Y	°	°	h	HL	h	HS	ω	°	°	Θ	R _b	T _c	P _{MP}	E1
				▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼
3121	5	11	0	30	0	22,2	3,14	131	17,8	↓	10,0	-90	49,5	3,716	0,1673	0,50	0,67	-170,0	169,4	●	159,9	1,00	22,2	0,0	-	-	-	
3122	5	11	1	30	0	21,6	3,25	131	17,8	↓	10,0	-90	49,5	3,716	0,1673	1,50	1,67	-155,0	155,5	●	145,7	1,00	21,6	0,0	-	-	-	
3123	5	11	2	30	0	21,2	3,28	131	17,8	↓	10,0	-90	49,5	3,716	0,1673	2,50	2,67	-140,0	141,3	●	131,4	1,00	21,2	0,0	-	-	-	
3124	5	11	3	30	0	20,7	3,25	131	17,8	↓	10,0	-90	49,5	3,716	0,1673	3,50	3,67	-125,0	127,0	●	117,2	1,00	20,7	0,0	-	-	-	
3125	5	11	4	30	0	20,3	3,19	131	17,8	↓	10,0	-90	49,5	3,716	0,1673	4,50	4,67	-110,0	112,8	●	103,0	1,00	20,3	0,0	-	-	-	
3126	5	11	5	30	0	20,3	3,09	131	17,8	↓	10,0	-90	49,5	3,716	0,1673	5,50	5,67	-95,0	98,7	●	89,1	1,00	20,3	0,0	-	-	-	
3127	5	11	6	30	244,8	1093	21,3	3,03	131	17,8	↗	20,0	-90	49,5	3,716	0,1673	6,50	6,67	-80,0	84,8	●	66,0	4,47	52,0	297,9	280,1		
3128	5	11	7	30	648,0	1748	23,2	3,08	131	17,8	↗	50,0	-90	49,5	3,716	0,1673	7,50	7,67	-65,0	71,2	○	29,8	2,70	72,3	432,9	407,0		
3129	5	11	8	30	791,4	1350	25,2	3,07	131	17,8	↗	50,0	-90	49,5	3,716	0,1673	8,50	8,67	-50,0	58,3	○	26,3	1,71	63,2	349,4	328,4		
3130	5	11	9	30	860,8	1096	27,0	2,82	131	17,8	↗	35,0	-90	49,5	3,716	0,1673	9,50	9,67	-35,0	46,4	○	28,6	1,27	57,8	291,0	273,5		
3131	5	11	10	30	896,4	967	28,3	2,45	131	17,8	↗	20,0	-90	49,5	3,716	0,1673	10,50	10,67	-20,0	36,8	○	30,2	1,08	55,5	259,4	243,8		
3132	5	11	11	30	911,6	916	29,1	2,03	131	17,8	↓	5,0	-90	49,5	3,716	0,1673	11,50	11,67	-5,0	31,4	○	31,0	1,00	54,9	246,4	231,6		
3133	5	11	12	30	910,0	927	29,4	1,66	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	12,50	12,67	10,0	32,6	○	30,8	1,02	55,5	248,7	233,8		
3134	5	11	13	30	891,4	1005	29,3	1,42	131	17,8	↗	25,0	90	49,5	3,716	0,1673	13,50	13,67	25,0	39,7	○	29,8	1,13	57,6	267,0	251,0		
3135	5	11	14	30	850,6	1175	28,9	1,31	131	17,8	↗	40,0	90	49,5	3,716	0,1673	14,50	14,67	40,0	50,2	○	27,9	1,38	61,9	306,0	287,6		
3136	5	11	15	30	584,4	1145	28,1	1,33	131	17,8	↗	55,0	90	49,5	3,716	0,1673	15,50	15,67	55,0	62,5	○	25,4	1,96	60,3	300,4	282,4		
3137	5	11	16	30	494,0	1529	26,7	1,39	131	17,8	↗	40,0	90	49,5	3,716	0,1673	16,50	16,67	70,0	75,7	●	40,2	3,10	69,7	383,7	360,7		
3138	5	11	17	30	23,6	24	25,4	1,48	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	17,50	17,67	85,0	89,4	●	79,9	1,00	26,0	7,2	6,8		
3139	5	11	18	30	0	0	24,6	1,63	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	18,50	18,67	100,0	103,4	●	93,7	1,00	24,6	0,0	-	-	
3140	5	11	19	30	0	0	24,0	1,79	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	19,50	19,67	115,0	117,5	●	107,8	1,00	24,0	0,0	-	-	
3141	5	11	20	30	0	0	23,5	1,98	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	20,50	20,67	130,0	131,8	●	121,9	1,00	23,5	0,0	-	-	
3142	5	11	21	30	0	0	22,9	2,17	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	21,50	21,67	145,0	146,0	●	136,2	1,00	22,9	0,0	-	-	
3143	5	11	22	30	0	0	22,3	2,34	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	22,50	22,67	160,0	160,2	●	150,5	1,00	22,3	0,0	-	-	
3144	5	11	23	30	0	0	21,7	2,48	131	17,8	↓	10,0	90	49,5	3,716	0,1673	23,50	23,67	175,0	173,4	●	164,6	1,00	21,7	0,0	-	-	