



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ – UFC
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECANICA
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

ANTONIO JOSÉ DE CARVALHO JUNIOR

**ANÁLISE DA INSERÇÃO DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO JUNTO
A UM EÓLICO**

FORTALEZA

2016

ANTONIO JOSÉ DE CARVALHO JUNIOR

**ANÁLISE DA INSERÇÃO DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO JUNTO A UM
EÓLICO**

**Trabalho final de curso apresentado
ao Departamento de Engenharia
Mecânica da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial para a
graduação em Engenharia de
Energias Renováveis.**

**Orientador: Prof. Dr. Francisco
Nivaldo Aguiar Freire**

FORTALEZA

2016

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

C321a Carvalho Júnior, Antonio José de.
Análise da inserção de um projeto fotovoltaico junto a um eólico / Antonio José de Carvalho Júnior. –
2016.
64 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia,
Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2016.
Orientação: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire.

1. Energias Renováveis. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. I. Título.

CDD 621.042

ANTONIO JOSÉ DE CARVALHO JUNIOR

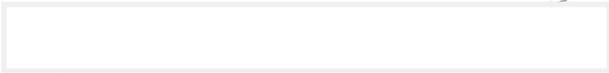
**ANÁLISE DA INSERÇÃO DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO JUNTO A UM
EÓLICO**

**Trabalho final de curso apresentado
ao Departamento de Engenharia
Mecânica da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial para a
graduação em Engenharia de
Energias Renováveis.**

**Orientador: Prof. Dr. Francisco
Nivaldo Aguiar Freire**

Aprovado em: 22 /12 /2016.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire (Orientador)

Universidade Federal do Ceará (UFC)



Prof^ª. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)



Prof. Dr. Francisco Ilson da Silva Junior
Universidade Federal do Ceará (UFC)

“A tragédia não é quando um homem morre. A tragédia é o que morre dentro de um homem enquanto ele ainda está vivo.” (Albert Schweitzer).

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a minha família, meu pai, minha mãe, meus irmãos, minhas cunhadas e minha namorada, principais contribuintes de tudo que sou hoje.

Agradeço a Universidade Federal e todos os professores que de alguma forma contribuíram para minha formação e especialmente ao professor Nivaldo, meu orientador.

Gostaria de agradecer aos meus amigos, ao GT e ao Pai que fizeram parte de toda a jornada até aqui.

Queria agradecer especialmente a toda a equipe Megajoule, que os considero muito além do que colegas de trabalho, uma família. E ainda mais especial, a duas pessoas que, sem elas, esse TCC não seria possível, Ricardo Guedes e Celso Costa.

RESUMO

Dentro de um contexto energético da região nordeste e do Brasil a energia eólica vem despontando como uma fonte promissora para uso integrado ao sistema distribuído de energia elétrica, assim como a energia solar também vem crescendo na sua inserção devido o potencial, desta forma a junção destes dois tipos de fonte (solar e eólica) pode se tornar um caminho promissor para uso das áreas que já foram ocupadas com o fim de instalações para captação de energia eólica. Este trabalho avaliou o potencial de uso de energia solar fotovoltaica em conjunto com uma usina eólica já instalada. Visto que um dos principais pontos a serem avaliados para viabilidade de instalação de uma usina no Brasil é a existência e a proximidade de um ponto de conexão a rede elétrica nacional de distribuição, esse estudo visou analisar uma situação provável do cenário brasileiro de energias renováveis. Sabendo da certa complementaridade que as energias eólica e solar apresentam, esse estudo tenta modelar nos mais diversos aspectos, o impacto de instalar uma usina solar junto a um parque eólico.

Palavras-chave: Energias Renováveis. Energia eólica. Energia solar.

ABSTRACT

The Wind as source of energy has been showing as a promising source to integrate the energy matrix in Brazil such as solar, with its huge potential. Therefore the junction of these two sources may be the path to the best use of a terrain already used by a wind farm. This Project aims to analyze the insertion of a photovoltaic project to wind farm already installed. Since one of the most important factor to the viability of a energy project, is the proximity and the existence of an electric field, this project analyze a probable situation of Brazil energy scenario. Knowing the complementarity of the sources, this study also aims to analyze the impact of install a photovoltaic project next a wind farm.

Keywords: Renewable resources. Wind energy. Solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — ATLAS Solarimétrico do Brasil	2
Figura 2 — Órbita da Terra em torno do Sol - Solstícios e Equinócios.....	5
Figura 3 — Ângulos da radiação solar.....	6
Figura 4 — Ilustração da orientação de uma superfície inclinada em relação ao mesmo plano ...	7
Figura 5 — Diagrama simbólico dos processos de interação da radiação solar com atmosfera terrestre.....	8
Figura 6 — Componentes da Radiação Solar	9
Figura 7 — Piranômetro de foto diodo	10
Figura 8 — Piranômetro de termopar	10
Figura 9 — Pireliômetro em seguidor solar	11
Figura 10 — <i>Rotating Shadowshading Irradiometer</i>	11
Figura 11 — Piranômetro com banda de sombra.....	12
Figura 12 — Piranômetro sombreado em seguidor automático	13
Figura 13 — Delta T	13
Figura 14 — Distribuição das tecnologias usadas na produção industrial de células fotovoltaicas	15
Figura 15 — Efeito fotovoltaico na junção p-n.....	16
Figura 16 — Características das células de silício monocristalino	17
Figura 17 — Características das células de silício cristalino	18
Figura 18 — Características das células de silício amorfo.....	19
Figura 19 — Circuito elétrico equivalente para células fotovoltaicas	20
Figura 20 — Características I x V e P x V de uma célula ou módulo fotovoltaico	21
Figura 21 — Curvas I-V a diferentes níveis de radiação	23
Figura 22 — Gráfico de comparação de energia entre um sistema fixo e um sistema de dois eixos	24
Figura 23 — Comparação da estimativa de energia produzida em sistema de 1kWp usando vários seguidores	25
Figura 24 — Seguidor de eixo horizontal	26
Figura 25 — Seguidor vertical ou de azimute.....	27
Figura 26 — Seguidor solar de dois eixos	28
Figura 27 — <i>Layout AB – MT e Mastro Anemométrico</i>	34
Figura 28 — <i>Layout Solar</i>	37
Figura 29 — Representação 3D - PvSyst.....	40
Figura 30 — Simulação do sombreado - PvSyst.....	41
Figura 31 — Representação 3D PvSyst – <i>Sombreamento</i>	43
Figura 32 — Potência média horária - Eólica	45
Figura 33 — Potência média horária - Solar	45
Figura 34 — Gráfico da variação da energia injetada de acordo com os limites da rede	46
Figura 35 — Variação potência desenvolvida – Eólica + Solar.....	47
Figura 36 — Variação potência desenvolvida – Eólica	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Tipos característicos de rugosidade relevantes.....	33
Tabela 2 — Configuração das UEE areia Branca e UEE Mar e Terra.....	33
Tabela 3 — Características do <i>layout</i> fotovoltaico	36
Tabela 4 — Considerações.....	39
Tabela 5 — Perdas elétricas	41
Tabela 6 — Impacto do sombreamento na geração anual média do parque	43
Tabela 7 — Variação do fator de capacidade nos diversos cenários	48

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	FUNDAMENTACAO TEORICA.....	4
2.1	GEOMETRIA SOLAR	4
2.1.1	ÂNGULO AZIMUTAL.....	5
2.1.2	ALTURA SOLAR	5
2.1.3	ÂNGULO ZENITAL	6
2.1.4	INCLINAÇÃO DA SUPERFÍCIE DE CAPTAÇÃO E ÂNGULO DE INCIDÊNCIA.....	7
2.1.5	ÂNGULO HORÁRIO DO SOL OU HORA ANGULAR (Ω)	7
2.2	RADIAÇÃO SOLAR	7
2.3	INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO.....	9
2.3.1	RADIAÇÃO GLOBAL (GHI).....	9
2.3.2	RADIAÇÃO DIRETA (DNI)	10
2.3.3	RADIAÇÃO DIFUSA (DHI)	12
2.3.4	VARIÁVEIS CLIMATOLÓGICAS AUXILIARES	13
2.4	EFEITO FOTOVOLTAICO.....	14
2.5	TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO.....	16
2.5.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO SILÍCIO MONOCRISTALINO (M-SI)	16
2.5.2	MÓDULO FOTOVOLTAICO SILÍCIO POLICRISTALINO (P-SI)	17
2.5.3	FILMES FINOS.....	18
2.5.4	CÉLULAS ORGÂNICAS.....	19
2.5.5	CURVAS I-V	19
2.5.6	PARÂMETROS ELÉTRICOS	21
2.5.7	INFLUÊNCIA DO AMBIENTE.....	22
2.5.8	EFICIÊNCIA.....	23
2.5.9	SEGUIDOR SOLAR.....	23
2.6	USINA FOTOVOLTAICA	28
2.6.1	SISTEMAS AUTÔNOMOS OU ISOLADOS (OFF-GRID)	28
2.6.2	SISTEMAS LIGADOS À REDE (ON GRID)	29
2.6.3	INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS E SOMBREAMENTO.....	29
2.6.4	SISTEMAS HÍBRIDOS	30

3.	MATERIAIS E MÉTODOS.....	31
3.1	EÓLICA	31
3.1.1	DADOS DE ENTRADA – EÓLICA.....	31
3.1.2	MAPA	32
3.1.3	PARQUE EÓLICO	33
3.1.4	ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO	35
3.2	SOLAR.....	35
3.2.1	DADOS DE ENTRADA.....	35
3.2.2	MAPA	36
3.2.3	PARQUE FOTOVOLTAICO.....	36
3.2.4	ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO	38
3.2.5	PERDAS ELÉTRICAS	41
4.	RESULTADOS E DISCUSSOES.....	42
4.1	SOMBREAMENTO.....	42
4.2	ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO.....	45
4.3	VARIABILIDADE	47
4.4	FATOR DE CAPACIDADE	48
5.	CONCLUSAO.....	49
	REFERÊNCIAS	50
	ANEXO I – Tabela de produção eólica	53

1. INTRODUÇÃO

O aumento da demanda energética mundial, a preocupação com a diminuição das fontes de combustíveis fósseis e os impactos gerados no ambiente têm impulsionado todos os países a buscarem fontes de energia alternativa menos poluentes, entre elas as energias ditas renováveis. Caracterizadas pelo seu caráter de fonte inesgotável, as energias renováveis têm encontrado maior espaço entre as fontes de energia elétrica. Dentre elas, a solar tem ganhado cada vez mais espaço, principalmente dado o fato da grandiosidade da fonte utilizada. Estima-se que a energia solar incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial [1].

O Brasil tem sua base energética centrada na energia hidráulica, que, apesar de considerada renovável, tem um grande impacto, muitas vezes mal avaliado, no ambiente onde é instalada. Isso se deve a necessidade de alagamento de uma grande área cultivável, com destruição de habitat animais e realocação de populações que residam na região próxima.

Pesquisadores da Coppe (Coordenação dos Programas de Pós-graduação em Engenharia) da Universidade Federal do Rio de Janeiro afirmam que algumas barragens de hidrelétrica são capazes de emitir mais gases poluentes que as próprias termelétricas. Três fatores são responsáveis pela produção desses chamados gases quentes numa hidrelétrica: a decomposição da vegetação pré-existente, ou seja, das árvores atingidas pela inundação de áreas usadas na construção dos reservatórios; a ação de algas primárias que emitem CO₂ nos lagos das usinas; e o acúmulo nas barragens de nutrientes orgânicos trazidos por rios e pela chuva [2].

Dentre as fontes renováveis, atualmente, a energia eólica tem recebido um dos mais altos investimentos, tendo sido o Programa de Incentivo às Fontes Renováveis (PROINFA) o principal responsável pelo crescimento dessa fonte no Brasil. Hoje o Brasil é o 4º país do mundo onde essa fonte de energia mais cresce, perdendo apenas para China, Alemanha e Estados Unidos. A estimativa é que esse ano o país gere em torno de 24GW de energia eólica, sendo 21 deles produzidos apenas no Nordeste. Esse fato pode ser associado ao grande potencial brasileiro, em torno de 143,5GW [3], e também a diminuição dos preços da geração por tal fonte. Uma das grandes vantagens dessa fonte está na complementaridade com a energia hidrelétrica. Porém, grande parte

Esse estudo tem por principal objetivo avaliar, com base na complementaridade das fontes eólica e solar e no aproveitamento do ponto de conexão já existente, as estimativas de produção de um parque solar a ser instalado junto a um parque eólico já existente. Avaliar uma possível situação do cenário brasileiro de energias renováveis, onde há uma indústria eólica consolidada em evidente crescimento e um setor solar como fonte promissora para os próximos anos. Também é objetivo avaliar a viabilidade do projeto fotovoltaico em questão, analisando e comparando seu fator de capacidade com base nos resultados dos leilões de energia realizados para tal fonte.

2. FUNDAMENTACAO TEORICA

2.1 GEOMETRIA SOLAR

Primeiramente faz-se necessário um entendimento do movimento do sol em relação à Terra. A Terra tem uma trajetória elíptica em torno do Sol e sua declinação é de 23.45° em relação ao plano normal do planeta, de tal forma que o ângulo de incidência do sol na linha do equador pode variar de -23.45° a 23.45° .

Esse ângulo, denominado Declinação Solar (δ), é positivo ao Norte e negativo ao Sul do Equador. Nos dias 21 de setembro (equinócio de primavera) e 21 de março (equinócio de outono) os raios solares se alinham com o plano do Equador ($\delta=0$). A declinação solar pode ser calculada utilizando-se a equação 2.1.

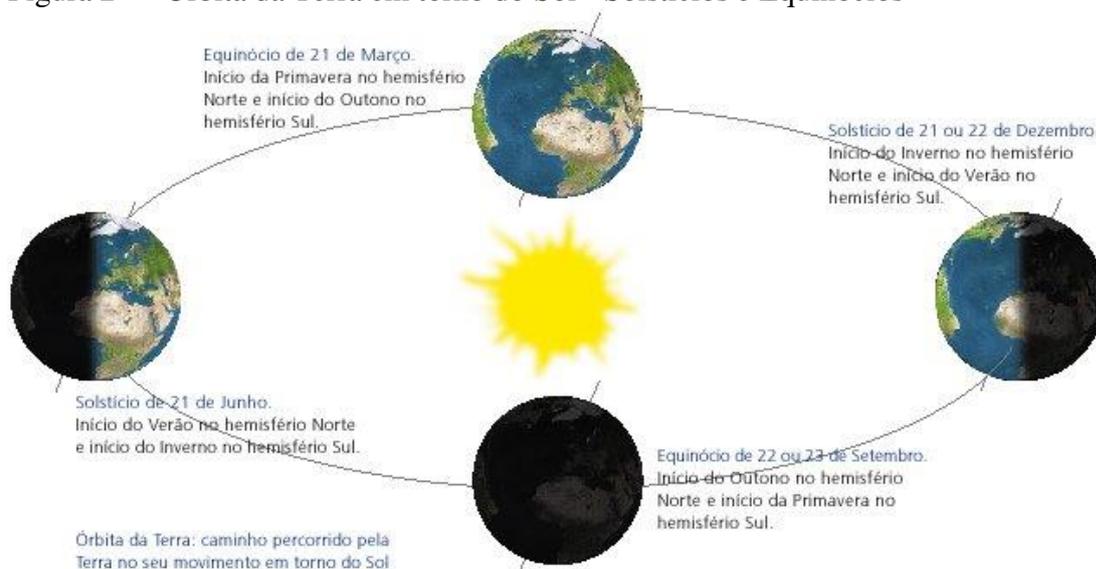
$$\delta = -23.45^\circ \times \cos \left[\left(\frac{360}{365} \right) \times (n + 10) \right] \quad (1)$$

Onde:

n representa o dia Juliano, contado de 1 a 365 a partir de um de janeiro (ou seja, 01/jan $\rightarrow n=1$; 31/dez $\rightarrow n=365$).

Na figura 2 é possível observar a variação da duração dos dias ao longo do ano para uma determinada localidade, resultando da inclinação do eixo da terra. Verificam-se dias mais longos, por exemplo, em localidades no hemisfério Sul, no solstício de verão e dias mais curtos no solstício de inverno. No Equador terrestre a duração dos dias é sempre igual e nas suas proximidades as variações são pequenas ao longo do ano. É possível também observar que nos equinócios, as durações dos dias são as mesmas para qualquer localidade [4].

Figura 2 — Órbita da Terra em torno do Sol - Solstícios e Equinócios



Fonte: [17].

O estudo da geometria solar permite a compreensão da forma como o sol atinge o planeta terra e nos permite entender como ele faz isso durante o ano. Nesse tópico iremos ver a definição de alguns ângulos importantes.

2.1.1 ÂNGULO AZIMUTAL

O movimento de rotação da Terra é observado como o movimento do Sol no eixo Leste-Oeste, caracterizado pelo ângulo azimutal (Ψ_s), observado na figura 2 [5].

Também chamado de azimute solar, é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador). O deslocamento angular é tomado a partir do Norte (0°) geográfico, sendo, por convenção, positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul (a Leste) e negativo quando se encontrar à esquerda (a Oeste) [6].

2.1.2 ALTURA SOLAR

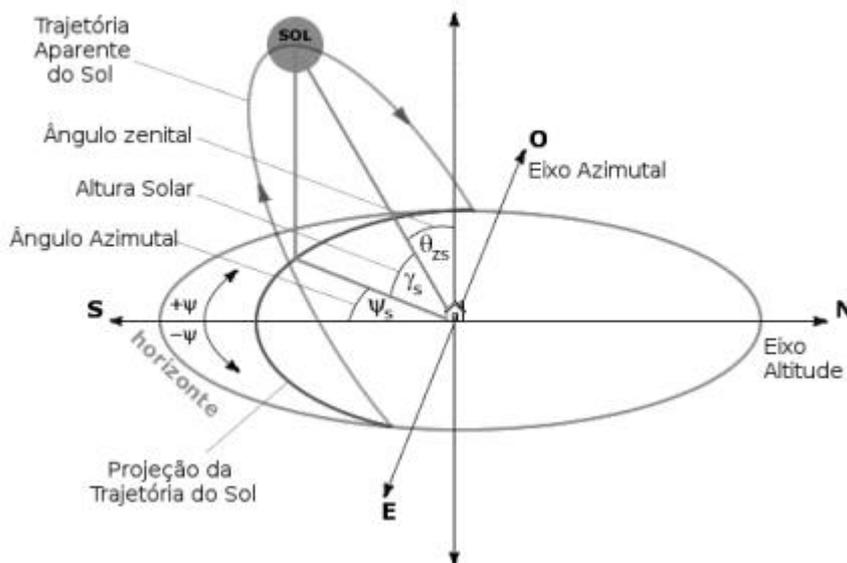
Já o movimento de translação da terra ao redor do Sol, é adotado como a movimentação Solar no eixo norte-sul, conforme o ângulo de altitude (γ_s), também descrito na figura 2 [5].

É o ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador).

2.1.3 ÂNGULO ZENITAL

O ângulo zenital (θ_{zs}) é o ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zênite) e é apresentada na figura 3.

Figura 3 — Ângulos da radiação solar



Fonte: [17].

É definido como um ponto imaginário traçado acima de um lugar específico (observador), ou seja, uma reta imaginária até a esfera celeste. O zênite solar é quando o Sol se encontra no ponto mais alto, formando um ângulo de 90° , isso acontece ao meio dia solar [5]. É dado pela expressão:

$$\cos(\theta_{zs}) = \text{sen}(L) \times \text{sen}(\delta) + \text{cos}(L) \times \text{cos}(\delta) \times \text{cos}(H) \quad (2)$$

Onde:

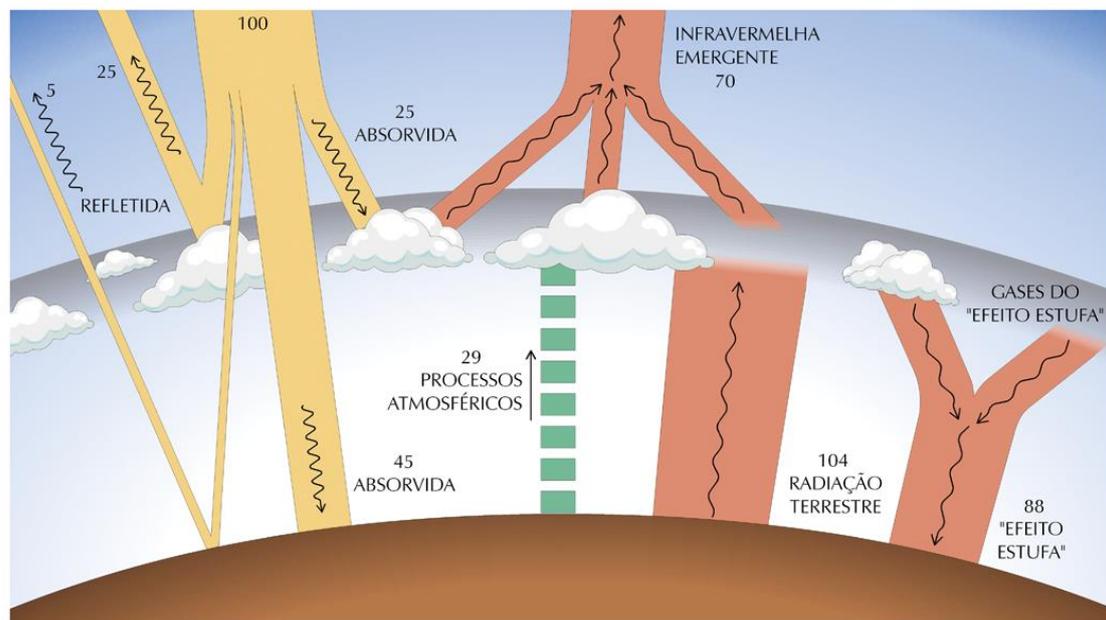
L é a latitude;

δ é declinação solar;

H é ângulo horário.

nuvens, os gases, partículas atmosféricas e a superfície refletem cerca de 30% da radiação incidente no topo da atmosfera. Os 70% restantes são absorvidos produzindo aquecimento do sistema e causando evaporação de água (calor latente). A energia absorvida pelo sistema Terra-Atmosfera é reemitida na faixa do infravermelho do espectro de radiação eletromagnética – 4 a 100 μm – sendo que 6% são provenientes da superfície e 64% tem origem em nuvens e constituintes atmosféricos [7].

Figura 5 — Diagrama simbólico dos processos de interação da radiação solar com atmosfera terrestre



Fonte: [7].

A radiação solar incidente na superfície da Terra pode ser decomposta em duas componentes: a radiação direta e a difusa. A radiação Solar Direta é a fração da radiação solar que atravessa a atmosfera terrestre sem sofrer qualquer alteração em sua direção original. Já a radiação solar difusa refere-se à componente da radiação solar que, ao atravessar a atmosfera, é espalhada pelos gases que a compõem, além de poeira e nuvens. A soma da radiação direta e difusa equivale à radiação solar instantânea global (G) [8].

Notadamente, se a superfície estiver inclinada em relação à horizontal, haverá uma terceira componente refletida pelo ambiente do entorno (solo, vegetação, obstáculos, terrenos rochosos, etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies e denominado de “albedo”. As componentes são ilustradas na figura 6.

Figura 6 — Componentes da Radiação Solar



Fonte: [7].

2.3 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

O conhecimento do recurso solar é o parâmetro de maior peso em um projeto de aproveitamento da energia solar. É de extrema importância uma boa campanha de medição que, após filtragem adequada dos dados, possa fornecer dados solarimétricos capazes de representar bem o recurso do local medido.

O objetivo da medição dos dados solares é a obtenção experimental do valor instantâneo do fluxo energético solar (irradiância) ou integrada (irradiação) ao longo de tempo (minuto, hora, dia ou ano). É de interesse da Engenharia Solar, o conhecimento dos valores da irradiância ou irradiação global e suas componentes direta e difusa incidentes em uma superfície [6].

2.3.1 RADIAÇÃO GLOBAL (GHI)

O piranômetro é o principal equipamento usado para medição da componente global. São dois os principais tipos de piranômetro.

- a) Piranômetros de foto díodo: São sensores de efeito fotoelétrico, responde à absorção de energia, gerando uma corrente proporcional à irradiância solar. Entre as suas vantagens estão o baixo custo e a maior rapidez de resposta, porém tem menor precisão e menor espectro de radiação medido;

Figura 7 — Piranômetro de foto diodo



Fonte: [14].

b) Piranômetro de termopar: Sensor de efeito termoelétrico, cujo aquecimento diferencial entre as junções gera uma saída proporcional à irradiância solar. Suas vantagens são a maior precisão e um maior espectro de radiação medido, entretanto tem um custo elevado e uma resposta lenta. Em face da sua maior precisão e espectro de irradiação amplo, os piranômetros de termopar são os mais usados em campanhas de medição.

Figura 8 — Piranômetro de termopar



Fonte: [14].

2.3.2 RADIAÇÃO DIRETA (DNI)

Os principais equipamentos para medição da radiação direta são:

a) Pireliômetro em seguidor automático: Sensor termopar apontado em constante para o disco solar, normalmente com uma tolerância de ângulo de visão de 5° . A irradiância difusa é bloqueada instalando-se o sensor termoelétrico dentro de um tubo de colimação, com paredes enegrecidas e

apontadas diretamente ao Sol, como é mostrado na figura 9. O sensor tem um custo elevado entre 20 e 50 mil reais, além da necessidade de uma mão de obra frequente e especializada. Em geral, se utiliza uma montagem do equipamento acoplado a dois eixos capazes de seguir o caminho do Sol. Sua precisão é maior comparada a métodos indiretos de obtenção da componente direta;

Figura 9 — Pireliômetro em seguidor solar



Fonte: [14].

b) RSI – *Rotating Shadowshading Irradiometer*: Piranômetro foto díodo com banda de sombra rotativa, medindo alternadamente GHI ou DHI, de forma que a componente DNI é obtida indiretamente. Esse tipo de sensor apresenta as mesmas limitações dos sensores de fotodiodo.

Figura 10 — *Rotating Shadowshading Irradiometer*



Fonte: [14].

2.3.3 RADIAÇÃO DIFUSA (DHI)

Os principais equipamentos de medição dessa componente são:

- a) Piranômetro com banda de sombra manual: Piranômetro termopar com banda bloqueando a DNI. O custo da banda de sombra é relativamente baixo e sua montagem é simples. Porém, devido a que a banda também bloqueia parte da própria radiação difusa, é necessário se proceder uma correção das leituras. Esta correção oscila, em geral, entre 5 e 25%, apresentando uma grande variabilidade, dependendo das dimensões geométricas da banda; latitude; época do ano; turbidez atmosférica e grau de nebulosidade; albedo das superfícies vizinhas e refletividade da superfície interna da banda[1].

Figura 11 — Piranômetro com banda de sombra



Fonte: [14].

- b) Piranômetro sombreado em seguidor automático: Piranômetro termopar com banda de sombra automática que acompanha o movimento do Sol. Esse equipamento tem alinhamento automático preciso, mas seu custo é elevado;

Figura 12 — Piranômetro sombreado em seguidor automático



Fonte: [14].

- c) Sensor Piranômetro composto por sete termopares e sombra fixa, de tal forma a garantir que ΔT : durante sua captação pelo menos um dos sensores esteja sombreado bloqueando a radiação direta. Esses sensores necessitam uma menor manutenção e apresentam um custo moderado.

Figura 13 — Delta T



Fonte: [14].

2.3.4 VARIÁVEIS CLIMATOLÓGICAS AUXILIARES

Há ainda outras variáveis climatológicas importantes, muitas vezes negligenciadas, entre elas, principalmente, velocidade de vento e temperatura. O conhecimento da temperatura local, visto que a eficiência de um painel fotovoltaico varia com a temperatura, o fenômeno de convecção e ainda a análise de cargas são as principais análises derivadas do conhecimento dessas variáveis. Anemômetro de copos

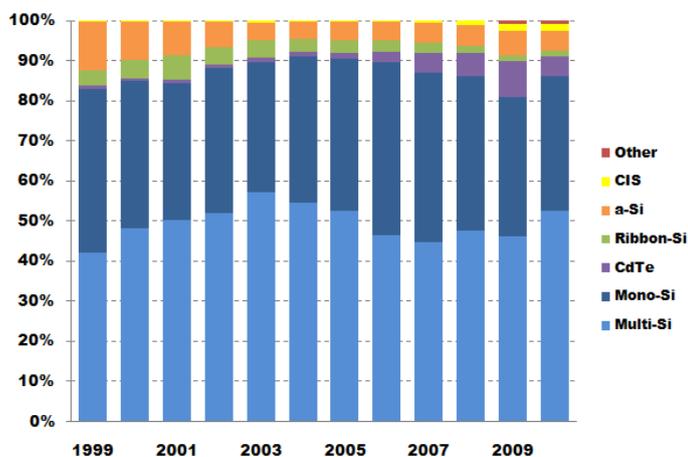
são os sensores mais utilizados para medição da componente horizontal do vento, utilizado no estudo de análise de cargas e também no fenômeno de convecção.

2.4 EFEITO FOTOVOLTAICO

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel em 1839, quando observou que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução. Em 1876, W. G. Adams e R. R. Day observaram efeito similar em um dispositivo de estado sólido fabricado com selênio. Os primeiros dispositivos que podem ser denominados de células solares ou células fotovoltaicas foram fabricados em selênio e desenvolvidos por C. E. Frits em 1883. Nos anos 1950, ou seja, mais de 110 anos após a descoberta de Becquerel, foram fabricadas nos Laboratórios Bell, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos na área de dispositivos semicondutores. Estas células fotovoltaicas foram fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino, e atingiram uma eficiência de conversão de energia solar em elétrica, relativamente alta para a época, de 6%, com potência de 5mW e área de 2cm² [6].

A tecnologia foi se desenvolvendo até os dias atuais onde se separaram em três gerações, sendo a primeira a tecnologia com base no silício monocristalino e policristalino, a segunda a dos filmes finos inorgânicos e a terceira, que são as orgânicas ou sensibilizadas por corantes. A tecnologia de silício monocristalino e policristalino domina o mercado representando mais de 80% das tecnologias usadas para aproveitamento da energia solar fotovoltaica, como mostra a figura.

Figura 14 — Distribuição das tecnologias usadas na produção industrial de células fotovoltaicas

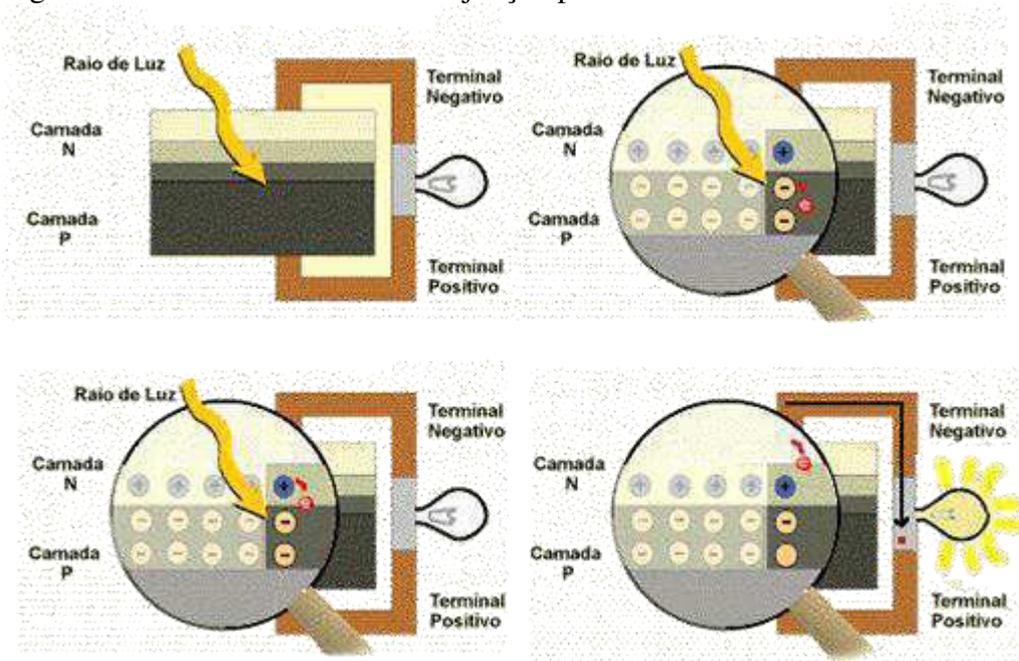


Fonte: [6].

Os átomos de silício se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina. Ao adicionarem-se átomos com cinco elétrons de ligação, como o fosforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso que não poderá ser emparelhado e que ficará “sobrando” fracamente ligado a seu átomo de origem. Isto faz com que, com pouca energia térmica, este elétron se livre, indo para a banda de condução. Diz-se assim, que o fosforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante *n* ou impureza *n*.

Se, por um lado, introduzem-se átomos com apenas três elétrons de ligação, como é o caso do boro, haverá uma falta de um elétron para satisfazer as ligações com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um sítio vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se, portanto, que o boro é um aceitador de elétrons ou um *dopante p*.

Figura 15 — Efeito fotovoltaico na junção p-n



Fonte: [10].

Se, partindo do silício puro, foram introduzidos átomos de boro em uma metade e de fósforo em outra, será formado o que se chama de *junção pn*. O que ocorre nesta junção é que elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons do lado p, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo [9].

2.5 TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO

2.5.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO SILÍCIO MONOCRISTALINO (M-SI)

A maioria dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino, também denominados de células, são obtidos a partir de fatias de um único grande cristal, mergulhados em silício fundido [10].

Neste processo, o cristal recebe pequenas quantidades de boro formando um semicondutor dopado do tipo “p”. A esse semicondutor, após seu corte, é introduzido impurezas do tipo “n”, expostas a vapor de fósforo em fornos com altas temperaturas garantindo confiabilidade e eficiência aos produtos [11].

Figura 16 — Características das células de silício monocristalino

Eficiência	15% a 18% (Czochralski process)
Forma	Quadrada, Semi-quadrada e esférica
Dimensões	100 x 100 mm, 125 x 125 mm, Diâmetros de 100, 125 e 150 mm
Espessura	0.3 mm
Estrutura	Homogênea
Coloração	Do azul escuro ao preto (com camada AR) Cinza (sem camada AR)
Fabricantes	Astro Power, BP Solar, CellSiCo, Eurosolare, Isofoton, Shell Solar, Sharp, Solartec

Fonte: [10].

2.5.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO SILÍCIO POLICRISTALINO (P-SI)

O silício policristalino apresenta menor eficiência de conversão, com a vantagem de um mais baixo custo de produção, já que a perfeição cristalina é menor que no caso do m-Si e o processamento mais simples. O material de partida é o mesmo que para o m-Si, que é fundido e posteriormente solidificado direcionalmente, o que resulta em um bloco com grande quantidade de grãos ou cristais, no contorno dos quais se concentram os defeitos que tornam esse material menos eficiente do que o m-Si em termos de conversão fotovoltaica. Os processamentos posteriores até se obter um módulo fotovoltaico são semelhantes aos utilizados no caso do m-Si [12].

Figura 17 — Características das células de silício cristalino

Eficiência	13% a 16%
Forma	Quadrada
Dimensões	100 x 100 mm, 125 x 125 mm e 150 x 150 mm
Espessura	0.3 mm
Estrutura	Vários cristais de diferentes orientações são formados durante o processo de purificação.
Coloração	Azul (com camada AR) e cinza prata (sem camada AR)
Fabricantes	BP Solar, Eurosolare, Kyocera, Photowatt, Shell Solar, Sharp, Sunways

Fonte: [10].

2.5.3 FILMES FINOS

Diversos estudos elaborados nesta área têm direcionado a fabricação dos filmes finos a utilizarem diferentes materiais semicondutores e técnicas de deposição. Por exemplo, em camadas finas de materiais de silício e outros, sob uma base que pode ser rígida ou flexível. Entre os materiais mais estudados está o silício amorfo (a-Si) [13].

Segundo [14] essa tecnologia requer uma quantidade menor de silício por Watt em relação às células cristalinas. Pode ser depositado em qualquer substrato (por exemplo, as partes integrantes do módulo: vidro para cobertura e metais para condução) e ainda permite a formação de células de grandes áreas.

Figura 18 — Características das células de silício amorfo

Eficiência	5% a 8%
Forma	Formas Variadas
Dimensões	Módulo Padrão (Máximo): 0,77 x 2,44 m Módulos Especiais (Máximo): 2 x 3 m
Espessura	0,001 mm
Estrutura	Homogênea
Coloração	Do marron escuro ao preto
Fabricantes	Dunasolar, Kaneka, Sanio, Unisolar

Fonte: [10].

2.5.4 CÉLULAS ORGÂNICAS

Segundo [6], essa tecnologia corresponde a mais recente no âmbito da fotovoltaica e ainda se encontra em fase de pesquisa, desenvolvimento e teste, sendo, portanto, sua produção apenas em pequena escala.

Esta tecnologia baseia-se na utilização de um semicondutor orgânico, o qual é responsável pela absorção de luz, geração, separação e transporte de cargas. Alguns destes dispositivos são produzidos pela mistura de um polímero condutor e um derivado de fulereno [15].

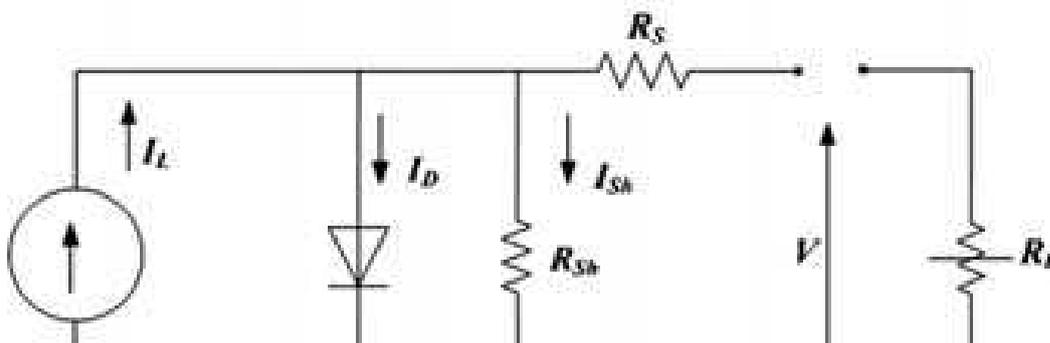
Embora a eficiência em dispositivos pequenos fabricados em laboratório já tenha atingido valores superiores a 10%, os módulos ainda apresentam baixa eficiência. Estas células fotovoltaicas estão sendo estudadas por vários centros de pesquisa de universidades e de empresas, e novos desenvolvimentos deverão ser realizados para aumentar a eficiência e a estabilidade para aplicações em larga escala [6].

2.5.5 CURVAS I-V

Muitos modelos de células têm sido desenvolvidos, desde os mais simples, modelos idealizados, aos mais sofisticados, que tem os detalhes dos processos físicos que ocorrem no interior das células fotovoltaicas. Do ponto de vista elétrico, a figura 20

mostra uma das várias maneiras de se representar o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. Essa representação pode ser utilizada para modelar células, módulos ou geradores constituídos de vários módulos. Este circuito requer que cinco parâmetros sejam conhecidos: a corrente de iluminação, ou foto gerada I_L , a corrente de saturação reversa do diodo, I_0 , a resistência em série, R_s , a resistência em paralelo (ou shunt), R_p (R_{sh}) e, finalmente, um parâmetro de correção de curva[16].

Figura 19 — Circuito elétrico equivalente para células fotovoltaicas



Fonte: [6].

A corrente elétrica em célula fotovoltaica pode ser considerada como a soma da corrente de uma junção pn no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. Esta corrente em função da tensão no dispositivo, denominada de curva I-V ou curva característica, pode ser descrita pela seguinte equação, derivada da Equação de Shockley, do diodo ideal [6]:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (4)$$

Onde:

I_L é a corrente fotogerada (A);

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo (A);

n é o fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos;

q é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C);

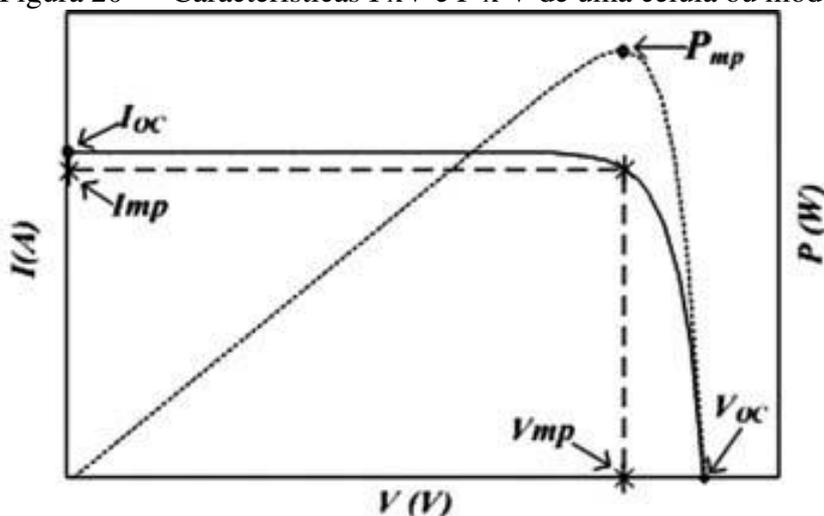
k é a constante de Boltzmann ($1,381 \times 10^{-23}$ J/K);

T é a temperatura absoluta (K).

Os painéis solares, ou módulos, são os principais componentes do sistema fotovoltaico de geração de energia. Estes são formados por um conjunto de células fotovoltaicas associadas, eletricamente, em série e/ou paralelo, dependendo das tensões e/ou correntes determinadas em projeto. O conjunto destes módulos é chamado de gerador fotovoltaico e constituem a primeira parte do sistema, ou seja, são responsáveis no processo de captação da irradiação solar e sua transformação em energia elétrica [17].

Dentre as características elétricas dos módulos, vale comentar as mais importantes: potência, tensão e corrente. Para analisá-las de forma mais detalhada, apresenta-se na figura 22 as curvas característica corrente versus tensão e potência versus tensão, típicas de uma célula ou módulo fotovoltaico [6].

Figura 20 — Características I x V e P x V de uma célula ou módulo fotovoltaico



Fonte: [6].

2.5.6 PARÂMETROS ELÉTRICOS

- a) Tensão de circuito aberto (V_{oc}): É a máxima tensão que o módulo pode produzir sob determinadas condições de insolação e temperatura e acontece quando seus terminais estão abertos. Como não há corrente, a potência elétrica fornecida pelo módulo é zero;
- b) Corrente de curto-circuito (I_{sc}): É a máxima corrente que o módulo pode produzir sob determinadas condições de insolação e temperatura, quando seus terminais são curto-circuitados. Como não há tensão, a potência elétrica é zero;

- c) Corrente de potência máxima (I_{mp}): É a corrente elétrica que o módulo fornece no ponto de potência máxima sob determinadas condições de insolação e temperatura. É considerada a corrente nominal do módulo fotovoltaico;
- d) Potência máxima (P_{mp}): É a potência elétrica máxima que o módulo pode fornecer sob determinadas condições de insolação e temperatura. Corresponde ao produto da corrente de potência máxima, pela tensão de potência máxima. Este ponto ocorre no joelho da curva característica;
- e) Fator de forma: É a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. O fator de forma é definido pela equação:

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (5)$$

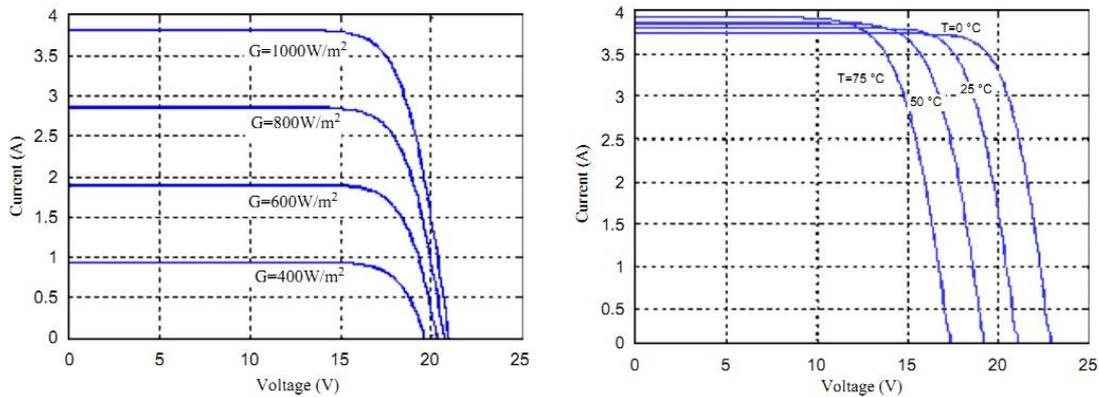
Quanto menores forem as perdas resistivas (série e paralelo), mais próximo da forma retangular será a curva I-V. Embora FF possa ser relacionado empiricamente com V_{oc} , as resistências em série e em paralelo são os parâmetros mais relevantes na sua variação. Valores de FF dependem da tecnologia usada, como por exemplo: c-Si (80,9%-82,8%), CdTe (77%), a-Si (67,8%) [6].

2.5.7 INFLUÊNCIA DO AMBIENTE

A produção energética de um painel fotovoltaico vai estar dependente de dois fatores ambientais: a temperatura ambiente e a radiação solar incidente. Estes dois fatores vão provocar efeitos nas curvas características do painel. A radiação vai fazer aumentar a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. A corrente de curto-circuito vai ter uma relação quase linear com a radiação. Por sua vez a temperatura ao aumentar vai fazer diminuir a tensão de circuito aberto e aumentar ligeiramente a corrente de curto-circuito. Isto é explicado pelo fato da temperatura ser dependente da radiação [17].

Na figura 22 é possível ver a influência da temperatura e radiação da curva I-V.

Figura 21 — Curvas I-V a diferentes níveis de radiação



Fonte: [17].

2.5.8 EFICIÊNCIA

Eficiência é o parâmetro que define o quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência de energia solar incidente e pode ser definida como segue:

$$\eta = \frac{I_{sc} \times V_{oc} \times FF}{A \times G} \times 100\% = \frac{P_{mp}}{A \times G} \times 100\% \quad (6)$$

onde:

A (m²) é a área de célula;

G (W/m²) é a irradiância solar incidente.

A unidade da potência da célula e o módulo fotovoltaico é o Wp (Watt-pico), que é associada às condições padrão de ensaio (STC – *Standard Test Conditions*) [6].

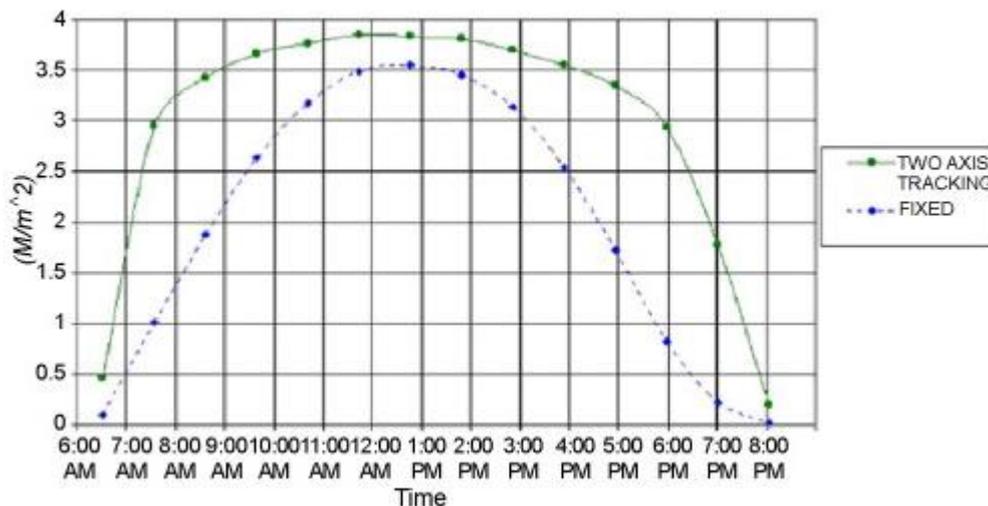
Na figura 21, pode-se observar a curva de potência, onde está destacado o ponto ótimo ($\frac{dP}{dV} = 0$).

2.5.9 SEGUIDOR SOLAR

Um seguidor solar é um dispositivo mecânico que tem por objetivo garantir que os painéis fotovoltaicos fiquem sempre na posição mais favorável a captar o máximo de radiação solar possível. O custo de um sistema de seguimento, quando se tem em conta o valor do projeto de um sistema fotovoltaico, é de um incremento de 20% desse valor.

Porém, é preciso ter em conta que um sistema desse tipo pode vir a aumentar as receitas geradas em cerca de 40% [17]. Na figura 23 pode-se ver um gráfico com a comparação da energia produzida entre um sistema fixo e um sistema de dois eixos.

Figura 22 — Gráfico de comparação de energia entre um sistema fixo e um sistema de dois eixos



Fonte: [24].

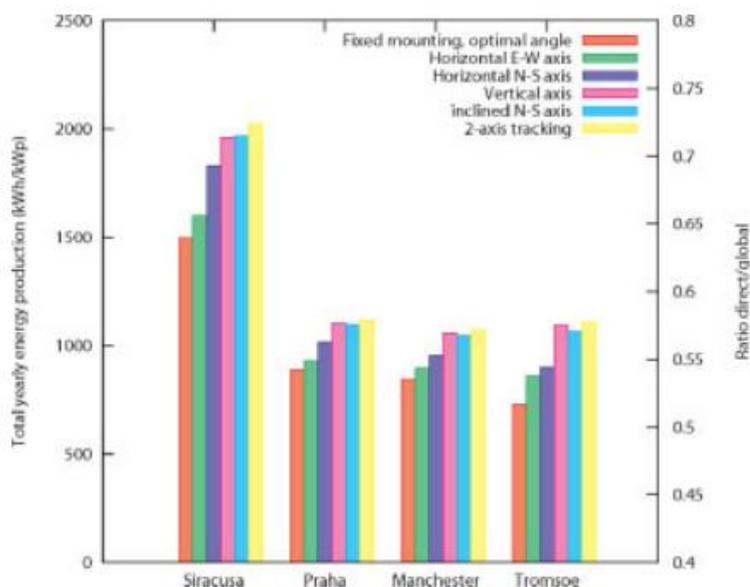
Os seguidores solares são basicamente divididos em duas categorias: passivos e ativos. Os seguidores passivos consistem na expansão térmica de um líquido. Esse líquido pode ser usado em tubos especialmente localizados de forma que a medida que o sol se movimenta durante o dia aquela diferencialmente os tubos, alterando assim sua densidade e fazendo com o que o painel se ajuste a posição do sol. Esses sistemas não são muito precisos e só são aplicáveis em locais onde a variação térmica seja alta o suficiente para alterar as características do líquido.

Os seguidores ativos são divididos, principalmente, quanto ao movimento do eixo:

- a) Seguidor Polar de Eixo Único
- b) Seguidor de Eixo Horizontal
- c) Seguidor de Eixo Vertical ou de Azimute
- d) Seguidor de dois Eixos

A figura 24 mostra uma comparação da energia produzida utilizando diferentes tipos de seguidores em diferentes locais.

Figura 23 — Comparação da estimativa de energia produzida em sistema de 1kWp usando vários seguidores



Fonte: [24].

2.5.9.1 SEGUIDOR POLAR DE EIXO ÚNICO

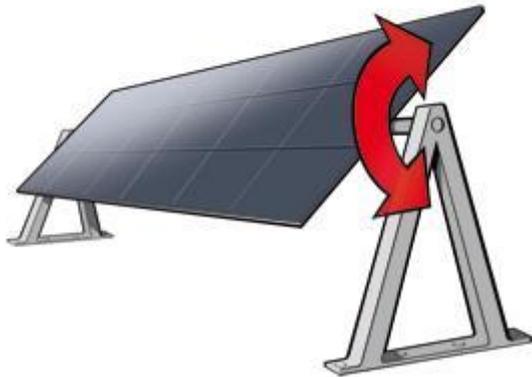
O seguidor polar de eixo único tem um eixo N-S fixo num ângulo, normalmente a latitude do local. Este eixo vai ser o eixo de rotação para o seguidor. Ao adotar esse eixo como eixo de rotação vai garantir que o painel vai estar perpendicular ao sol nos equinócios da primavera e de outono. Em qualquer outro dia um pequeno erro vai acontecer [17]. Esses seguidores são relativamente simples e vão aumentar a eficiência do sistema.

2.5.9.2 SEGUIDOR DE EIXO HORIZONTAL

O seguidor de eixo horizontal tem um eixo disposto horizontalmente que vai servir como pivô para os painéis, como mostra a figura 25, permitindo deste modo um seguimento sazonal do sol. São seguidores muito simples e de instalação muito econômica e com pouca manutenção. A sua eficiência não é tão grande como a dos outros seguidores, mas mesmo assim é uma opção a considerar quando o objetivo é aumentar a eficiência total do sistema, visto que esse sistema pode suportar um grande

número de painéis. O sistema de eixo horizontal ao contrário de outros sistemas, não necessita de um sistema automático de seguimento, podendo antes funcionar através de posições fixas, determinadas anteriormente a instalação [17].

Figura 24 — Seguidor de eixo horizontal



Fonte: [24].

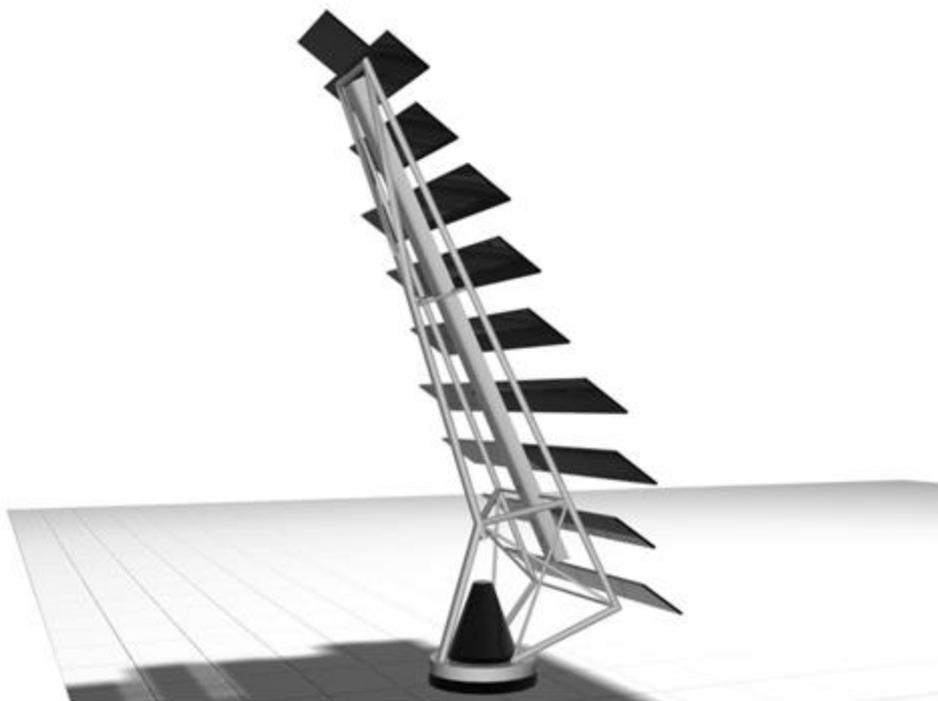
2.5.9.3 SEGUIDOR DE EIXO VERTICAL

No seguidor de eixo vertical o painel vai rodar sobre uma base fixa, ou seja, vai promover uma variação do azimute ao longo do dia.

De acordo com [19], é possível afirmar que um seguidor vertical vai colher menos de 7% da radiação que um seguidor de dois eixos e mais 4% do que um seguidor polar.

A vantagem deste tipo de seguidor é o fato de ser muito robusto e fácil de programar, em muitos casos essa vantagem compensa a menor radiação colhida, motivo pelo qual esse tipo de seguidor ser cada vez mais utilizado.

Figura 25 — Seguidor vertical ou de azimute



Fonte: [24].

2.5.9.4 SEGUIDOR DE DOIS EIXOS

O seguidor de dois eixos tem um poste vertical que vai permitir movimento segundo o eixo L-O e um poste horizontal que vai permitir movimento segundo o eixo N-S. A armação sobre a qual os painéis vão ser montados está presa ao poste que permite o movimento N-S. Até hoje são o tipo de seguidor mais comum, usado principalmente nos parques solares e em instalações de grandes dimensões. Alguns deles podem suportar uma área de colheita de até 300 metros quadrados.

A grande desvantagem deste tipo de seguidor é o esforço a que estão sujeitos, principalmente devido ao seu peso e ao fato de que tem que ser bloqueados sempre que registrar muito vento.

Em muitas aplicações, devido à complexidade mecânica que é necessária para esse tipo de seguidor não se tornam competitivos quando comparados com um seguidor vertical.

Figura 26 — Seguidor solar de dois eixos



Fonte: [24].

2.6 USINA FOTOVOLTAICA

2.6.1 SISTEMAS AUTÔNOMOS OU ISOLADOS (OFF-GRID)

Os sistemas autônomos, também chamados de isolados ou *Off-Grid*, são sistemas que não dependem da rede elétrica convencional para funcionar, sendo possível a utilização em localidades carentes de rede de distribuição elétrica. Existem dois tipos de autônomos: com armazenamento e sem armazenamento. O primeiro pode ser utilizado em carregamento de baterias de veículos elétricos, em iluminação pública e, até mesmo, em pequenos aparelhos portáteis [13]. Enquanto o segundo, além de frequentemente utilizado em bombeamento de água, apresenta maior visibilidade econômica, já que não utiliza instrumentos para o armazenamento de energia [17].

A composição e funcionamento do sistema autônomo para a iluminação pública, por exemplo, poderia ser feita, segundo [20],

Um painel fotovoltaico (PV), responsável por carregar as baterias durante o período diurno através de um conversor CC-CC. [...]. Durante a noite, as baterias fornecem energia para [...] os equipamentos que fornecem intensidade luminosa.

2.6.2 SISTEMAS LIGADOS À REDE (ON GRID)

Os sistemas ligados à rede ou *On-Grid*, são aqueles que trabalham concomitantemente à rede elétrica da distribuidora de energia. De forma sucinta, o painel fotovoltaico gera energia elétrica em corrente contínua e, após convertê-la para a corrente alternada, é injetada na rede de energia elétrica. Tal conversão se dá pela utilização do inversor de frequência, que realiza a interface entre o painel e a rede elétrica [17].

2.6.3 INCLINAÇÃO DOS PAINÉIS E SOMBREAMENTO

Como foi visto, vários parâmetros podem afetar o rendimento do conjunto de módulos solares fotovoltaicos. O principal deles é a radiação solar, dependente da localização geográfica da instalação, inclinação e orientação.

Os efeitos da inclinação e orientação dos painéis no rendimento do gerador dependem da razão entre a radiação direta e a difusa locais, bem como da fração de albedo (reflexão dos arredores), que é característica do ambiente que circunda a instalação. Como regra geral, a inclinação ótima com relação à horizontal para incidência solar máxima em regime anual é dada pela latitude local. A orientação ideal é de uma superfície voltada para o equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul e sul geográfico para instalações no hemisfério norte) [20]. Van der Bord & Wiggelinkhuizen realizaram uma extensa análise dos efeitos da orientação de sistemas fotovoltaicos integrados a edificações, quantificando as perdas energéticas decorrentes de orientações e inclinações não ótimas. A inclinação e a orientação exata não são, no entanto, críticas, ao contrário de uma percepção frequente de que módulos solares somente podem ser instalados em estruturas voltadas para o norte (sul no hemisfério norte), de preferência móveis para poder seguir o sol. Para uma grande variedade de orientações possíveis, pode-se atingir uma incidência de mais de 95% da radiação máxima.

Esta afirmação somente é válida para uma superfície livre de obstruções. Em situações onde ocorrerem obstáculos físicos, ou padrões climáticos diários ou sazonais anômalos, estes parâmetros devem obviamente ser levados em consideração [12].

O sombreamento é uma questão crítica. Um gerador fotovoltaico apresenta desempenho ótimo quando iluminado homoganeamente. Dada a característica construtiva da maioria dos módulos fotovoltaicos, em que as células solares individuais são conectadas em série, uma pequena sombra sobre uma destas células, pode reduzir acentuadamente o rendimento de todo o sistema.

Sob certas condições, uma célula solar parcialmente sombreada pode vir a atuar como carga, o que pode levar a um aquecimento excessivo da célula e possivelmente a destruição do módulo. Este efeito, conhecido como hot spot, pode ser evitado pela instalação de diodos de by-pass entre cada célula de um módulo, o que por outro lado leva a uma perda de rendimento. Módulos solares de filmes finos, cujas células são normalmente tiras longas e estreitas, são menos afetadas por este fenômeno do que os tradicionais módulos solares de C-Si [12].

2.6.4 SISTEMAS HÍBRIDOS

A associação de sistemas fotovoltaicos com demais fontes de energia fundamenta-se no sistema híbrido. Os sistemas híbridos podem minimizar o problema de intermitência, tornando-a uma fonte de geração mais confiável, frente às outras fontes.

Os sistemas híbridos apenas são verdadeiramente vantajosos em regiões onde os padrões de vento e os recursos solares se complementam significativamente, ou seja, em lugares onde o vento sopra frequentemente a velocidades significativas durante a noite, ou em que os períodos de bons recursos solares também são frequentemente acompanhados por ventos consistentes.

Uma questão também fundamental para os sistemas híbridos é o seu dimensionamento. Enquanto o sub dimensionamento não é satisfatório, visto que não atende às necessidades energéticas para o qual ele foi requerido; por outro lado, o sobre dimensionamento do sistema pode levar a sua inviabilidade econômica [17].

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Esse trabalho visa elaborar um projeto fotovoltaico em meio a um projeto eólico já existente em face da complementaridade das duas fontes. Esse estudo se caracterizará na análise da inserção da fonte fotovoltaica, no âmbito da análise das estimativas de geração das fontes eólica e solar, a fim de maximizar a injeção de energia no ponto de conexão.

Para esse estudo algumas ferramentas serão de suma importância, são essas WasP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) e PvSyst.

O WasP, desenvolvido pelo Risø National Laboratory, trata-se de um modelo linear e estacionário de escoamento que permite estimar a relação média entre a direção e intensidade do vento entre diferentes locais da área em estudo (ex. entre um mastro e as turbinas) tendo em conta as características do terreno circundante (nomeadamente orografia, rugosidade e obstáculos).

As estimativas são baseadas em dados de vento provenientes de estações de medição ou derivadas de modelação de mesoescala.

O PvSyst é um programa computacional completo para estudo, dimensionamento e análise de dados de um sistema fotovoltaico.

Seu âmbito de análise abrange tanto sistemas conectados à rede como isolados, sistemas de bombas d'água e sistemas *Off-Grid*. Com grande eficiência, esse programa computacional é capaz de importar base de dados, assim como e possível introduzir dados medidos localmente ao projeto fotovoltaico.

3.1 EÓLICA

3.1.1 DADOS DE ENTRADA – EÓLICA

Para análise no âmbito da geração das estimativas de produção da fonte eólica, foram considerados para esse estudo os dados provenientes de um mastro anemométrico 8480-AB. Esses dados contêm registros médios de 10 em 10 minutos a uma altura de 78 metros, medidos entre novembro de 2008 a outubro de 2012.

Os dados da estação foram tratados e filtrados buscando identificar e eliminar registros que não são representativos. São exemplos de filtro:

- a) Falha de dados
- b) Degradação de sensores
- c) Troca de sensores
- d) Registros incoerentes
- e) Calibrações erradas ou de má qualidade

3.1.2 MAPA

Para a construção do modelo digital de orografia foi utilizada informação proveniente do projeto SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*), com uma resolução de três arcos-segundo (aproximadamente 90x90m). O modelo digital de orografia desenvolvido para os projetos apresenta curvas de nível de 5x5m em sua totalidade.

Não houve visita ao local, de forma que a rugosidade foi baseada em imagens de satélite e fotografias da região. A cobertura do solo na área dos parques é composta predominantemente, por sedimentos argilo-arenosos, vegetação arbustiva rasteira e de médio porte, plantações de coqueiros e algumas edificações pontuais. O terreno na envolvente é utilizado para exploração de petróleo.

A partir da interpretação e quantificação da rugosidade representativa para cada mosaico, foi elaborado um Modelo Digital da Rugosidade (MDR) superficial. Para tal, foram adotados procedimentos de classificação desenvolvidos pela MEGAJOULE, com base na metodologia apresentada por [21] e nos intervalos propostos no Atlas Europeu do Vento. No total, foram identificados e classificados oito tipos característicos de comprimentos de rugosidade relevantes. A classificação apresenta-se na Tabela 1.

Tabela 1 — Tipos característicos de rugosidade relevantes

Cobertura	z_0 [m]
Água	0,0000
Faixa de areia	0,003
Solo areno-argiloso de relevo suave	0,005
Solo areno-argiloso de relevo suave com vegetação herbácea	0,008
Dunas	0,02
Vegetação rasteira e arbustiva com algumas árvores dispersas	0,07
Falésias e vegetação dispersa de médio porte	0,1
Povoações	0,3

Fonte: próprio autor (2016).

3.1.3 PARQUE EÓLICO

Para esse estudo foram considerados duas usinas de geração eólio elétricas, são elas Areia Branca e Mar e Terra. A configuração de ambos os projetos são apresentadas na Tabela 2.

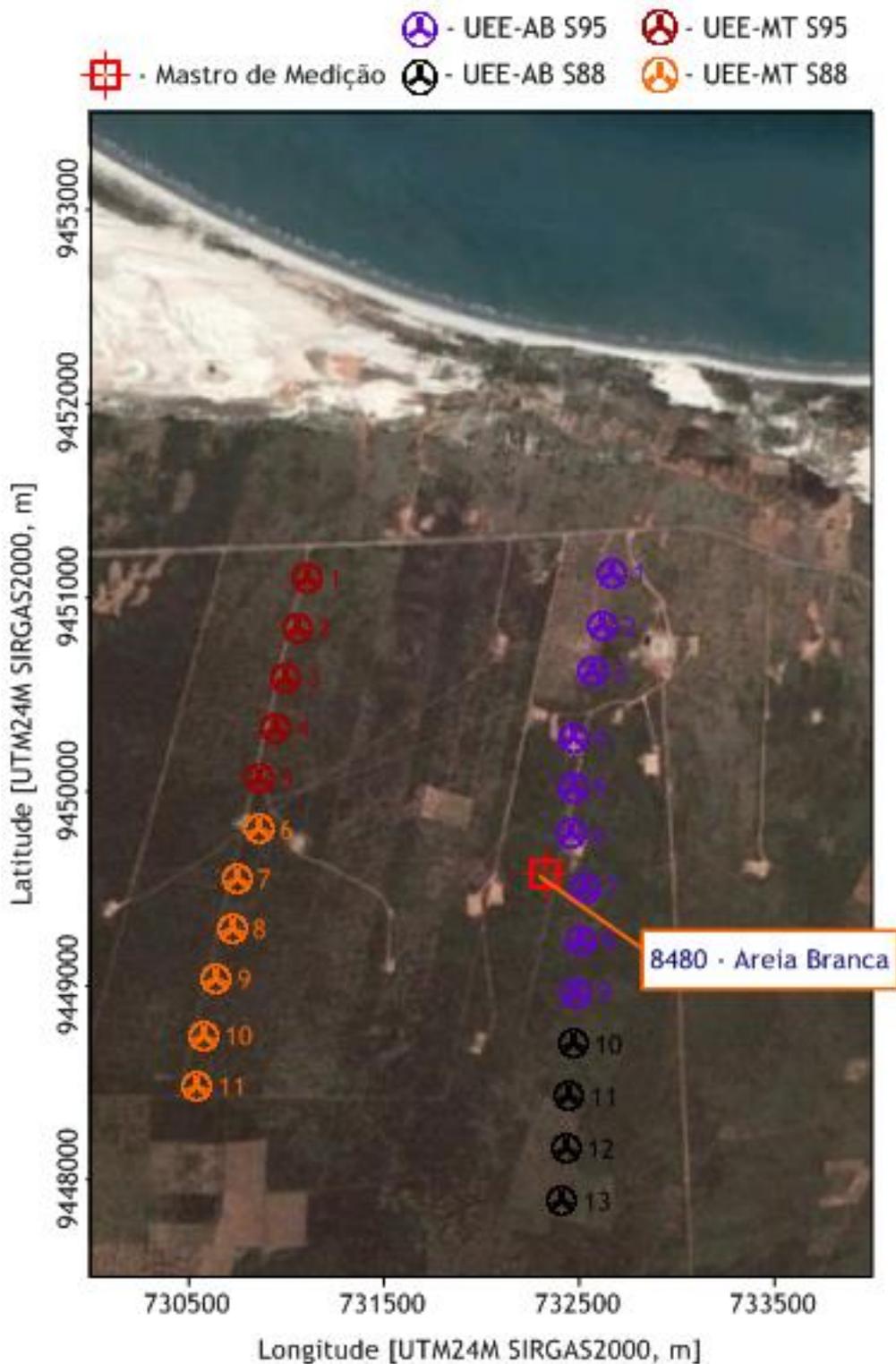
Tabela 2 — Configuração das Usinas Eólio Elétricas de Areia Branca e Mar e Terra

Layout (origem)	Nº de AEGs	Modelo de Turbina (Potência Nominal / Altura Rotor / Diâmetro Rotor)	Potência Instalada [MW]
Areia Branca (CLIENTE)	9	Suzlon S95 (2,1 MW / 90m / 95m)	27,3
	4	Suzlon S88 (2,1 MW / 80m / 88m)	
Mar e Terra (CLIENTE)	5	Suzlon S95 (2,1 MW / 90m / 95m)	23,1
	6	Suzlon S88 (2,1 MW / 90m / 88m)	

Fonte: próprio autor (2016).

A disposição das turbinas e do mastro são apresentadas na figura a seguir.

Figura 27 — *Layout AB – MT e Mastro Anemométrico*



Fonte: próprio autor (2016).

3.1.4 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO

Para estimativas de geração, foi utilizada a ferramenta WasP, mencionada anteriormente.

A partir da introdução dos dados anemométricos e os dados de orografia, a ferramenta é capaz, como explanado anteriormente, de modelar linearmente o regime de vento local.

Para geração dos valores de produção eólica, foi usada uma altura de referência, nesse caso a altura de medição do mastro anemométrico 8480 a 78m, sendo o WasP capaz de exportar uma tabela com os valores de produção em função de *bins* de velocidade versus *bins* de direção do vento. A tabela que mostra o formato exportado pelo programa computacional está contida no ANEXO I.

A partir do resultado do WasP, foram usados os valores medidos no mastro para se obter uma série de geração elétrica de 10 minutos, através de programação *Virtual Basic* no Excel.

Através de uma tabela dinâmica foram obtidos os dados de geração horária média em função dos meses do ano. Essa será à base de comparação para geração híbrida.

3.2 SOLAR

3.2.1 DADOS DE ENTRADA

Para estimativas de geração elétrica da usina fotovoltaica a ser considerada, foram utilizados os dados da estação solarimétrica de Areia Branca.

Esses dados contam com registros médios de 10 minutos da radiação global, velocidade do vento e temperatura, no período de agosto de 2015 a julho de 2016.

Assim como os dados referentes ao projeto em eólica os dados de solar passaram por uma análise e filtragem, a fim de eliminar dados que pudessem não ser representativos. São exemplos de filtro:

- a) Dados incoerentes acima dos limites físicos. ($\text{Rad} > 1367\text{W/m}^2$)

b) Sombreamentos

c) Sujidade

3.2.2 MAPA

Os mapas utilizados são os mesmos utilizados para eólica e mencionados anteriormente.

3.2.3 PARQUE FOTOVOLTAICO

As principais características do *layout* fotovoltaico estão descritas na tabela abaixo.

Tabela 3 — Características do *layout* fotovoltaico

GERAL			
Potência final instalada [CA][kW@50°C]	30 000	Rácio CC/CA [%]	1,148
Potência de módulos [CC][kWp]	34 452	Área de módulos	229 117
Quantidade de Unidades Geradoras [UG]	30	Número de séries em paralelo	3 936
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
Quantidade	114 840	Potência Nominal [Wp]	300
Número de módulos por série	30	Eficiência [%]	20.49
Marca	Canadian Solar	Tolerância	0 a +5W
Modelo	CS6K – 300MS MIX	Dimensões L x A x P [mm]	992x1650x40
Tecnologia	Si Mono cristalino		300
INVERSORES			
Quantidade	30	Potência nominal saída [CA][kW@50°C]	1000
Marca	SMP		Sunny Central 1000CP XT
ESTRUTURA DE SUPORTE			
Tipo	Tracker de 1 eixo	Azimute do eixo em relação a N	0
Inclinação Rotação [°]	0 -60 à +60	Pitch [m] E-O	5

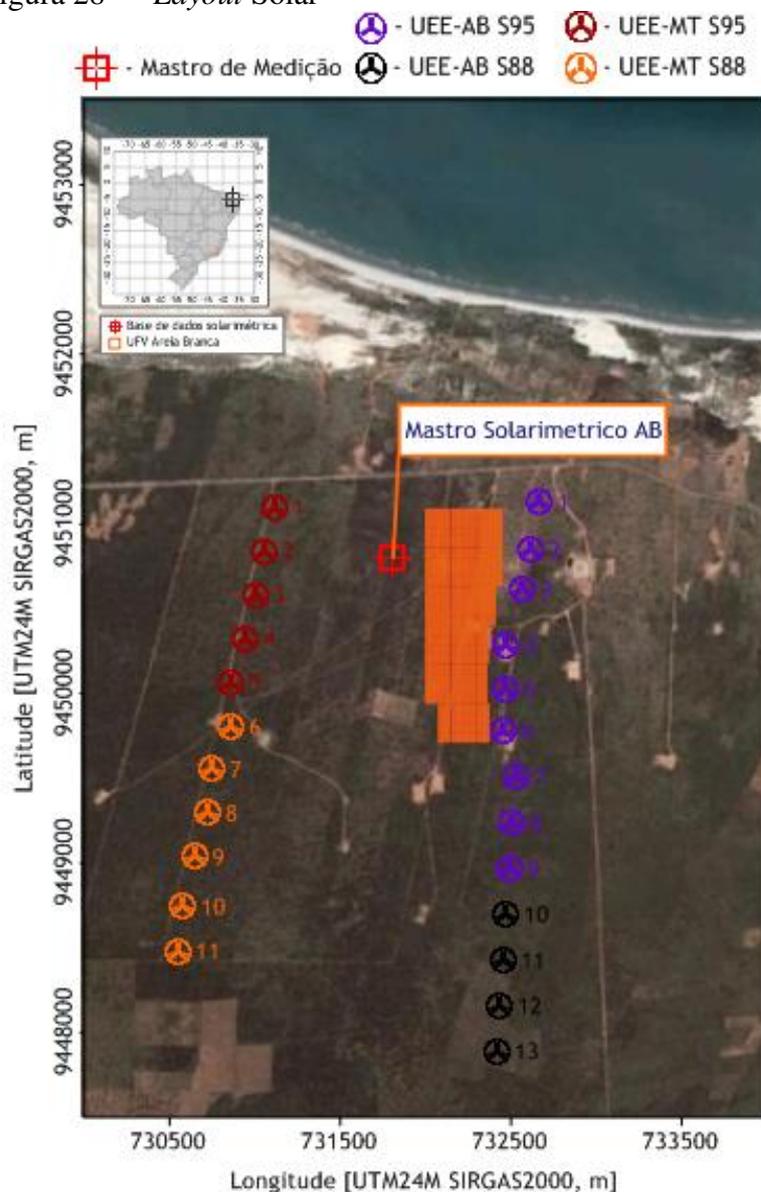
Fonte: próprio autor (2016).

Os equipamentos escolhidos e a potência considerada foram baseados em modelos e potências usuais em projetos para o Brasil.

Ainda que não usual, a poligonal do terreno considerada para o layout não tem referência às restrições de instalação dos módulos fotovoltaicos. Para disposição dos painéis, foi considerada aproximação da fase leste da poligonal a fim de analisar o impacto do sombreamento dos parques eólicos, principalmente o de Areia Branca, sobre a usina fotovoltaica.

A figura a seguir mostra a disposição dos módulos fotovoltaicos.

Figura 28 — *Layout Solar*



Fonte: próprio autor (2016).

3.2.4 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO

Para a geração das estimativas de produção do parque foi utilizado PvSyst. Nele todas as informações de dados, mapa e equipamentos do sistema foram introduzidos.

O primeiro passo foi introduzir, em *Site and Meteo*, os dados horários medidos da estação solarimétrica de Areia Branca - 8480.

Para orientação do sistema fotovoltaico, foi escolhida a configuração de *trackers* de um eixo (N-S) conforme mencionado na tabela de especificações do projeto solar.

Também foram introduzidos os parâmetros estruturais como *Pitch*, comprimento do coletor, e o distanciamento entre os módulos fotovoltaicos. Também foi considerado o sistema de *Backtracking*, que consiste em um ajuste da posição dos *trackers* considerando o sombreamento realizado conjunto de painéis a sua frente, em relação ao Sol.

Em *System*, foram considerados os modelos dos equipamentos usados.

Em *Detailed Losses*, a ferramenta permite que sejam especificadas as principais perdas para o projeto, são elas:

- a) *Thermal parameter*: Definem-se as perdas por temperatura, visto que os painéis tendem a perder sua eficiência conforme a temperatura aumenta. Os valores considerados estão associados à montagem dos módulos fotovoltaicos, se há circulação de ar, dutos de ar ou isolamento da parte de trás do módulo.
- b) *Ohmic Losses*: Definem-se as perdas causadas pela diferença de operação do módulo em relação às condições padrão ($1000\text{W}/\text{m}^2$, 25°C).
- c) *Module quality – LID – Mismatch*: Essas são perdas associadas à qualidade do módulo. Nessa aba é possível definir as perdas ou o ganho devido à variação da potência nominal dos módulos.
- d) *Soiling Loss*: Definem-se as perdas associadas a sujidade dos painéis. Essas perdas estão relacionadas, principalmente, ao ambiente em questão.
- e) *IAM Losses*: Definem-se as perdas causadas pela diminuição da irradiação que, de fato, chega ao painel, devido a sua angulação em relação à normal.

A ferramenta ainda permite que outras perdas sejam introduzidas, porém não serão abordadas aqui, visto que não serão utilizadas no âmbito desse projeto. A tabela a seguir apresenta um resumo das considerações usadas para o projeto em questão.

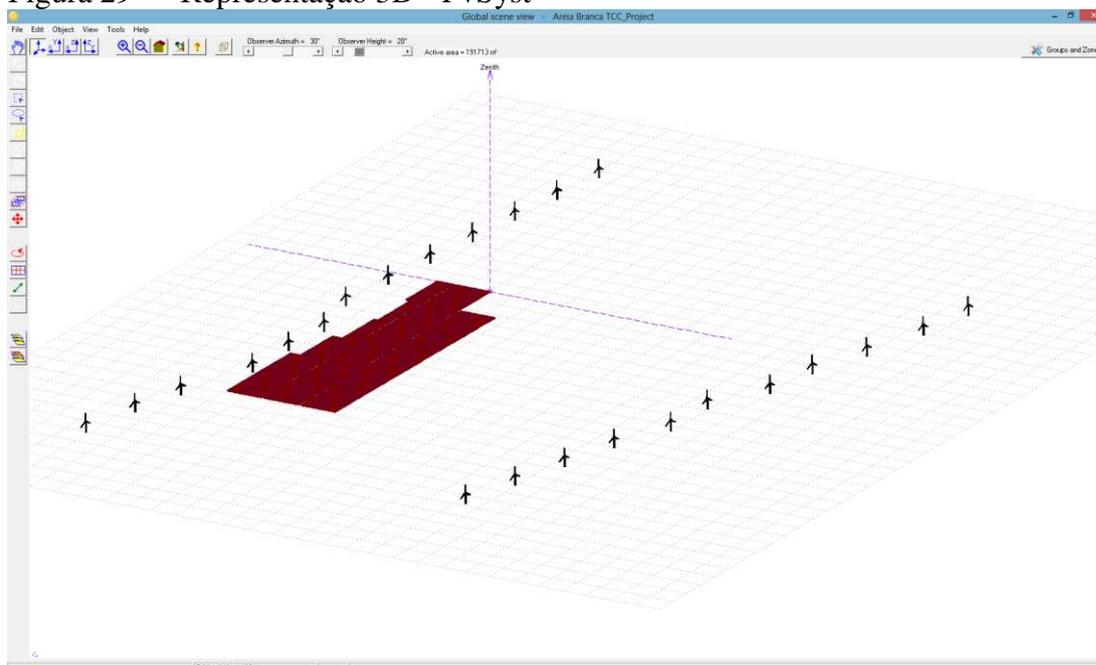
Tabela 4 — Considerações

PvSyst Simulação	Considerações	Observações
PVSYST software version	Versão 6.49	
Dados de Irradiação	Dados Medidos	Dados medidos de estações anemométricas e solarimétricas no local em questão
Transposition	Perez model	
Albedo	0.2	
Far horizon loss	Horizonte modelado para área	Horizonte predominantemente plano e de impacto mínimo
Near Shading loss	Desenho 3D PvSyst	Ambos os projetos foram desenhados no modelo 3D do PVSYST
IAM loss	Modelo ASHRAE	
Soiling loss	2% anual	
Thermal loss factor	UC = 29 W / m ² K	Considera-se a circulação de ar entre os módulos
LID	1.50%	
Module quality loss	0.8% (Ganho)	Conforme descrição do módulo usado
Array Mismatch loss	0.50%	Considera-se a divisão em 3 séries de módulos
DC Ohmic wiring loss	1.5	Padrão PVSYST

Fonte: próprio autor (2016).

Para uma melhor análise do sombreamento causado pelos aerogeradores, foi utilizado o modelo 3D do programa computacional. A figura a seguir mostra o detalhamento do projeto em questão. Essa análise simula o sombreamento e seu impacto sobre a geração fotovoltaica.

Figura 29 — Representação 3D - PvSyst

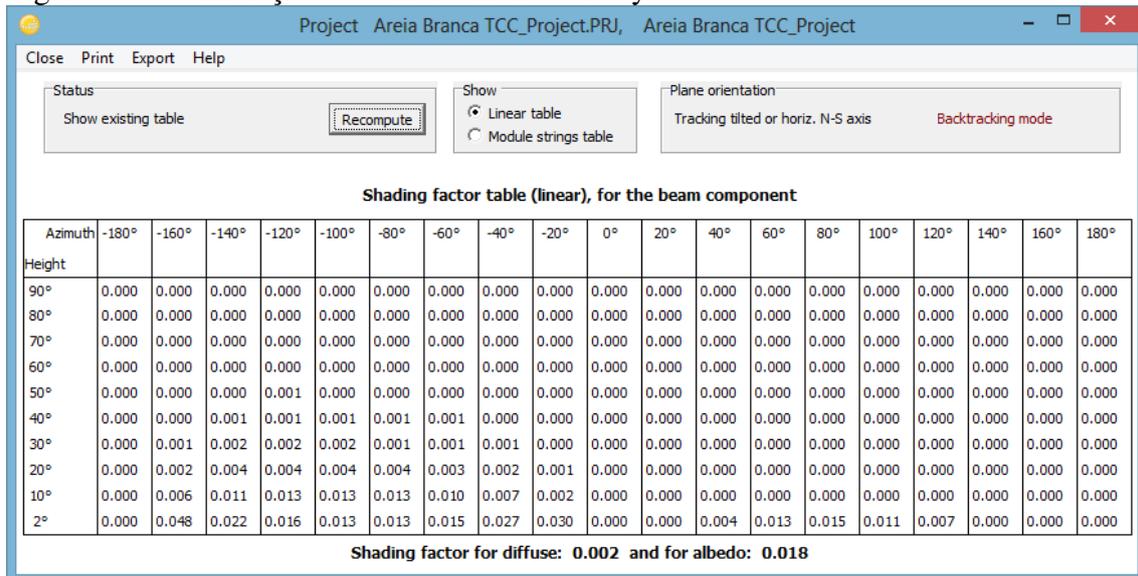


Fonte: próprio autor (2016).

Aqui foram considerados todos os dados dos aerogeradores dos projetos de Areia Branca e Mar e Terra, altura do rotor, disposição das máquinas, tamanho das pás, entre outras. Os aerogeradores foram posicionados em relação à direção predominante do vento local, a fim de tornar a simulação mais representativa, visto que essa será a posição do aerogerador se dispõe em média a maior parte do tempo. Um fator importante para validação do desenho do layout, é que a área do parque no desenho seja próxima ou igual à área estipulada pelo PvSyst, onde, nesse caso, a diferença percentual encontrada foi de aproximadamente 2%, e essa pequena diferença encontrada, está associada, principalmente, ao distanciamento entre os módulos que não foi contabilizada na área estipulada pelo programa computacional.

A figura a seguir mostra o resultado da simulação do sombreamento dos aerogeradores sobre o layout fotovoltaico.

Figura 30 — Simulação do sombreamento - PvSyst



Fonte: próprio autor (2016).

O último passo foi simular as estimativas de geração para o parque fotovoltaico. Os resultados da geração são exportados em médias horárias, sendo, posteriormente, convertidas em médias horárias mensais em formato semelhante às estimativas de geração eólica.

3.2.5 PERDAS ELÉTRICAS

A tabela a seguir detalha as perdas elétricas consideradas para ambos os projetos.

Tabela 5 — Perdas elétricas

Perdas

Parâmetro

AB e MT - Eólica

Indisponibilidade da Turbina	2.0%
Indisponibilidade da Rede Interna	0.2%
Indisponibilidade da Subestação	0.1%
Indisponibilidade da Rede de Transmissão	0.1%
Degradação das Pás	0.5%
Desvios na Curva de Potência	3.5%
Perdas na Subestação Unitária	1.28%
Perdas na Rede Interna e Consumo Interno	0.39%

Perdas na Subestação Coletora	0.81%
Perdas na rede de Transmissão	0.46%
Total	9.3%

Perdas

Parâmetro	Solar
Degradação inicial	2.0%
Indisponibilidade da Rede Interna	0.2%
Indisponibilidade da Subestação	0.1%
Indisponibilidade da Rede de Transmissão	0.1%
Perdas na Rede Interna e Consumo Interno	0.39%
Perdas na Subestação Coletora	0.81%
Perdas na rede de Transmissão	0.46%
Total	3.6%

Fonte: próprio autor (2016).

As perdas elétricas consideradas são baseadas em valores usuais para projetos de tal porte, tendo em conta os principais parâmetros da rede elétrica e as características dos aerogeradores e módulos fotovoltaicos considerados nesse estudo.

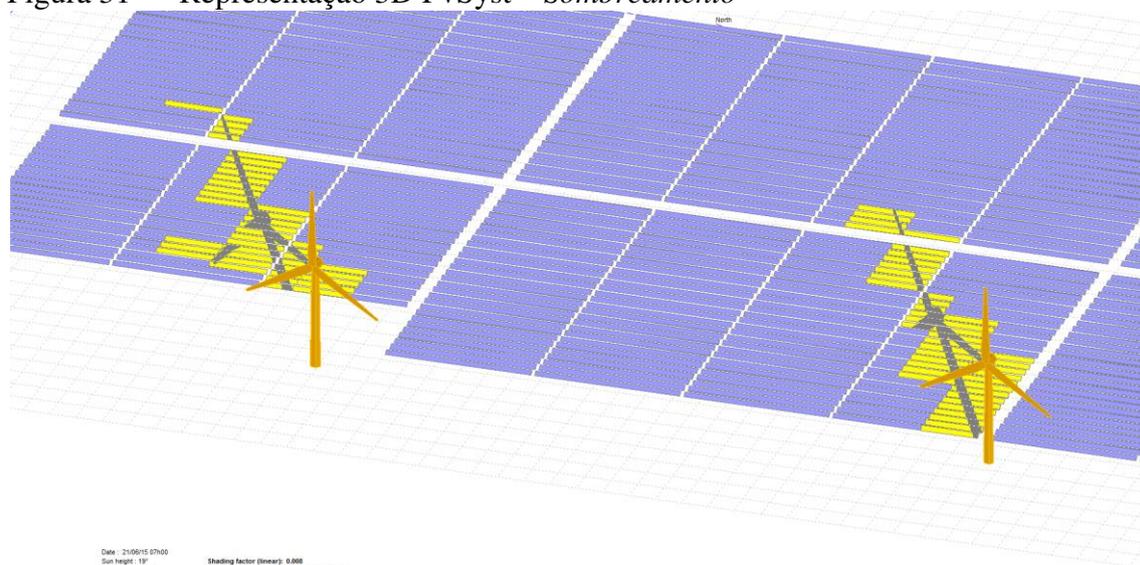
4. RESULTADOS E DISCUSSOES

4.1 SOMBREAMENTO

Para análise de sombreamento desse estudo, foi utilizado o modelo 3D do PVSYST, conforme descrito anteriormente, onde o impacto de cada aerogerador foi

estimado separadamente sobre o projeto fotovoltaico. Analisadas separadamente, apenas as turbinas 4, 5, 6, 7 e 8 da Usina Eólio Elétrica de Areia Branca exercem real influência. A tabela a seguir apresenta o impacto percentual do sombreamento sobre a geração do parque fotovoltaico.

Figura 31 — Representação 3D PvSyst – Sombreamento



Fonte: próprio autor (2016).

Tabela 6 — Impacto do sombreamento na geração anual média do parque
Análise de sombreamento

Turbina	Impacto de sombreamento
1	0.00%
2	0.00%
3	0.00%
4	0.02%
5	0.02%
6	0.01%
7	0.01%
8	0.01%
9	0.00%
Total	0.08%

Fonte: próprio autor (2016).

Sendo assim, apesar de ter sido projetada próximo ao parque eólico de Areia Branca, o impacto final sobre a usina fotovoltaica é considerado mínimo, de apenas 0.08% na estimativa de geração média anual.

4.2 ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO

As figuras a seguir apresentam os resultados das estimativas de produção líquida para as usinas de Areia Branca e Mar e Terra e também do parque fotovoltaico após as perdas elétricas. Os resultados são apresentados em função da potência média horária desenvolvida em MW.

Figura 32 — Potência média horária - Eólica

		Potência média horária [MW]																								Global
		Hora do dia																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Mês	Jan	17.0	15.3	13.3	13.0	12.2	11.9	9.5	11.9	13.6	11.6	8.3	7.8	10.0	12.3	14.3	14.9	15.6	18.6	23.1	26.3	27.7	25.9	22.9	19.9	11676
	Fev	15.4	13.3	12.6	12.5	12.5	12.7	10.8	11.2	14.3	12.0	9.2	7.2	8.4	10.5	11.5	12.0	13.6	16.2	19.5	22.9	23.3	22.9	20.4	17.7	9679
	Mar	12.0	11.1	10.4	9.7	9.8	9.7	8.4	7.7	9.6	9.0	7.1	5.8	5.6	7.0	8.8	9.3	10.4	11.9	14.7	16.8	18.0	17.6	15.6	13.8	8053
	Abr	11.7	10.8	10.8	10.9	10.4	10.4	8.9	8.8	9.7	8.3	6.3	4.9	5.1	6.0	7.1	7.9	8.6	10.6	14.1	16.2	16.5	15.6	14.0	12.8	7396
	Mai	13.2	13.1	13.1	13.3	13.3	13.9	11.6	10.2	12.1	11.2	9.3	7.8	7.2	7.0	7.7	7.8	8.3	9.9	12.7	15.2	16.1	15.8	14.5	14.1	8633
	Jun	15.2	16.4	16.6	17.1	16.9	15.9	14.2	10.9	12.9	13.5	11.7	9.7	8.4	7.6	7.8	8.1	8.3	10.0	13.0	15.8	16.4	16.2	15.5	14.7	9386
	Jul	17.9	18.4	19.4	20.5	21.0	21.1	18.5	15.0	18.0	18.2	15.7	13.1	11.1	10.3	10.7	11.5	12.4	14.5	17.3	19.2	20.2	19.9	18.4	17.7	12398
	Ago	23.6	24.1	24.2	24.7	24.9	24.7	20.4	18.2	22.3	22.0	19.1	15.2	13.3	13.2	15.4	16.4	17.4	21.0	25.4	28.6	28.6	26.9	25.5	24.4	16105
	Set	29.2	27.7	27.4	26.6	26.4	25.9	20.8	24.1	27.6	24.9	19.3	15.6	14.7	16.8	18.8	21.5	24.5	29.8	34.8	35.9	35.0	33.9	31.5	30.5	18694
	Out	24.7	22.5	20.1	19.1	18.6	17.4	14.2	20.3	21.4	16.9	13.7	13.5	15.1	17.3	19.2	20.3	21.8	26.0	30.5	33.4	32.4	31.9	29.9	27.3	16359
	Nov	26.1	22.7	21.0	19.5	19.1	17.8	15.6	22.0	20.4	16.0	14.0	15.9	19.8	22.1	24.1	26.0	28.4	33.0	37.2	38.2	37.8	35.3	32.4	28.8	17795
	Dez	20.4	17.5	15.6	13.9	13.4	13.0	11.1	15.5	16.4	13.4	11.4	12.0	14.5	16.7	18.5	20.0	21.7	25.1	29.6	31.6	32.0	29.8	27.6	24.6	14418
Global	18.9	17.7	17.0	16.7	16.5	16.2	13.7	14.6	15.5	14.8	12.1	10.7	11.1	12.2	13.7	14.6	16.9	18.9	22.7	25.0	25.3	24.3	22.3	20.5	150590	

Fonte: próprio autor (2016).

Figura 33 — Potência média horária - Solar

		Potência média horária [MW]																								Global
		Hora do dia																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Mês	Jan	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	11.2	15.5	17.7	19.9	20.8	19.9	18.5	15.6	10.6	5.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4952
	Fev	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	15.5	20.2	23.1	23.6	22.8	23.7	22.8	19.6	15.7	8.5	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5672
	Mar	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	18.5	21.7	24.1	25.6	25.1	25.2	24.9	22.1	18.3	8.9	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6862
	Abr	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	15.7	19.7	21.9	21.9	21.7	21.2	21.2	18.5	14.7	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5665
	Mai	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	16.0	21.1	22.8	22.9	23.3	23.1	22.9	22.2	18.1	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6351
	Jun	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.0	17.2	21.3	22.8	23.0	22.5	22.6	21.2	20.4	16.5	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5965
	Jul	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	16.7	21.7	22.6	22.9	22.3	22.5	21.8	20.6	17.7	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6206
	Ago	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	18.3	22.9	24.1	23.7	23.7	24.1	23.5	22.6	19.6	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6724
	Set	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	7.8	18.7	24.6	26.1	26.6	26.5	26.6	26.0	24.7	21.1	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7083
	Out	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	11.5	21.7	25.6	26.4	26.9	26.8	26.8	26.3	24.5	20.4	6.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7565
	Nov	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	10.6	19.6	24.8	26.4	27.1	27.2	27.1	26.3	24.7	21.9	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7345
	Dez	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	7.4	16.1	21.6	23.5	25.0	25.2	25.2	24.6	22.0	18.3	7.9	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6742
Global	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	6.7	17.1	21.7	23.5	24.1	24.0	24.0	23.3	21.5	17.8	7.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77132	

Fonte: próprio autor (2016).

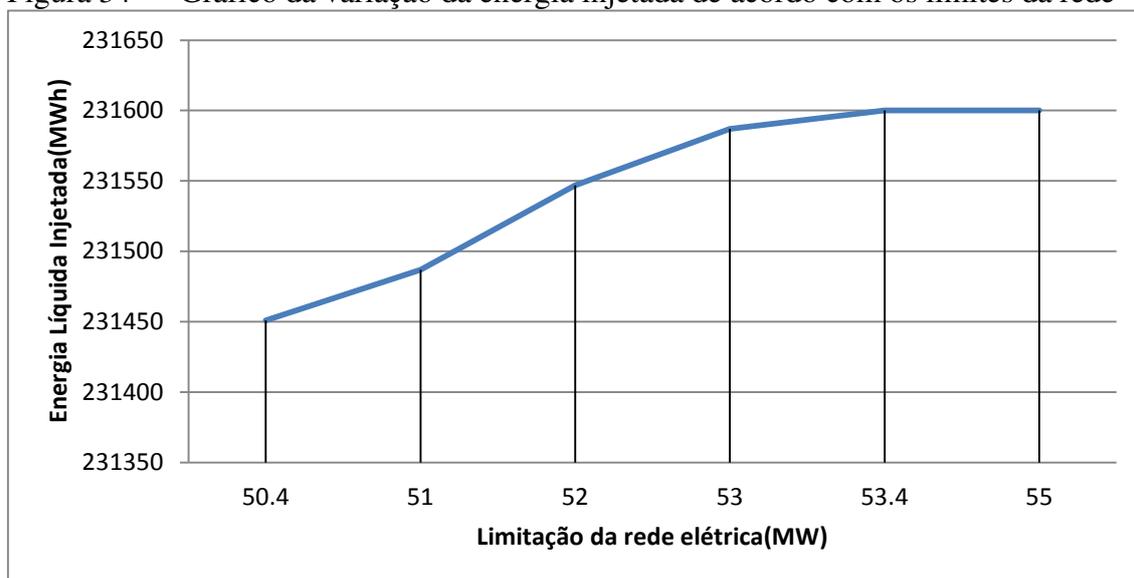
Analisando-se as figuras, pode-se observar a complementaridade entre as duas fontes. Sendo assim, para esse estudo foram considerados cinco cenários, partindo do pressuposto que, toda potência produzida pelas usinas eólicas será injetada na rede e, caso exista alguma energia a ser desperdiçada devido à limitação da rede elétrica, a energia perdida será proveniente inteiramente do parque fotovoltaico. Os cenários são:

- Cenário I: Limitação da rede para a potência do parque eólico (50.4MW).
- Cenário II: Limitação da rede elétrica com um excedente de 1,2% (51MW)

- c) Cenário III: Limitação da rede elétrica com um excedente de 3.2% (52MW).
- d) Cenário IV: Limitação da rede elétrica com um excedente de 5.2% (53MW)
- e) Cenário V: Sem limitação da rede elétrica.

O gráfico a seguir mostra a variação de energia líquida injetada em função da limitação de potência da rede elétrica.

Figura 34 — Gráfico da variação da energia injetada de acordo com os limites da rede



Fonte: próprio autor (2016).

É possível observar que uma pequena variação na limitação de potência da rede, aproximadamente 6%, é suficiente para tornar a energia injetada máxima, ou seja, toda energia produzida pela usina fotovoltaica é injetada na rede.

Considerando o ocorrido em 2016, onde muitos projetos certificados para participar do 2ºLER não participaram por não existir capacidade de escoamento de potência da rede para energia produzida, ainda que limitássemos a rede elétrica em questão na potência nominal do parque eólico, a energia líquida da usina fotovoltaica que seria desperdiçada é de aproximadamente 0.06%, o que pode ser considerado desprezível.

Tomando como base esse parâmetro, a decisão tomada pelos órgãos governamentais competentes em retirar alguns projetos devido à limitação de escoamento da rede elétrica pode ser considerada exagerada.

4.3 VARIABILIDADE

Um importante parâmetro para o sistema elétrico é a variação da potência desenvolvida pelas fontes geradoras de energia elétrica. Tanto as fontes eólicas quanto solares são muito criticadas devido à variabilidade de potência entregue pelos seus respectivos parques. Assim, as figuras 38 e 39 apresentam as variações percentuais da potência desenvolvida pelo parque eólico + solar e apenas eólico, respectivamente.

Figura 35 — Variação potência desenvolvida – Eólica + Solar

Potência média horária [MW]

Mes	Hora do dia																								Global
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Jan	14%	10%	13%	3%	6%	2%	18%	65%	26%	0%	4%	2%	4%	3%	3%	15%	18%	9%	22%	14%	5%	6%	12%	13%	
Fev	13%	14%	5%	1%	1%	1%	22%	72%	29%	2%	7%	9%	7%	4%	7%	11%	20%	24%	16%	17%	2%	2%	11%	13%	
Mar	13%	8%	6%	6%	1%	2%	55%	74%	20%	6%	1%	6%	0%	3%	3%	11%	30%	37%	20%	14%	7%	2%	12%	11%	
Abr	8%	8%	0%	1%	4%	0%	47%	60%	20%	3%	6%	6%	1%	4%	6%	11%	36%	27%	33%	15%	2%	5%	11%	8%	
Mai	7%	0%	0%	2%	0%	4%	29%	47%	27%	2%	5%	3%	3%	1%	0%	14%	44%	32%	28%	20%	6%	2%	8%	3%	
Jun	3%	8%	1%	3%	1%	6%	21%	46%	22%	6%	4%	7%	4%	7%	3%	12%	41%	32%	30%	22%	4%	1%	5%	5%	
Jul	1%	3%	5%	6%	3%	0%	7%	40%	25%	3%	5%	9%	5%	5%	2%	7%	32%	27%	20%	11%	5%	1%	8%	4%	
Ago	3%	2%	1%	2%	1%	1%	7%	38%	24%	2%	7%	9%	4%	2%	4%	6%	28%	19%	21%	13%	0%	6%	5%	4%	
Set	5%	5%	1%	3%	1%	2%	10%	49%	18%	0%	9%	8%	2%	4%	2%	2%	25%	6%	17%	3%	3%	3%	7%	3%	
Out	9%	9%	11%	5%	3%	2%	40%	64%	12%	8%	6%	1%	4%	4%	0%	7%	31%	7%	17%	9%	3%	1%	6%	9%	
Nov	10%	13%	8%	7%	2%	1%	38%	59%	9%	6%	3%	5%	9%	3%	1%	2%	24%	9%	13%	3%	1%	7%	8%	11%	
Dez	17%	14%	11%	11%	4%	0%	39%	70%	20%	3%	1%	2%	7%	4%	2%	6%	23%	15%	18%	6%	1%	7%	7%	11%	
Global	9%	8%	5%	4%	2%	2%	28%	57%	21%	3%	5%	5%	4%	4%	3%	9%	29%	20%	21%	12%	3%	4%	8%	8%	

Fonte: próprio autor (2016).

Figura 36 — Variação potência desenvolvida – Eólica

Potência média horária [MW]

Mes	Hora do dia																								Global
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Jan	14%	10%	13%	3%	6%	2%	20%	25%	14%	15%	28%	5%	27%	23%	16%	4%	5%	19%	24%	14%	5%	6%	12%	13%	
Fev	13%	14%	5%	1%	1%	1%	15%	4%	27%	16%	23%	22%	16%	25%	10%	4%	13%	20%	20%	17%	2%	2%	11%	13%	
Mar	13%	8%	6%	6%	1%	2%	14%	8%	25%	6%	21%	19%	3%	25%	27%	5%	12%	15%	23%	14%	7%	2%	12%	11%	
Abr	8%	8%	0%	1%	4%	0%	14%	1%	11%	15%	24%	23%	4%	19%	18%	13%	9%	23%	33%	15%	2%	5%	11%	8%	
Mai	7%	0%	0%	2%	0%	4%	16%	12%	19%	7%	17%	17%	8%	2%	10%	1%	7%	18%	28%	20%	6%	2%	8%	3%	
Jun	3%	8%	1%	3%	1%	6%	10%	23%	19%	4%	13%	17%	13%	9%	2%	5%	2%	20%	30%	22%	4%	1%	5%	5%	
Jul	1%	3%	5%	6%	3%	0%	12%	19%	20%	1%	14%	17%	15%	7%	4%	7%	8%	17%	20%	11%	5%	1%	8%	4%	
Ago	3%	2%	1%	2%	1%	1%	18%	11%	23%	1%	13%	20%	13%	1%	17%	6%	6%	21%	21%	13%	0%	6%	5%	4%	
Set	5%	5%	1%	3%	1%	2%	20%	16%	14%	10%	23%	19%	6%	14%	12%	14%	14%	21%	17%	3%	3%	3%	7%	3%	
Out	9%	9%	11%	5%	3%	6%	19%	43%	6%	21%	19%	2%	12%	15%	11%	5%	8%	19%	17%	9%	3%	1%	6%	9%	
Nov	10%	13%	8%	7%	2%	7%	12%	41%	7%	22%	12%	13%	25%	11%	9%	8%	9%	16%	13%	3%	1%	7%	8%	11%	
Dez	17%	14%	11%	11%	4%	3%	14%	40%	6%	18%	15%	5%	21%	16%	10%	8%	9%	16%	18%	6%	1%	7%	7%	11%	
Global	9%	8%	5%	4%	2%	3%	15%	20%	16%	11%	18%	15%	14%	14%	12%	7%	9%	19%	22%	12%	3%	4%	8%	8%	

Fonte: próprio autor (2016).

É possível observar que não houve um ganho efetivo na diminuição da variabilidade da potência injetada com a inserção da fonte fotovoltaica, já que a média da variabilidade permaneceu em 11%. Isso está diretamente associado ao fato que, apesar da complementaridade observada entre as duas fontes de geração, há grande elevação da potência desenvolvida pelo complexo durante as primeiras horas de geração fotovoltaica. É possível afirmar que, embora para esse caso não haja um ganho na redução da variabilidade, outros regimes de vento podem ser mais eficazes na redução da variabilidade. Sendo assim, através de estudos de diferentes casos, a redução da

variabilidade de uma fonte eólica pode ser obtida através da inserção de uma fonte fotovoltaica e vice-versa.

4.4 FATOR DE CAPACIDADE

Ainda que preliminar, a fim de avaliar a viabilidade do projeto em questão, foi calculada a variação do fator de capacidade do projeto fotovoltaico em função dos inversores para os diferentes cenários de limitação de potência da rede elétrica. A tabela a seguir apresenta os valores.

Tabela 7 — Variação do fator de capacidade nos diversos cenários

Inversor	
Cenário	FC
I	30.77%
II	30.78%
III	30.81%
IV	30.82%
V	30.83%

Fonte: próprio autor (2016).

A tabela mostra que variação do fator de capacidade é mínima, de forma a confirmar que, ainda que não haja escoamento adicional ao projeto eólico já instalado, o projeto fotovoltaico pode desenvolver um fator de capacidade muito próximo ao mesmo em uma situação onde não há limitação da rede.

Para melhor embasar a viabilidade do projeto, considerando o último LER, nomeadamente o 8º LER, os fatores de capacidade dos projetos fotovoltaicos ganhadores variam 18% a 32%, de forma a dar mais sustentação à conclusão que o projeto fotovoltaico em questão possui os requisitos para ganhar os leilões, ainda que haja limitação da rede elétrica inferior à potência do projeto.

5. CONCLUSÃO

O estudo cumpriu seu objetivo no âmbito de analisar os diversos aspectos acerca da inserção do parque fotovoltaico em conjunto com os parques eólicos já existentes.

As análises mostraram que o impacto do sombreamento das Usinas Eólio Elétricas de Areia Branca e Mar e Terra são mínimos, indicando que, apenas com um melhor posicionamento do layout solar possibilitaria a redução desse impacto à zero.

Conforme analisado, as duas fontes também apresentaram uma alta complementaridade, visto que, ainda que limitada a rede elétrica a potência dos parques eólicos (50.4MW), as perdas sobre a energia injetada pelo parque fotovoltaico são reduzidas a 0.06% da energia média anual. Portanto, a decisão de impossibilitar a participação de projetos devido a limitação rede elétrica do 9ºLER pode ser precipitada. Apesar da complementaridade das duas fontes, a redução da variabilidade de potência injetada na rede não foi efetiva, principalmente devido ao seu grande aumento observado nas primeiras horas de produção do parque fotovoltaico. Vale ressaltar que essa análise é válida apenas para o regime de vento da região em questão, podendo uma outra região obter um resultado positivo na redução dessa variabilidade.

Para análise da viabilidade do projeto fotovoltaico em questão são necessárias diversas análises no âmbito de construção civil, uso de terreno e outras que não foram abordadas nesse estudo, porém a análise do fator de capacidade mostrou que o parque fotovoltaico criado possui um fator de capacidade competitiva frente aos projetos ganhadores do 8ºLER, indicativo essencial para essa análise.

REFERÊNCIAS

- [1]MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Governo Federal. **Atlas Solarimétrico do Brasil**, 2000.
- [2]MARCO AURELIO DOS SANTOS, Are Hydroelectric Dams in the Brazilian Amazon Significant Sources of Greenhouse Gases?.1996
- [3]MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Governo Federal. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, 2002.
- [4]COLLE, S.; PEREIRA, E. B **Atlas de Irradiação Solar no Brasil**, 1998.
- [5]SENA, A. C. Estudo e Caracterização de uma superfície seletiva para coletores solares planos à base de líquido da casca da castanha de caju, 2016.
- [6]CENTRO de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito - CRESESB-CEPEL. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.
- [7]BUENO, E. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**; 2006.
- [8]NERI, D. Eletrobras Procel. **Radiação Solar e suas componentes**, 2013. Disponível em: < <https://prezi.com/yc5bi81edszo/radiacao-solar-e-suas-componentes/>>.
- [9]CENTRO de Referência para Energia Solar e Eólica Salvo Brito - CRESESB-CEPEL. **Energia Solar Princípios e Aplicações**, 2008. Disponível em: <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321>.
- [10]MACHADO, C.; MIRANDA, F. **Energia Solar Fotovoltaica: Uma breve revisão**. Niterói, RJ, vol. 7, 2014.
- [11]CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Alternativas Energéticas: uma visão Cemig**. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.
- [12]RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligadas a rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis, SC: Labsolar, 2004.
- [13]VILLALVA, M.; GAZOLI, J. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. Sao Paulo: Erica, 2012.

- [14] CENTRO de Referência para Energia Solar e Eólica Salvo Brito - CRESESB-CEPEL. **Tecnologia Solar Fotovoltaica**, 2010. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Solar_Fotovoltaica_\(2010_updates\).pdf](http://www.cresesb.cepel.br/apresentacoes/20100705_Tecnologia_Solar_Fotovoltaica_(2010_updates).pdf)>.
- [15]ALVES, J. **Estudos foto físicos e fotovoltaicos de sistemas polímero-fulereno e nanopartículas de CdSe**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Química, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, São Paulo, 2011.
- [16]DUFFIE, J. A. e BECKMAN, W. A. . **Solar Engineering of Thermal Processes**. 2ª Ed. 1991.
- [17]PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. **Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica**. Porto: Publindústria, 2011.
- [18] CORTEZ, R. J. M. **Sistema de Seguimento Solar em Produção de Energia Fotovoltaica**, 2013.
- [19]JUSTO R, J. P. et al. **A review of solar tracker patents in Spain**. Proceedings of the 3rd WSEAS Int. Conf. on RENEWABLE ENERGY SOURCES, pág. 292–297, 2009.
- [20]SCHUCH, L. et al. **Sistemas Autônomo de Iluminação Pública de Alta Eficiência Baseado em Energia Solar e Leds**. Campinas, 2011.
- [21]DAVENPORT, T. H. **Need Radical Innovation and Continuous Improvement. Integrate Process Reengineering and TQM, Panning Review**, 1993.
- [22]COMPANHIA Energética de Minas Gerais - CEMIG. **Alternativas Energéticas: Uma visão Cemig**, 2012.
- [23]CENTRO de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito - CRESESB-CEPEL. **As energias solar e eólica no Brasil**, 2013. Disponível em: <<http://cresesb.cepel.br/download/casasolar/casasolar2013.pdf>>.

[24]ABDALLAH S. e NIJMEH S. **Two axes sun tracking system with plc control**, 2004. Energy Conversion and Management, 45:1931 – 1939, 2004. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890403003066>>.

[25]ASHRAE. **Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors**, 2010.

ANEXO I – Tabela de produção eólica

M/W	3.00 m/s	4.00 m/s	5.00 m/s	6.00 m/s	7.00 m/s	8.00 m/s	9.00 m/s	10.00 m/s	11.00 m/s	12.00 m/s	13.00 m/s	14.00 m/s	15.00 m/s	16.00 m/s	17.00 m/s	18.00 m/s	19.00 m/s	20.00 m/s	21.00 m/s	22.00 m/s	23.00 m/s	24.00 m/s	25.00 m/s	26.00 m/s	27.00 m/s	28.00 m/s	29.00 m/s	
1 (0°)	0	0.103	0.976	2.465	4.655	7.861	12.153	17.731	24.465	32.075	39.892	46.683	50.304	51.149	51.231	51.251	51.262	51.269	51.272	51.267	51.253	51.233	42.644	21.349	10.729	0	0	
2 (6°)	0	0.091	0.609	1.508	2.919	5.096	8.374	12.671	18.312	26.038	35.658	45.138	50.184	51.123	51.227	51.247	51.26	51.268	51.271	51.266	51.254	51.235	40.49	29.807	10.73	2.157	0	
3 (12°)	0	0.05	0.701	1.728	3.297	5.563	8.871	13.445	19.422	26.867	35.431	43.752	49.155	51.006	51.22	51.247	51.259	51.267	51.27	51.265	51.253	49.079	42.647	31.964	10.73	2.157	0	
4 (18°)	0	0.105	1.101	2.716	5.175	8.458	13.153	18.975	26.01	33.918	41.67	47.769	50.604	51.166	51.238	51.254	51.265	51.271	51.273	51.267	51.248	51.225	46.891	27.527	6.3	0	0	
5 (24°)	0	0.107	1.907	4.381	8.258	13.326	19.74	27.343	35.678	43.231	48.562	50.66	51.128	51.224	51.244	51.258	51.267	51.272	51.273	51.265	51.245	51.221	44.732	18.957	6.3	0	0	
6 (30°)	0	0.165	2.481	5.799	10.476	16.498	23.859	32.127	40.334	46.683	49.913	50.919	51.172	51.23	51.247	51.26	51.268	51.272	51.273	51.264	51.242	51.219	42.63	16.857	6.3	0	0	
7 (36°)	0	0.165	2.945	6.546	11.64	18.114	25.862	34.207	42.141	47.599	50.168	50.97	51.181	51.232	51.248	51.261	51.268	51.272	51.274	51.263	51.241	51.218	42.629	14.7	6.3	0	0	
8 (42°)	0	0.165	3.033	6.704	11.886	18.442	26.253	34.6	42.471	47.757	50.207	50.978	51.182	51.232	51.248	51.261	51.268	51.272	51.274	51.263	51.241	51.218	42.629	14.7	6.3	0	0	
9 (48°)	0	0.811	3.614	7.702	13.397	20.544	28.886	37.505	44.884	49.16	50.714	51.125	51.221	51.243	51.257	51.267	51.272	51.274	51.266	51.245	51.221	44.729	18.9	4.2	0	0	0	
10 (54°)	0	0.75	3.561	7.619	13.271	20.381	28.707	37.343	44.779	49.127	50.707	51.123	51.221	51.243	51.257	51.266	51.272	51.274	51.266	51.245	51.221	44.729	18.9	4.2	0	0	0	
11 (60°)	0	0.702	3.517	7.549	13.157	20.232	28.542	37.193	44.684	49.099	50.702	51.123	51.221	51.243	51.257	51.266	51.272	51.274	51.266	51.245	51.221	44.729	18.9	4.2	0	0	0	
12 (66°)	0	0.65	3.498	7.517	13.108	20.17	28.479	37.141	44.661	49.093	50.701	51.123	51.221	51.243	51.257	51.266	51.271	51.274	51.266	51.245	51.221	44.729	18.9	4.2	0	0	0	
13 (72°)	0	0.65	3.457	7.454	13.007	20.036	28.327	36.999	44.572	49.065	50.694	51.121	51.221	51.243	51.257	51.266	51.271	51.274	51.267	51.245	51.221	44.729	18.9	4.2	0	0	0	
14 (78°)	0	0.641	3.499	7.529	13.093	20.164	28.486	37.196	44.739	49.211	50.752	51.138	51.22	51.24	51.255	51.265	51.271	51.274	51.266	51.247	51.224	40.421	21.286	0	0	0	0	
15 (84°)	0	0.641	3.487	7.505	13.053	20.111	28.424	37.136	44.689	49.196	50.749	51.137	51.219	51.24	51.255	51.265	51.271	51.274	51.266	51.247	51.224	40.421	21.286	0	0	0	0	
16 (90°)	0	0.641	3.493	7.508	13.067	20.132	28.447	37.156	44.698	49.196	50.749	51.137	51.219	51.24	51.255	51.265	51.271	51.274	51.266	51.247	51.224	40.421	21.286	0	0	0	0	
17 (96°)	0	0.641	3.44	7.42	12.939	19.97	28.265	36.984	44.566	49.138	50.736	51.134	51.219	51.24	51.255	51.265	51.271	51.274	51.266	51.247	51.224	40.421	21.286	0	0	0	0	
18 (102°)	0	0.641	3.492	7.5	13.063	20.13	28.443	37.149	44.686	49.189	50.747	51.137	51.219	51.24	51.255	51.265	51.271	51.274	51.266	51.247	51.224	40.421	21.286	0	0	0	0	
19 (108°)	0	0.644	3.37	7.295	12.742	19.675	27.799	36.345	43.708	48.5	50.517	51.075	51.214	51.24	51.256	51.265	51.271	51.273	51.263	51.244	51.223	31.795	29.688	6.3	0	0	0	
20 (114°)	0	0.644	3.386	7.322	12.779	19.72	27.849	36.394	43.747	48.525	50.525	51.077	51.215	51.24	51.256	51.265	51.271	51.273	51.263	51.244	51.223	31.795	29.688	6.3	0	0	0	
21 (120°)	0	0.644	3.397	7.339	12.805	19.753	27.885	36.425	43.765	48.53	50.527	51.077	51.215	51.24	51.256	51.265	51.271	51.273	51.263	51.244	51.223	31.795	29.688	6.3	0	0	0	
22 (126°)	0	0.644	3.432	7.391	12.885	19.857	28.002	36.536	43.848	48.579	50.542	51.081	51.215	51.24	51.256	51.265	51.271	51.273	51.263	51.244	51.223	31.795	29.688	4.2	0	0	0	
23 (132°)	0	0.644	3.466	7.445	12.965	19.96	28.116	36.645	43.931	48.628	50.557	51.084	51.216	51.24	51.256	51.265	51.271	51.273	51.263	51.244	51.223	31.795	29.688	2.1	0	0	0	
24 (138°)	0	0.307	3.332	7.195	12.621	19.501	27.639	36.244	44.049	48.893	50.652	51.111	51.212	51.235	51.251	51.263	51.269	51.273	51.271	51.254	51.212	38.313	0	0	0	0	0	
25 (144°)	0	0.301	3.369	7.253	12.713	19.624	27.781	36.381	44.161	48.943	50.663	51.113	51.212	51.235	51.251	51.263	51.269	51.273	51.271	51.257	51.234	51.212	38.313	0	0	0	0	
26 (150°)	0	0.252	3.369	7.257	12.714	19.623	27.785	36.394	44.206	48.978	50.673	51.116	51.212	51.235	51.251	51.263	51.269	51.273	51.271	51.257	51.234	51.212	38.313	0	0	0	0	
27 (156°)	0	0.251	3.336	7.216	12.649	19.526	27.668	36.282	44.141	48.961	50.67	51.115	51.212	51.235	51.251	51.263	51.269	51.273	51.272	51.257	51.234	51.212	38.313	0	0	0	0	
28 (162°)	0	0.177	3.148	6.87	12.104	18.772	26.762	35.367	43.454	48.728	50.623	51.106	51.21	51.234	51.25	51.262	51.269	51.273	51.272	51.258	51.235	51.212	38.313	0	0	0	0	
29 (168°)	0	0.213	2.482	5.647	10.183	16.121	23.421	31.676	40.053	46.605	50.994	51.188	51.229	51.247	51.26	51.268	51.272	51.274	51.263	51.241	51.217	29.971	10.557	0	0	0	0	
30 (174°)	0	0.106	1.76	4.086	7.697	12.423	18.54	25.853	33.881	41.297	46.942	50.273	51.104	51.217	51.241	51.257	51.266	51.272	51.274	51.266	51.244	51.221	38.486	12.713	0	0	0	0
31 (180°)	0	0.085	1.089	2.519	4.99	8.087	12.476	18.242	25.186	32.677	39.459	45.396	50.218	51.152	51.229	51.249	51.263	51.27	51.274	51.269	51.251	51.227	44.904	14.871	0	0	0	0
32 (186°)	0	0.078	0.67	1.717	3.173	5.455	8.958	13.613	19.692	27.545	36.863	45.961	50.556	51.164	51.226	51.248	51.262	51.269	51.273	51.271	51.253	51.228	44.849	14.87	0	0	0	0
33 (192°)	0	0.114	0.767	1.774	3.465	5.973	9.41	14.199	20.54	28.444	37.522	46.071	50.515	51.173	51.228	51.249	51.262	51.269	51.273	51.27	51.252	51.227	42.692	19.184	0	0	0	0
34 (198°)	0	0.124	1.209	3.063	5.638	9.46	14.558	21.05	28.697	36.753	44.055	49.203	51.025	51.211	51.24	51.256	51.266	51.271	51.272	51.262	51.241	51.218	34.06	8.513	0	0	0	0
35 (204°)	0	0.248	2.21	4.926	9.107	14.627	21.574	29.619	38.256	45.549	49.767	50.978	51.197	51.23	51.248	51.261	51.268	51.273	51.272	51.259	51.236	51.213	29.857	0	0	0	0	0
36 (210°)	0	0.466	2.923	6.507	11.568	18.052	25.895	34.496	42.659	48.31	50.54	51.095	51.211	51.235	51.251	51.263	51.269	51.273	51.272	51.257	51.233	51.211	23.443	0	0	0	0	0
37 (216°)	0	0.435	3.391	7.292	12.798	19.744	27.955	36.585	44.383	49.053	50.702	51.124	51.214	51.237	51.252	51.263	51.27	51.273	51.272	51.256	51.232	51.21	21.342	0	0	0	0	0
38 (222°)	0	0.399	3.492	7.454	13.05	20.085	28.352	36.985	44.711	49.197	50.731	51.13	51.214	51.237	51.252	51.264	51.27	51.273	51.272	51.256	51.232	51.21	21.342	0	0	0	0	0
39 (228°)	0	0.377	3.525	7.507	13.133	20.209	28.518	37.179	44.885	49.285	50.759	51.137	51.215	51.238	51.253	51.264	51.27	51.273	51.27	51.254	51.231	49.052	21.342	0	0	0	0	0
40 (234°)	0	0.316	3.477	7.42	13.013	20.06	28.362	37.045	44.823	49.271	50.756	51.136	51.215	51.238	51.252	51.264	51.27	51.273	51.271	51.254	51.231	49.052	21.342	0	0	0	0	0
41 (240°)	0	0.304	3.432	7.346	12.902	19.915	28.211	36.913	44.762	49.258	50.753	51.136	51.214	51.237	51.252	51.264	51.27	51.273	51.271	51.254	51.231	49.052	21.342	0	0	0	0	0
42 (246°)	0	0.288	3.403	7.301	12.834	19.826	28.124	36.843	44.752	49.261	50.754	51.136	51.214	51.237	51.252	51.264	51.27	51.273	51.271									