

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU

**ANÁLISE E MODELAGEM GEOMÉTRICA DA POTÊNCIA GERADA
POR UM SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO EÓLICO**

LUÍS ROBERTO ALMEIDA GABRIEL FILHO

Tese apresentada à Faculdade de Ciências
Agronômicas da UNESP - Campus de
Botucatu, para obtenção do título de Doutor em
Agronomia - Área de Concentração em Energia
na Agricultura.

BOTUCATU - SP
Outubro de 2007

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU

**ANÁLISE E MODELAGEM GEOMÉTRICA DA POTÊNCIA GERADA
POR UM SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO EÓLICO**

LUÍS ROBERTO ALMEIDA GABRIEL FILHO

Orientador: Prof. Dr. Odivaldo José Seraphim

Tese apresentada à Faculdade de Ciências
Agronômicas da UNESP - Campus de
Botucatu, para obtenção do título de Doutor em
Agronomia - Área de Concentração em Energia
na Agricultura.

BOTUCATU - SP
Outubro de 2007

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA SEÇÃO TÉCNICA DE AQUISIÇÃO E TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO - SERVIÇO TÉCNICO DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO - UNESP - FCA - LAGEADO - BOTUCATU (SP)

G118a Gabriel Filho, Luís Roberto Almeida, 1979-
Análise e modelagem geométrica da potência gerada por um sistema híbrido solar fotovoltaico eólico / Luís Roberto Almeida Gabriel Filho. - Botucatu : [s.n.], 2007. xviii, 136 f. : il. color., gráfs., tabs.

Tese (Doutorado)-Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Ciências Agrônômicas, Botucatu, 2007
Orientador: Odivaldo José Seraphim
Inclui bibliografia

1. Energia solar. 2. Energia eólica. 3. Energia - Fontes alternativas. 4. Geometria diferencial. I. Seraphim, Odivaldo José. II. Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" (Campus de Botucatu). Faculdade de Ciências Agrônômicas. III. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE CIÊNCIAS AGRONÔMICAS
CAMPUS DE BOTUCATU

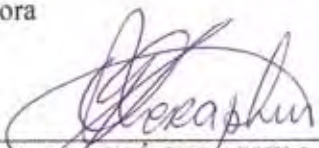
CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: “ANÁLISE E MODELAGEM GEOMÉTRICA DA POTÊNCIA GERADA
POR UM SISTEMA HÍBRIDO SOLAR FOTOVOLTAICO EÓLICO”

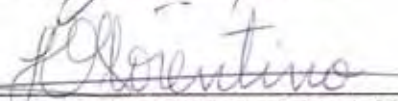
ALUNA: LUIS ROBERTO ALMEIDA GABRIEL FILHO

ORIENTADOR: PROF. DR. ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM

Aprovado pela Comissão Examinadora



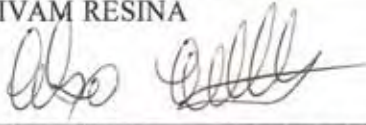
PROF. DR. ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM



PROFA. DRA. HELENICE DE OLIVEIRA F. SILVA



PROF. DR. IVAM RESINA



PROF. DR. CELSO EDUARDO LINS DE OLIVEIRA



PROF. DR. JAIR DE JESUS FIORENTINO

Data da Realização: 13 de dezembro de 2007.

Aos meus pais:

Luiz e Delfina

À minha esposa:

Camila

Ao meu irmão:

Leonardo

OFEREÇO

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Odivaldo José Seraphim, pela orientação, exemplo de profissionalismo e amizade construída nos momentos importantes de nossa convivência.

Aos amigos e colegas Jair Antonio Cruz Siqueira e Fernando de Lima Caneppele pelas colaborações dadas a esta pesquisa.

Aos professores Rogério Buchala, Rogério Menezes e Reinaldo Nocche pela amizade e incentivo durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus colegas da Unesp do Campus Experimental de Tupã pelo apoio, compreensão, amizade e pelo incentivo constante.

Ao meu irmão Leonardo Rigo Almeida Gabriel e minha mãe Delfina Aparecida Rigo Gabriel pelas diversas formas de apoio que me transmitiram.

À minha esposa Camila Pires Cremasco Gabriel pela atenção e ternura que guiaram minha vida.

Ao meu pai Luiz Roberto Almeida Gabriel que sempre esteve ao meu lado de forma sincera e honesta, e pela ajuda irrestrita na conclusão e elaboração deste trabalho.

SUMÁRIO

	Página
1 RESUMO	01
SUMMARY	03
2 INTRODUÇÃO	05
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	08
3.1 Energia Solar	08
3.2 Geração Fotovoltaica	10
3.2.1 Estrutura microscópica.....	10
3.2.2 Estrutura macroscópica.....	12
3.2.3 Modelo analítico	14
3.2.4 Condição Padrão e TONC	16
3.3 Energia Eólica	17
3.3.1. Origens	17
3.3.2 Aspectos gerais sobre a aerodinâmica da turbina eólica	19
3.3.3 Eficiência e equação da potência de uma turbina eólica	20
3.4 Sistemas híbridos de geração de energia elétrica	22
3.4.1 Características dos sistemas híbridos de energia	22
3.4.2 Dimensionamento de sistemas híbridos	23
3.5. Cálculo no Espaço Euclidiano	23
3.6 Teoria local das superfícies	27
4 MATERIAL E MÉTODOS	31
4.1 Material	31
4.1.1 Localização do desenvolvimento analítico do trabalho	31
4.1.2 Localização do desenvolvimento experimental do trabalho	32
4.1.3 Equipamentos de medições meteorológicas	33
4.1.4 Equipamentos instalados no sistema híbrido eólico fotovoltaico	33

Página

5.3.2 Situação do sistema híbrido relativamente aos volumes determinados pela <i>Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica</i>	111
6 CONCLUSÕES	115
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	118
APÊNDICE	124

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Trajetória dos raios de sol na atmosfera e a definição do coeficiente de massa de ar (AM) (CRESESB, 1999)	09
Figura 2. (a) Constituição interna de uma célula fotovoltaica típica; (b) Detalhes da constituição da grelha metálica (STONE, 2007)	12
Figura 3. Central fotovoltaica de Serpa-Portugal (11 MWp) inaugurada em março de 2007	14
Figura 4. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z	15
Figura 5. Exemplo da turbina idealizada por D. G. Darrieus (BHATTI et al., 1997)	18
Figura 6. Ação das forças aerodinâmica da turbina eólica de eixo horizontal (SILVEIRA, 2002)	19
Figura 7. Campus Experimental de Tupã	31
Figura 8. Vista panorâmica do NEAR e da instalação do sistema híbrido eólico fotovoltaico	32
Figura 9. Aerogerador AIR-X com potência nominal de 400W, instalado no sistema híbrido	34
Figura 10. Módulos fotovoltaicos de 100Wp cada, instalados em paralelo e constituindo o painel fotovoltaico do sistema híbrido	35
Figura 11. Representação esquemática da metodologia do presente trabalho	46
Figura 12. Associação das células solares no módulo fotovoltaico	61
Figura 13. Associação dos módulos fotovoltaicos no gerador fotovoltaico	61
Figura 14. Associação das células solares nos sistema fotovoltaico total	62
Figura 15. Curvas da corrente e potência da célula solar fotovoltaica em função da tensão nas condições padrão de operação através das equações desenvolvidas	75
Figura 16. Curvas da corrente e potência do módulo fotovoltaico em função da tensão nas condições padrão de operação através das equações desenvolvidas	76

Página

Figura 17. Curvas da corrente e potência do gerador fotovoltaico em função da tensão nas condições padrão de operação através das equações desenvolvidas	76
Figura 18. Temperatura Ambiente Média durante os períodos de observação	84
Figura 19. Curva da potência máxima da célula solar fotovoltaica em função da irradiância	85
Figura 20. Curva da potência máxima do módulo fotovoltaico em função da irradiância	86
Figura 21. Curva da potência máxima do gerador fotovoltaico em função da irradiância	86
Figura 22. Gráfico dos dados da potência e irradiância medidos no período P1 e da curva da potência máxima do gerador fotovoltaico	88
Figura 23. Valores Máximos de ρ durante os períodos de observação	90
Figura 24. Valores máximos de η durante os períodos de observação	91
Figura 25. Curva da potência máxima do gerador eólico em função do vento	92
Figura 26. Gráfico dos dados da potência e velocidade do vento medidos no período P1 e da curva da potência máxima do gerador eólico	94
Figura 27. Operação do sistema híbrido em função da irradiância diária do período em estudo	98
Figura 28. Operação do sistema híbrido em função da velocidade do vento diária do período em estudo	99
Figura 29. Esboço da <i>Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica</i>	102
Figura 30. Mapa de contorno da <i>Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica</i>	103
Figura 31. Sólido limitado pela <i>Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica</i> , pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_2$, $v = v_1$ e $v = v_2$ ($V(S) = V_A$)	105
Figura 32. Sólido limitado pela <i>Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica</i> , pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_2$, $v = v_1$ e $v = v_3$ ($V(S) = V_{AE}$)	106

- Figura 33. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1, g = g_3, v = v_1$ e $v = v_2$ ($V(S) = V_{AF}$) 107
- Figura 34. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_2, g = g_3, v = v_2$ e $v = v_3$ ($V(S) = V_{EF}$) 108
- Figura 35. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1, g = g_3, v = v_1$ e $v = v_3$ ($V(S) = V_T$) 109
- Figura 36. Regiões R_1, R_2, R_3 e R_4 relativamente ao cálculo dos volumes V_1, V_2, V_3 e V_4 respectivamente, no plano $v \times g$ 111

LISTA DE TABELAS

	Página
Tabela 1. Especificações técnicas do aerogerador utilizado no sistema híbrido	34
Tabela 2. Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos utilizados no sistema híbrido	36
Tabela 3. Nomenclatura utilizada na denominação dos valores característicos para a célula, módulo e gerador fotovoltaicos	62
Tabela 4. Alguns valores característicos obtidos diretamente das especificações do fabricante na condição padrão de operação	63
Tabela 5. Valores característicos da célula, módulo e gerador fotovoltaico na condição padrão de operação	68
Tabela 6. Valores característicos nos pontos de potência máxima da célula, módulo e gerador fotovoltaico na condição padrão de operação	73
Tabela 7. Temperatura Ambiente Média no período de 15/09/2004 a 14/09/2005	83
Tabela 8. Valores Máximos de ρ no período de 15/09/2004 a 14/09/2005	89
Tabela 9. Valores Máximos de η no período de 15/09/2004 a 14/09/2005	90
Tabela 10. Valores do fator de superfície de acordo com tipos de terreno	93
Tabela 11. Valores mínimos e máximos diários e picos de máximo instantâneos de medição da irradiância e da velocidade do vento corrigida	97
Tabela 12. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P1 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	125
Tabela 13. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P2 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	126

Página

Tabela 14. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P3 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	127
Tabela 15. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P4 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	128
Tabela 16. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P5 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	129
Tabela 17. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P6 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	130
Tabela 18. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P7 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	131
Tabela 19. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P8 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	132
Tabela 20. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P9 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	133

Página

Tabela 21. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P10 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	134
Tabela 22. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P11 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	135
Tabela 23. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P12 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados	136

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Unidade
A_{AG} área ativa	[m ²]
A_{AC} área ativa da célula fotovoltaica	[m ²]
A_{AM} área ativa do módulo fotovoltaico	[m ²]
A_p área do painel fotovoltaico	[m ²]
A área varrida pelo rotor do aerogerador	[m ²]
q carga do elétron	[C]
c_p coeficiente de potência ou coeficiente de Betz	[-]
k constante de Boltzmann	[J / K]
I_{SC} corrente de curto circuito	[A]
I_O corrente de escuridão	[A]
I_P corrente de fuga	[A]
I_L corrente de iluminação ou fotogerada	[A]
I_{aero} corrente média na saída do aerogerador	[A]
I_{foto} corrente média na saída do painel fotovoltaico	[A]
I corrente na célula fotovoltaica	[A]
I_{MAX} corrente no ponto de potência máxima	[A]
I_D corrente que passa através do diodo	[A]
I_C corrente da célula fotovoltaica	[A]
I_{SCC} corrente de curto circuito da célula fotovoltaica	[A]
$\overline{I_{SCC}}$ corrente de curto circuito da célula fotovoltaica para condições quaisquer	[A]
I_{SCM} corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico	[A]
I_{SCG} corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico	[A]
$\overline{I_{SC}}$ corrente de curto circuito para condições quaisquer	[A]

Símbolo	Unidade
I_M	corrente do módulo fotovoltaico[A]
I_G	corrente do gerador fotovoltaico[A]
I_{MAXC}	corrente de potência máxima da célula fotovoltaica[A]
I_{MAXM}	corrente de potência máxima do módulo fotovoltaico [A]
I_{MAXG}	corrente de potência máxima do gerador fotovoltaico[A]
η	eficiência de conversão eletromecânica [-]
E_{GA}	energia elétrica gerada pelo aerogerador[Wh]
E_{GF}	energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico[Wh]
E_E	energia eólica disponível[Wh]
E_{SG}	energia solar global no plano do painel fotovoltaico[Wh]
FF	fator de forma[-]
FF_o	fator de forma ideal[-]
m	fator de idealidade do diodo[-]
G	irradiação solar global no plano do painel fotovoltaico[W]
g	irradiância[W/m ²]
g_2	irradiância máxima diária[W/m ²]
g_1	irradiância mínima diária[W/m ²]
G_p	irradiância no plano do painel fotovoltaico[W/m ²]
ρ	massa específica do ar[kg/m ³]
v_3	máximo pico da velocidade do vento instantânea[m/s]
g_3	máximo pico de irradiância instantânea[W/m ²]
N_{PC}	número de células em paralelo[-]
N_{SC}	número de células em série[-]
N_{PM}	número de módulos em paralelo[-]
N_{SM}	número de módulos em série[-]

Símbolo	Unidade
P potência	[W]
P_{cap} potência captada pelas pás da turbina	[W]
P_v potência disponível na massa de ar	[W]
P_E potência eólica	[W]
P_H potência híbrida	[W]
P_{MAX} potência máxima	[W]
P_S potência solar fotovoltaica	[W]
P_{MAXC} potência máxima da célula fotovoltaica	[W]
P_{MAXM} potência máxima do módulo fotovoltaico	[W]
P_{MAXG} potência máxima do gerador fotovoltaico	[W]
P_C potência da célula fotovoltaica	[W]
P_M potência do módulo fotovoltaico	[W]
P_G potência do gerador fotovoltaico	[W]
$\overline{P_{MAXC}}$ potência máxima da célula fotovoltaica para condições quaisquer	[W]
$\overline{P_{MAXM}}$ potência máxima do módulo fotovoltaico para condições quaisquer	[W]
$\overline{P_{MAXG}}$ potência máxima do gerador fotovoltaico da célula para condições quaisquer	[W]
η rendimento do aerogerador	[-]
R_P resistência paralelo	[Ω]
R_S resistência série	[Ω]
r_s resistência série normalizada	[-]
R_{SC} resistência série da célula fotovoltaica	[Ω]
R_{SM} resistência série equivalente do módulo fotovoltaico	[Ω]
R_{SG} resistência série equivalente do gerador fotovoltaico	[Ω]
$\overline{R_{SC}}$ resistência série da célula fotovoltaica para condições quaisquer	[Ω]

Símbolo	Unidade
T_A	temperatura ambiente[°C]
T_C	temperatura da célula fotovoltaica[K]
$\overline{T_C}$	temperatura da célula para condições quaisquer[°C]
T_{ONC}	temperatura nominal de operação da célula[°C]
$\overline{V_{OC}}$	tensão de circuito aberto para condições quaisquer[V]
$\overline{V_{OCC}}$	tensão de circuito aberto da célula fotovoltaica para condições quaisquer[V]
$\overline{V_{TC}}$	tensão térmica da célula fotovoltaica para condições quaisquer[V]
V_{TC}	tensão térmica da célula fotovoltaica[V]
V_{TM}	tensão térmica equivalente do módulo fotovoltaico[V]
V_{TG}	tensão térmica equivalente do gerador fotovoltaico[V]
V_C	tensão da célula fotovoltaica[V]
V_M	tensão do módulo fotovoltaico[V]
V_G	tensão do gerador fotovoltaico[V]
V_{MAXC}	tensão de potência máxima da célula fotovoltaica[V]
V_{MAXM}	tensão de potência máxima do módulo fotovoltaico[V]
V_{MAXG}	tensão de potência máxima do gerador fotovoltaico[V]
V_{OC}	tensão de circuito aberto[V]
V_{OCC}	tensão de circuito aberto da célula fotovoltaica[V]
V_{OCG}	tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico[V]
V_{OCM}	tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico[V]
v_{OC}	tensão de circuito aberto normalizada[-]
V_{aero}	tensão média na saída do aerogerador[V]
V_{foto}	tensão média na saída do painel fotovoltaico[V]
V	tensão na célula fotovoltaica[V]

Símbolo	Unidade
V_{MAX}	tensão no ponto de potência máxima[V]
V_t	tensão térmica[V]
v	velocidades do vento[m/s]
v_2	velocidade do vento máxima diária[m/s]
v_1	velocidade do vento mínima diária[m/s]
V_A	volume atual[W ² /ms]
V_{AE}	volume atual eólico[W ² /ms]
V_{EF}	volume atual eólico fotovoltaico[W ² /ms]
V_{AF}	volume atual fotovoltaico[W ² /ms]
V_T	volume total[W ² /ms]

1 RESUMO

A parte analítica desta pesquisa foi desenvolvida no Centro de Pesquisas do Agronegócio (CEPEAGRO) anexo ao curso de Administração e Agronegócio da UNESP – Campus de Tupã e a parte experimental no Departamento de Engenharia Rural da FCA, UNESP – Campus de Botucatu, localizado na Fazenda Experimental Lageado sediada no município de Botucatu-SP, com localização geográfica definida pelas coordenadas 22° 51' Latitude Sul (S) e 48° 26' Longitude Oeste (W) e altitude média de 786 metros acima do nível do mar.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis começou a apresentar maior interesse a partir da crise do petróleo na década de 70. A partir desta época a utilização do potencial da energia solar e eólica tem crescido significativamente, dentre outras fontes renováveis de energia.

A integração de sistemas de geração eólica e fotovoltaica com armazenamento de energia em baterias tem-se apresentado como uma forma de geração em que os problemas decorrentes da variabilidade na intensidade da energia eólica e solar, tornam-se possíveis pela complementação entre uma fonte e outra, ou pela maior estabilidade configurada à geração do sistema.

O presente trabalho tem o objetivo de avaliar o desempenho de um sistema híbrido de energia eólico fotovoltaico gerando, através de elementos definidos pela geometria diferencial, um subconjunto tridimensional denominado *Superfície Híbrida Eólica*

Fotovoltaica. Definiu-se a partir desta superfície sólidos geométricos com os quais foi possível dimensionar o volume da energia proveniente do sistema híbrido definido.

Para a realização do trabalho, encontraram-se os volumes dos sólidos definidos pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* tendo como limitantes os planos definidos pela potência $P = 0$, pelas irradiâncias $g = g_1$, $g = g_2$, $g = g_3$, e pelas velocidades do vento $v = v_1$, $v = v_2$, $v = v_3$, onde:

- $P = 0$ é a potência nula;
- g_1 é a irradiância mínima diária captada pelo sistema no período em estudo;
- g_2 é a irradiância máxima diária captada pelo sistema no período em estudo;
- g_3 é a máximo pico de irradiância instantânea captada pelo sistema no período em estudo;
- v_1 é a velocidade do vento mínima diária captada pelo sistema no período em estudo;
- v_2 é a velocidade do vento máxima diária captada pelo sistema no período em estudo; e
- v_3 é a máximo pico da velocidade do vento instantânea captada pelo sistema no período em estudo.

Os volumes determinados pelo sistema híbrido foram definidos como volumes atual, atual eólico, atual fotovoltaico, atual eólico fotovoltaico e total.

Os resultados encontrados permitiram avaliar os volumes atual, atual eólico, atual fotovoltaico, atual eólico fotovoltaico e total cujos valores ficaram entre 359.344 W/m² a 3.362.134 W/m² durante o período estudado.

A conclusão do presente trabalho apresenta a expressão $P_H(v, g)$ exibindo a relação funcional do sistema híbrido eólico fotovoltaico, como também uma relação entre o volume atual e os demais volumes, mostrando a porcentagem com que o sistema híbrido utilizou-se da energia produzida e a possibilidade de um aproveitamento mais racional de captação da energia produzida pelos geradores eólico e fotovoltaico.

Palavras chave: energia eólica, energia solar, superfície híbrida eólica fotovoltaica.

ANALYSIS AND GEOMETRIC MODELING OF THE POTENCY GENERATED BY A SOLAR HYBRID SYSTEM WIND-PHOTOVOLTAIC. Botucatu, 2007. **136p.** Tese (Tese em Agronomia, Área de Concentração - Energia na Agricultura) - Faculdade de Ciências Agronômicas, Universidade Estadual Paulista.

Author: LUÍS ROBERTO ALMEIDA GABRIEL FILHO.

Adviser: Prof. Dr. ODIVALDO JOSÉ SERAPHIM.

SUMMARY

The analytic part of this research was developed in the Center of Researches of Agrobusiness (CEPEAGRO) of the course of Administration and Agrobusiness of UNESP - Campus of Tupã and the experimental part in the Department of Rural Engineering of FCA, UNESP - Campus of Botucatu, located in Experimental Finance headquartered Lageado in the municipal district of Botucatu-SP, with defined geographical location for the coordinates 22° 51 ' South Latitude (S) and 48° 26 ' Longitude West (W) and medium altitude of 786 meters above the sea level.

The electric power generation starting from renewable sources began to present larger interest starting from the crisis of the petroleum in the decade of 70. Starting from this time the use of the potential of the solar energy and wind has been growing significantly, among other renewable sources of energy.

The integration of systems of generation wind and photovoltaic with storage of energy in batteries have been presenting as a generation form in that the current problems of the variability in the intensity of the energy wind and solar, they become possible for the complementation among a source and other, or for the largest stability configured to the generation of the system.

The present work has the objective of evaluating the acting of a hybrid system of energy wind photovoltaic generating, through defined elements for the differential geometry, a three-dimensional subset denominated geometric *Hybrid Wind Photovoltaic Surface*. It was defined starting from this surface geometric solids where it was possible dimensioned the volume of the originating from energy the defined hybrid system.

For the accomplishment of the work, they were the volumes of the defined solids for the *Hybrid Wind Photovoltaic Surface* tends as limits the defined plans for the potency $P = 0$, for the irradiances $g = g_1$, $g = g_2$, $g = g_3$, and for the speeds of the wind $v = v_1$, $v = v_2$, $v = v_3$, where:

- $P = 0$ it is the null potency;
- g_1 it is the low daily irradiate captured by the system in the period in study;
- g_2 it is the maxim daily irradiate captured by the system in the period in study;
- g_3 it is the maximum pick of instantaneous irradiate captured by the system in the period in study;
- v_1 it is the speed of the low daily wind captured by the system in the period in study;
- v_2 it is the speed of the maxim daily wind captured by the system in the period in study; and
- v_3 it is the maximum pick of the speed of the instantaneous wind captured by the system in the period in study.

The volumes determined for the hybrid system were defined as volumes current, wind current, photovoltaic current, wind photovoltaic current and total.

The found results allowed to evaluate the volumes current, wind current, photovoltaic current, wind photovoltaic current and total whose values were among 359.344 W/m² to 3.362.134 W/m² during the studied period.

The conclusion of the present work presents the expression exhibiting the functional relationship of the hybrid wind photovoltaic system, as well as a relationship between the current volume and the other volumes, showing the percentage with that the hybrid system was used of the produced energy and the possibility of a more rational use of reception of the energy produced by the wind and photovoltaic generators.

Keywords: wind energy, solar energy, hybrid wind photovoltaic surface.

2 INTRODUÇÃO

Para Lorenzo (1994), a energia solar fotovoltaica é a energia da conversão direta da luz em eletricidade. O efeito fotovoltaico é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão.

No Brasil a geração de energia elétrica por conversão fotovoltaica teve um impulso notável, através de projetos privados e governamentais, atraindo interesse de fabricantes pelo mercado brasileiro. A quantidade de radiação incidente no Brasil é outro fator muito significativo para o aproveitamento da energia solar.

A energia dos ventos é uma abundante fonte de energia renovável, limpa e disponível em quase todos lugares. A utilização desta fonte energética para a geração de eletricidade, em escala comercial, teve início há pouco mais de 30 anos e através de conhecimentos da indústria aeronáutica os equipamentos para geração eólica evoluíram rapidamente em termos de idéias e conceitos preliminares para produtos de alta tecnologia.

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos tenha sido feito tradicionalmente com a utilização de cataventos múltiplos para bombeamento de água, algumas medidas precisas de vento, realizadas recentemente em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de um imenso potencial eólico ainda não explorado.

A eletrificação rural é basicamente caracterizada pela grande dispersão geográfica da população, baixa consumo, alto investimento por consumidor e elevado custo operacional, quando comparada à eletrificação urbana, resultando em baixo retorno ou até mesmo em prejuízo financeiro à concessionária de energia elétrica. No Brasil, já existem programas voltados à eletrificação rural via energias alternativas.

Segundo Tolmasquim (2004), em 2002, foi elaborada a Lei n.º 10.438, que dispõe, dentre outras providências, sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, criando o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este programa pode ser considerado um marco na estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro. O programa determina que 10 % da energia produzida seja proveniente das fontes renováveis, objetivo a ser alcançado 20 anos depois da sua data de implementação, incluindo projetos em energia solar e eólica.

Sistemas híbridos de energia são sistemas de geração elétrica que combinam fontes de energia renovável e possivelmente também geradores convencionais. O objetivo deles é produzir o máximo de energia possível das fontes renováveis (sol e vento), enquanto mantidas a qualidade da energia e a confiabilidade especificadas para cada projeto.

Estes sistemas são adequados para atender as necessidades energéticas de locais isolados devido ao alto custo da eletrificação de lugares com baixa demanda e de difícil acesso.

No Brasil existem mais de 400 sistemas isolados de grande porte (com mais de 1400 MW de potência instalada). Já foi demonstrado que sistemas híbridos de energia podem representar uma solução mais econômica para muitas aplicações e também proporcionar uma fonte mais segura de eletricidade devido à combinação de diversas fontes de energia. Além do mais, o uso de energia renovável reduz a poluição ambiental causada pela queima de óleo diesel, transporte e armazenamento.

Embora a energia solar seja ambientalmente benigna, e disponível em abundância, o sistema fotovoltaico individual é uma opção cara. Outra desvantagem principal de sistema fotovoltaico individual é a dependência em horas de brilho de sol variáveis, resultando em pequena capacidade de utilização, como também, na necessidade de armazenamento de energia e sistemas de complementação (HANSEN, 1998).

Por outro lado, uma desvantagem comum para as energias eólica e solar reside na dependência das variações climáticas. Ambas as formas de energia (se usadas independentemente) teriam que ser possivelmente superdimensionadas para tornarem-se confiáveis, resultando em um custo total muito mais elevado. Porém, uma combinação da energia solar e eólica em um sistema de geração híbrido pode atenuar as flutuações individuais destas formas de energia, aumentando a produção de energia global e reduzindo significativamente a necessidade de armazenamento de energia. Devido a esta combinação, a despesa global para sistemas autônomos pode ser reduzida drasticamente para um grande número de casos (BAGUL, 1996).

O sistema híbrido em estudo determinou sólidos definidos através da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* e pelos planos $P = 0$, $g = g_i$ e $v = v_j$, onde $1 \leq i \leq 3$ e $1 \leq j \leq 3$. Assim, foi possível calcular volumes referentes a estes sólidos.

Guggenheiner (1977), afirma que se f é uma função de duas variáveis, integrável e positiva numa região fechada D do plano xy limitada pelas retas $x = a$ e $x = b$, onde $a < b$, e pelas curvas $y = \phi_1(x)$ e $y = \phi_2(x)$, onde ϕ_1 e ϕ_2 são duas funções contínuas no intervalo fechado $[a, b]$, então o número que representa o valor da integral dupla de $f(x, y)$ sobre a região D é a medida do volume do sólido entre a superfície e a região D .

O presente trabalho preocupou-se em determinar uma relação entre a potência máxima gerada pelo sistema solar fotovoltaico e parâmetros característicos do gerador. Para o sistema híbrido eólico fotovoltaico, houve a preocupação em obter-se uma relação composta pelas potências solar e eólica.

Através das relações entre os volumes dos sólidos definidos, este trabalho procurou verificar a possibilidade de distinguir as regiões do planeta, relativamente à produção de energia eólica e solar. Procurou-se, também, mensurar a quantidade desta energia isolada ou conjuntamente para que se possa instalar geradores eólico ou fotovoltaicos, obtendo-se desta forma um maior rendimento energético.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Energia solar

A Terra recebe anualmente $1,5 \cdot 10^{18}$ kWh de energia solar, o que corresponde a 1000 vezes o consumo mundial de energia nesse período. Esse fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia. (CRESESB, 1995)

De acordo com Castro (2004), as células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor - o silício - ao qual são adicionadas substâncias, ditas *dopantes*, de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, conversão direta da potência associada à radiação solar em potência elétrica DC.

Castro (2007) afirma que a célula é o menor elemento do sistema fotovoltaico, produzindo tipicamente potências elétricas da ordem de 1,5 W (correspondentes a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 3 A). Para obter potências maiores, as células são ligadas em série e/ou em paralelo, formando módulos (tipicamente com potências da ordem de 50 a 100 Wp) e painéis fotovoltaicos.

Em muitas aplicações de pequena potência, os sistemas fotovoltaicos substituem com vantagem outros meios de produção alternativos, onde a sua difusão é muito significativa. Por outro lado, foi por intermédio da indústria espacial, onde a vantagem

competitiva dos sistemas fotovoltaicos é significativa, que estes iniciaram o seu desenvolvimento (CASTRO, 2007).

Segundo CRESESB (1999), antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Essas modificações dependem da espessura da camada atmosférica e são identificadas por um coeficiente denominado "massa de ar" (AM), e, dependente também do ângulo Zenital do Sol, da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas, como mostra a Figura 1.

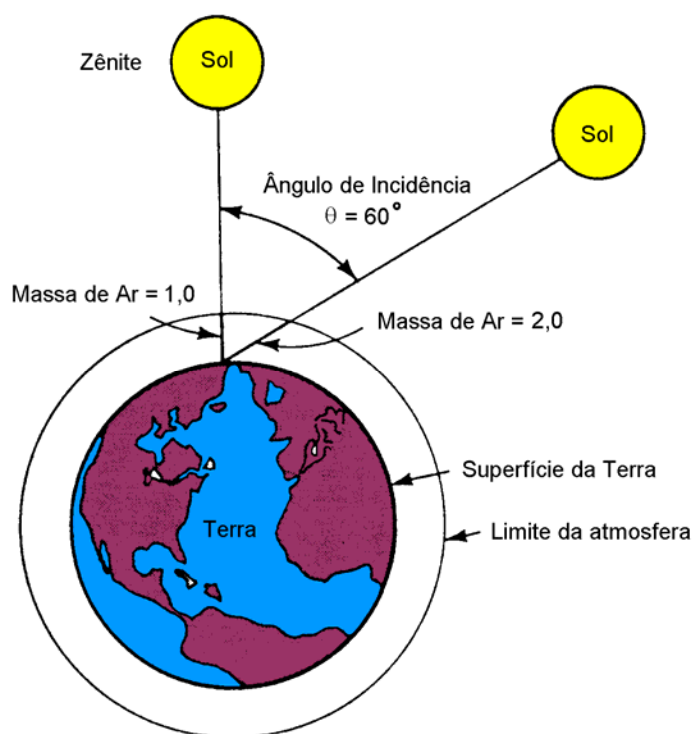


Figura 1. Trajetória dos raios de sol na atmosfera e a definição do coeficiente de massa de ar (AM) (CRESESB, 1999).

Os sistemas fotovoltaicos, sozinhos ou em associação com outras renováveis, são já competitivos para alimentação de certos locais remotos onde as soluções alternativas convencionais – gerador diesel ou rede elétrica – são claramente inferiores do

ponto de vista econômico e apresentam inconvenientes ambientais não negligenciáveis (CASTRO, 2007).

3.2 Geração fotovoltaica

Segundo Lorenzo (1994), para serem empregadas na produção de energia, as células solares se associam eletricamente em diferentes combinações que permitem obter os valores da corrente e voltagem necessária para uma aplicação com fim determinado e são, para tanto, envoltas por materiais que as protegem dos efeitos causados pelo tempo.

Fiorentino (2004) afirma que para o aproveitamento da energia do sol são utilizados a célula, o módulo e o gerador fotovoltaicos. O módulo é formado por um conjunto de células, enquanto o gerador é constituído por vários módulos. Cabe ressaltar que faz parte também do módulo fotovoltaico, além do conjunto de células, as conexões, a proteção e o suporte do sistema fotovoltaico.

3.2.1 Estrutura microscópica

Um átomo de silício é formado por catorze prótons e catorze elétrons. Na camada mais exterior, conhecida como banda de valência, existem quatro elétrons. Quando se constitui um cristal de silício, os átomos alinham-se segundo uma estrutura em teia (chamada teia de diamante), formando quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos.

Em cada ligação covalente, um átomo partilha um dos seus elétrons de valência com um dos elétrons de valência do átomo vizinho. Como resultado desta partilha de elétrons, a banda de valência, que pode conter até oito elétrons, fica cheia: os elétrons ficam presos na banda de valência e o átomo está num estado estável.

Para que os elétrons se possam deslocar têm de adquirir energia suficiente para passarem da banda de valência para a banda de condução. Esta energia é designada por hiato (ou band gap energy) e no caso do cristal de silício vale 1,12 eV.

Quando um fóton da radiação solar contendo energia suficiente atinge um elétron da banda de valência, este move-se para a banda de condução, deixando uma lacuna no seu lugar, a qual se comporta como uma carga positiva. Neste caso, diz-se que o fóton criou um par elétron-lacuna.

Segundo Prieb (2002), uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produziria energia elétrica. Os elétrons passariam para a banda de condução mas acabariam por se recombinar com as lacunas, não dando origem a qualquer corrente elétrica.

Para haver corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo conhecido como *dopagem* do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo *p* e a camada tipo *n*, que possuem, respectivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro (CAMARGO, 2000).

Fraidenraich (1995) afirma que o boro é o dopante normalmente usado para criar a região tipo *p*. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três elétrons na banda de valência, existe uma ligação apenas com um elétron, enquanto as restantes três ligações possuem dois elétrons. A ausência deste elétron é considerada uma lacuna, a qual se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, pois de cada vez que um elétron vizinho a preenche, outra lacuna se cria. A razão entre átomos de boro e átomos de silício é normalmente da ordem de 1 para 10 milhões.

O fósforo é o material usado para criar a região *n*. Um átomo de fósforo tem cinco elétrons na sua banda de valência, pelo que cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício e deixa um elétron livre, que viaja através do material. A razão entre átomos de fósforo e de silício é próxima de 1 para 1000.

Castro (2007) afirma que, na região onde os dois materiais se encontram, designada junção *p-n*, cria-se, portanto, um campo elétrico que separa os portadores de carga que a atingem: os elétrons, excitados pelos fótons com energia suficiente para excitar elétrons da banda de valência para a banda de condução, são acelerados para um terminal negativo, ao passo que as lacunas são enviadas para um terminal positivo. Nestas

condições, ligando os terminais a um circuito que se fecha exteriormente através de uma carga, circulará corrente elétrica.

Segundo Oliveira (1997), o *silício monocristalino* é o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atinge cerca de 60 % do mercado e sua produção é cara, com um rendimento de cerca de 15 % (para utilização prática). O *silício policristalino*, dispõe de uma quota de mercado de cerca de 30 % e tem sua potência de saída reduzida, com um rendimento de cerca de 12 %.

3.2.2 Estrutura macroscópica

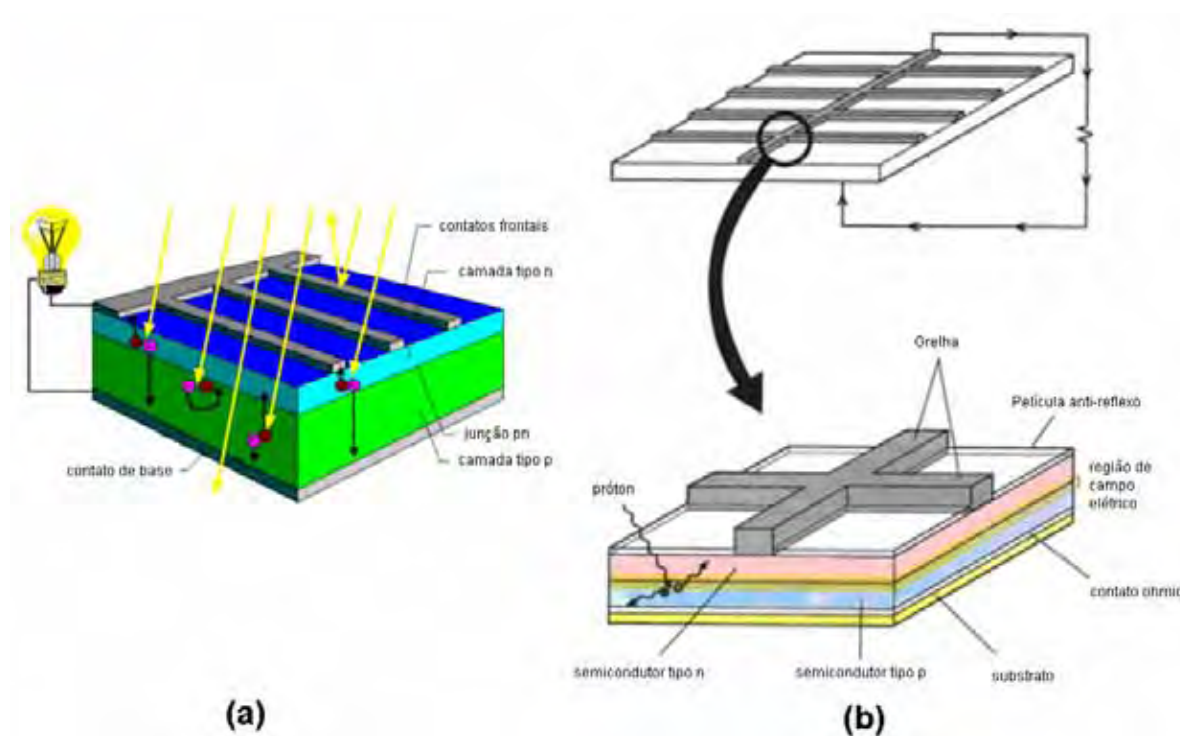


Figura 2. (a) Constituição interna de uma célula fotovoltaica típica; (b) Detalhes da constituição da grelha metálica. (STONE, 2007)

Conforme Stone (2007), a Figura 2 ilustra a constituição interna de uma célula fotovoltaica típica e sua legenda é a seguinte:

- Grelha e contactos frontais: os contactos frontais, em cobre, constituem os terminais negativos.
- Película anti-reflexo: esta película reduz a reflexão da radiação incidente para valores abaixo de 5%; em conjunto com textura especiais usadas em células de alto rendimento a reflexão pode ser reduzida para valores da ordem de 2%; sem este revestimento a célula refletiria cerca de um terço da radiação.
- Camada tipo n: silício dopado com fósforo, constituindo a região negativa da célula; a espessura desta camada é cerca de 300 nm.
- Camada tipo p: silício dopado com boro, constituindo a região positiva da célula; a espessura desta camada é cerca de 250.000 nm.
- Contato de base: contacto metálico localizado na parte posterior da célula, que constitui o terminal positivo.

Para Green et al. (2000), o efeito fotovoltaico (relatado pela primeira vez por Edmond Becquerel, em 1839) decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais semicondutores na presença da luz, constituindo-se no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura do material. Entre os materiais mais usados para a conversão da radiação solar em energia elétrica destaca-se o silício.



Figura 3. Central fotovoltaica de Serpa-Portugal (11 MWp) inaugurada em março de 2007.

3.2.3 Modelo analítico

Segundo Castro (2007), nas células fotovoltaicas, observa-se uma queda de tensão no circuito até aos contatos exteriores, a qual pode ser representada por uma resistência série R_s . Do mesmo modo, também existem correntes de fuga, que podem ser descritas por uma resistência paralelo R_p . O circuito elétrico equivalente é o que se representa na Figura 4.

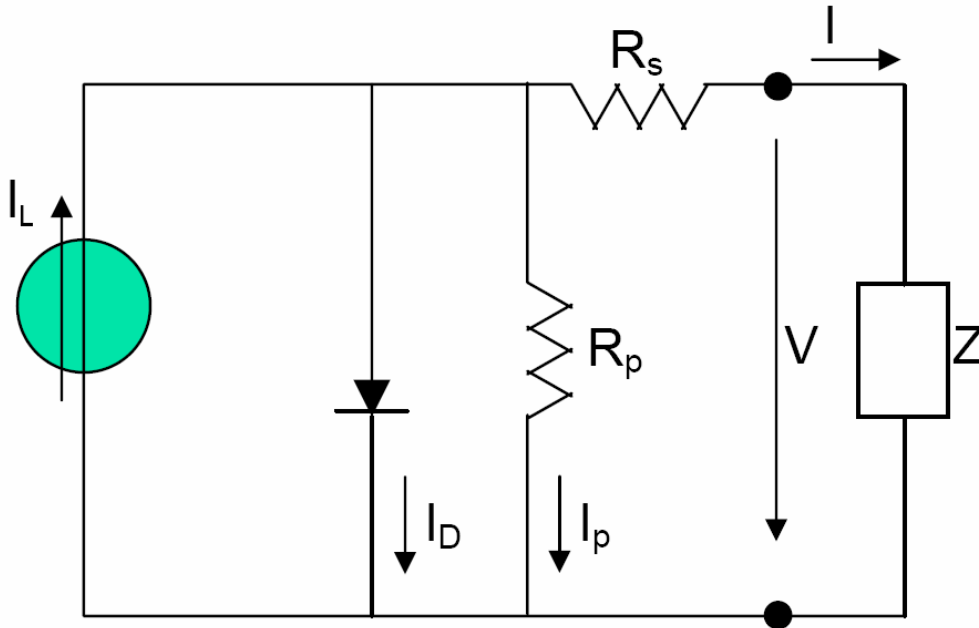


Figura 4. Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica alimentando uma carga Z .

A corrente de iluminação (ou fotogerada) I_L decorrente das cargas geradas pela iluminação do material e representa a corrente elétrica gerada pelo feixe de radiação luminosa, constituído por fótons, ao atingir a superfície ativa da célula (efeito fotovoltaico). Esta corrente unidirecional é constante para uma dada radiação incidente. A *junção p-n* funciona como um diodo que é atravessado por uma corrente interna unidirecional I_D , que depende da tensão V nos terminais da célula.

Segundo Lorenzo (1994), a relação entre a corrente I e a tensão V na célula fotovoltaica (Figura 4), que passa pela carga, é dada por:

$$I = I_L - I_D - I_p \quad (1)$$

ou

$$I = I_L - I_o \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}, \quad (2)$$

onde:

- $I_D = I_o \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} - 1 \right)$ é a corrente que passa através do diodo, [A];
- I_o é a corrente de escuridão, [A];
- $V_t = \frac{mkT_c}{q}$ é a tensão térmica, [V];
- m é o fator de idealidade do diodo, [-].
- $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ é a constante de Boltzmann, [J / K];
- T_c é a temperatura da célula fotovoltaica, [K];
- $q = 1,6 \cdot 10^{-19}$ é a carga do elétron, [C];
- $I_p = \frac{V + R_s I}{R_p}$ representa as correntes de fuga, [A].

Essa equação pode representar adequadamente o funcionamento de uma célula solar, mas apresenta alguns inconvenientes na sua utilização prática. A expressão possui um caráter implícito, a corrente I aparece de ambos os lados da equação, forçando a sua resolução através de métodos iterativos. Além disso, os parâmetros I_L , I_o , R_s e R_p são de difícil determinação.

Por essa razão, convém desenvolver outros métodos cuja utilização requer exclusivamente o domínio de informações padronizadas.

3.2.4 Condição padrão e TONC

Segundo Oliveira (1997), para avaliar e comparar o desempenho de módulos fotovoltaicos foram realizadas medições sob condições controladas, denominadas

condições padronizadas. Controlando-se os parâmetros de funcionamento dos módulos, pode-se verificar se seu comportamento está de acordo com o esperado. Dessa forma, nas condições padronizadas, os módulos fotovoltaicos são caracterizados através de medidas da tensão de circuito aberto V_{OC} (para a corrente nula), da corrente de curto circuito I_{SC} (para a tensão nula) e do ponto de potência máxima P_{MAX} , caracterizado pela corrente e tensão no ponto de potência máxima, I_{MAX} e V_{MAX} , respectivamente, onde:

$$P_{MAX} = I_{MAX} \cdot V_{MAX} \quad (3)$$

Lorenzo (1994) informa que, as Condições Padrão (STC - Standard Test Conditions) são definidas como irradiância de 1000 W/m^2 (radiação solar recebida na superfície da Terra em dia claro, ao meio dia), temperatura de 25°C na célula (a eficiência da célula é reduzida com o aumento da temperatura), velocidade do vento de 1 m/s e distribuição espectral (AM) 1,5. Entretanto, quando em operação, os módulos não se encontram nesta condição, estabeleceu-se uma outra condição, chamada Temperatura Nominal de Operação da Célula (TONC- Temperature of Operation Nominal of the Cell), definida como a temperatura que a as células solares alcançam, quando se submete o módulo à irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C , velocidade do vento de 1 m/s e distribuição espectral (AM) 1,5.

3.3 Energia eólica

3.3.1 Origens

Segundo Bastianon (2003), a geração de eletricidade pelo vento começou no início do século passado, com alguns dos primeiros desenvolvimentos creditados aos dinamarqueses. Pelo ano de 1930, por volta de uma dezena de firmas americanas estavam fazendo e vendendo esses "carregadores de vento", na maior parte aos fazendeiros do ventoso

Great Plains. Tipicamente, essas máquinas poderiam fornecer até 1000 watts (1kW) de corrente contínua quando o vento estava soprando.

Muitos países europeus construíram enormes geradores eólicos. Durante os anos 1950 e 1960, os franceses construíram desenhos avançados de unidades de 100 kW a 300 kW. Os alemães construíram geradores eólicos para prover força extra para sua linha de utilidades, mas por causa da rígida competição dos geradores movidos a fluído fóssil, essas máquinas experimentais foram eventualmente descartadas (BELLARMINE, 1996).

O engenheiro francês chamado D. G. Darrieus inventou a moderna turbina de vento de eixo vertical, incluindo uma convencional de duas lâminas. Diferente das turbinas convencionais, que são reorientadas de acordo com o vento, esta é unidirecional, isto é, aceita o vento vindo de qualquer direção. Como o seu rotor e suas partes elétricas são na parte inferior da turbina, sua manutenção é muito mais prática, além de permitir uma variabilidade de aplicações elétricas e mecânicas maiores que as demais. Esta foi uma grande contribuição pois mostrou-se que lâminas curvadas são de maior durabilidade que lâminas verticais. Como as outras turbinas, esta pode ser aplicada com duas, três ou mais lâminas. (BHATTI et al., 1997)



Figura 5. Exemplo da turbina idealizada por D. G. Darrieus. (BHATTI et al., 1997)

Desta forma, a geração da eletricidade através da energia eólica consiste na utilização de turbinas eólicas para a conversão direta da energia contida no vento em energia elétrica. Os sistemas de geração de energia eólica existem em diversas dimensões e para diferentes níveis de geração.

3.3.2 Aspectos gerais sobre a aerodinâmica da turbina eólica

Segundo Silveira (2002), os princípios básicos da operação de uma turbina eólica de eixo horizontal podem ser entendidos partindo-se da análise da Figura 6.

A massa de ar atravessa ambas as superfícies das lâminas que compõem o rotor da turbina. Devido à geometria da lâmina, a porção de massa de ar que escoar pela superfície frontal atinge velocidades maiores que as da superfície posterior, resultando em uma região de alta pressão na sua superfície frontal. Essa diferença de pressão resulta em um sistema de duas forças aerodinâmicas ortogonais: uma denominada por força de sustentação e outra denominada por força de arraste.

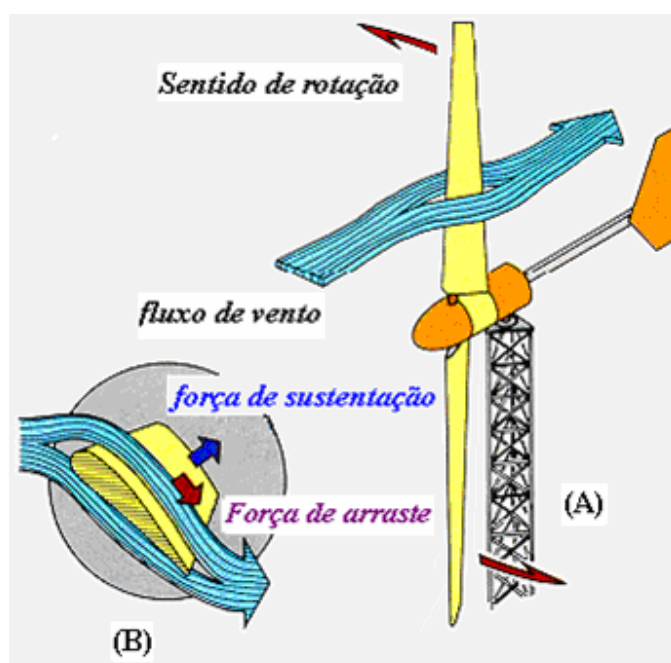


Figura 6. Ação das forças aerodinâmicas da turbina eólica de eixo horizontal. (SILVEIRA, 2002)

Este conjunto de forças age nas lâminas de forma que a primeira, a força de sustentação, desenvolve o torque na lâmina, pois possui direção perpendicular ao vento. Uma vez que as lâminas movem-se em um plano onde o centro está fixo a um eixo, tem-se um movimento giratório como resultado. A força de arraste, que está à 90° da primeira, tende a impedir o movimento (força de atrito). Na Figura 6 (B), tem-se o detalhe da ação das duas forças na superfície da lâmina. Pode-se também estabelecer uma analogia entre a lâmina de uma hélice e as asas de uma aeronave uma vez que as geometrias são semelhantes. Nas asas das aeronaves, a ação da força de sustentação é de promover a sustentação e elevação nas asas.

3.3.3 Eficiência e equação da potência de uma turbina eólica

Segundo Johansson et al. (1993), a eficiência do sistema eólico pode ser determinada pela relação entre a potência disponível no vento com a potência final que é fornecida pelo sistema.

De acordo com Macedo (2002), apesar da massa de ar conter uma grande quantidade de energia, esta não é totalmente transferida ao eixo da turbina. O montante de energia transferida às pás da turbina definiu o coeficiente de potência c_p . Este coeficiente é obtido pela relação entre a potência captada pelas pás da turbina (P_{cap}) e a potência disponível na massa de ar (P_v) e expressa o rendimento aerodinâmico da máquina, e é dado por:

$$c_p = \frac{P_{cap}}{P_v}. \quad (4)$$

Segundo Bastianon (2003), o valor máximo do coeficiente de potência representa o rendimento aerodinâmico que as pás do aerogerador podem obter.

As máquinas de poucas pás (2 ou 3) podem alcançar velocidades de rotação muito maiores, quando comparadas com as multipás, para uma dada velocidade de vento. Eles citam que, uma máquina de duas ou três pás operando com uma velocidade de vento de 10 m/s, fornece mais que o quádruplo de potência mecânica do que uma máquina multipás.

Segundo Castro (2004), o acréscimo na energia capturada ao vento está estimado em cerca de 3 a 5% quando o rotor passa de duas para três pás, mas esta porcentagem torna-se progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Este é o motivo pelo qual, a grande maioria das turbinas em operação apresenta rotores com três pás, embora a solução com duas pás configure benefícios relacionados com a diminuição de peso e de custo.

A potência teoricamente extraída pela turbina eólica pode ser descrita pela equação:

$$P_E = \frac{1}{2} \rho \cdot c_p \eta \cdot A \cdot v^3, \quad (5)$$

onde:

- ρ = massa específica do ar, [kg/m³];
- c_p = coeficiente de potência, [-];
- η = eficiência de conversão eletromecânica, [-];
- A = área varrida pelo rotor do aerogerador, [m²]; e
- v = velocidade frontal, [m/s].

3.4 Sistemas híbridos de geração de energia elétrica

3.4.1 Características dos sistemas híbridos de energia

Para Barbosa et al. (2004), considera-se um sistema híbrido aquele que utiliza conjuntamente mais de uma fonte de energia, dependendo da disponibilidade dos recursos energéticos locais, para geração de energia elétrica. A opção pelo hibridismo é feita de modo que uma fonte complemente a eventual falta da outra.

Barbosa et al. (2004) afirmam que dentre as fontes energéticas utilizadas pelos sistemas híbridos, as que mais se sobressaem são a solar e a eólica, ambas de caráter renovável.

Para Hansen (1998), a implantação com sucesso de um sistema híbrido de energia, depende de pelo menos dois fatores: a confiabilidade da operação ao fornecimento de energia e o custo da energia gerada.

Quinlan (1996) cita que um dos primeiros sistemas híbridos foi do tipo eólico-diesel e instalado no Novo México, EUA, em 1977, com a capacidade de 200 kW de potência para geração eólica e com um sistema de geração diesel de 7,85 MW.

No Brasil, Cunha (1998) apresentou estudos realizados para o levantamento do potencial eólico e da demanda da Ilha de Algodoal, no Pará, bem como os procedimentos de simulação para a especificação do sistema híbrido eólico-diesel de geração de energia elétrica.

O sucesso dos sistemas fotovoltaicos e dos sistemas híbridos eólico-diesel e fotovoltaico-diesel permitiu a “migração” para os sistemas híbridos eólico-fotovoltaico-diesel a partir da década dos 90.

Manwell et al. (1999) consideram que as maiores contribuições com relação a sistemas híbridos eólicos-fotovoltaicos provêm de institutos de pesquisa e outras instituições interessadas na utilização de energias renováveis, que têm patrocinado a instalação e/ou o monitoramento de várias instalações, e que, através de diversas vias, têm divulgado suas experiências.

3.4.2 Dimensionamento de sistemas híbridos

Castedo et al. (1996) avalia que os métodos para o dimensionamento dos sistemas híbridos são geralmente do tipo energético e partem da condição que a energia produzida com a participação dos diferentes geradores possa satisfazer a demanda, considerando o custo em alguns casos.

Para Elhadidy et al. (2000), de forma geral, pode-se escolher um aerogerador que satisfaça uma grande porção da demanda para diminuir a participação fotovoltaica, dado seu maior preço relativo.

García (2004) explica que um procedimento mais aperfeiçoado baseado no mesmo princípio de complementaridade é empregado para sistemas sem a presença do gerador diesel, isto é, eólico fotovoltaicos puros. O procedimento considera a produção das componentes eólica e fotovoltaica e muda, complementariamente, o tamanho de ambas componentes para satisfazer a demanda.

Elhadidy et al. (2000), mostraram que com dois aerogeradores de 10 kW e 3 kWp de painel fotovoltaico, o gerador diesel do sistema híbrido supre 48% da demanda, compromisso que cai para 23% quando é incorporado um banco de baterias com 3 dias de armazenamento.

De acordo com Ashari et al. (1999), o capital inicial de um sistema para o aproveitamento das energias solar e eólica, híbrido ou não, é várias vezes superior ao necessário para adquirir um gerador diesel de potência equivalente. Contudo, a vida útil de aerogeradores e módulos fotovoltaicos está em torno dos 20-30 anos (das baterias está na faixa de 2-5 anos) e, diferentemente dos geradores diesel, precisam de um mínimo de manutenção.

3.5. Cálculo no Espaço Euclidiano

Denota-se por $\mathfrak{R}^3$ o espaço euclidiano de dimensão três, isto é, o conjunto de ternos ordenados de números reais $p = (x, y, z)$, chamados pontos do $\mathfrak{R}^3$.

Segundo Leithold (1976), a distância entre dois pontos $p_1 = (x_1, y_1, z_1)$ e $p_2 = (x_2, y_2, z_2)$ é dada por:

$$d(p_1, p_2) = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2 + (z_1 - z_2)^2}$$

Dados dois pontos p_1 e p_2 de $\mathfrak{R}^3$, o segmento orientado de p_1 a p_2 é chamado vetor. O comprimento do segmento é dito módulo do vetor.

Assim, a cada vetor, pode-se associar uma direção, um sentido e o módulo. Se w é o vetor determinado pelo segmento orientado de p_1 e p_2 , então $(x_2 - x_1, y_2 - y_1, z_2 - z_1)$ são as componentes do vetor w .

Swokowski (1983) afirma que uma função que a cada par $(x, y) \in D$, onde D é um conjunto de pares ordenados de números reais, associa um único número real, denotado por $f(x, y)$, é uma função de duas variáveis. D é o domínio de f . O contradomínio de f consiste de todos os números reais $f(x, y)$, com $(x, y) \in D$.

De acordo com Courant (1966), uma bola aberta em $\mathfrak{R}^2$ de centro $p_0 \in \mathfrak{R}^2$ e raio $\epsilon > 0$ é o conjunto, denotado por $B_\epsilon(p_0)$, dos pontos $p \in \mathfrak{R}^2$ que distam de p_0 menos que ϵ , isto é:

$$B_\epsilon(p_0) = \{ p \in \mathfrak{R}^2 : |p - p_0| < \epsilon \}.$$

Um subconjunto A de $\mathfrak{R}^2$ é aberto em $\mathfrak{R}^2$, se para todo $p \in A$ existe uma bola aberta $B_\epsilon(p) \subset A$.

Seja $F : A \subset \mathfrak{R}^2 \rightarrow \mathfrak{R}^3$ uma função definida em um aberto $A \subset \mathfrak{R}^2$. Fixando $p_0 \in A$ e w um vetor não nulo de $\mathfrak{R}^2$, a derivada direcional de F em p_0 , na direção de w , é o vetor

$$\lim_{t \rightarrow 0} \frac{F(p_0 + tw) - F(p_0)}{t},$$

quando este limite existe.

Gabriel Filho (2004) afirma que a continuidade de funções compostas auxilia na avaliação da função resultante. Havendo a continuidade da função, verifica-se a possibilidade da existência das derivadas da mesma.

Considerando-se a base canônica $\{e_1, e_2\}$ de $\mathfrak{R}^2$, as derivadas direcionais de F em p_0 , nas direções dos vetores da base, são denominadas derivadas parciais de F em p_0 . A derivada parcial de F em p_0 na direção e_i é denotada por

$$\frac{\partial F}{\partial x_i}(p_0) \quad \text{ou} \quad F_{x_i}(p_0).$$

Spivak (1965) afirma que se $\frac{\partial F}{\partial x_i}(p)$ existe, para todo $p \in A$, então tem-se definida uma função $\frac{\partial F}{\partial x_i}: A \rightarrow \mathfrak{R}^3$, que para cada $p \in A$, associa $\frac{\partial F}{\partial x_i}(p)$. As derivadas parciais da função $\frac{\partial F}{\partial x_i}$ são denominadas derivadas parciais de segunda ordem de F . Assim, sucessivamente, definem-se as derivadas parciais de ordem superior. A notação usada para as derivadas parciais de segunda ordem é:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \right) &= \frac{\partial^2 F}{\partial x_j \partial x_i} = F_{x_i x_j} \\ \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \right) &= \frac{\partial^2 F}{\partial x_i^2} = F_{x_i x_i} \end{aligned}$$

Uma função $F: A \subset \mathfrak{R}^2 \rightarrow \mathfrak{R}^3$ é diferenciável em p_0 , se existe uma aplicação linear de $\mathfrak{R}^2$ em $\mathfrak{R}^3$, denotada por $dF_{p_0}: \mathfrak{R}^2 \rightarrow \mathfrak{R}^3$, tal que para todo vetor $w \in \mathfrak{R}^2$,

$$F(p_0 + w) = F(p_0) + dF_{p_0}(w) + \mathfrak{R}(w),$$

onde $\lim_{w \rightarrow 0} \frac{\Re(w)}{w} = 0$. A aplicação dF_{p_0} é denominada diferencial de F em p_0 . A função F é dita diferenciável se F é diferenciável em p , para todo $p \in A$.

Assim, se F é diferenciável em p_0 , então para todo vetor $w \in \Re^2$,

$$dF_{p_0}(w) = \lim_{t \rightarrow 0} \frac{F(p_0 + tw) - F(p_0)}{t}.$$

Dieudonné (1968) afirma que considerando $F: A \subset \Re^2 \rightarrow \Re^3$ uma função diferenciável em $p_0 \in A$, como $dF_{p_0}: \Re^2 \rightarrow \Re^3$ é uma aplicação linear, temos a matriz associada a dF_{p_0} , relativamente às bases canônicas de $\Re^2$ e $\Re^3$, dada por:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1}(p_0) & \frac{\partial F_1}{\partial x_2}(p_0) \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1}(p_0) & \frac{\partial F_2}{\partial x_2}(p_0) \\ \frac{\partial F_3}{\partial x_1}(p_0) & \frac{\partial F_3}{\partial x_2}(p_0) \end{pmatrix}$$

onde F_1, F_2, F_3 são as funções coordenadas de F . A matriz acima é denominada matriz jacobiana de F em p_0 . Quando o número de linhas da matriz for igual ao número de colunas, o determinante da matriz jacobiana de F em p_0 é dito o jacobiano de F em p_0 .

De acordo com Gabriel (1979), se U é um subconjunto aberto de $\Re^2$, $F: U \rightarrow \Re^2$ é uma aplicação de classe C^k ($k \geq 3$) e J é a matriz jacobiana de F , então:

- (i) Se $\det J(p) \neq 0$, $p \in U$ é dito um ponto regular de F ;
- (ii) Se $\det J(p) = 0$, $p \in U$ é dito uma singularidade de F .

Buck (1965) afirma que uma função $F : A \subset \mathfrak{R}^2 \rightarrow \mathfrak{R}^3$ é diferenciável de classe C^k , $k \geq 1$ se as derivadas parciais de F até ordem k existem e são contínuas. A função F é dita de classe C^∞ se as derivadas parciais de todas as ordens existem e são contínuas.

De acordo com Munem (1978), uma série infinita da forma:

$$\sum_{k=0}^{\infty} c_k (x-a)^k = c_0 + c_1(x-a) + c_2(x-a)^2 + c_3(x-a)^3 + \dots$$

é chamada uma série de potências em x ou simplesmente série de potências. As constantes $c_0, c_1, c_2, c_3, \dots$ são chamadas de coeficientes da série de potências e a constante a é chamada de seu centro.

Se f é uma função de classe C^∞ em um intervalo aberto I e $a \in I$, então a série de Taylor para f em a é a série de potências $\sum_{r=0}^{\infty} c_r (x-a)^r$, onde $c_r = \frac{f^r(a)}{r!}$ para $r = 0, 1, 2, 3, \dots$

3.6 Teoria local das superfícies

Considere-se um sistema de coordenadas cartesianas x, y, z em $\mathfrak{R}^3$ e uma função

$$f(u, v) = (f_1(u, v), f_2(u, v), f_3(u, v)),$$

de duas variáveis u e v que variam em um aberto $U \subset \mathfrak{R}^2$. Para cada $(u, v) \in U$, $f(u, v)$, determina um ponto em $\mathfrak{R}^3$. Denota-se por S o subconjunto de $\mathfrak{R}^3$ formado pelos pontos $f(u, v)$.

Segundo Tenenblat (1988), uma superfície parametrizada regular ou simplesmente uma superfície é uma aplicação $f:U \subset \mathbb{R}^2 \rightarrow \mathbb{R}^3$, onde U é um aberto de $\mathbb{R}^2$, tal que:

- f é diferenciável de classe C^∞ ;
- Para todo $q = (u, v) \in U$ a diferencial de f em q , $df_q: \mathbb{R}^2 \rightarrow \mathbb{R}^3$, é injetora.

As variáveis u e v são os parâmetros de superfície. O conjunto S , de $\mathbb{R}^3$, obtido pela imagem da aplicação f , é denominado traço de f .

De acordo com Gabriel (1994), a função $f(x, y) = (x, y, p(x, y))$, onde $p(x, y)$ é uma composição específica de funções de classe C^∞ , é uma superfície parametrizada regular cuja imagem através de um subconjunto aberto $U \subset \mathbb{R}^2$ é um subconjunto de $\mathbb{R}^3$ denominado *Hiperbolóide de Carga*.

Segundo Gillet (1984), entende-se por uma região fechada em $\mathbb{R}^2$, uma região que contém sua fronteira. O tipo mais simples de uma região fechada em $\mathbb{R}^2$ é um retângulo fechado definido por $D = \{(x, y) \in \mathbb{R}^2 / a_1 \leq x \leq b_1 \text{ e } a_2 \leq y \leq b_2, a_1 < b_1 \text{ e } a_2 < b_2\}$. Os pontos (a_1, b_1) , (a_1, b_2) , (a_2, b_1) e (a_2, b_2) são chamados vértices do retângulo. Os segmentos de reta que unem vértices consecutivos chamam-se arestas do retângulo.

Bluman (1984) afirma que a região D pode ser considerada como uma região de integração se f é uma função definida em D e D é uma região retangular fechada.

De acordo com Bittinger (1988), se f é uma função definida numa região retangular fechada D , diz-se que o número L é o limite de somas da forma

$\sum_{i=1}^n f(x_i, g_i) D_i A$, se L satisfizer a propriedade de que para qualquer $\varepsilon > 0$, existe um $\delta > 0$,

tal que:

$$\left| \sum_{i=1}^n f(x_i, g_i) D_i A - L \right| < \varepsilon$$

para toda partição Δ para a qual $\|\Delta\| < \delta$ e para todas as possíveis escolhas do ponto (ξ_i, γ_i) no i -ésimo retângulo, $i = 1, 2, \dots, n$. Se tal número L existe, escreve-se:

$$\lim_{\|\Delta\| \rightarrow 0} \sum_{i=1}^n f(x_i, g_i) D_i A = L$$

Goldstein (1977) afirma que uma função f de duas variáveis é integrável numa região retangular D , se for definida em D e o número L existir.

Este número L é chamado de integral dupla de f em D , e escreve-se

$$\lim_{\|\Delta\| \rightarrow 0} \sum_{i=1}^n f(x_i, g_i) D_i A = \iint_D f(x, y) dA$$

Stoker (1969), afirma que se $f: U \subset \mathfrak{R}^2 \rightarrow \mathfrak{R}^3$ é uma superfície parametrizada regular e $D \subset U$ é uma região de $\mathfrak{R}^2$, tal que f restrita ao interior de D é injetiva, então a área da região $f(D)$ é dada por,

$$A(f(D)) = \iint_D \sqrt{EG - F^2} du dv$$

onde E, F, G são os coeficientes da primeira forma quadrática de f .

Guggenheiner (1977), afirma que se f é uma função de duas variáveis integrável numa região fechada D do plano xy limitada pelas retas $x=a$ e $x=b$, onde $a < b$, e pelas curvas $y = \phi_1(x)$ e $y = \phi_2(x)$, onde ϕ_1 e ϕ_2 são duas funções contínuas no intervalo fechado $[a, b]$, então o número que representa o valor da integral dupla

$$\iint_D f(x, y) dA$$

é a medida do volume do sólido entre a superfície e a região D .

De acordo com Gabriel (1997), os quocientes dos volumes determinados por uma superfície específica denominada *Hiperbolóide de Carga e Potência* quantificam os percentuais com que as empresas podem se beneficiar no faturamento mensal das contas de energia elétrica.

4 MATERIAL E MÉTODOS

4.1 Material

4.1.1 Localização do desenvolvimento analítico do trabalho

A parte analítica desta pesquisa foi desenvolvida no Centro de Pesquisas do Agronegócio (CEPEAGRO) anexo ao curso de Administração e Agronegócio da UNESP – Campus Experimental de Tupã (Figura 7).



Figura 7. Campus Experimental de Tupã.

4.1.2 Localização do desenvolvimento experimental do trabalho

A parte experimental desta pesquisa foi desenvolvida no Núcleo de Energias Alternativas e Renováveis – NEAR do Laboratório de Energização Rural do Departamento de Engenharia Rural da UNESP, Faculdade Ciências Agrônômicas, Fazenda Experimental Lageado (Figura 8), localizada no município de Botucatu, São Paulo, com localização geográfica definida pelas coordenadas 22° 51' Latitude Sul (S) e 48° 26' Longitude Oeste (W) e altitude média de 786 metros acima do nível do mar. A velocidade média mensal do vento a 10 metros de altura é 3,1 m/s e a energia solar global média mensal diária é de 4772,13 Wh/m².



Figura 8. Vista panorâmica do NEAR e da instalação do sistema híbrido eólico fotovoltaico.

4.1.3 Equipamentos de medições meteorológicas

Os equipamentos para medição das variáveis meteorológicas e de aquisição de dados do experimento foram instalados em uma torre UT 930 da CAMPBELL com altura de 10 metros.

A velocidade e direção do vento instantâneas foram medidas com o anemômetro RM-YOUNG WIND MONITOR também da CAMPBELL de sensibilidade mínima 1,0 m/s a uma altura de 10 metros.

A irradiação solar direta foi medida com um piranômetro CM 3 KIPP & ZONEN, instalado no mesmo plano de inclinação dos módulos fotovoltaicos.

A temperatura ambiente foi coletada por meio de uma sonda termo higrômetro HMP45C da CAMPBELL.

4.1.4 Equipamentos instalados no sistema híbrido eólico fotovoltaico

Para a geração de energia elétrica a partir da energia eólica disponível no local, selecionou-se um aerogerador AIR-X modelo rural da SOUTHWEST WINDPOWER com potência nominal de 400 W e dotado de controlador de carga interno, constituindo-se assim a geração eólica do sistema eólico fotovoltaico. O aerogerador foi montado em uma torre de aço com 14 metros de altura.



Figura 9. Aerogerador AIR-X com potência nominal de 400W, instalado no sistema híbrido.

Tabela 1. Especificações técnicas do aerogerador utilizado no sistema híbrido.

Especificações do Aerogerador AIR-X	
Diâmetro do rotor	1,15 m
Velocidade do vento para partida	3,13 m/s
Tensão	12 e 24 VDC
Potência nominal	400 Watts a 12,5 m/s
Sobrevivência à velocidade do vento	49,2 m/s (177 km/h)
Proteção contra excesso de velocidade	Controle de torque eletrônico

Para complementar a constituição do sistema híbrido, com relação à geração de energia elétrica a partir da energia solar incidente no local, foram utilizados três módulos fotovoltaicos I-100 da ISOFOTON com potência nominal de 100Wp cada, perfazendo um total de 300Wp instalados. Os módulos foram conectados em paralelo para elevação da corrente, mantendo a mesma tensão de saída.

Os módulos fotovoltaicos, cujas células são feitas de silício monocristalino, foram instalados em um suporte, voltado para o norte geográfico e inclinado em um ângulo de 33° nesta direção, correspondente à latitude do local adicionada de 10° .



Figura 10. Módulos fotovoltaicos de 100 Wp cada, instalados em paralelo e constituindo o painel fotovoltaico do sistema híbrido.

Tabela 2. Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos utilizados no sistema híbrido.

Especificações do Módulo I-100/12	
Física	
Dimensões	1310 mm × 654 mm × 39,5 mm
Número de células em série	36
Número de células em paralelo	2
Área de células do módulo	0,72 /m ²
TONC (800 W/m ² , 20 °C, AM 1,5, 1 m/s)	47 °C
Elétricas (1000 W/m², 25 °C célula, AM 1,5)	
Tensão nominal	12 V
Potência máxima	100 Wp ± 10 %
Corrente de curto-circuito	6,54 A
Tensão de circuito aberto	21,6 V
Corrente de potência máxima	5,74 A
Tensão de potência máxima	17,4 V

Para proteger o banco de baterias de eventuais sobrecargas produzidas pelo painel fotovoltaico ou de um alto consumo de energia pelas cargas, respectivamente, por produção excessiva de corrente pelo painel fotovoltaico ou pela carga consumir uma corrente muito elevada, foi dimensionado um controlador de carga de 20 A ISOLER do mesmo fabricante dos módulos fotovoltaicos.

Foi utilizado um datalogger CR23X da CAMPBELL para coletar e armazenar os dados enviados pelos sensores meteorológicos e elétricos.

4.2 Métodos

4.2.1 Coleta dos dados meteorológicos e elétricos

Um sistema de aquisição de dados meteorológicos e elétricos foi programado para efetuar leituras a cada 10 segundos e fazer médias e totalizações dos valores lidos a cada 5 minutos. A coleta dos dados foi realizada durante um ano, diuturnamente, para avaliar a influência das horas do dia e da sazonalidade na geração de energia elétrica pelo sistema híbrido e seus componentes. Na maioria dos dados, que foram tabelados, foi feita uma média diária. Os dados coletados foram utilizados nas simulações com relações desenvolvidas neste trabalho.

Os dados coletados foram armazenados em um datalogger CR23X e em um computador em tempo real por meio do uso do programa PC208W, utilizando-se da interface CSI do datalogger em conexão com a porta serial RS232 do microcomputador, por meio de um modem instalado para este fim.

4.2.2 Processamento e análise dos dados meteorológicos e elétricos

Com os dados da velocidade do vento, tensão e corrente elétrica medidas para o aerogerador, calculou-se a energia elétrica gerada, a potência disponível no vento, a energia eólica contida no vento e o rendimento do sistema eólico da seguinte forma:

$$E_{GA} = \sum_{i=1}^n (V_{aero_i} \cdot I_{aero_i}) \cdot t, \quad (6)$$

$$P_v = \frac{\rho \cdot v^3 \cdot A}{2}, \quad (7)$$

$$E_E = \sum_{i=1}^n P_{v_i} \cdot t \quad (8)$$

e

$$\eta = \frac{E_{GA}}{E_E} \quad (9)$$

onde:

- E_{GA} é a energia elétrica gerada pelo aerogerador, [Wh];
- P_v é a potência disponível no vento, [W];
- E_E é a energia eólica disponível, [Wh];
- η é o rendimento do aerogerador, [-];
- $t = \frac{1}{12}$ h, [min];
- n é o enésimo valor do conjunto de dados, [-];
- V_{aero} é a tensão média na saída do aerogerador, [V];
- I_{aero} é a corrente média na saída do aerogerador, [A];
- ρ é a massa específica do ar, [kg/m³];
- v é a velocidade do vento, [m/s];
- A é a área varrida pelo rotor do aerogerador, [m²].

Com os dados da irradiância, tensão e corrente medidas no sistema fotovoltaico, calculou-se a energia elétrica gerada, a irradiância solar global e a energia solar global incidente no plano dos painéis da seguinte forma:

$$E_{GF} = \sum_{i=1}^n (V_{foto_i} I_{foto_i}) t, \quad (10)$$

$$G = G_p \cdot A_p \quad (11)$$

e

$$E_{SG} = \sum_{i=1}^n G_i \cdot t \quad (12)$$

onde:

- E_{GF} é a energia elétrica gerada pelo painel fotovoltaico, [Wh];
- G é a irradiação solar global no plano do painel fotovoltaico, [W];
- E_{SG} é a energia solar global no plano do painel fotovoltaico, [Wh];
- V_{foto} é a tensão média na saída do painel fotovoltaico, [V];
- I_{foto} é a corrente média na saída do painel fotovoltaico, [A];
- G_p é a irradiância no plano do painel fotovoltaico, [W/m²];
- A_p é a área do painel fotovoltaico, [m²];

A partir dos dados medidos no sistema híbrido, foram construídos gráficos, com os objetivos de comparar os dados medidos com aqueles obtidos através das

curvas geradas por métodos analíticos, e avaliar, inicialmente, a complementaridade das potências solar e eólica em operações com variabilidade da irradiância e, posteriormente, velocidade do vento. Estes gráficos refletem a seguinte situação:

- potência solar *versus* irradiância, com a curva da potência máxima do gerador solar;
- potência eólica *versus* velocidade do vento, com a curva da potência máxima do gerador eólico;
- potência solar, eólica e híbrida *versus* irradiância;
- potência solar, eólica e híbrida *versus* velocidade do vento.

Estas relações possibilitaram o cálculo das irradiâncias e velocidades do vento a cada 5 minutos. Desta forma, foi possível encontrar os valores máximos da irradiância e velocidade do vento, que serão denominados instantâneos e dadas por g_3 e v_3 .

Estas relações foram necessárias para determinar as irradiâncias e velocidade do vento diárias que encontram-se distribuídas em tabelas. Estas tabelas foram, também, utilizadas para o cálculo das irradiâncias e velocidades do vento mínimas e máximas diárias, representadas por g_1 , g_2 , v_1 e v_2 .

4.2.3 Determinação da função potência híbrida

Os dados elétricos e meteorológicos obtidos foram organizados por períodos de observação, correspondentes às datas de início e término de aquisição dos dados. Os períodos foram agrupados e tabelados por estações do ano, no período compreendido entre 15/09/2004 a 14/09/2005.

A irradiância, a velocidade do vento, a potência solar (disponível e gerada) e a potência eólica (disponível e gerada) foram medidas e relacionadas através de tabelas, gráficos e definição de domínios de superfícies.

A partir da temperatura ambiente medida, foi possível determinar a temperatura ambiente média de cada período. Através da média destes valores, foi possível determinar a função potência solar, que assim dependerá somente da irradiância.

Foram realizadas medições com o objetivo de encontrar a massa específica do ar e a eficiência de conversão eletromecânica. Determinaram-se seus valores máximos para cada período. Posteriormente, foi calculada a média destes valores.

Estes dados obtidos foram necessários para a determinação da função potência eólica. A função potência solar foi criada a partir da potência máxima estudada para os módulos fotovoltaicos. A determinação da função potência híbrida foi feita através da soma das funções das potências solar e eólica.

4.2.4 Avaliação dos dados obtidos analiticamente

Obteve-se uma relação da potência gerada a partir das energias solar fotovoltaica e eólica. Para este feito, adicionou-se a Equação 5 que define a potência eólica dada por:

$$P_E = \frac{1}{2} \rho \cdot c_p \eta \cdot A \cdot v^3$$

com a relação $P_s(g)$ que define a potência solar fotovoltaica para quaisquer valores da irradiância (g). Esta relação foi obtida através da Equação 3, dada por:

$$P_{MAX} = I_{MAX} \cdot V_{MAX} ,$$

dependendo da tensão de circuito aberto (V_{oc}) e da corrente de curto circuito (I_{sc}) para quaisquer valores da irradiância.

A potência solar fotovoltaica (P_s) depende de duas variáveis, a temperatura ambiente (T_A) e a irradiância (g). A potência eólica (P_e) depende, apenas, da velocidade do vento (v). Desta forma, a função potência híbrida, definida por $P_H = P_s + P_e$ depende de três variáveis v , g e T_A . Neste caso, como a imagem da função P_H está mergulhada em $\Re^3$, então o subconjunto do $\Re^4$ dado por $\{(v, g, T_A, P_s(g, T_A) + P_e(v))\}$ representa uma hiper-superfície contida em um espaço da quarta dimensão.

Por este motivo, obteve-se a função $P_s(g)$ dependendo apenas da irradiância g , sem perda de generalidade, em substituição da função $P_s = P_s(g, T_A)$, com o objetivo de definir uma superfície determinada pelo subconjunto de $\Re^3$ dado por $\{(v, g, P_s(g) + P_e(v))\} = \{(v, g, P_H(v, g))\}$ contida em um espaço tridimensional.

Desta forma, gerou-se a *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* através do gráfico da função $P_H = P_s + P_e$, determinado por $\{(v, g, P_H(v, g))\}$. Através dos conceitos da geometria diferencial mostrou-se que esta função é parametrizada regular.

Definiram-se os sólidos limitados por esta superfície cujos volumes encontrados através de integração dupla dimensionaram numericamente a quantidade das energias eólica e solar fotovoltaica restritas nas regiões definidas como atual, atual eólica, atual fotovoltaica, atual eólica fotovoltaica e total.

O quociente entre o volume atual (V_A) e os demais volumes atual eólico (V_{AE}), atual fotovoltaico (V_{AF}), atual eólico fotovoltaico (V_{EF}) e total (V_T) mostraram a porcentagem com que o sistema híbrido utilizou-se da energia produzida e a possibilidade de um aproveitamento mais racional de captação da energia produzida pelos geradores eólico e fotovoltaico.

4.2.5 Representação esquemática

Através da legenda e diagrama a seguir, foi possível tecer uma representação esquemática da metodologia do presente trabalho. A legenda encontra-se dividida em 4 partes de acordo com a natureza dos passos contemplados.

Legenda 1 (Passos principais):

- A: Dados obtidos experimentalmente durante 1 ano a cada 5 minutos
- B: Criação da potência híbrida $P_H = P_E + P_S$
- C: Definição da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* e cálculo dos volumes Atual, Atual Eólico, Atual Fotovoltaico e Total
- D: Índices de eficiência eólico, fotovoltaico e híbrido
- E: Avaliação e caracterização geral do sistema híbrido e de seu local de instalação

Legenda 2 (Energia solar):

- S1: Valores de V_{OC} , I_{SC} , V_t , P_{MAX} fornecidos pelo fabricante do módulo (condições padrão)
- S2: Determinação dos valores de V_{OC} , I_{SC} , V_t , R_s para a célula (condições padrão)
- S3: Determinação dos valores de V_{OC} , I_{SC} , V_t , R_s para a célula (condições quaisquer de operação) em função de g e T_A
- S4: Dados de T_A
- S5: Média dos valores máximos de T_A dos períodos

- S6: Obtenção da potência solar máxima da célula dada por

$$P_{MAX} = \frac{V_{OC}I_{SC} - R_s I_{SC}^2 - V_t I_{SC} \ln\left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t}\right)}{1 + \frac{V_t}{V_{OC}}}$$

- S7: Obtenção da potência solar P_s do gerador

Legenda 3 (Energia eólica):

- E1: Dados da massa específica do ar ρ
- E2: Média dos valores máximos de ρ dos períodos
- E3: Dados da potência captada
- E4: Dados da potência gerada
- E5: Cálculo da eficiência de conversão eletromecânica $\eta = \frac{\text{Potência Gerada}}{\text{Potência Captada}}$
- E6: Média dos valores máximos de η dos períodos
- E7: Cálculo da área do rotor
- E8: Determinação teórica do valor máximo do coeficiente de potência
 $c_p \cong 0,5926$
- E9: Obtenção da potência eólica dada por $P_E = \frac{1}{2} \rho \cdot c_p \eta \cdot A \cdot v^3$

Legenda 4 (Dados do sistema híbrido):

- H1: Dados de g
- H2: Médias diárias de g
- H3: Máximo das médias diárias de g

- H4: Mínimo das médias diárias de g
- H5: Máximo instantâneo de g
- H6: Dados de v
- H7: Médias diárias de v
- H8: Máximo das médias diárias de v
- H9: Mínimo das médias diárias de v
- H10: Máximo instantâneo de v

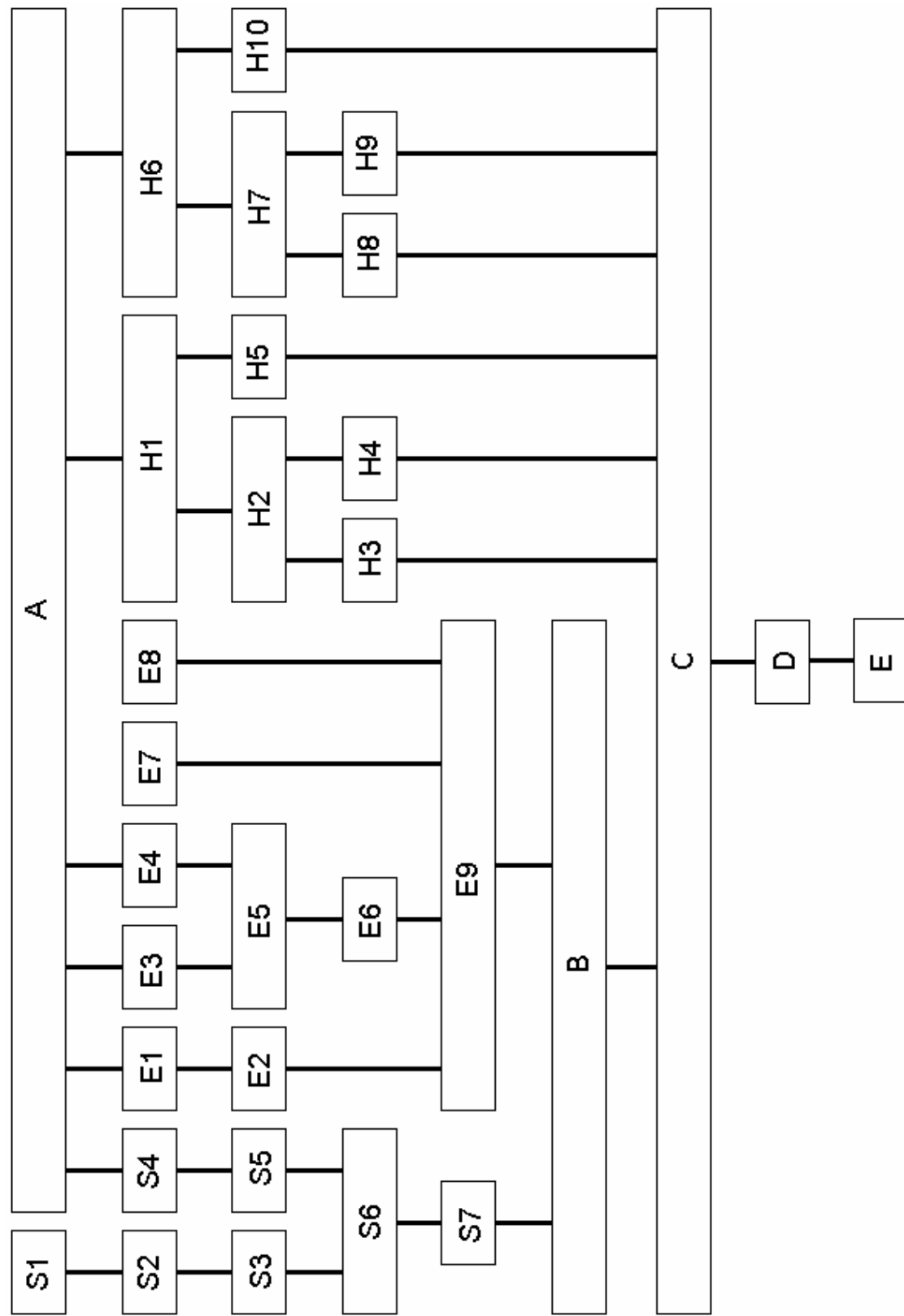


Figura 11. Representação esquemática da metodologia do presente trabalho.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Energia solar

5.1.1 Resultados teóricos

Definição 1: O ponto de potência máxima de uma célula solar será denotado por P_{MAX} . A tensão e corrente na célula que produzem tal potência serão denotadas, respectivamente, por V_{MAX} e I_{MAX} .

Axiomas 1: O modelo a ser apresentado no presente trabalho basear-se-á, analogamente a Lorenzo (1994), nos seguintes axiomas:

- (i) Os efeitos da resistência paralela são desprezíveis, o que acarreta $I_p = 0$;
- (ii) A corrente gerada e a corrente de curto-circuito são iguais, ou seja,
$$I_L = I_{sc};$$

$$(iii) \quad \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right) > 1 \quad \text{em quaisquer condições de trabalho, e}$$

$$\left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right) \gg 1.$$

Teorema 1: A relação entre a corrente (I) e a tensão (V) em uma célula fotovoltaica, conforme Lorenzo (1994), é dada por:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + IR_s}{V_t} \right) \right]. \quad (13)$$

Demonstração

Por hipótese, tem-se que:

- $I = I_L - I_D - I_P,$
- $I_D = I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} - 1 \right) e$
- $I_P = 0.$

Desta forma, tem-se que:

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} - 1 \right) - 0 \Rightarrow I = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} - 1 \right).$$

Pelo Axioma (iii), tem-se que $\left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t}\right) \gg 1$. Logo, pode-se estabelecer a aproximação de $\left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} - 1\right)$ por $\left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t}\right)$, o que permite concluir que:

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right).$$

Pelo Axioma (ii), tem-se que $I_L = I_{sc}$, o que permite concluir que:

$$I = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right).$$

Para $I = 0$, V é a tensão de circuito aberto, ou seja, $V = V_{oc}$. Assim,

$$\begin{aligned} I = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right) &\Rightarrow 0 = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{V_{oc} + 0 \cdot R_s}{V_t} \right) \Rightarrow \\ 0 = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{V_t} \right) &\Rightarrow I_0 \left(\exp \frac{V_{oc}}{V_t} \right) = I_{sc} \Rightarrow I_0 = I_{sc} \left(\exp \frac{-V_{oc}}{V_t} \right) \end{aligned}$$

Portanto,

$$\begin{aligned} I = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right) &\Rightarrow I = I_{sc} - \left[I_{sc} \left(\exp \frac{-V_{oc}}{V_t} \right) \right] \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right) \Rightarrow \\ I = I_{sc} - I_{sc} \left(\exp \frac{-V_{oc}}{V_t} \right) \left(\exp \frac{V + IR_s}{V_t} \right) &\Rightarrow I = I_{sc} - I_{sc} \left(\exp \frac{-V_{oc} + V + IR_s}{V_t} \right) \Rightarrow \\ I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + IR_s}{V_t} \right) \right] \end{aligned}$$

(c.q.d.)

Lema 1: Se em (13) a tensão (V) for nula, a corrente I será aproximadamente igual à corrente de curto-circuito (I_{sc}).

Demonstração

Por hipótese, tem-se que:

$$\begin{aligned} I &= I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{oc} + IR_s}{V_t}\right) \right] \Rightarrow I_{sc} = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{0 - V_{oc} + I_{sc}R_s}{V_t}\right) \right] \Rightarrow \\ 1 &= \left[1 - \exp\left(\frac{-V_{oc} + I_{sc}R_s}{V_t}\right) \right] \Rightarrow 1 = \left[1 - \exp\left(\frac{-V_{oc} + I_{sc}R_s}{V_t}\right) \right] \Rightarrow \\ 0 &= \exp\left(\frac{-V_{oc} + I_{sc}R_s}{V_t}\right) \quad (\rightarrow \leftarrow) \end{aligned}$$

Todavia, na maioria das células solares no mercado, ocorre $\frac{V - V_{oc} + IR_s}{V_t} < 0$ ou $I < \frac{V_{oc}}{R_s}$, o que acarreta que $\exp\left(\frac{V - V_{oc} + IR_s}{V_t}\right)$ é muito pequeno (próximo de zero). Desta forma, $I \cong I_{sc}$ quando $V = 0$, o que esclarece tal aparente paradoxo. Para as células solares utilizadas, tem-se que $I_{sc} = 3,27$ e posteriormente será verificado que $\frac{V_{oc}}{R_s} = 26,15$. Como sempre $I \leq I_{sc}$, então $I < \frac{V_{oc}}{R_s}$, o que está em conformidade com as condições de curto-circuito.

(c.q.d.)

Lema 2: A corrente (I) e a potência (P) na célula fotovoltaica são dadas por:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc}R_s}{V_t}\right) \right] \quad (14)$$

e

$$P = V.I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right]. \quad (15)$$

Demonstração

Pelo Teorema 1, tem-se que:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I R_s}{V_t} \right) \right]$$

e visto que a potência de uma célula fotovoltaica é dada por:

$$P = VI$$

pode-se concluir que:

$$P = V.I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I R_s}{V_t} \right) \right]$$

Para as zonas de tensões próximas ao ponto de potência máxima ou quando $V < 0,8 V_{oc}$, obtém-se uma razoável aproximação fazendo $I = I_{sc}$ no segundo membro da equação. Assim, tendo em vista estas considerações, tem-se que:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right].$$

Como $P = VI$, então:

$$P = V.I_{SC} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{OC} + I_{SC} R_s}{V_t} \right) \right].$$

(c.q.d.)

Teorema 2: A potência máxima (P_{MAX}) de uma célula fotovoltaica e a tensão (V_{MAX}) e corrente (I_{MAX}) na célula que produzem tal potência são dadas por:

$$P_{MAX} = \frac{V_{OC} I_{SC} - R_s I_{SC}^2 - V_t I_{SC} \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{1 + \frac{V_t}{V_{OC}}}, \quad (16)$$

$$V_{MAX} = V_{OC} - I_{SC} R_s - V_t \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right) \quad (17)$$

e

$$I_{MAX} = I_{SC} \left(\frac{V_{OC}}{V_t + V_{OC}} \right). \quad (18)$$

Demonstração

Pelo Lema 2, tem-se que:

$$P = V.I_{SC} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{OC} + I_{SC} R_s}{V_t} \right) \right]$$

Assim,

$$\begin{aligned}
\frac{dP}{dV} &= \frac{d \left[V \cdot I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] \right]}{dV} = \\
&= I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] + V \cdot \frac{d \left[I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] \right]}{dV} = \\
&= I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] - V \cdot I_{sc} \left[\exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] \frac{d \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right)}{dV} = \\
&= I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] - \frac{V \cdot I_{sc}}{V_t} \left[\exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] \frac{d(V - V_{oc} + I_{sc} R_s)}{dV} = \\
&= I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] - \left(\frac{V \cdot I_{sc}}{V_t} \right) \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) = \\
&= I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) - \left(\frac{V}{V_t} \right) \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] = \\
&= I_{sc} \left[1 - \left(1 + \frac{V}{V_t} \right) \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] \Rightarrow \\
\frac{dP}{dV} &= I_{sc} \left[1 - \left(1 + \frac{V}{V_t} \right) \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right]
\end{aligned}$$

O ponto de potência máxima P_{MAX} pode ser determinado fazendo

$$\frac{dP}{dV} = 0. \text{ Desta forma,}$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 \Rightarrow$$

$$I_{sc} \left[1 - \left(1 + \frac{V}{V_t} \right) \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] = 0 \Rightarrow 1 - \left(1 + \frac{V}{V_t} \right) \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) = 0 \Rightarrow$$

$$\left(1 + \frac{V}{V_t} \right) \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) = 1 \Rightarrow \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) = \left(1 + \frac{V}{V_t} \right)^{-1} \Rightarrow$$

$$\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} = \ln \left(1 + \frac{V}{V_t} \right)^{-1} \Rightarrow \frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} = -\ln \left(1 + \frac{V}{V_t} \right) \Rightarrow$$

$$V - V_{oc} + I_{sc} R_s = -V_t \ln \left(1 + \frac{V}{V_t} \right) \Rightarrow V = V_{oc} - I_{sc} R_s - V_t \ln \left(1 + \frac{V}{V_t} \right)$$

Logo, o ponto de potência máxima ocorre quando

$$V = V_{oc} - I_{sc} R_s - V_t \ln \left(1 + \frac{V}{V_t} \right),$$

Como $V_{oc} > V_{MAX}$, não há perda de generalidade em fazer $V = V_{oc}$ no segundo membro desta equação. Define-se a tensão de circuito aberto normalizada e a resistência série normalizada, respectivamente, por:

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_t} \quad \text{e} \quad r_s = \frac{R_s}{\left(\frac{V_{oc}}{I_{sc}} \right)}.$$

Desta maneira, tem-se que:

$$\begin{aligned}
V_{MAX} &= V_{OC} - I_{SC} R_S - V_t \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right) = V_{OC} \left[1 - \frac{I_{SC} R_S}{V_{OC}} - \frac{V_t}{V_{OC}} \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right) \right] = \\
&= V_{OC} \left[1 - r_s - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1 + v_{OC}) \right] = V_{OC} \left[1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1 + v_{OC}) - r_s \right] \Rightarrow \\
V_{MAX} &= V_{OC} \left[1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1 + v_{OC}) - r_s \right]
\end{aligned}$$

ou

$$\frac{V_{MAX}}{V_{OC}} = 1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1 + v_{OC}) - r_s$$

Desta forma, de acordo com o Lema 2, conclui-se que:

$$\begin{aligned}
I_{MAX} &= I_{SC} \left[1 - \exp \left(\frac{V_{MAX} - V_{OC} + I_{SC} R_S}{V_t} \right) \right] = \\
&= I_{SC} \left[1 - \exp \left(\frac{V_{OC} - I_{SC} R_S - V_t \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right) - V_{OC} + I_{SC} R_S}{V_t} \right) \right] = I_{SC} \left[1 - \exp \left(- \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right) \right) \right] = \\
&= I_{SC} \left[1 - \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)^{-1} \right] = I_{SC} \left[1 - \left(\frac{V_t}{V_t + V_{OC}} \right) \right] = I_{SC} \left(\frac{V_{OC}}{V_t + V_{OC}} \right) = I_{SC} \left(\frac{V_{OC}}{V_t + V_{OC}} \right) \Rightarrow \\
I_{MAX} &= I_{SC} \left(\frac{V_{OC}}{V_t + V_{OC}} \right)
\end{aligned}$$

Utilizando as variáveis normalizadas, pode-se escrever:

$$I_{MAX} = I_{SC} \left(\frac{V_{OC}}{V_t + V_{OC}} \right) = I_{SC} \left(\frac{v_{OC}}{1 + v_{OC}} \right) \Rightarrow I_{MAX} = I_{SC} \left(\frac{v_{OC}}{1 + v_{OC}} \right)$$

ou

$$\frac{I_{MAX}}{I_{SC}} = \frac{v_{OC}}{1 + v_{OC}}$$

Portanto, pelas equações acima, tem-se que:

$$\begin{aligned} \frac{P_{MAX}}{V_{OC} I_{SC}} &= \frac{V_{MAX} I_{MAX}}{V_{OC} I_{SC}} = \left(\frac{V_{MAX}}{V_{OC}} \right) \left(\frac{I_{MAX}}{I_{SC}} \right) = \left(1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1 + v_{OC}) - r_s \right) \left(\frac{v_{OC}}{1 + v_{OC}} \right) = \\ &= \left(1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1 + v_{OC}) - r_s \right) \left(\frac{v_{OC}}{1 + v_{OC}} \right) = \frac{(1 - r_s) v_{OC} - \ln(1 + v_{OC})}{1 + v_{OC}} = \\ &= \frac{\left(1 - \frac{R_s I_{SC}}{V_{OC}} \right) \left(\frac{V_{OC}}{V_t} \right) - \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{1 + \frac{V_{OC}}{V_t}} = \frac{\left(\frac{V_{OC} - R_s I_{SC}}{V_{OC}} \right) \left(\frac{V_{OC}}{V_t} \right) - \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{\frac{V_t + V_{OC}}{V_t}} = \\ &= \frac{(V_{OC} - R_s I_{SC}) - V_t \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{V_t + V_{OC}} = \frac{V_{OC} - R_s I_{SC} - V_t \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{V_t + V_{OC}} \Rightarrow \\ P_{MAX} &= \frac{V_{OC} I_{SC} - R_s I_{SC}^2 - V_t I_{SC} \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{1 + \frac{V_t}{V_{OC}}} \end{aligned}$$

(c.q.d.)

Corolário 1: A resistência série (R_s) de uma célula fotovoltaica é dada por:

$$R_s = \frac{V_{OC}}{I_{SC}} - P_{MAX} \left(\frac{V_t + V_{OC}}{V_{OC} I_{SC}^2} \right) - \frac{V_t}{I_{SC}} \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right). \quad (19)$$

Demonstração

Pelo Teorema 2, tem-se que:

$$P_{MAX} = \frac{V_{OC} I_{SC} - R_s I_{SC}^2 - V_t I_{SC} \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{1 + \frac{V_t}{V_{OC}}} \Rightarrow \frac{P_{MAX}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{V_{OC} - R_s I_{SC} - V_t \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)}{V_t + V_{OC}} \Rightarrow$$

$$R_s = \frac{V_{OC}}{I_{SC}} - P_{MAX} \left(\frac{V_t + V_{OC}}{V_{OC} I_{SC}^2} \right) - \frac{V_t}{I_{SC}} \ln \left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t} \right)$$

(c.q.d.)

Corolário 2: De acordo com a notação para a tensão de circuito aberto normalizada (v_{OC}) e a resistência série normalizada (r_s) dados respectivamente por:

$$v_{OC} = \frac{V_{OC}}{V_t} \quad (20)$$

e

$$r_s = \frac{R_s}{\left(\frac{V_{OC}}{I_{SC}} \right)}, \quad (21)$$

são válidas as seguintes equações:

$$\frac{P_{MAX}}{V_{OC}I_{SC}} = \frac{(1-r_s)v_{OC} - \ln(1+v_{OC})}{1+v_{OC}}, \quad (22)$$

$$\frac{V_{MAX}}{V_{OC}} = 1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1+v_{OC}) - r_s \quad (23)$$

e

$$\frac{I_{MAX}}{I_{SC}} = \frac{v_{OC}}{1+v_{OC}}. \quad (24)$$

Demonstração

Pelo Teorema 2, basta observar, adequadamente, na demonstração os quocientes entre a potência máxima, tensão máxima e a corrente máxima com as constantes tensão de corrente aberta e corrente de curto-circuito.

(c.q.d.)

Definição 2: O fator de forma (FF) e o fator de forma ideal (FF_o) são definidos por:

$$FF = \frac{V_{MAX}I_{MAX}}{V_{OC}I_{SC}} = \frac{P_{MAX}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (25)$$

e

$$\frac{FF}{FF_o} = 1 - r_s. \quad (26)$$

Teorema 3: O fator de forma e o fator de forma ideal são dados pelas expressões:

$$FF = \frac{P_{MAX}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{(1-r_s)v_{OC} - \ln(1+v_{OC})}{1+v_{OC}} \quad (27)$$

e

$$FF_0 = \frac{v_{OC} - \left(\frac{1}{1-r_s} \right) \ln(v_{OC} + 1)}{1+v_{OC}}. \quad (28)$$

Demonstração

O fator de forma é obtido diretamente do Corolário 2. O fator de forma ideal é determinado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \frac{FF}{FF_0} = 1 - r_s &\Rightarrow (1 - r_s) FF_0 = FF \Rightarrow \frac{P_M}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{(1 - r_s)v_{OC} - \ln(1 + v_{OC})}{1 + v_{OC}} = \\ &= (1 - r_s) \frac{v_{OC} - \left(\frac{1}{1 - r_s} \right) \ln(1 + v_{OC})}{1 + v_{OC}} \Rightarrow FF_0 = \frac{v_{OC} - \left(\frac{1}{1 - r_s} \right) \ln(v_{OC} + 1)}{1 + v_{OC}} \end{aligned}$$

(c.q.d.)

Corolário 3: Fazendo $a = 1 + v_{OC}$, são válidas as seguintes relações:

$$\frac{I_{MAX}}{I_{SC}} = 1 - a^{-1}, \quad (29)$$

$$\frac{V_{MAX}}{V_{OC}} = 1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln a - r_s, \quad (30)$$

$$FF = \frac{(1-r_s)v_{OC} - \ln a}{a} \quad (31)$$

e

$$FF_0 = \frac{v_{OC} - \ln a^{\left(\frac{1}{1-r_s}\right)}}{a}. \quad (32)$$

Demonstração

De acordo com o Corolário 2 e o Teorema 3, tem-se que:

- $\frac{I_{MAX}}{I_{SC}} = \frac{v_{OC}}{1+v_{OC}} = \frac{a-1}{a} = 1 - \frac{1}{a} = 1 - a^{-1}$
- $\frac{V_{MAX}}{V_{OC}} = 1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln(1+v_{OC}) - r_s = 1 - \frac{1}{v_{OC}} \ln a - r_s$
- $FF = \frac{P_{MAX}}{V_{OC}I_{SC}} = \frac{(1-r_s)v_{OC} - \ln(1+v_{OC})}{1+v_{OC}} = \frac{(1-r_s)v_{OC} - \ln a}{a}$
- $FF_0 = \frac{v_{OC} - \left(\frac{1}{1-r_s}\right) \ln(v_{OC} + 1)}{1+v_{OC}} = \frac{v_{OC} - \ln a^{\left(\frac{1}{1-r_s}\right)}}{a}$

(c.q.d.)

5.1.2 Resultados práticos

5.1.2.1 Determinação dos parâmetros característicos do sistema fotovoltaico

Faz-se necessário determinar alguns valores característicos do sistema fotovoltaico em relação à célula fotovoltaica, ao módulo fotovoltaico e ao gerador fotovoltaico. O gerador é constituído de 3 módulos em paralelo. Assim, $N_{PM} = 3$ (número de

módulos em paralelo) e $N_{SM} = 1$ (número de módulos em série). Cada módulo é formado por 72 células, agrupadas da forma de 36 em série ($N_{SC} = 36$) e duas em paralelo ($N_{PC} = 2$). Abaixo, seguem algumas ilustrações dos agrupamentos citados e, na Tabela 3, a nomenclatura utilizada na denominação dos valores característicos para a célula, módulo e gerador fotovoltaico.

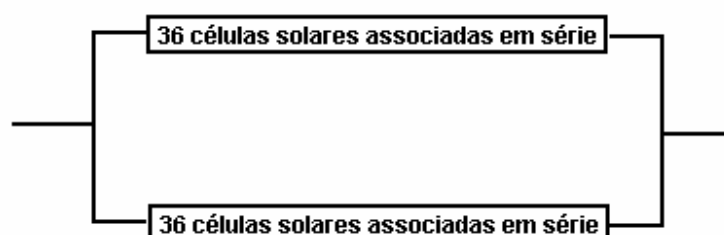


Figura 12. Associação das células solares no módulo fotovoltaico.

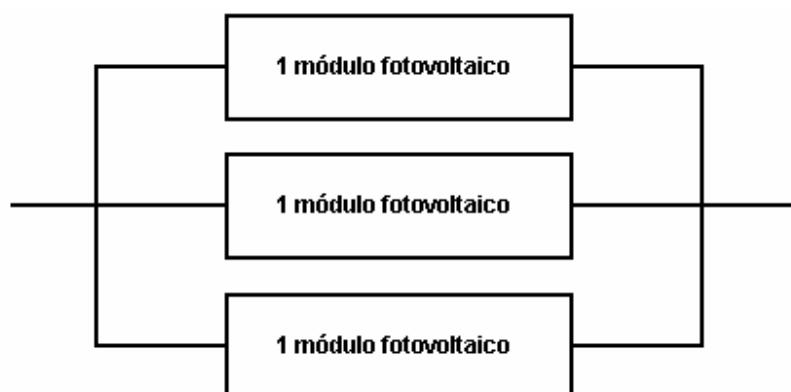


Figura 13. Associação dos módulos fotovoltaicos no gerador fotovoltaico.

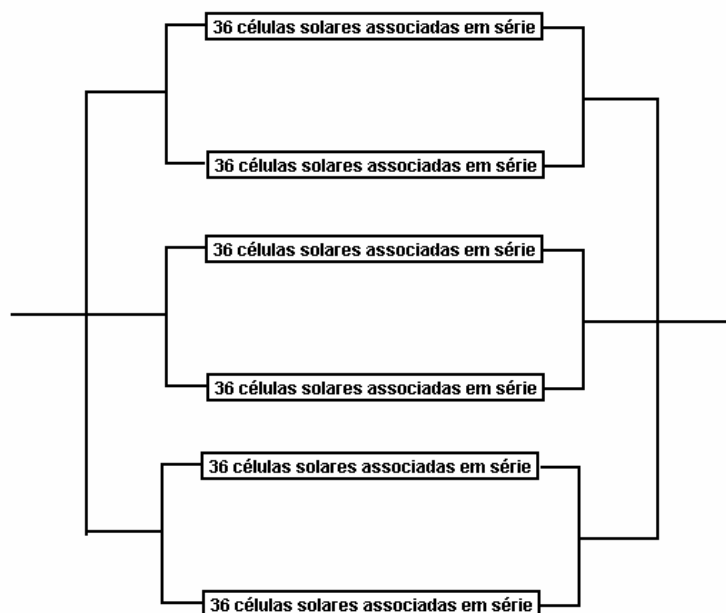


Figura 14. Associação das células solares nos sistema fotovoltaico total.

Tabela 3. Nomenclatura utilizada na denominação dos valores característicos para a célula, módulo e gerador fotovoltaicos.

Valores Característicos	Célula	Módulo	Gerador
Área Ativa (A_A)	A_{AC}	A_{AM}	A_{AG}
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	V_{OCC}	V_{OCM}	V_{OCG}
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	I_{SCC}	I_{SCM}	I_{SCG}
Tensão de Potência Máxima (V_{MAX})	V_{MAXC}	V_{MAXM}	V_{MAXG}
Corrente de Potência Máxima (I_{MAX})	I_{MAXC}	I_{MAXM}	I_{MAXG}
Potência Máxima (P_{MAX})	P_{MAXC}	P_{MAXM}	P_{MAXG}
Resistência Série (R_S)	R_{SC}	R_{SM}	R_{SG}
Tensão Térmica (V_T)	V_{TC}	V_{TM}	V_{TG}

Para todas constantes calculadas a seguir, convencionou-se [m²] para a Área Ativa, [V] para a Tensão de Circuito Aberto, a Tensão de Potência Máxima e a Tensão Térmica, [A] para a Corrente de Curto Circuito e a Corrente de Potência Máxima, [W] para a Potência Máxima e [Ω] para a Resistência Série.

De acordo com as especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos fornecidas pelos fabricantes, página 36 (Tabela 2), obtém-se os dados da Tabela 4.

Tabela 4. Alguns valores característicos obtidos diretamente das especificações do fabricante na condição padrão de operação.

Valores Característicos	Célula	Módulo	Gerador
Área Ativa (A_A)	0,01	-	-
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	-	21,6	-
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	-	6,54	-
Tensão de Potência Máxima (V_{MAX})	-	17,4	-
Corrente de Potência Máxima (I_{MAX})	-	5,74	-
Potência Máxima (P_{MAX})	-	100	-
Resistência Série (R_s)	-	-	-
Tensão Térmica (V_T)	-	-	-

Através das leis de associações em série e em paralelo de resistências com tensões e corrente associadas, tem-se que:

- $A_{AM} = N_{SC} N_{PC} A_{AC} = 36.2.0,01 = 0,72 \Rightarrow A_{AM} = 0,72$
- $V_{OCM} = N_{SC} V_{OCC} \Rightarrow V_{OCC} = \frac{V_{OCM}}{N_{SC}} = \frac{21,6}{36} = 0,6 \Rightarrow V_{OCC} = 0,6$

- $I_{SCM} = N_{PC} I_{SCC} \Rightarrow I_{SCC} = \frac{I_{SCM}}{N_{PC}} = \frac{6,54}{2} = 3,27 \Rightarrow I_{SCC} = 3,27$
- $V_{MAXM} = N_{SC} V_{MAXC} \Rightarrow V_{MAXC} = \frac{V_{MAXM}}{N_{SC}} = \frac{17,4}{36} = 0,4833333333 \Rightarrow V_{MAXC} = 0,4833333333$
- $I_{MAXM} = N_{PC} I_{MAXC} \Rightarrow I_{MAXC} = \frac{I_{MAXM}}{N_{PC}} = \frac{5,74}{2} = 2,87 \Rightarrow I_{MAXC} = 2,87$
-
- $$P_{MAXC} = V_{MAXC} I_{MAXC} = \left(\frac{V_{MAXM}}{N_{SC}} \right) \left(\frac{I_{MAXM}}{N_{PC}} \right) = \frac{V_{MAXM} I_{MAXM}}{N_{SC} N_{PC}} = \frac{P_{MAXM}}{N_{SC} N_{PC}} \Rightarrow$$

$$P_{MAXC} = \frac{100}{36 \cdot 2} = \frac{100}{72} = 1,3888888889 \Rightarrow P_{MAXC} = 1,3888888889$$
- $A_{AG} = N_{SM} N_{PM} A_{AM} = 1.3.0,72 = 2,16 \Rightarrow A_{AG} = 2,16$
- $V_{OCG} = N_{SM} V_{OCM} = 1.21,6 = 21,6 \Rightarrow V_{OCG} = 21,6$
- $I_{SCG} = N_{PM} I_{SCM} = 3.6,54 = 19,62 \Rightarrow I_{SCG} = 19,62$
- $V_{MAXG} = N_{SM} V_{MAXM} = 1.17,4 = 17,4 \Rightarrow V_{MAXG} = 17,4$
- $I_{MAXG} = N_{PM} I_{MAXM} = 3.5,74 = 17,22 \Rightarrow I_{MAXG} = 17,22$
-
- $$P_{MAXG} = V_{MAXG} I_{MAXG} = (N_{SM} V_{MAXM}) (N_{PM} I_{MAXM}) = (N_{SM} N_{PM}) (V_{MAXM} I_{MAXM}) \Rightarrow$$

$$P_{MAXG} = N_{SM} N_{PM} P_{MAXM} = 1.3.100 = 300 \Rightarrow P_{MAXG} = 300$$

Na condição padrão de operação, a temperatura da célula é 25 °C e assim,

$$T_C = (273,16 + 25) \text{ K} = 298,16 \text{ K} .$$

Observando que a constante de Boltzman é dada por $k = 1,3806505 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$, a carga do elétron é $e = 1,60205 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ e considerando o fator de idealidade do diodo como sendo $m = 1$ neste trabalho (condição ótima), calcula-se a tensão térmica de uma célula solar e, conseqüentemente, do módulo e do gerador da seguinte forma:

- $V_{TC} = \frac{mkT_C}{e} = \frac{1 \cdot (1,3806505 \cdot 10^{-23}) \cdot 298,16}{1,60205 \cdot 10^{-19}} = 0,0256955$
- $V_{TM} = N_{SC} V_{TC} = 36 \cdot 0,0256955 \Rightarrow V_{TM} = 0,92503799$
- $V_{TG} = N_{SM} V_{TM} = 1 \cdot 0,92503799 \Rightarrow V_{TG} = 0,92503799$

Pelo Corolário 1, a resistência série da célula solar fotovoltaica é dada por:

$$R_{SC} = \frac{V_{OCC}}{I_{SCC}} - P_{MAXC} \left(\frac{V_{TC} + V_{OCC}}{V_{OCC} I_{SCC}^2} \right) - \frac{V_{TC}}{I_{SCC}} \ln \left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}} \right) \Rightarrow$$

$$R_{SC} = \frac{0,6}{3,27} - 1,3888888889 \left(\frac{0,0256955 + 0,6}{0,6 \cdot (3,27^2)} \right) - \frac{0,0256955}{3,27} \ln \left(1 + \frac{0,6}{0,0256955} \right) = 0,022947865 \Rightarrow$$

$$R_{SC} = 0,022947865$$

Desta forma, a resistência série do módulo e do gerador fotovoltaicos pode ser determinada através das leis de associações em série e em paralelo da seguinte forma:

- $R_{SM} = \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}} \right) R_{SC} = \left(\frac{36}{2} \right) \cdot 0,022947865 = 0,41306157 \Rightarrow R_{SM} = 0,41306157$
- $R_{SG} = \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}} \right) R_{SM} = \left(\frac{1}{3} \right) \cdot 0,41306157 = 0,13768719 \Rightarrow R_{SG} = 0,13768719$

Vale ressaltar que resultados idênticos são obtidos calculando estas resistências diretamente pela Equação (19) para o módulo fotovoltaico, pois como:

- $V_{OCM} = N_{SC} V_{OCC}$
- $I_{SCM} = N_{PC} I_{SCC}$
- $P_{MAXM} = N_{SC} N_{PC} P_{MAXC}$
- $V_{TM} = N_{SC} V_{TC}$

então:

$$\begin{aligned}
 R_{SM} &= \frac{V_{OCM}}{I_{SCM}} - P_{MAXM} \left(\frac{V_{TM} + V_{OCM}}{V_{OCM} I_{SCM}^2} \right) - \frac{V_{TM}}{I_{SCM}} \ln \left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}} \right) \Rightarrow \\
 R_{SM} &= \frac{N_{SC} V_{OCC}}{N_{PC} I_{SCC}} - (N_{SC} N_{PC} P_{MAXC}) \left(\frac{N_{SC} V_{TC} + N_{SC} V_{OCC}}{N_{SC} V_{OCC} (N_{PC} I_{SCC})^2} \right) - \frac{N_{SC} V_{TC}}{N_{PC} I_{SCC}} \ln \left(1 + \frac{N_{SC} V_{OCC}}{N_{SC} V_{TC}} \right) \Rightarrow \\
 R_{SM} &= \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}} \right) \frac{V_{OCC}}{I_{SCC}} - \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}} \right) P_{MAXC} \left(\frac{V_{TC} + V_{OCC}}{V_{OCC} I_{SCC}^2} \right) - \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}} \right) \frac{V_{TC}}{I_{SCC}} \ln \left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}} \right) \Rightarrow \\
 R_{SM} &= \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}} \right) \left[\frac{V_{OCC}}{I_{SCC}} - P_{MAXC} \left(\frac{V_{TC} + V_{OCC}}{V_{OCC} I_{SCC}^2} \right) - \frac{V_{TC}}{I_{SCC}} \ln \left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}} \right) \right] \Rightarrow \\
 R_{SM} &= \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}} \right) R_{SC}
 \end{aligned}$$

Analogamente para o gerador fotovoltaico, visto que

- $V_{OCG} = N_{SM} V_{OCM}$
- $I_{SCG} = N_{PM} I_{SCM}$
- $P_{MAXG} = N_{SM} N_{PM} P_{MAXM}$
- $V_{TG} = N_{SM} V_{TM}$

tem-se que:

$$\begin{aligned}
 R_{SG} &= \frac{V_{OCG}}{I_{SCG}} - P_{MAXG} \left(\frac{V_{TG} + V_{OCG}}{V_{OCG} I_{SCG}^2} \right) - \frac{V_{TG}}{I_{SCG}} \ln \left(1 + \frac{V_{OCG}}{V_{TG}} \right) \Rightarrow \\
 R_{SG} &= \frac{N_{SM} V_{OCM}}{N_{PM} I_{SCM}} - (N_{SM} N_{PM} P_{MAXM}) \left(\frac{N_{SM} V_{TM} + N_{SM} V_{OCM}}{N_{SM} V_{OCM} (N_{PM} I_{SCM})^2} \right) - \frac{N_{SM} V_{TM}}{N_{PM} I_{SCM}} \ln \left(1 + \frac{N_{SM} V_{OCM}}{N_{SM} V_{TM}} \right) \Rightarrow \\
 R_{SG} &= \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}} \right) \frac{V_{OCM}}{I_{SCM}} - \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}} \right) P_{MAXC} \left(\frac{V_{TM} + V_{OCM}}{V_{OCM} I_{SCM}^2} \right) - \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}} \right) \frac{V_{TM}}{I_{SCM}} \ln \left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}} \right) \Rightarrow \\
 R_{SG} &= \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}} \right) \left[\frac{V_{OCM}}{I_{SCM}} - P_{MAXM} \left(\frac{V_{TM} + V_{OCM}}{V_{OCM} I_{SCM}^2} \right) - \frac{V_{TM}}{I_{SCM}} \ln \left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}} \right) \right] \Rightarrow \\
 R_{SG} &= \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}} \right) R_{SM}
 \end{aligned}$$

Finalmente, obtêm-se através dos cálculos realizados, todos os valores característicos do sistema fotovoltaico em estudo.

Tabela 5. Valores característicos da célula, módulo e gerador fotovoltaico na condição padrão de operação.

Valores Característicos	Célula	Módulo	Gerador
Área Ativa (A_A)	0,01	0,72	2,16
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	0,6	21,6	21,6
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	3,27	6,54	19,62
Tensão de Potência Máxima (V_{MAX})	0,4833333333	17,4	17,4
Corrente de Potência Máxima (I_{MAX})	2,87	5,74	17,22
Potência Máxima (P_{MAX})	1,3888888889	100	300
Resistência Série (R_S)	0,022947865	0,41306157	0,13768719
Tensão Térmica (V_T)	0,0256955	0,92503799	0,92503799

5.1.2.2 Equações relacionadas aos pontos de potência máxima do sistema fotovoltaico para a condição padrão de operação

Deve-se, por fim, atentar para as equações dos pontos onde ocorre a potência máxima da célula solar fotovoltaica obtidos no Teorema 2. Neste momento, não seria necessário utilizá-las para calcular tais pontos. Serão de extrema importância quando for necessário obter tais valores em condições quaisquer de operação, o que será abordado posteriormente. Porém, tais pontos serão calculados através das fórmulas citadas com o objetivo de tecer considerações sobre tais aproximações.

•

$$V_{MAXC} = V_{OCC} - I_{SCC} R_{SC} - V_{TC} \ln \left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}} \right) \Rightarrow$$

$$V_{MAXC} = 0,6 - 3,27 \cdot 0,022947865 - 0,0256955 \cdot \ln \left(1 + \frac{0,6}{0,0256955} \right) \Rightarrow$$

$$V_{MAXC} = 0,442926366$$

•

$$I_{MAXC} = I_{SCC} \left(\frac{V_{OCC}}{V_{TC} + V_{OCC}} \right) = 3,27 \left(\frac{0,6}{0,0256955 + 0,6} \right) = 3,135710581 \Rightarrow$$

$$I_{MAXC} = 3,135710581$$

•

$$P_{MAXC} = \frac{V_{OCC} I_{SCC} - R_{SC} I_{SCC}^2 - V_{TC} I_{SCC} \ln \left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}} \right)}{1 + \frac{V_{TC}}{V_{OCC}}} \Rightarrow$$

$$P_{MAXC} = \frac{0,6 \cdot 3,27 - 0,022947865 \cdot 3,27^2 - 0,0256955 \cdot 3,27 \ln \left(1 + \frac{0,6}{0,0256955} \right)}{1 + \frac{0,0256955}{0,6}} \Rightarrow$$

$$P_{MAXC} = 1,3888888889$$

Desta forma, os pontos onde ocorre a potência máxima do módulo e gerador fotovoltaicos podem ser determinados através das leis de associações em série e em paralelo da seguinte forma:

$$• \quad V_{MAXM} = N_{SC} V_{MAXC} = 36 \cdot 0,442926366 = 15,945349176 \Rightarrow V_{MAXM} = 15,945349176$$

$$• \quad I_{MAXM} = N_{PC} I_{MAXC} = 2 \cdot 3,135710581 = 6,271421162 \Rightarrow I_{MAXM} = 6,271421162$$

$$• \quad P_{MAXM} = N_{SC} N_{PC} P_{MAXC} = 36 \cdot 2 \cdot 1,3888888889 = 100 \Rightarrow P_{MAXM} = 100$$

- $V_{MAXG} = N_{SM} V_{MAXM} = 1.15,945349176 \Rightarrow V_{MAXG} = 15,945349176$
- $I_{MAXG} = N_{PM} I_{MAXM} = 3.6,271421162 \Rightarrow I_{MAXG} = 18,81426349$
- $P_{MAXG} = N_{SM} N_{PM} P_{MAXM} = 1.3.100 \Rightarrow P_{MAXG} = 300$

Vale ressaltar que resultados idênticos são obtidos calculando estes pontos diretamente pela fórmula estabelecida no Teorema 2, tanto para o módulo quando para o gerador fotovoltaico, que serão mostrados a seguir.

•

$$\begin{aligned}
 V_{MAXM} &= V_{OCM} - I_{SCM} R_{SM} - V_{TM} \ln \left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}} \right) \Rightarrow \\
 V_{MAXM} &= N_{SC} V_{OCC} - N_{PC} I_{SCC} \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}} \right) R_{SC} - N_{SC} V_{TC} \ln \left(1 + \frac{N_{SC} V_{OCC}}{N_{SC} V_{TC}} \right) \Rightarrow \\
 V_{MAXM} &= N_{SC} V_{OCC} - N_{SC} I_{SCC} R_{SC} - N_{SC} V_{TC} \ln \left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}} \right) \Rightarrow \\
 V_{MAXM} &= N_{SC} \left[V_{OCC} - I_{SCC} R_{SC} - V_{TC} \ln \left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}} \right) \right] \Rightarrow \\
 V_{MAXM} &= N_{SC} V_{MAXC}
 \end{aligned}$$

•

$$\begin{aligned}
 I_{MAXM} &= I_{SCM} \left(\frac{V_{OCM}}{V_{TM} + V_{OCM}} \right) \Rightarrow \\
 I_{MAXM} &= N_{PC} I_{SCC} \left(\frac{N_{SC} V_{OCC}}{N_{SC} V_{TC} + N_{SC} V_{OCC}} \right) \Rightarrow \\
 I_{MAXM} &= N_{PC} \left[I_{SCC} \left(\frac{V_{OCC}}{V_{TC} + V_{OCC}} \right) \right] \Rightarrow \\
 I_{MAXM} &= N_{PC} I_{MAXC}
 \end{aligned}$$

•

$$\begin{aligned}
P_{MAXM} &= \frac{V_{OCM} I_{SCM} - R_{SM} I_{SCM}^2 - V_{TM} I_{SCM} \ln\left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}}\right)}{1 + \frac{V_{TM}}{V_{OCM}}} \Rightarrow \\
P_{MAXM} &= \frac{N_{SC} V_{OCC} N_{PC} I_{SCC} - \left(\frac{N_{SC}}{N_{PC}}\right) R_{SC} (N_{PC} I_{SCC})^2 - N_{SC} V_{TC} N_{PC} I_{SCC} \ln\left(1 + \frac{N_{SC} V_{OCC}}{N_{SC} V_{TC}}\right)}{1 + \frac{N_{SC} V_{TC}}{N_{SC} V_{OCC}}} \Rightarrow \\
P_{MAXM} &= \frac{(N_{SC} N_{PC}) V_{OCC} I_{SCC} - (N_{SC} N_{PC}) R_{SC} I_{SCC}^2 - (N_{SC} N_{PC}) V_{TC} I_{SCC} \ln\left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}}\right)}{1 + \frac{V_{TC}}{V_{OCC}}} \Rightarrow \\
P_{MAXM} &= (N_{SC} N_{PC}) \left[\frac{V_{OCC} I_{SCC} - R_{SC} I_{SCC}^2 - V_{TC} I_{SCC} \ln\left(1 + \frac{V_{OCC}}{V_{TC}}\right)}{1 + \frac{V_{TC}}{V_{OCC}}} \right] \Rightarrow \\
P_{MAXM} &= (N_{SC} N_{PC}) P_{MAXC} \Rightarrow \\
P_{MAXM} &= N_{SC} N_{PC} P_{MAXC}
\end{aligned}$$

•

$$\begin{aligned}
V_{MAXG} &= V_{OCG} - I_{SCG} R_{SG} - V_{TG} \ln\left(1 + \frac{V_{OCG}}{V_{TG}}\right) \Rightarrow \\
V_{MAXG} &= N_{SM} V_{OCM} - N_{PM} I_{SCM} \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}}\right) R_{SM} - N_{SM} V_{TM} \ln\left(1 + \frac{N_{SM} V_{OCM}}{N_{SM} V_{TM}}\right) \Rightarrow \\
V_{MAXG} &= N_{SM} V_{OCM} - N_{SM} I_{SCM} R_{SM} - N_{SM} V_{TM} \ln\left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}}\right) \Rightarrow \\
V_{MAXG} &= N_{SM} \left[V_{OCM} - I_{SCM} R_{SM} - V_{TM} \ln\left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}}\right) \right] \Rightarrow \\
V_{MAXG} &= N_{SM} V_{MAXM}
\end{aligned}$$

•

$$\begin{aligned}
I_{MAXG} &= I_{SCG} \left(\frac{V_{OCG}}{V_{TG} + V_{OCG}} \right) \Rightarrow \\
I_{MAXG} &= N_{PM} I_{SCM} \left(\frac{N_{SM} V_{OCM}}{N_{SM} V_{TM} + N_{SM} V_{OCM}} \right) \Rightarrow \\
I_{MAXG} &= N_{PM} \left[I_{SCM} \left(\frac{V_{OCM}}{V_{TM} + V_{OCM}} \right) \right] \Rightarrow \\
I_{MAXG} &= N_{PM} I_{MAXM}
\end{aligned}$$

•

$$\begin{aligned}
P_{MAXG} &= \frac{V_{OCG} I_{SCG} - R_{SG} I_{SCG}^2 - V_{TG} I_{SCG} \ln \left(1 + \frac{V_{OCG}}{V_{TG}} \right)}{1 + \frac{V_{TG}}{V_{OCG}}} \Rightarrow \\
P_{MAXG} &= \frac{N_{SM} V_{OCM} N_{PM} I_{SCM} - \left(\frac{N_{SM}}{N_{PM}} \right) R_{SM} (N_{PM} I_{SCM})^2 - N_{SM} V_{TM} N_{PM} I_{SCM} \ln \left(1 + \frac{N_{SM} V_{OCM}}{N_{SM} V_{TM}} \right)}{1 + \frac{N_{SM} V_{TM}}{N_{SM} V_{OCM}}} \Rightarrow \\
P_{MAXG} &= \frac{(N_{SM} N_{PM}) V_{OCM} I_{SCM} - (N_{SM} N_{PM}) R_{SM} I_{SCM}^2 - (N_{SM} N_{PM}) V_{TM} I_{SCM} \ln \left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}} \right)}{1 + \frac{V_{TM}}{V_{OCM}}} \Rightarrow \\
P_{MAXG} &= (N_{SM} N_{PM}) \left[\frac{V_{OCM} I_{SCM} - R_{SM} I_{SCM}^2 - V_{TM} I_{SCM} \ln \left(1 + \frac{V_{OCM}}{V_{TM}} \right)}{1 + \frac{V_{TM}}{V_{OCM}}} \right] \Rightarrow \\
P_{MAXG} &= (N_{SM} N_{PM}) P_{MAXM} \Rightarrow \\
P_{MAXG} &= N_{SM} N_{PM} P_{MAXM}
\end{aligned}$$

Tabela 6. Valores característicos nos pontos de potência máxima da célula, módulo e gerador fotovoltaico na condição padrão de operação.

Valores Característicos	Condição	Célula	Módulo	Gerador
Tensão de Potência Máxima	Especificado	0,483333333	17,4	17,4
	Calculado	0,442926366	15,94534918	15,94534918
	Erro	- 8,36%	- 8,36%	- 8,36%
Corrente de Potência Máxima	Especificado	2,87	5,74	17,22
	Calculado	3,135710581	6,271421162	18,81426349
	Erro	+ 9,26%	+ 9,26%	+ 9,26%
Potência Máxima	Especificado	1,388888889	100	300
	Calculado	1,388888889	100	300
	Erro	0,00%	0,00%	0,00%

Pela Tabela 6, pode-se perceber que o erro cometido no cálculo da tensão mantém-se independente das classes célula / módulo / gerador. Fato análogo ocorre para a corrente e potência determinados. Os erros cometidos no cálculo da corrente e tensão são inferiores a 10 % tal fato decorre das aproximações de I e V realizadas no decorrer deste estudo. Porém, a potência máxima, que é o principal objeto de estudo geralmente e também neste trabalho, não possui erro algum nesta condição padrão de operação.

5.1.2.3 Curvas características do sistema fotovoltaico

Pelas equações relacionadas no Lema 2, dadas por:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right] \quad \text{e} \quad P = V \cdot I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{V - V_{oc} + I_{sc} R_s}{V_t} \right) \right],$$

e com os valores constantes relacionados acima nas condições de operação padrão para cada célula fotovoltaica do módulo em estudo, dados pela Tabela 5, é possível obter-se a curva característica e a curva da potência para a célula, o módulo e o gerador fotovoltaicos. Observe que:

- $-V_{OCC} + I_{SCC} R_{SC} = -0,6 + 3,27 \cdot 0,022947865 = -0,524960481$,
- $-V_{OCM} + I_{SCM} R_{SM} = -21,6 + 6,54 \cdot 0,41306157 = -18,89857733$ e
- $-V_{OCG} + I_{SCG} R_{SG} = -21,6 + 19,62 \cdot 0,13768719 = -18,89857733$.

Logo, as equações características e a curva da potência para a célula solar fotovoltaica são dadas por:

$$I_C = 3,27 \left[1 - \exp \left(\frac{V_C - 0,524960481}{0,0256955} \right) \right] \quad (33)$$

e

$$P_C = 3,27 \cdot V_C \left[1 - \exp \left(\frac{V_C - 0,524960481}{0,0256955} \right) \right], \quad (34)$$

para o módulo fotovoltaico por:

$$I_M = 6,54 \left[1 - \exp \left(\frac{V_M - 18,89857733}{0,92503799} \right) \right] \quad (35)$$

e

$$P_M = 6,54 \cdot V_M \left[1 - \exp \left(\frac{V_M - 18,89857733}{0,92503799} \right) \right], \quad (36)$$

e para o gerador fotovoltaico por:

$$I_G = 19,62 \left[1 - \exp \left(\frac{V_G - 18,89857733}{0,92503799} \right) \right] \quad (37)$$

e

$$P_G = 19,62 \cdot V_G \left[1 - \exp \left(\frac{V_G - 18,89857733}{0,92503799} \right) \right]. \quad (38)$$

Desta maneira, foi possível fazer o gráfico de tais funções dados pelas figuras abaixo.

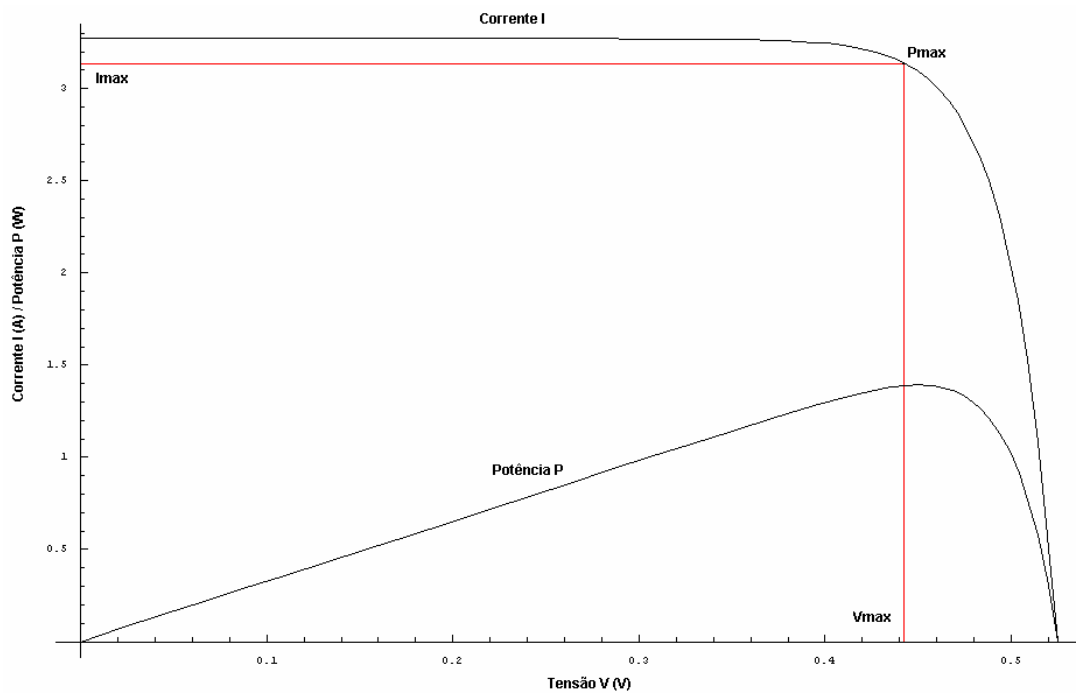


Figura 15. Curvas da corrente e potência da célula solar fotovoltaica em função da tensão nas condições padrão de operação através das equações desenvolvidas.

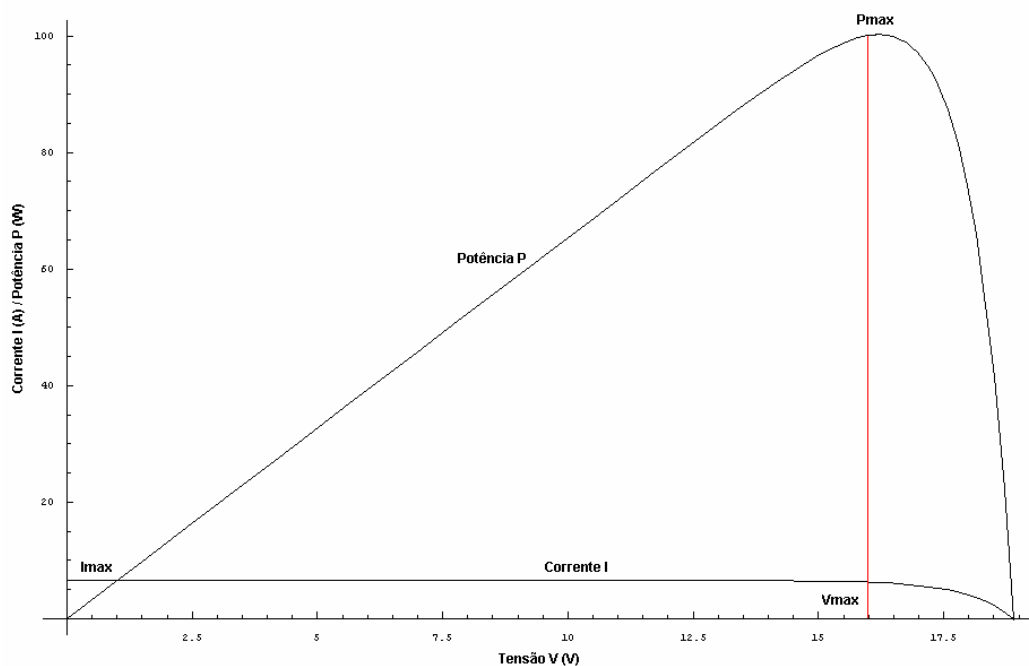


Figura 16. Curvas da corrente e potência do módulo fotovoltaico em função da tensão nas condições padrão de operação através das equações desenvolvidas.

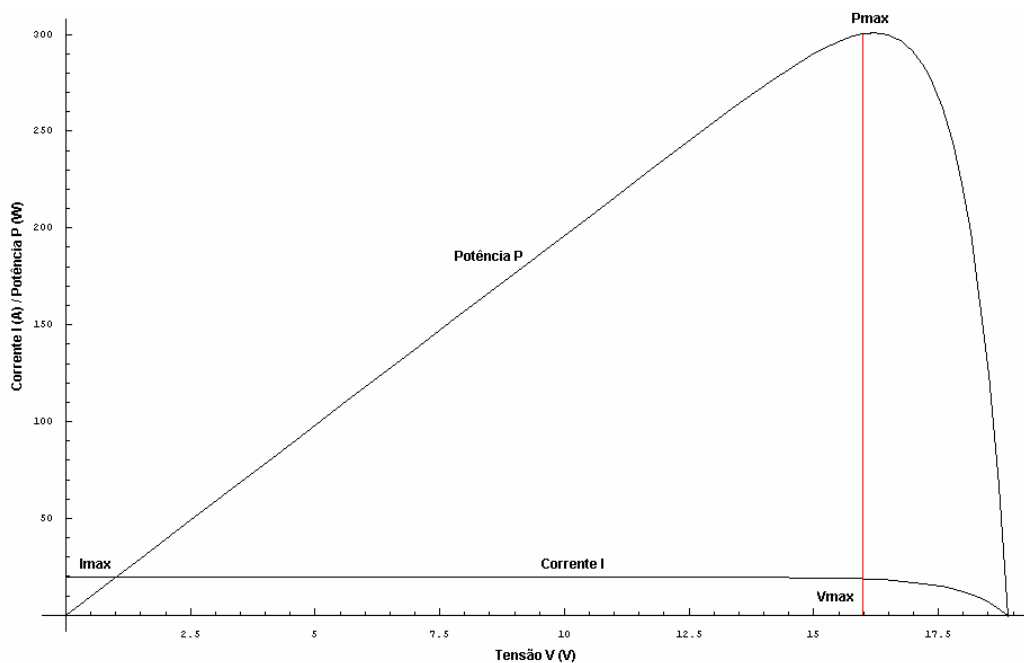


Figura 17. Curvas da corrente e potência do gerador fotovoltaico em função da tensão nas condições padrão de operação através das equações desenvolvidas.

5.1.2.4 Comportamento em condições quaisquer de operação

Os estudos analíticos e geométricos feitos até agora foram realizados para a condição padrão de operação de uma célula solar fotovoltaica, e estendidos para o módulo e o gerador fotovoltaico. Para condições quaisquer de operação de uma célula, é preciso considerar um valor arbitrário g para a irradiância e T_A para a temperatura ambiente. Estabeleceram-se relações entre a corrente de curto circuito $\overline{I_{SC}}$, a tensão de circuito aberto $\overline{V_{OC}}$ e a temperatura da célula $\overline{T_C}$ desta nova condição de operação com a condição padrão.

As novas condições de operação basear-se-ão, analogamente a Lorenzo (1994), nos seguintes axiomas:

- (i) A corrente de curto circuito de uma célula solar na nova condição de operação é proporcional à corrente de curto circuito na condição padrão na razão $\left(\frac{g}{1000}\right)$, ou seja:

$$\overline{I_{SC}} = \left(\frac{g}{1000}\right) I_{SC} \quad (39)$$

- (ii) A diferença entre as temperaturas da célula e ambiente na nova condição de operação é proporcional à diferença entre as temperaturas de trabalho e ambiente na condição de operação TONC na razão $\left(\frac{g}{800}\right)$, ou seja:

$$\overline{T_C} - T_A = \left(\frac{g}{800}\right) (TONC - 20) \quad (40)$$

- (iii) A tensão de circuito aberto decresce em relação à temperatura da célula na razão 0,0023 V a cada °C, ou seja:

$$\frac{\overline{V_{oc}} - V_{oc}}{T_c - 25} = -0,0023 \quad (41)$$

5.1.2.5 Determinação dos valores característicos em condições quaisquer de operação

Agora, determinam-se todos valores característicos em condições quaisquer de operação com o objetivo de calcular a potência máxima para a célula, módulo e gerador fotovoltaicos.

•

$$\overline{I_{sc}} = \left(\frac{g}{1000} \right) I_{sc} = \left(\frac{g}{1000} \right) 3,27 = 0,00327.g \Rightarrow \overline{I_{sc}} = 0,00327.g$$

•

$$\begin{aligned} \overline{T_c} - T_A &= \left(\frac{g}{800} \right) (TONC - 20) \Rightarrow \overline{T_c} = \left(\frac{g}{800} \right) (47 - 20) + T_A = 0,03375.g + T_A \Rightarrow \\ \overline{T_c} &= 0,03375.g + T_A \end{aligned}$$

•

$$\begin{aligned} \frac{\overline{V_{oc}} - V_{oc}}{T_c - 25} &= -0,0023 \Rightarrow \frac{\overline{V_{oc}} - 0,6}{0,03375.g + T_A - 25} = -0,0023 \Rightarrow \\ \overline{V_{oc}} &= -0,000077625.g - 0,0023.T_A + 0,6575 \end{aligned}$$

•

$$\overline{V_{TC}} = \frac{m.k_B.(273,16 + \overline{T_C})}{e} = \frac{1.(1,3806505.10^{-23})(273,16 + 0,03375.g + T_A)}{1,60205.10^{-19}} \Rightarrow$$

$$\overline{V_{TC}} = 0,0000029086.g + 0,0000861802.T_A + 0,0235409938$$

O valor da resistência série é invariante relativamente às condições diferentes de operação. Assim, tem-se que:

$$\overline{R_{SC}} = R_{SC} = 0,022947865 \Rightarrow \overline{R_{SC}} = 0,022947865$$

A potência máxima da célula é dada pela equação:

$$\overline{P_{MAXC}} = \frac{\overline{V_{OCC}} \cdot \overline{I_{SCC}} - \overline{R_{SC}} (\overline{I_{SCC}})^2 - \overline{V_{TC}} \cdot \overline{I_{SCC}} \ln \left(1 + \frac{\overline{V_{OCC}}}{\overline{V_{TC}}} \right)}{1 + \frac{\overline{V_{TC}}}{\overline{V_{OCC}}}}$$

Antes de calcular a potência máxima da célula, por conveniência, serão calculadas algumas expressões separadamente.

•

$$(\overline{V_{OCC}})^2 \cdot \overline{I_{SCC}} = (-0,000077625.g - 0,0023.T_A + 0,6575)^2 \cdot 0,00327.g \Rightarrow$$

$$(\overline{V_{OCC}})^2 \cdot \overline{I_{SCC}} = 0,0000000012.g^2.T_A - 0,0000003338.g^2 + 0,0000000173.g.T_A^2 +$$

$$-0,0000098901.g.T_A + 0,0014136414.g \Rightarrow$$

$$(\overline{V_{OCC}})^2 \cdot \overline{I_{SCC}} = \left(\frac{g}{10^{10}} \right) (12.g.T_A - 3338.g + 173.T_A^2 - 98901.T_A + 14136414)$$

•

$$-\overline{V_{occ}} \cdot \overline{R_{sc}} \left(\overline{I_{sc}} \right)^2 = -(-0,000077625.g - 0,0023.T_A + 0,6575) \cdot 0,022947865 \cdot (0,00327.g)^2 \Rightarrow$$

$$-\overline{V_{occ}} \cdot \overline{R_{sc}} \left(\overline{I_{sc}} \right)^2 = 0,0000000006.g^2.T_A - 0,0000001614.g^2 \Rightarrow$$

$$-\overline{V_{occ}} \cdot \overline{R_{sc}} \left(\overline{I_{sc}} \right)^2 = \left(\frac{g}{10^{10}} \right) (6.g.T_A - 1614.g)$$

•

$$\begin{aligned} \left(\overline{V_{occ}} \right)^2 \cdot \overline{I_{sc}} - \overline{V_{occ}} \cdot \overline{R_{sc}} \left(\overline{I_{sc}} \right)^2 &= (0,0000000012.g^2.T_A - 0,0000003338.g^2 + \\ &+ 0,0000000173.g.T_A^2 - 0,0000098901.g.T_A + 0,0014136414.g) + \\ &+ (0,0000000006.g^2.T_A - 0,0000001614.g^2) \Rightarrow \end{aligned}$$

$$\left(\overline{V_{occ}} \right)^2 \cdot \overline{I_{sc}} - \overline{V_{occ}} \cdot \overline{R_{sc}} \left(\overline{I_{sc}} \right)^2 = \left(\frac{g}{10^{10}} \right) (18.g.T_A - 4952.g + 173.T_A^2 - 98901.T_A + 14136414)$$

•

$$\begin{aligned} -\overline{V_{occ}} \cdot \overline{V_{tc}} \cdot \overline{I_{sc}} &= -(-0,000077625.g - 0,0023.T_A + 0,6575) \cdot \\ &\cdot (0,0000029086.g + 0,0000861802.T_A + 0,0235409938) \cdot 0,00327.g \Rightarrow \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} -\overline{V_{occ}} \cdot \overline{V_{tc}} \cdot \overline{I_{sc}} &= -0,0000000003.g^2 + 0,0000000006.g.T_A^2 - 0,0000000082.g.T_A + \\ &- 0,0000506137.g \Rightarrow \end{aligned}$$

$$-\overline{V_{occ}} \cdot \overline{V_{tc}} \cdot \overline{I_{sc}} = \left(\frac{g}{10^{10}} \right) (-3.g + 6.T_A^2 - 82.T_A - 506137)$$

•

$$\overline{V_{OCC}} + \overline{V_{TC}} = (-0,000077625.g - 0,0023.T_A + 0,6575) + \\ + (0,0000029086.g + 0,0000861802.T_A + 0,0235409938) \Rightarrow$$

$$\overline{V_{OCC}} + \overline{V_{TC}} = \left(\frac{1}{10^{10}} \right) (-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938)$$

•

$$\overline{V_{TC}} = 0,0000029086.g + 0,0000861802.T_A + 0,0235409938 \Rightarrow$$

$$\overline{V_{TC}} = \left(\frac{1}{10^{10}} \right) (29086.g + 861802.T_A + 235409938)$$

Finalmente, a potência máxima da célula solar fotovoltaica é dada por:

$$\overline{P_{MAXC}} = \frac{\overline{V_{OCC}} \cdot \overline{I_{SCC}} - \overline{R_{SC}} (\overline{I_{SCC}})^2 - \overline{V_{TC}} \cdot \overline{I_{SCC}} \ln \left(1 + \frac{\overline{V_{OCC}}}{\overline{V_{TC}}} \right)}{1 + \frac{\overline{V_{TC}}}{\overline{V_{OCC}}}} \Rightarrow$$

$$\overline{P_{MAXC}} = \frac{(\overline{V_{OCC}})^2 \cdot \overline{I_{SCC}} - \overline{V_{OCC}} \cdot \overline{R_{SC}} (\overline{I_{SCC}})^2 - \overline{V_{OCC}} \cdot \overline{V_{TC}} \cdot \overline{I_{SCC}} \ln \left(\frac{\overline{V_{OCC}} + \overline{V_{TC}}}{\overline{V_{TC}}} \right)}{\overline{V_{OCC}} + \overline{V_{TC}}} \Rightarrow$$

$$\overline{P_{MAXC}} = g \cdot \left[\frac{(18.g.T_A - 4952.g + 173.T_A^2 - 98901.T_A + 14136414) + (-3.g + 6.T_A^2 - 82.T_A - 506137) \ln \left(\frac{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938}{29086.g + 861802.T_A + 235409938} \right)}{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938} \right] \quad (42)$$

E também, pelas considerações já citadas anteriormente, é possível calcular a potência máxima do módulo e do gerador fotovoltaicos.

•

$$\overline{P_{MAXM}} = N_{SC} N_{PC} \overline{P_{MAXC}} = 36.2. \overline{P_{MAXC}} = 72. \overline{P_{MAXC}} \Rightarrow$$

$$\overline{P_{MAXM}} = 72.g. \left[\frac{\left((18.g.T_A - 4952.g + 173.T_A^2 - 98901.T_A + 14136414) + (-3.g + 6.T_A^2 - 82.T_A - 506137) \ln \left(\frac{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938}{29086.g + 861802.T_A + 235409938} \right) \right)}{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938} \right] \quad (43)$$

•

$$\overline{P_{MAXG}} = N_{SM} N_{PM} \overline{P_{MAXM}} = N_{SM} N_{PM} N_{SC} N_{PC} \overline{P_{MAXC}} = 1.3.36.2. \overline{P_{MAXC}} = 216. \overline{P_{MAXC}} \Rightarrow$$

$$\overline{P_{MAXG}} = 216.g. \left[\frac{\left((18.g.T_A - 4952.g + 173.T_A^2 - 98901.T_A + 14136414) + (-3.g + 6.T_A^2 - 82.T_A - 506137) \ln \left(\frac{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938}{29086.g + 861802.T_A + 235409938} \right) \right)}{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938} \right] \quad (44)$$

5.1.2.6 Caracterização da potência máxima anual do sistema fotovoltaico

Tabela 7. Temperatura Ambiente Média no período de 15/09/2004 a 14/09/2005.

Períodos	Datas	Estações do Ano	Temperatura Ambiente Média (°C)
P1	15/09/2004 a 14/10/2004		20,82
P2	15/10/2004 a 14/11/2004	Primavera	20,38
P3	15/11/2004 a 14/12/2004		21,51
P4	15/12/2004 a 14/01/2005		22,26
P5	15/01/2005 a 14/02/2005	Verão	21,64
P6	15/02/2005 a 14/03/2005		23,5
P7	15/03/2005 a 14/04/2005		23,07
P8	15/04/2005 a 14/05/2005	Outono	20,1
P9	15/05/2005 a 14/06/2005		19,97
P10	15/06/2005 a 14/07/2005		17,5
P11	15/07/2005 a 14/08/2005	Inverno	17,65
P12	15/08/2005 a 14/09/2005		19,93
Média	-	-	20,69
Desvio Padrão	-	-	1,87
Coeficiente de Variação	-	-	9,05%

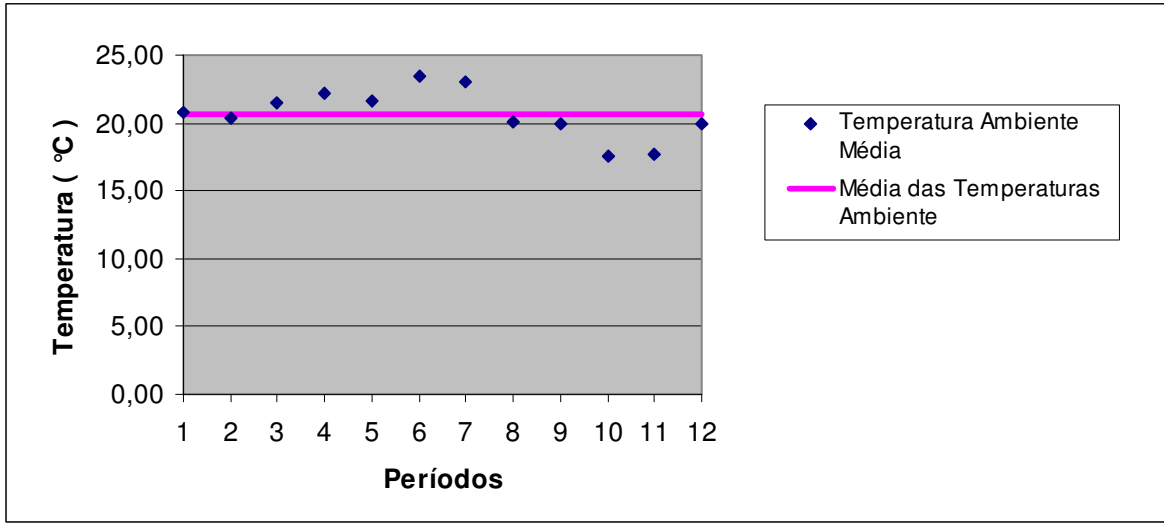


Figura 18. Temperatura Ambiente Média durante os períodos de observação.

Para a caracterização do sistema fotovoltaico no sentido de determinar uma relação da potência máxima que tal sistema pode atingir em função de uma irradiância qualquer, fixou-se a variável T_A como a média da temperatura ambiente média de cada período de observação, ou seja, $T_A = 20,69 \text{ }^\circ\text{C}$. Esta caracterização considera, portanto, todos os períodos de observação do estudo, o que faz com que possamos considerar a função potência máxima assim determinada como uma função que represente o sistema fotovoltaico em todo o ano estudado.

Desta forma, através das Equações (42), (43) e (44), pode-se calcular a potência máxima da célula, do módulo e do gerador fotovoltaico em função somente de g .

$$\bullet \quad \overline{P_{MAXC}} = g \cdot \left[\frac{(-4580 \cdot g + 12164209) + (-3 \cdot g - 505265) \ln \left(\frac{-747164 \cdot g + 6352370621}{29086 \cdot g + 253240621} \right)}{-747164 \cdot g + 6352370621} \right] \quad (45)$$

$$\bullet \overline{P_{MAXM}} = 72.g \cdot \left[\frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln \left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621} \right)}{-747164.g + 6352370621} \right] \quad (46)$$

$$\bullet \overline{P_{MAXG}} = 216.g \cdot \left[\frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln \left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621} \right)}{-747164.g + 6352370621} \right] \quad (47)$$

Desta maneira, é possível fazer os gráficos da potência máxima em função da irradiância da célula, módulo e gerador fotovoltaico, que são dados pelas figuras a seguir.

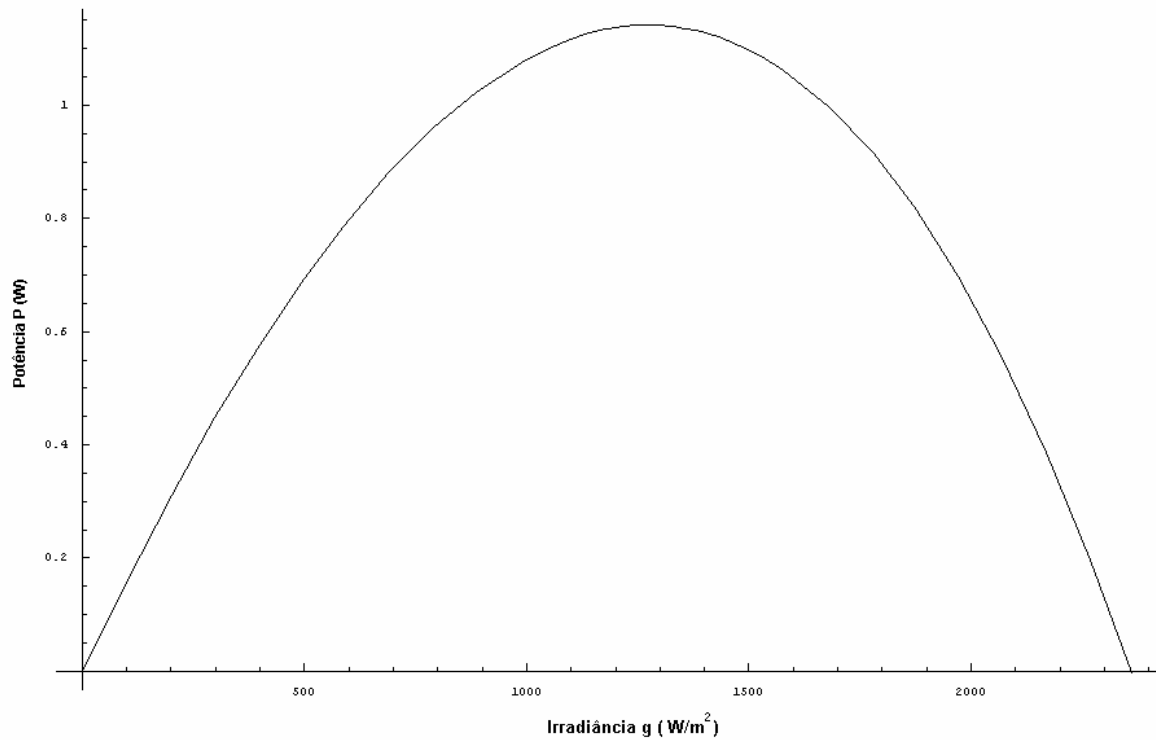


Figura 19. Curva da potência máxima da célula solar fotovoltaica em função da irradiância.

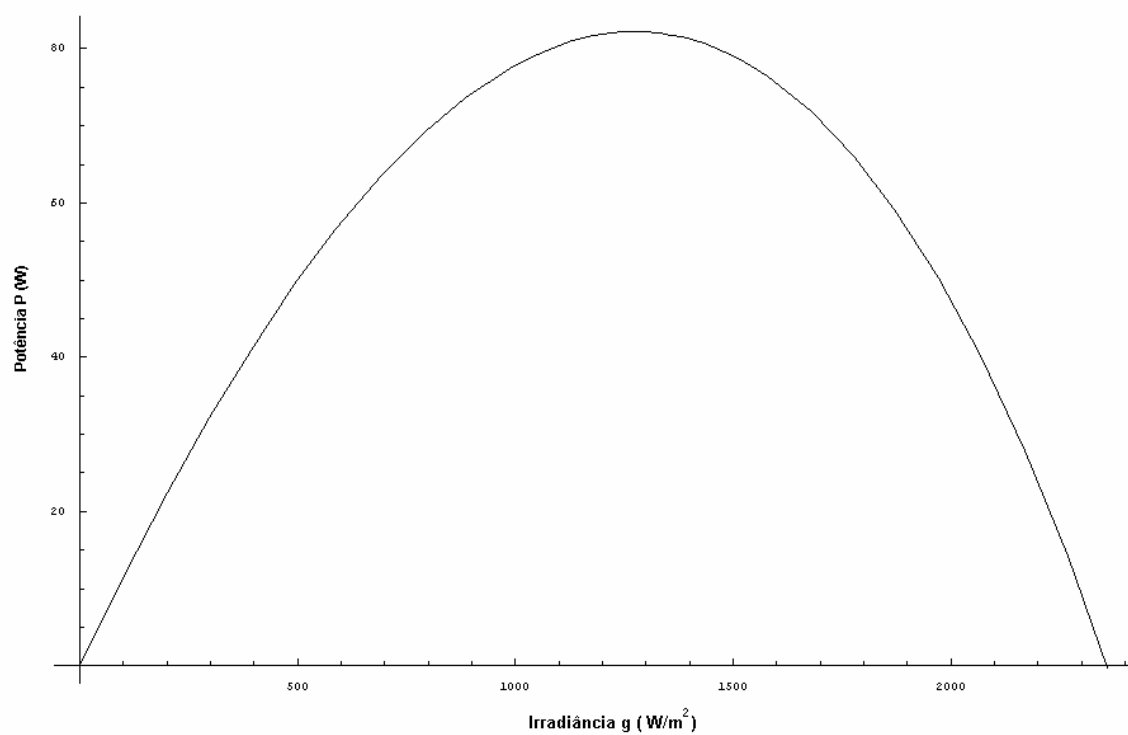


Figura 20. Curva da potência máxima do módulo fotovoltaico em função da irradiância.

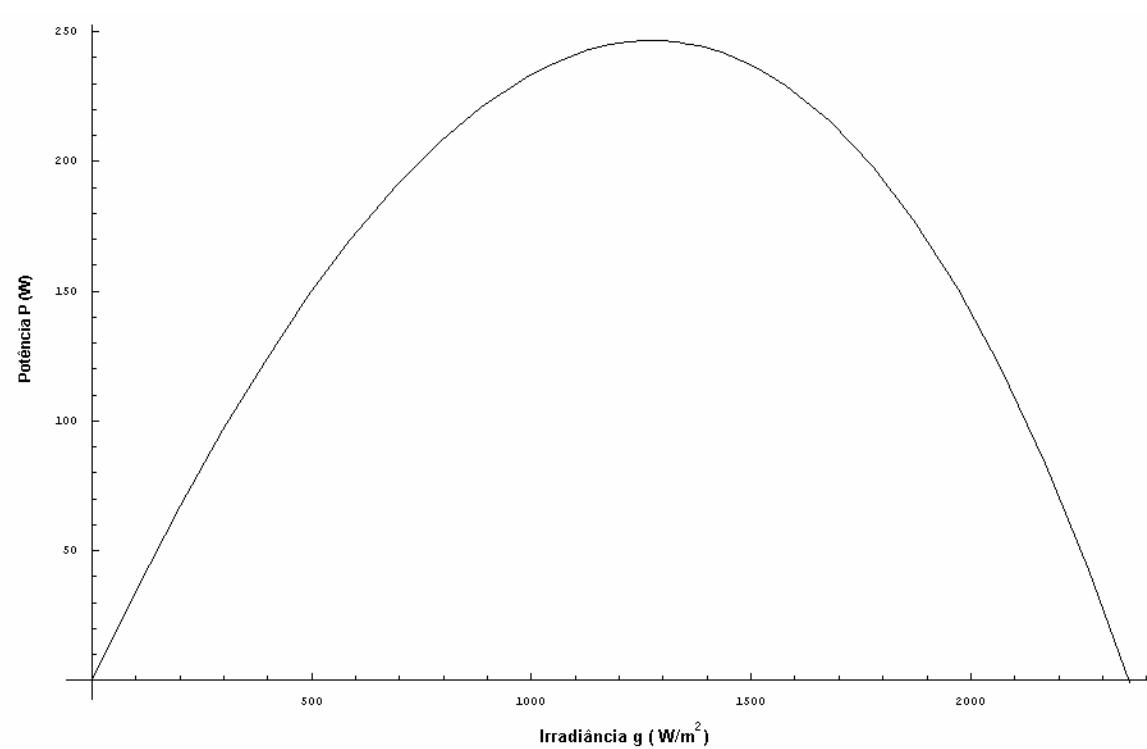


Figura 21. Curva da potência máxima do gerador fotovoltaico em função da irradiância.

Vale ressaltar que, uma análise das figuras acima mostra que para valores muito elevados da irradiância, a potência máxima decresce. Este fato já era esperado visto que a eficiência da célula é reduzida com o aumento de sua temperatura e isto é comprovado pela fórmula deduzida para a temperatura de operação da célula em função da irradiância e temperatura ambiente dada por:

$$\overline{T_c} = 0,03375 \cdot g + T_A$$

Para a temperatura ambiente como convencionada, $T_A = 20,69^\circ\text{C}$, e irradiância $g = 1000 \text{ W/m}^2$, temos:

$$\overline{T_c} = 0,03375 \cdot g + T_A = 0,03375 \cdot 1000 + 20,69 = 33,75 + 20,69 = 54,44 \Rightarrow \overline{T_c} = 54,44^\circ\text{C}$$

o que explica o fato de a potência máxima no gerador nestas condições ser menor que a potência máxima obtida quando $T_c = 25^\circ\text{C}$ (condição padrão). Observa-se que o valor da potência máxima quando $T_c = 25^\circ\text{C}$ é 300 W , enquanto que o valor da potência máxima quando $\overline{T_c} = 54,44^\circ\text{C}$ é $233,73 \text{ W}$, pois:

$$\overline{P_{MAXG}} = 216 \cdot 1000 \cdot \left[\frac{(-4580 \cdot 1000 + 12164209) + (-3 \cdot 1000 - 505265) \ln \left(\frac{-747164 \cdot 1000 + 6352370621}{29086 \cdot 1000 + 253240621} \right)}{-747164 \cdot 1000 + 6352370621} \right] = 233,73$$

Desta forma, foi possível analisar o comportamento do gerador fotovoltaico e realizar o estudo acima sobre a potência produzida e a irradiância durante o período em estudo. A seguir, representamos graficamente os dados observados durante o período P1 e a curva de potência máxima do gerador fotovoltaico obtido analiticamente para efeito de comparação com os dados observados.

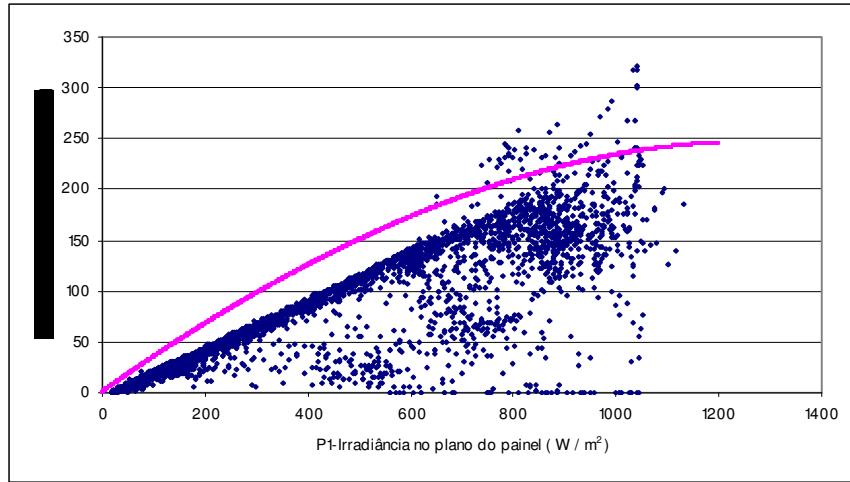


Figura 22. Gráfico dos dados da potência e irradiância medidos no período P1 e da curva da potência máxima do gerador fotovoltaico.

5.2 Energia eólica

5.2.1 Resultados teóricos

Como visto anteriormente, a potência teoricamente extraída pela turbina eólica (P_E) é dada em função da velocidade do vento (v) segundo a equação:

$$P_E = \frac{1}{2} \rho \cdot c_p \eta \cdot A \cdot v^3 ,$$

onde ρ é a massa específica do ar, c_p é o coeficiente de potência, η é a eficiência de conversão eletromecânica e A é a área do rotor.

Em condições ideais, o valor máximo teórico de c_p é aproximadamente $\frac{16}{27} \cong 0,5926$ (coeficiente de Betz), ou seja, 59,26 % da energia contida no fluxo de ar pode ser teoricamente extraída por uma turbina eólica.

Desta forma, pode-se perceber que a potência P_E obtida através de um aerogerador depende diretamente da velocidade frontal do vento v .

Para efeito de considerações da potência máxima produzida pelo aerogerador, iremos considerar o coeficiente de potência máximo dado por 0,5926.

5.2.2 Resultados práticos

5.2.2.1 Determinação dos valores da massa específica do ar ρ e da eficiência de conversão eletromecânica η

Tabela 8. Valores Máximos de ρ no período de 15/09/2004 a 14/09/2005.

Períodos	Datas	Estações do Ano	Valores Máximos de ρ
P1	15/09/2004 a 14/10/2004		1,252192792
P2	15/10/2004 a 14/11/2004	Primavera	1,240370652
P3	15/11/2004 a 14/12/2004		1,232509393
P4	15/12/2004 a 14/01/2005		1,23532025
P5	15/01/2005 a 14/02/2005	Verão	1,225281052
P6	15/02/2005 a 14/03/2005		1,221329779
P7	15/03/2005 a 14/04/2005		1,219172376
P8	15/04/2005 a 14/05/2005	Outono	1,234018908
P9	15/05/2005 a 14/06/2005		1,229997636
P10	15/06/2005 a 14/07/2005		1,248536728
P11	15/07/2005 a 14/08/2005	Inverno	1,255688776
P12	15/08/2005 a 14/09/2005		1,246416018
Média	-	-	1,236736197
Desvio Padrão	-	-	0,012037803
Coeficiente de Variação	-	-	0,97%

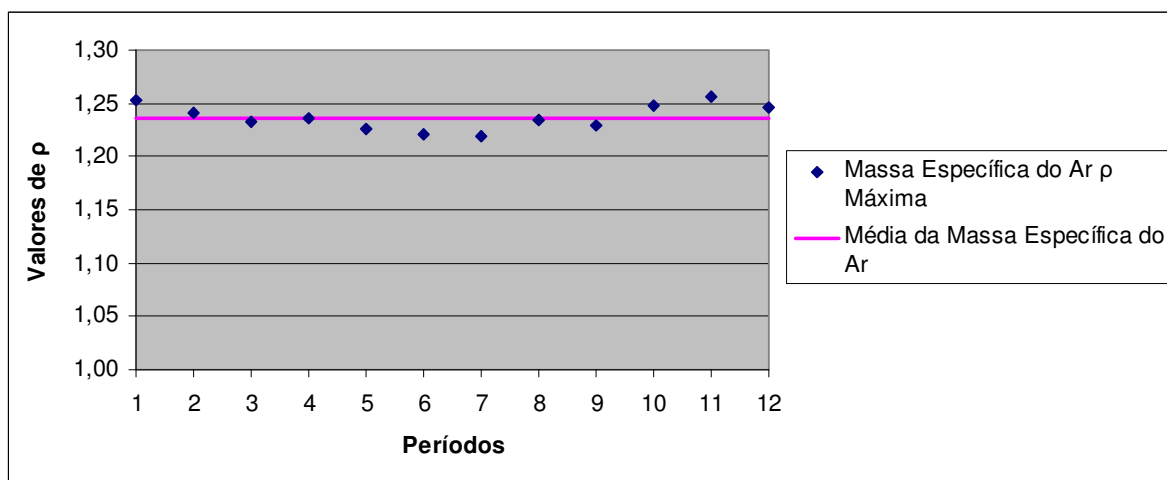


Figura 23. Valores Máximos de ρ durante os períodos de observação.

Tabela 9. Valores Máximos de η no período de 15/09/2004 a 14/09/2005.

Períodos	Datas	Estações do Ano	Eficiência da Conversão Eletromecânica η Máxima
P1	15/09/2004 a 14/10/2004		0,647617964
P2	15/10/2004 a 14/11/2004	Primavera	0,798270265
P3	15/11/2004 a 14/12/2004		0,805026691
P4	15/12/2004 a 14/01/2005		0,663264271
P5	15/01/2005 a 14/02/2005	Verão	0,775294769
P6	15/02/2005 a 14/03/2005		0,655808178
P7	15/03/2005 a 14/04/2005		0,559044054
P8	15/04/2005 a 14/05/2005	Outono	0,667159678
P9	15/05/2005 a 14/06/2005		0,417599143
P10	15/06/2005 a 14/07/2005		0,578383171
P11	15/07/2005 a 14/08/2005	Inverno	0,82599045
P12	15/08/2005 a 14/09/2005		0,863869033
Média	-	-	0,688110639
Desvio Padrão	-	-	0,131052243
Coefficiente de Variação	-	-	19,05%

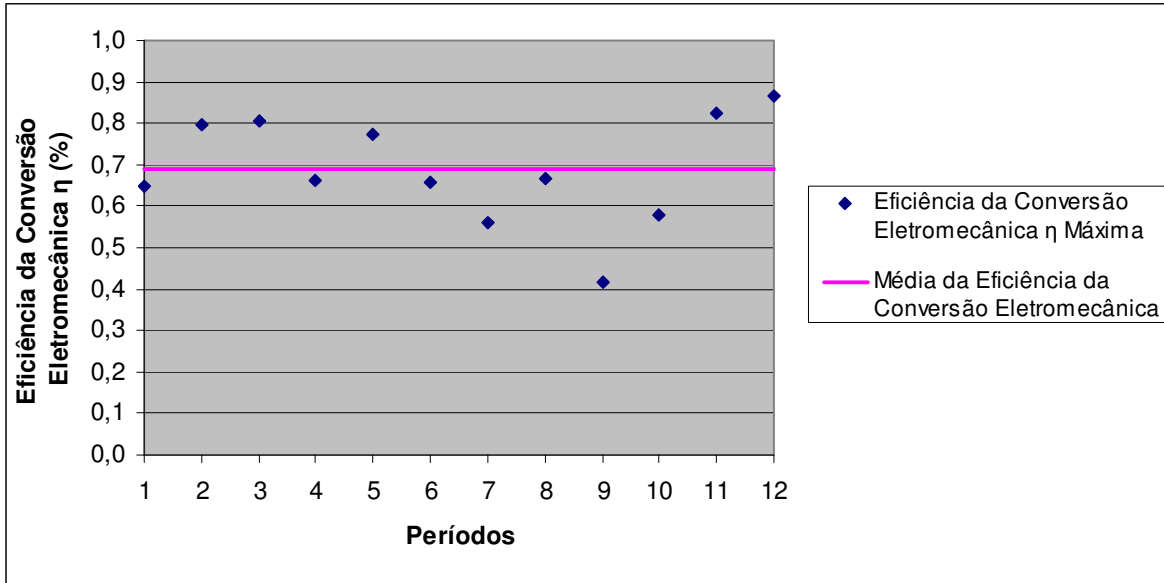


Figura 24. Valores máximos de η durante os períodos de observação.

Para a caracterização do sistema eólico no sentido de determinar uma relação de potência máxima que tal sistema pode atingir em função de uma velocidade qualquer, fixou-se as variáveis ρ e η como a média dos valores máximos de ρ e a média dos valores máximos de η dos períodos de observação respectivamente, ou seja, $\rho = 1,236736197$ e $\eta = 0,6881106388$. Esta caracterização considera, portanto, todos os períodos de observação do estudo, o que faz com que se considere a função potência máxima assim determinada como uma função que represente o sistema eólico em todo o ano estudado.

Desta forma, calculou-se a potência máxima do gerador eólico.

$$\begin{aligned}
 P_E &= \frac{1}{2} \rho \cdot c_p \cdot \eta \cdot A \cdot v^3 \Rightarrow \\
 P_E &= \frac{1}{2} \cdot (1,236736197) \cdot (0,5925925926) \cdot (0,6881106388) \cdot (1,03869071) \cdot v^3 \Rightarrow \\
 P_E &= 0,261907014 \cdot v^3
 \end{aligned} \tag{48}$$

Assim, foi possível fazer o gráfico da potência máxima em função do vento do gerador eólico, que é dado pela figura abaixo.

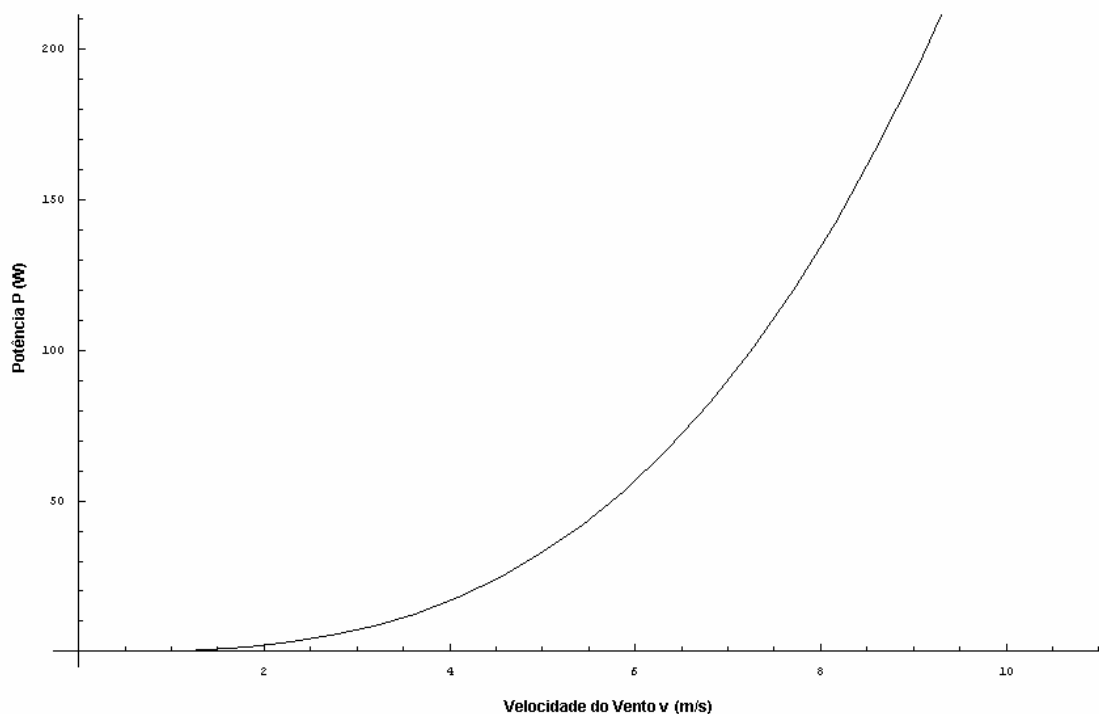


Figura 25. Curva da potência máxima do gerador eólico em função do vento.

Vale ressaltar que a potência anula-se quando a velocidade do vento é superior a 49,2 m/s (velocidade de sobrevivência do vento).

Desta forma, foi possível analisar o comportamento do gerador eólico e realizar o estudo acima sobre a potência produzida e a velocidade do vento durante o período em estudo.

Devido ao fato de o aerogerador estar instalado a uma altura de 14 metros e o anemômetro a uma altura de 10 metros, realizou-se uma correção dos dados observados da velocidade do vento. Segundo Hernández et al. (1997), se v_1 é a velocidade do vento para a altura h_1 e v_2 é a velocidade do vento para a altura h_2 , então é válida a relação:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^a,$$

na qual a constante a é denominada fator de superfície e varia de acordo com o terreno onde realiza-se as medições da velocidade da forma da Tabela 10.

Tabela 10. Valores do fator de superfície de acordo com tipos de terreno.

Tipos de Terreno	Valores de a
plano	0,08 a 0,12
pouco acidentado	0,13 a 0,16
acidentado	0,20 a 0,23
muito acidentado	0,25 a 0,40

O terreno utilizado para os experimentos realizados é plano e adotou-se um valor médio da constante a de 0,10. Tomando v_1 como a velocidade do vento medida pelo anemômetro com $h_1 = 10$ e v_2 a velocidade do vento corrigida na altura do aerogerador com $h_2 = 14$, tem-se que:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^a \Rightarrow \frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{10}{14} \right)^{0,1} \Rightarrow \frac{1}{v_2} = \frac{1}{v_1} \left(\frac{10}{14} \right)^{0,1} \Rightarrow v_2 = v_1 \left(\frac{14}{10} \right)^{0,1} \Rightarrow v_2 = v_1 (1,4)^{0,1} \Rightarrow$$

$$v_2 = 1,0342196941 \cdot v_1$$

Assim, as velocidades registradas pelo anemômetro foram multiplicadas pelo fator de correção 1,0342196941 para adequação às condições reais de operação do aerogerador, conforme as tabelas contidas no apêndice deste trabalho.

A seguir, representamos graficamente os dados observados durante o período P1 e a curva de potência máxima do gerador eólico obtido analiticamente para efeito de comparação com os dados observados.

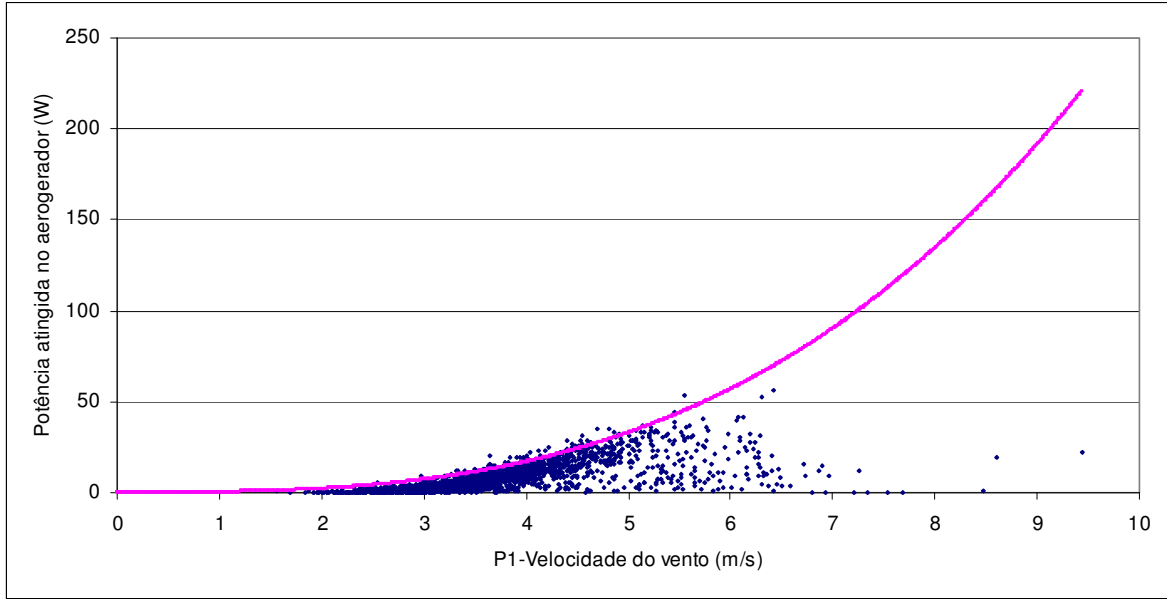


Figura 26. Gráfico dos dados da potência e velocidade do vento medidos no período P1 e da curva da potência máxima do gerador eólico.

5.3 Energia híbrida eólica fotovoltaica

Como a potência disponível do sistema híbrido é obtida pela soma das potências solar e eólica, as equações desenvolvidas permitem sua obtenção. Novamente, destaca-se a importância da variável temperatura ambiente (T_A) que, no presente estudo, teve seu valor assumido como uma constante. A potência solar é dada por:

$$P_s(g, T_A) = 216.g \cdot \left[\frac{(18.g.T_A - 4952.g + 173.T_A^2 - 98901.T_A + 14136414) + (-3.g + 6.T_A^2 - 82.T_A - 506137) \ln \left(\frac{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938}{29086.g + 861802.T_A + 235409938} \right)}{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938} \right] \quad (49)$$

e quando a temperatura ambiente é, através das medições observadas, considerada constante, tem-se que:

$$P_s(g) = 216.g \cdot \left[\frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln\left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621}\right)}{-747164.g + 6352370621} \right] \quad (50)$$

A potência eólica é dada por:

$$P_E(v) = 0,261907014.v^3 \quad (51)$$

De acordo com as considerações anteriores obtém-se a potência híbrida fazendo:

$$P_H = P_E + P_S$$

Assim, tem-se que:

$$P_H(v, g, T_A) = P_E(v) + P_S(g, T_A) \Rightarrow$$

$$P_H(v, g, T_A) = 0,261907014.v^3 +$$

$$+ 216.g \cdot \left[\frac{(18.g.T_A - 4952.g + 173.T_A^2 - 98901.T_A + 14136414) + (-3.g + 6.T_A^2 - 82.T_A - 506137) \ln\left(\frac{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938}{29086.g + 861802.T_A + 235409938}\right)}{-747164.g - 22138198.T_A + 6810409938} \right] \quad (52)$$

e quando a temperatura ambiente é considerada constante, tem-se que:

$$P_H(v, g) = P_E(v) + P_S(g) \Rightarrow$$

$$P_H(v, g) = 0,261907014.v^3 + 216.g \cdot \left[\frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln\left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621}\right)}{-747164.g + 6352370621} \right] \quad (53)$$

No apêndice, constam tabelas com os resultados das medições diárias da irradiância, velocidade do vento e temperatura ambiente dos períodos estudados, e também os cálculos, através das fórmulas acima, das potências solar, eólica e híbrida para valores variáveis da temperatura ambiente conforme as medições e também para o valor constante determinado neste trabalho, a saber $T_A = 20,69^\circ\text{C}$. Porém, pelas considerações realizadas na metodologia do presente trabalho, as potências solar e híbrida serão utilizadas em função apenas das variáveis g e v . Nestas tabelas, utilizaram-se os seguintes símbolos e seus respectivos significados:

- T_A : temperatura ambiente;
- g : irradiância solar ;
- v_M : velocidade do vento medida (no anemômetro);
- v_C : velocidade do vento corrigida (para a altura do aerogerador);
- P_E : potência eólica para a velocidade corrigida;
- P_{S1} : potência solar considerando a temperatura ambiente variável;
- P_{S2} : potência solar considerando a temperatura ambiente constante média;
- P_{H1} : potência híbrida considerando a temperatura ambiente variável;
- P_{H2} : potência solar considerando a temperatura ambiente constante média.

A partir destas tabelas, foi possível determinar os mínimos e máximos diários da irradiância e da velocidade do vento corrigida. Através do banco de dados contendo todas as medições efetuadas a cada 5 minutos durante o período de 1 ano em estudo, foi

possível determinar picos de irradiância e velocidade do vento corrigia observados nestes dados.

Tabela 11. Valores mínimos e máximos diários e picos de máximo instantâneos de medição da irradiância e da velocidade do vento corrigida.

Períodos	Irradiância Solar (W/m ²)			Velocidade do Vento (m/s)		
	Mínima Diária	Máxima Diária	Máxima Instantânea	Mínima Diária	Máxima Diária	Máxima Instantânea
P1	88,58	626,62	1130	0,00	4,76	9,76
P2	119,43	573,76	1172	2,51	5,08	9,47
P3	108,89	528,98	1097	0,00	5,00	7,14
P4	170,58	538,99	1201	0,00	4,89	6,99
P5	112,67	568,16	1209	2,51	4,75	7,07
P6	166,24	586,29	1231	2,16	4,94	9,42
P7	167,32	618,94	1183	0,00	4,45	5,54
P8	87,81	659,12	1132	0,00	3,89	9,39
P9	73,98	640,37	1046	0,00	4,44	9,13
P10	125,008	646,9932	1186	0,00	4,88	7,88
P11	163,97	632,2	1115	0,00	4,90	8,90
P12	187,57	595,75	1107	2,07	5,08	11,20
Mínimo	73,98	528,98	1046	0,00	3,89	5,54
Máximo	187,57	659,12	1231	2,51	5,08	11,20

Agora, definem-se as constantes v_1 , v_2 , v_3 , g_1 , g_2 e g_3 da seguinte forma:

- g_1 : irradiância mínima diária captada pelo sistema no período em estudo;
- g_2 : irradiância máxima diária captada pelo sistema no período em estudo;
- g_3 : máximo pico de irradiância instantânea captada pelo sistema no período em estudo;
- v_1 : a velocidade do vento mínima diária captada pelo sistema no período em estudo;
- v_2 : velocidade do vento máxima diária captada pelo sistema no período em estudo;

- v_3 : máximo pico da velocidade do vento instantânea captada pelo sistema no período em estudo.

Logo, tem-se que:

- $g_1 = 73,98 \text{ W/m}^2$;
- $g_2 = 659,12 \text{ W/m}^2$;
- $g_3 = 1231 \text{ W/m}^2$;
- $v_1 = 0 \text{ m/s}$;
- $v_2 = 5,08 \text{ m/s}$;
- $v_3 = 11,20 \text{ m/s}$.

A partir das tabelas acima citadas para T_A constante, também foi possível criar os gráficos seguintes dos dados diários do período em estudo.

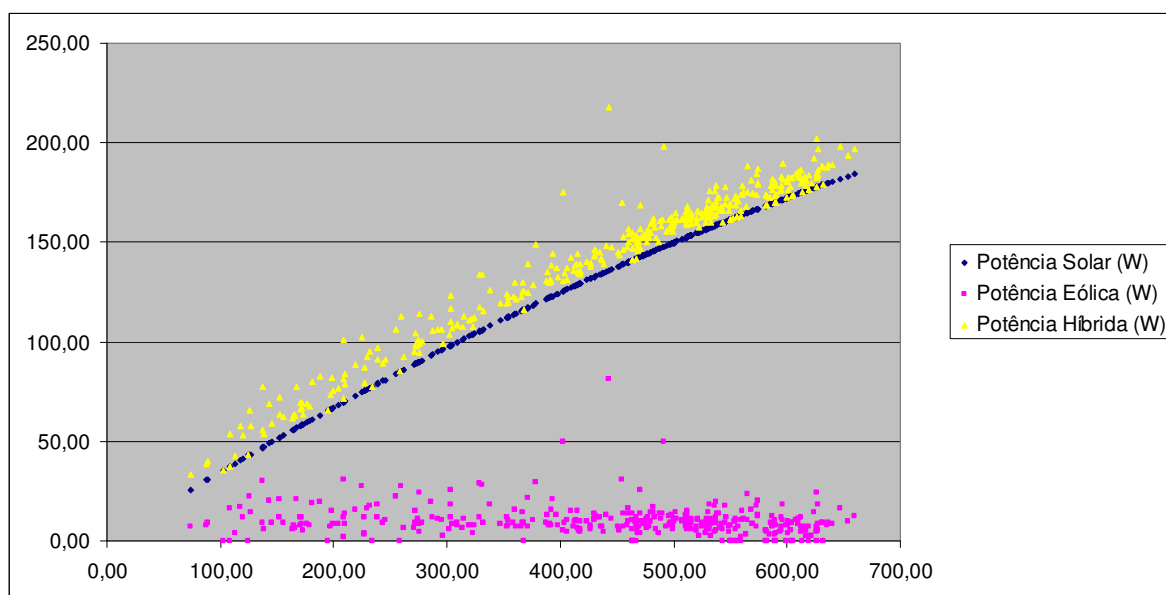


Figura 27. Operação do sistema híbrido em função da irradiância diária do período em estudo.

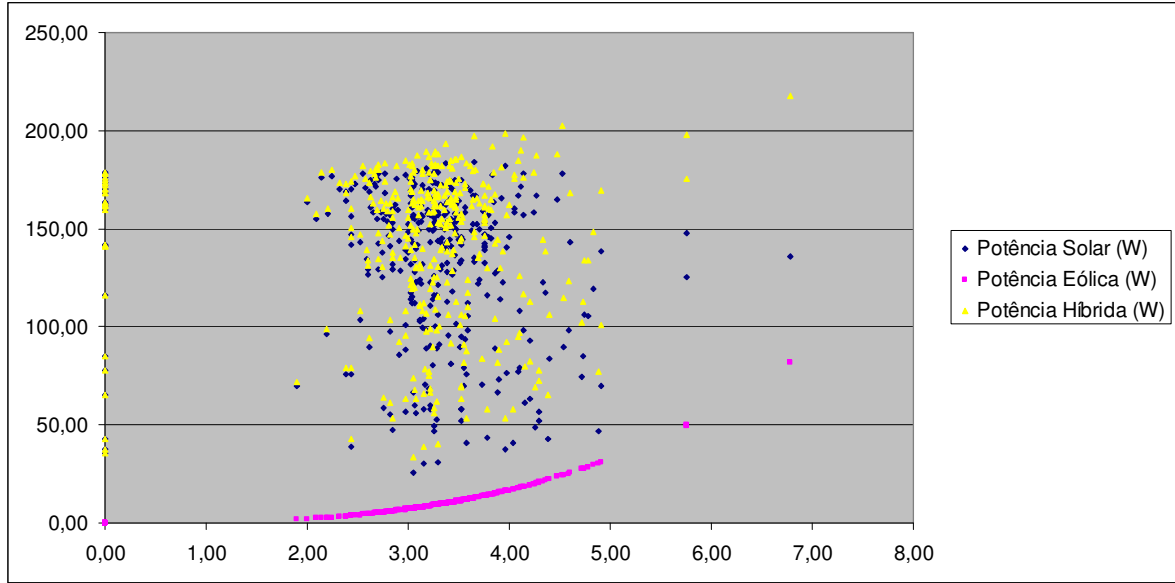


Figura 28. Operação do sistema híbrido em função da velocidade do vento diária do período em estudo.

Através da análise geométrica e diferencial da potência de sistemas híbridos (eólico fotovoltaicos), apresentar-se-ão definições e demonstrações utilizando-se como ferramentas fundamentais os conceitos das áreas de: energia solar fotovoltaica, energia eólica, álgebra, análise e geometria.

Teorema 4: A função $p_H : U \rightarrow \mathfrak{R}^3$, onde $U = \{ (v, g) \in \mathfrak{R}^2 : v_1 < v < v_3, g_1 < g < g_3 \}$ dada por $p_H(v, g) = (v, g, P_H(v, g))$ é uma superfície parametrizada regular, onde v_1 é a velocidade do vento mínima diária, v_3 é o máximo pico da velocidade do vento instantânea, g_1 é a irradiância mínima diária e g_3 é o máximo pico de irradiância instantânea e

$$P_H(v, g) = 0,261907014.v^3 + 216.g \cdot \left[\frac{(-4579.g + 12160540) + (-3.g - 505259) \ln \left(\frac{-747164.g + 6351485093}{29086.g + 253275093} \right)}{-747164.g + 6351485093} \right] \quad (54)$$

Demonstração

O subconjunto U é aberto em $\Re^2$.

a) Demonstra-se, inicialmente, que p_H é de classe C^∞ . De fato,

$$p_H(v, g) = (p_H^1(v, g), p_H^2(v, g), p_H^3(v, g)),$$

onde:

- $p_H^1 : U \rightarrow \Re$ é dada por $p_H^1(v, g) = v$,
- $p_H^2 : U \rightarrow \Re$ é dada por $p_H^2(v, g) = g$ e
- $p_H^3 : U \rightarrow \Re$ é dada por $p_H^3(v, g) = P_H(v, g)$.

Como p_H^1 e p_H^2 são funções polinomiais, então p_H^1 e p_H^2 são funções de classe C^∞ . A função $p_H^3(v, g) = P_H^1(v) + P_H^2(g)$ é de classe C^∞ , onde $P_H^1(v) = 0,261907014.v^3$ e

$$P_H^2(g) = 216.g \cdot \left[\frac{(-4579.g + 12160540) + (-3.g - 505259) \ln\left(\frac{-747164.g + 6351485093}{29086.g + 253275093}\right)}{-747164.g + 6351485093} \right].$$

$P_H^1(v)$ é um polinômio em v e portanto é de classe C^∞ e $P_H^2(g)$ é o quociente de duas funções de classe C^∞ . Logo $p_H \in C^\infty$.

b) A diferencial de p_H em $q = (v_0, g_0) \in U$, $dp_{Hq} : \mathfrak{R}^2 \rightarrow \mathfrak{R}^3$ é injetora. De fato, a matriz associada a dp_{Hq} nas bases canônicas de $\mathfrak{R}^2$ e $\mathfrak{R}^3$ é a matriz jacobiana dada por:

$$J(v_0, g_0) = \begin{pmatrix} \frac{\partial p_H^1}{\partial v}(v_0, g_0) & \frac{\partial p_H^1}{\partial g}(v_0, g_0) \\ \frac{\partial p_H^2}{\partial v}(v_0, g_0) & \frac{\partial p_H^2}{\partial g}(v_0, g_0) \\ \frac{\partial p_H^3}{\partial v}(v_0, g_0) & \frac{\partial p_H^3}{\partial g}(v_0, g_0) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ \frac{\partial p_H^3}{\partial v}(v_0, g_0) & \frac{\partial p_H^3}{\partial g}(v_0, g_0) \end{pmatrix}$$

Note que a matriz jacobiana $J(v_0, g_0)$ tem posto 2, pois o menor

$\begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} = 1$. Assim a diferencial $dp_{Hq} : \mathfrak{R}^2 \rightarrow \mathfrak{R}^3$ é injetora, para todo $q = (v_0, g_0) \in U$. Logo a

função $p_H : U \rightarrow \mathfrak{R}^3$ dada por $p_H(v, g) = (v, g, P_H(v, g))$ é uma superfície parametrizada regular.

(c.q.d.)

Definição 3: Seja $p_H : \bar{U} \rightarrow \mathfrak{R}^3$, onde $\bar{U} = \{(v, g) \in \mathfrak{R}^2 : v_1 \leq v \leq v_3, g_1 \leq g \leq g_3\}$, a extensão da função p_H sobre $\bar{U}$, o fecho do conjunto U . O subconjunto $p_H(\bar{U})$ de $\mathfrak{R}^3$ é denominado *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*. As referências à *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* como “superfície” devem considerar somente a porção da mesma como a restrição da função p_H ao subconjunto U . Vale ressaltar que, para o sistema híbrido em estudo, tem-se que:

$$U = \{(v, g) \in \mathfrak{R}^2 : 0 < v < 10,83, 73,98 < g < 1231\}$$

e

$$\bar{U} = \{(v, g) \in \mathfrak{R}^2 : 0 \leq v \leq 10,83, 73,98 \leq g \leq 1231\}$$

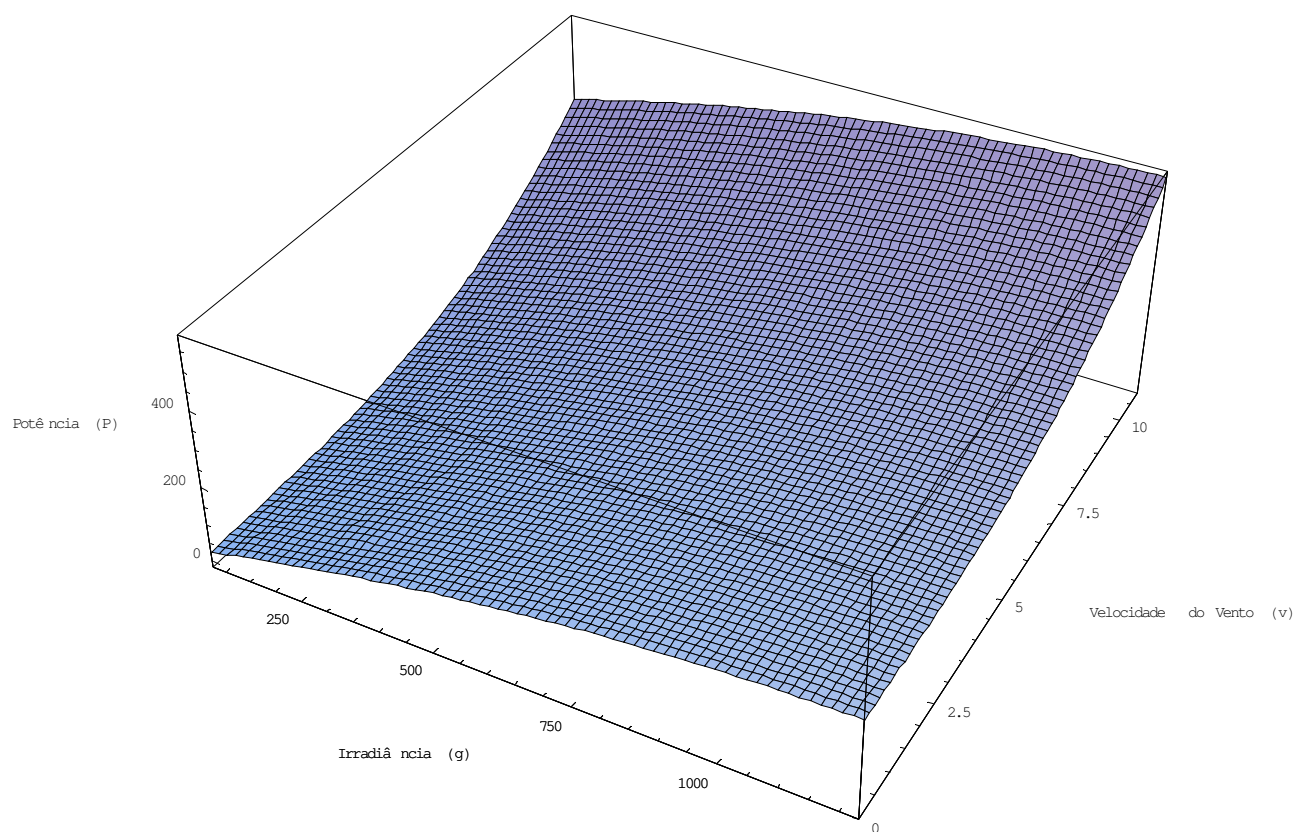


Figura 29. Esboço da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*.

As curvas de nível da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* constituem seu mapa de contorno dado por:

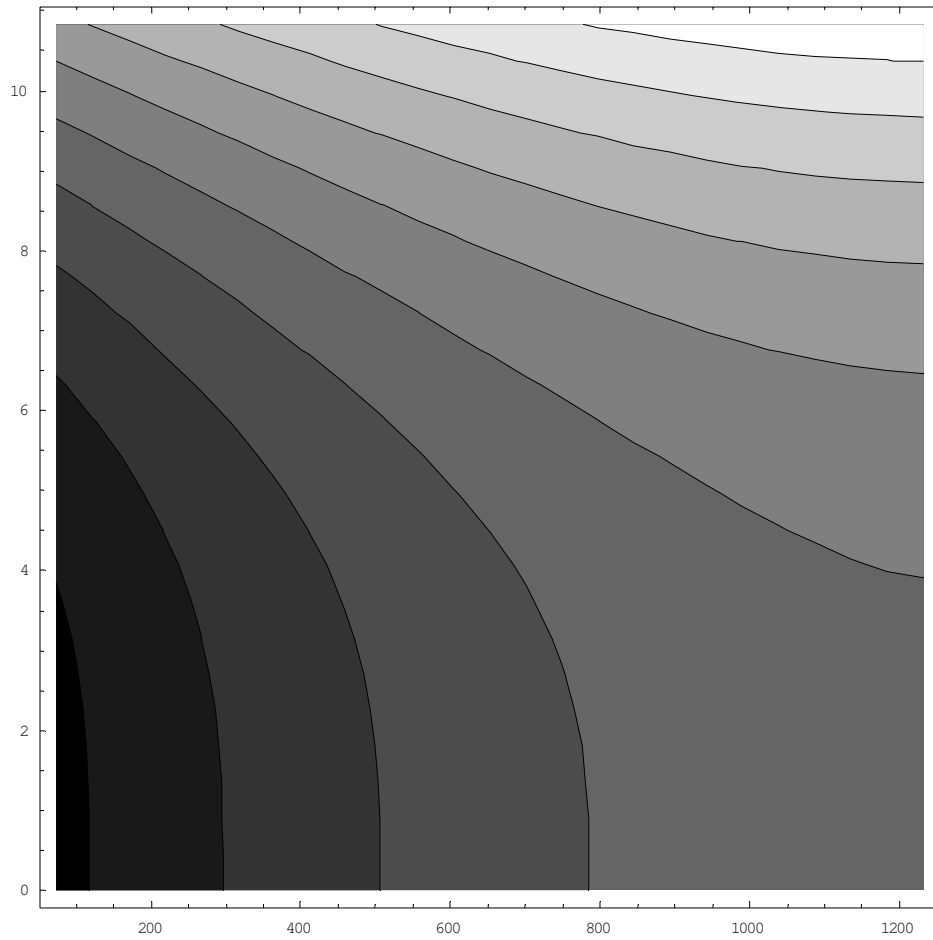


Figura 30. Mapa de contorno da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*.

As curvas da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* constituem o mapa de contorno da mesma, formada por ramos de funções transcendentais, decrescentes, assemelhando-se a uma cúbica, definidas pelo conjunto:

$$\left\{ (x, y) \in \mathbb{R}^2 : 0,261907014.v^3 + 216.g \cdot \left[\frac{(-4579.g + 12160540) + (-3.g - 505259) \ln\left(\frac{-747164.g + 6351485093}{29086.g + 253275093}\right)}{-747164.g + 6351485093} \right] = k, \right. \\ \left. 0 \leq v \leq 4,91, \ 73,98 \leq g \leq 659,12 \ e \ k \geq 0 \right\}$$

Nota-se também que os pontos contidos em qualquer linha presente no mapa de contorno possuem mesma potência. Desta forma, as regiões delimitadas por linhas possuem limites inferiores e superiores de potência, ou seja, pontos nestas regiões têm a característica de suas potências estarem em um intervalo pré-definido. Assim para um provável dimensionamento do sistema híbrido, tais curvas tornam-se extremamente úteis.

5.3.1 Volumes determinados pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*

Através da análise de dados medidos do sistema híbrido no período em estudo considerado, definem-se alguns volumes e regiões determinadas superiormente pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano nulo relativamente à potência e por algumas constantes obtidas por análises referidas anteriormente. Cada volume expressa e vêm a ser presentemente definido em virtude do ensejo de estabelecer maneiras de comparação entre as situações de operação (metereológicas) do sistema híbrido e suas características físico-construtivas.

Observa-se que qualquer elemento de volume da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* tem sua unidade no Sistema Internacional dada por $[m/s] [W/m^2] [W] = [W^2/ms]$ (vento $\times$ irradiância $\times$ potência).

O “*Volume Atual* (V_A)” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* para o sistema híbrido em estudo no período considerado é o volume do sólido limitado superiormente pela mesma superfície, inferiormente pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_2$, $v = v_1$ e $v = v_2$. Este volume é determinado por:

$$V_A = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg . \quad (55)$$

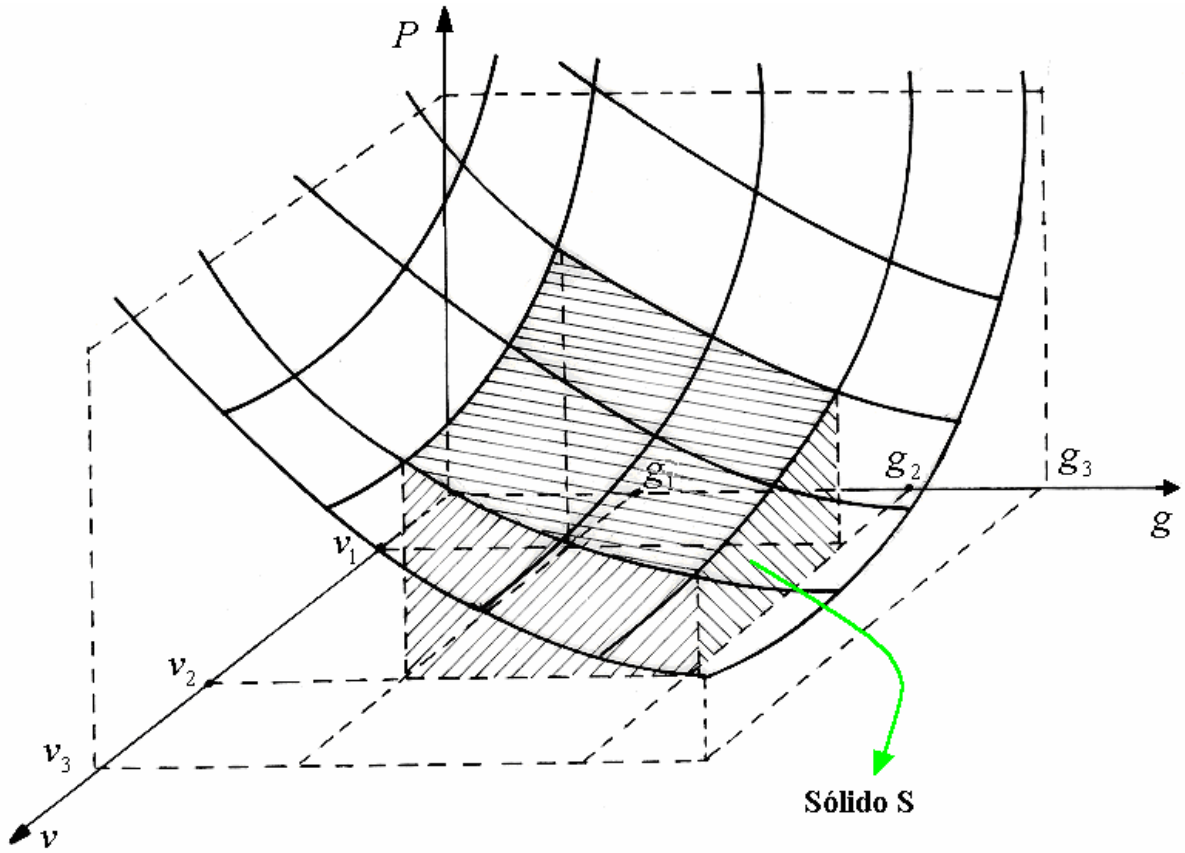


Figura 31. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_2$, $v = v_1$ e $v = v_2$ ($V(S) = V_A$).

O “Volume Atual Eólico (V_{AE})” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* para o sistema híbrido em estudo no período considerado é o volume do sólido limitado superiormente pela mesma superfície, inferiormente pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_2$, $v = v_1$ e $v = v_2$. Este volume é determinado por:

$$V_{AE} = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg . \quad (56)$$

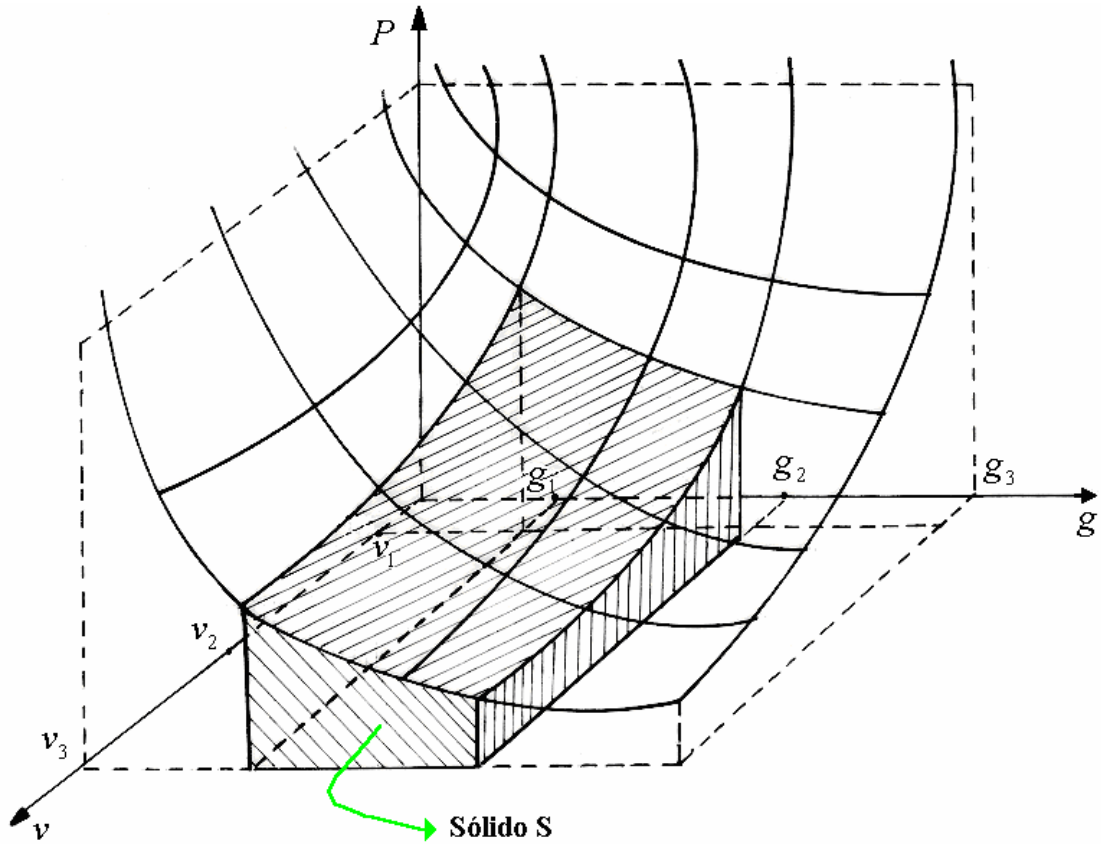


Figura 32. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_2$, $v = v_1$ e $v = v_2$ ($V(S) = V_{AE}$).

O “*Volume Atual Fotovoltaico* (V_{AF})” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* para o sistema híbrido em estudo no período considerado é o volume do sólido limitado superiormente pela mesma superfície, inferiormente pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_2$, $v = v_1$ e $v = v_2$. Este volume é determinado por:

$$V_{AF} = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg. \quad (57)$$

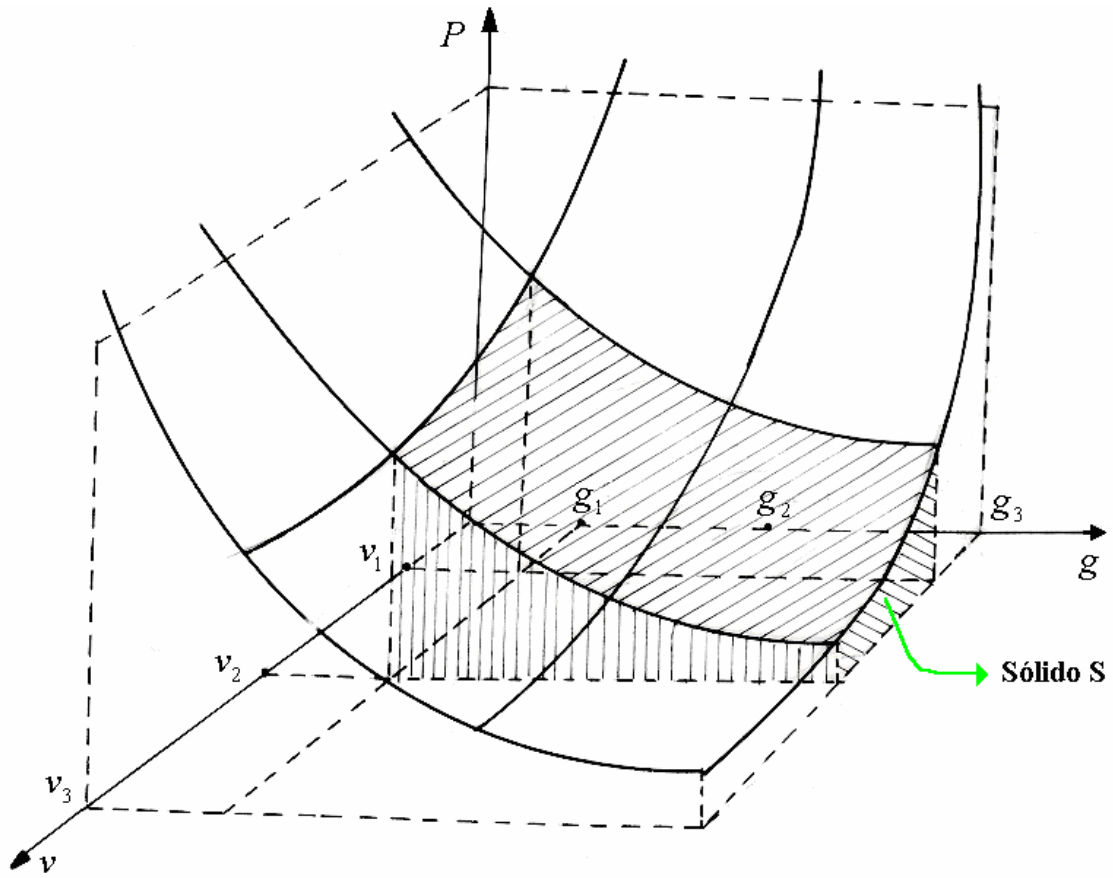


Figura 33. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_1$, $g = g_3$, $v = v_1$ e $v = v_2$ ($V(S) = V_{AF}$).

O “*Volume Eólico Fotovoltaico* (V_{EF})” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* para o sistema híbrido em estudo no período considerado é o volume do sólido limitado superiormente pela mesma superfície, inferiormente pelo plano $P = 0$ e lateralmente pelos planos $g = g_2$, $g = g_3$, $v = v_2$ e $v = v_3$. Este volume é determinado por:

$$V_{EF} = \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg . \quad (58)$$

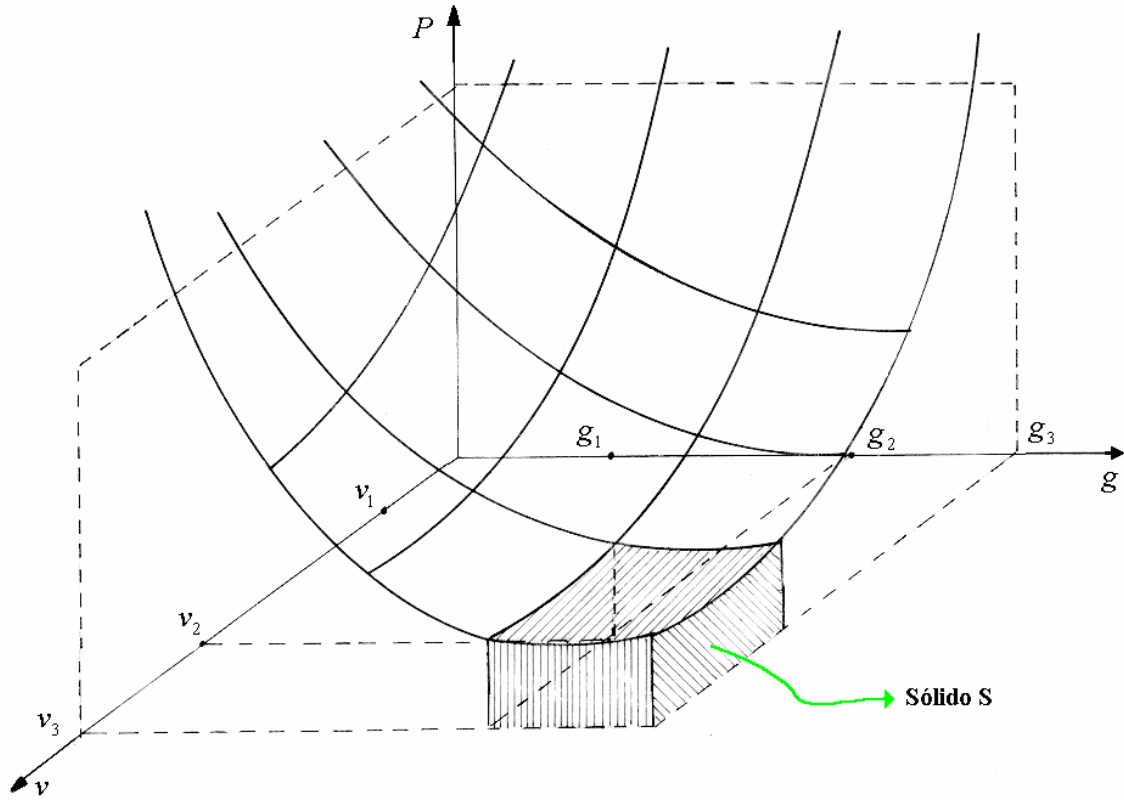


Figura 34. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P=0$ e lateralmente pelos planos $g=g_2, g=g_3, v=v_2$ e $v=v_3$ ($V(S)=V_{EF}$).

O “*Volume Total* (V_T)” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* para o sistema híbrido em estudo no período considerado é o volume do sólido limitado superiormente pela mesma superfície, inferiormente pelo plano $P=0$ e lateralmente pelos planos $g=g_1, g=g_3, v=v_1$ e $v=v_3$. Este volume é determinado por:

$$V_T = \int_{g_1}^{g_3} \int_{v_1}^{v_3} P_H(v, g) dv dg. \quad (59)$$

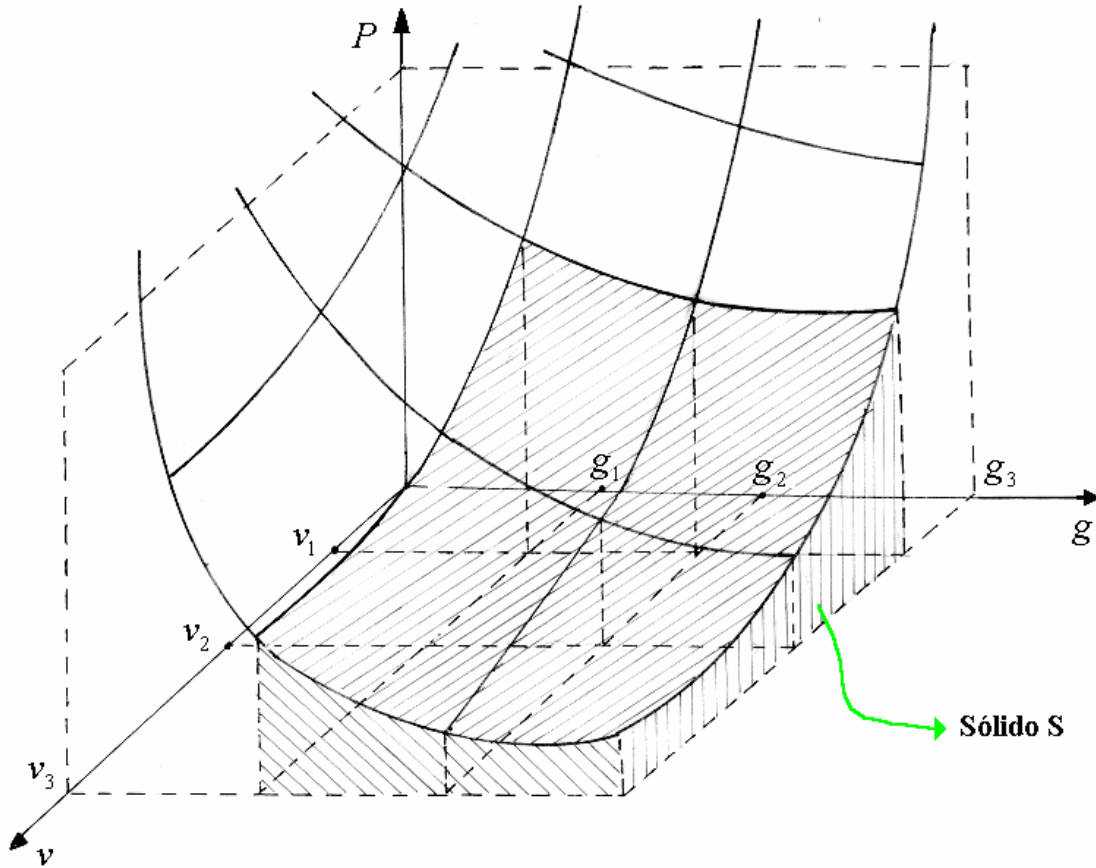


Figura 35. Sólido limitado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, pelo plano $P=0$ e lateralmente pelos planos $g=g_1$, $g=g_3$, $v=v_1$ e $v=v_3$ ($V(S)=V_T$).

Teorema 5: O Volume Total é a soma dos Volumes Atual Fotovoltaico, Atual Eólico e Eólico Fotovoltaico, menos o Volume Atual, ou seja,

$$V_T = V_{AF} + V_{AE} + V_{EF} - V_A. \quad (60)$$

Demonstração

Sejam

- $V_1 = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg$
- $V_2 = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg$
- $V_3 = \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg$
- $V_4 = \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg$

Assim, temos:

- $V_A = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg = V_1$
- $V_{AF} = \int_{g_1}^{g_3} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg + \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg = V_1 + V_3$
- $V_{AE} = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_3} P_H(v, g) dv dg = \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg + \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg = V_1 + V_2$
- $V_{EF} = \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg = V_4$

•

$$\begin{aligned}
 V_T &= \int_{g_1}^{g_3} \int_{v_1}^{v_3} P_H(v, g) dv dg \Rightarrow \\
 V_T &= \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg + \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg + \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg + \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg \Rightarrow \\
 V_T &= V_1 + V_2 + V_3 + V_4
 \end{aligned}$$

Desta forma,

$$V_{AF} + V_{AE} + V_{EF} - V_A = (V_1 + V_3) + (V_1 + V_2) + (V_4) - (V_1) = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 = V_T$$

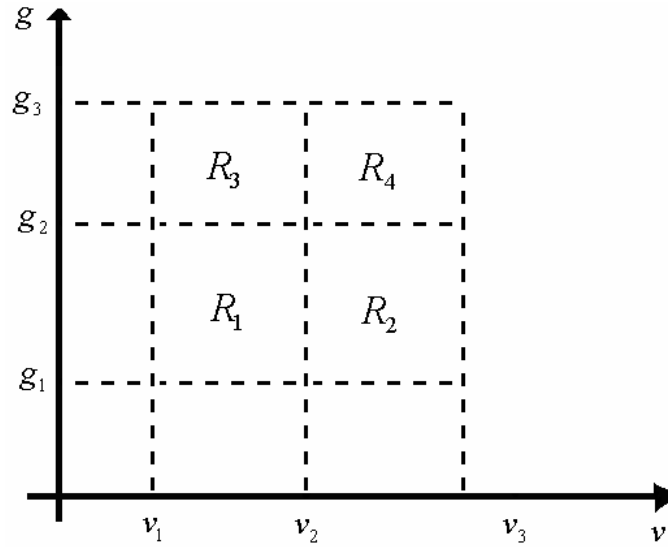


Figura 36. Regiões R_1 , R_2 , R_3 e R_4 relativamente ao cálculo dos volumes V_1 , V_2 , V_3 e V_4 respectivamente, no plano $v \times g$.

5.3.2 Situação do sistema híbrido relativamente aos volumes determinados pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*

O “Volume Atual (V_A)” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, para o sistema híbrido no período em estudo é o volume do sólido limitado superiormente pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, inferiormente pelo plano $P = 0$ W e lateralmente pelos planos $g = 73,98$ W/m², $g = 659,12$ W/m², $v = 0$ m/s e $v = 5,08$ m/s. Assim,

$$\begin{aligned}
V_A &= \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg \Rightarrow \\
V_A &= \int_{73,98}^{659,12} \int_0^{5,08} \left[0,261907014.v^3 + 216.g \cdot \frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln\left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621}\right)}{-747164.g + 6352370621} \right] dv dg \Rightarrow \\
V_A &= 359.344 \text{ W}^2/\text{ms}.
\end{aligned}$$

O “Volume Atual Eólico (V_{AE})” determinado pelo *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, para o sistema híbrido no período em estudo é o volume do sólido limitado superiormente pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, inferiormente pelo plano $P = 0 \text{ W}$ e lateralmente pelos planos $g = 73,98 \text{ W/m}^2$, $g = 659,12 \text{ W/m}^2$, $v = 0 \text{ m/s}$ e $v = 11,20 \text{ m/s}$. Assim,

$$\begin{aligned}
V_{AE} &= \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg \Rightarrow \\
V_{AE} &= \int_{73,98}^{659,12} \int_0^{11,20} \left[0,261907014.v^3 + 216.g \cdot \frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln\left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621}\right)}{-747164.g + 6352370621} \right] dv dg \Rightarrow \\
V_{AE} &= 1.338.864 \text{ W}^2/\text{ms}.
\end{aligned}$$

O “Volume Atual Fotovoltaico (V_{AF})” determinado pelo *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, para o sistema híbrido no período em estudo é o volume do sólido limitado superiormente pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, inferiormente pelo plano $P = 0 \text{ W}$ e lateralmente pelos planos $g = 73,98 \text{ W/m}^2$, $g = 1231 \text{ W/m}^2$, $v = 0 \text{ m/s}$ e $v = 5,08 \text{ m/s}$. Assim,

$$\begin{aligned}
V_{AF} &= \int_{g_1}^{g_2} \int_{v_1}^{v_2} P_H(v, g) dv dg \Rightarrow \\
V_{AF} &= \int_{73,98}^{1231} \int_0^{5,08} \left[0,261907014.v^3 + 216.g \cdot \frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln\left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621}\right)}{-747164.g + 6352370621} \right] dv dg \Rightarrow \\
V_{AF} &= 1.034.734 \text{ W}^2/\text{ms}.
\end{aligned}$$

O “*Volume Eólico Fotovoltaico* (V_{EF})” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, para o sistema híbrido no período em estudo é o volume do sólido limitado superiormente pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, inferiormente pelo plano $P = 0$ W e lateralmente pelos planos $g = 659,12$ W/m², $g = 1231$ W/m², $v = 5,08$ m/s e $v = 11,20$ m/s. Assim,

$$V_{EF} = \int_{g_2}^{g_3} \int_{v_2}^{v_3} P_H(v, g) dv dg \Rightarrow$$

$$V_{EF} = \int_{659,12}^{1231} \int_{5,08}^{11,20} \left[0,261907014 \cdot v^3 + 216 \cdot g \cdot \frac{(-4580 \cdot g + 12164209) + (-3 \cdot g - 505265) \ln\left(\frac{-747164 \cdot g + 6352370621}{29086 \cdot g + 253240621}\right)}{-747164 \cdot g + 6352370621} \right] dv dg \Rightarrow$$

$$V_{EF} = 1.347.880 \text{ W}^2/\text{ms}.$$

O “*Volume Total* (V_T)” determinado pela *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica*, para o sistema híbrido no período em estudo, é dado por (Teorema 5):

$$V_T = V_{AE} + V_{AF} + V_{EF} - V_A \Rightarrow V_T = 3.362.134 \text{ W}^2/\text{ms}.$$

Desta forma, tem-se que:

- $\frac{V_A}{V_{AE}} = \frac{359.344}{1.338.864} = 0,3473$. Como este quociente entre o volume atual (V_A) e o volume atual eólico (V_{AE}) foi igual a 0,3473, então no local em estudo atingiram-se apenas 34,73 % da **região onde a energia solar mantém-se em níveis normais de 73,98 W/m² a 659,12 W/m² e a energia eólica tem a variação mínima (0 m/s) até a máxima (5,08 m/s).**
- $\frac{V_A}{V_{AF}} = \frac{359.344}{1.034.734} = 0,2684$. Como este quociente entre o volume atual (V_A) e o volume atual fotovoltaico (V_{AF}) foi igual a 0,2684, então no local em estudo atingiram-se apenas 26,84 % da **região onde a energia eólica mantém-se em níveis normais de**

0 m/s a 5,08 m/s e a energia solar tem variação mínima (73,98 W/m²) até a máxima (1231 W/m²).

- $\frac{V_A}{V_T} = \frac{359.344}{3.362.134} = 0,1069$. Como este quociente entre o volume atual (V_A) e o volume total (V_T) foi igual a 0,1069, então no local em estudo atingiram-se apenas 10,69 % da região onde a energia eólica mantém-se nos níveis de 0 m/s a 11,20 m/s e a energia solar tem variação mínima (73,98 W/m²) até a máxima (1231 W/m²).

6 CONCLUSÕES

Na análise dos resultados obtidos sobre o sistema híbrido, tem-se as seguintes considerações a fazer:

- Foi obtida uma relação entre a potência máxima gerada pelo sistema solar fotovoltaico e alguns parâmetros característicos do gerador, dada por:

$$P_{MAX} = \frac{V_{OC}I_{SC} - R_s I_{SC}^2 - V_t I_{SC} \ln\left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t}\right)}{1 + \frac{V_t}{V_{OC}}}$$

- A resistência série (R_s) da célula fotovoltaica, valor característico de cada célula, foi encontrada sem a utilização dos fatores de forma (FF) e de forma ideal (FF_o), utilizando-se de formas diferenciais e seu valor é dado por $R_s = 0,022947865$.

- O presente trabalho mostra o cálculo da corrente e tensão do ponto de potência máxima de uma curva característica sem o auxílio dos fatores de forma, e são dados por:

$$V_{MAX} = V_{OC} - I_{SC}R_S - V_t \ln\left(1 + \frac{V_{OC}}{V_t}\right) \quad \text{e} \quad I_{MAX} = I_{SC}\left(\frac{V_{OC}}{V_t + V_{OC}}\right).$$

- Foi possível obter a potência solar fotovoltaica em função das variáveis temperatura ambiente e irradiância. Para a caracterização do sistema híbrido eólico fotovoltaico de tal forma a gerar um gráfico em $\Re^3$, a variável temperatura ambiente foi mantida constante e igual à temperatura ambiente média do período em estudo. Desta forma, chegou-se à relação composta pela potência solar e eólica representada pela função $P_H(v, g) = P_E(v) + P_S(g)$, onde:

$$P_E(v) = 0,261907014.v^3$$

e

$$P_S(g) = 216.g \cdot \left[\frac{(-4580.g + 12164209) + (-3.g - 505265) \ln\left(\frac{-747164.g + 6352370621}{29086.g + 253240621}\right)}{-747164.g + 6352370621} \right],$$

onde v representa a velocidade do vento e g representa a irradiância.

- Definiu-se a *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* em que se pode representar qualquer situação relativa à potência gerada pelo vento e pelo sol em qualquer região do planeta. Assim, pode-se afirmar que o modelo geométrico apresentado funciona e é confiável.

- Foi possível criar o mapa de contorno da *Superfície Híbrida Eólica Fotovoltaica* e assim indicar que suas regiões delimitadas por linhas possuem limites inferiores e superiores de potência, possibilitando desta forma um dimensionamento do sistema híbrido.

- Na região onde a irradiância mantém-se em níveis normais de $73,98 \text{ W/m}^2$ a $659,12 \text{ W/m}^2$ e a velocidade do vento tem a variação mínima (0 m/s) até a máxima ($5,08 \text{ m/s}$) é possível um aproveitamento de mais de $65,27 \%$ da capacidade de captação de energia oriunda apenas do gerador eólico.

- Na região onde a velocidade do vento mantém-se em níveis normais de 0 m/s a $5,08 \text{ m/s}$ e a irradiância tem variação mínima ($73,98 \text{ W/m}^2$) até a máxima (1231 W/m^2) é possível um aproveitamento de mais de $73,16 \%$ da capacidade de captação de energia oriunda apenas do gerador solar.

- Na região onde a velocidade do vento mantém-se nos níveis de 0 m/s a $11,20 \text{ m/s}$ e a irradiância tem variação mínima ($73,98 \text{ W/m}^2$) até a máxima (1231 W/m^2) é possível um aproveitamento de mais de $89,31 \%$ da capacidade de captação de energia oriunda do sistema híbrido eólico fotovoltaico.

- Com as relações obtidas entre os Volumes Atual, Atual Eólico, Atual Fotovoltaico e Total, e as porcentagens encontradas, o modelo geométrico apresentado constitui uma alternativa para a determinação da capacidade de captação de energia solar fotovoltaica, eólica ou do sistema híbrido;

- Em virtude de aproximações de constantes e fatores climáticos, as curvas que representam o modelo no plano das potências solar e eólica (Figuras 22 e 26) estabeleceram em geral limites superiores aos resultados obtidos experimentalmente.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASHARI, M., NAYAR, C.V. An optimal dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system. **Solar Energy**, v.1, n.66, 1999. p.1-9.

BAGUL, A. D. Sizing of a stand-alone hybrid wind-photovoltaic system using a three-event probability density approximation. **Solar Energy**, v4, n.56, 1996. p.323-35.

BARBOSA, C. F. O., PINHO, J. T., SILVA, E. J. P., GALHARDO, M. A. B., VALE, S. B., MARANHÃO, W. M. A. Situação da geração elétrica através de sistemas híbridos no estado do Pará e perspectivas frente à universalização da energia elétrica. In: AGRENER 2004 - ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5, 2004, Campinas. **Anais...**Campinas: NIPE/UNICAMP, CD-ROM, 2004. 10p.

BASTIANON, R. A. La energía del viento: pasado, presente y futuro cercano. **Petrotecnia**, n.4, 2003. p.74-80.

BELLARMINE, T. G. Wind energy for the 1990s and beyond. **Energy Conversion and Management**, v.12, n.37, 1996. p.1741-52.

BHATTI, T.S., AL-ADEMI, A.A.F., BANSAL, N.K. Load frequency control of isolated ind diesel hybrid power systems. **Energy Conversion and Management**. v.9, n.38, 1997. p.829-837.

BITTINGER, M. L. **Calculus**. Wesley: Reading Mass Addison, 1988. 529p.

BLUMAN, G. W. **Problem book for first year calculus**. New York: Springer Verlag, 1984. 384p.

BUCK, R. C. **Advanced calculus**. New York: McGraw-Hill, 1956. 423p.

CAMARGO, J.C., SILVA, E.P., APOLINÁRIO, F.R. Potencial fotovoltaico no uso rural para o estado de São Paulo. In: AGRENER 2000 - ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 3, 2000, Campinas. **Anais...** Campinas: NIPE/UNICAMP, 2000. 5p. CD-ROM.

CASTEDO, S., CORBUS, D., FLOWERS, L., HOLZ, R., LEW, D., MCALLISTER, A. Wind hybrid systems applications for rural electrification: the case study of Chile. In: 1996 EUWEC - European Union Wind Energy Conference, 1996, Goteborg. **Proceedings...** Bedford: H.S. Stephens & Associates, 1996. 4p.

CASTRO, R. M. G. **Energias renováveis e produção descentralizadas – introdução à energia eólica**. Portugal: IST, 2004. 82p.

CASTRO, R. M. G. **Introdução à energia fotovoltaica**. Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico - DEEC / Secção de Energia - Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Maio de 2007 (edição 2).

CHILDS, S.E., SHERWIN, R.W., REEVE, B. Dynamic modeling of the Kotzebue wind diesel grid. In: 1996 EUWEC - European Union Wind Energy Conference, 1996, Goteborg. **Proceedings...** Bedford: H.S. Stephens & Associates, 1996. 4p.

CHOI, S. S., LARKIN, R. Performance of an autonomous diesel-wind turbine power system. **Electric Power System Research**, n.33, 1995, p.87-99.

COURANT, R. **Cálculo diferencial e integral**. Rio de Janeiro: Globo, 1966. v.2, 685p.

CRESESB/CEPEL. **Sistemas Fotovoltaicos: Manual de Engenharia**. Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica. Versão 1.0, Brasil, 1995.

CUNHA, D.J. **Análise da Viabilidade Técnico-Econômica de um Sistema de Geração Híbrido Eólico-Diesel para a Ilha de Algodoal**. Belém, 1998, 94p. Dissertação (mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Pará.

DIEUDONNÉ, J. A. **Eléments d'analyse**. Paris: Gauthier-Villars, 1968. 359p.

ELHADIDY, M.A., SHAAHID, S.M. Parametric Study of Hybrid (wind + solar + diesel) Power Generating Systems. **Renewable Energy**, n.21, 2000. p.129-39.

FIORENTINO, J. de J. **Análise do Desempenho de um Conjunto de Módulos Fotovoltaicos Aplicados para Energização Rural**. Botucatu, 2004. 143p. Tese (doutorado em Agronomia). UNESP/FCA.

FRAIDENRAICH, N., LYRA, F. **Energia Solar - Fundamentos e Tecnologias de Conversão heliotermoelétrica e fotovoltaica**. Editora Universitária da UFPE, Recife/PE, 1995. 471 p.

GABRIEL, L. R. A. **Bi-equivalência de Aplicações Bi-estáveis**. São Carlos, 1979. 47p. Dissertação (mestrado em Matemática). USP/ICMC.

GABRIEL, L. R. A. **Análise da Racionalização do Uso de Energia Elétrica através de Hiperbolóides de Carga e Potência em Operações de Processamento de Arroz (*Oryza Sativa*, L.)**. Botucatu, 1994. 289p. Tese (doutorado em Energia na Agricultura). UNESP/FCT.

GABRIEL, L. R. A. **Análise do Faturamento do Consumo de Energia Elétrica e Demanda Através de Hiperbolóides de Carga e Potência em Operações de Refino de Óleo Vegetal.** Presidente Prudente, 1997. 312p. Tese (livre docência em Matemática). UNESP/FCT.

GABRIEL FILHO, L.R.A. **Comportamento Assintótico de Sistemas Lineares Discretos.** São Carlos, 2004. 65p. Dissertação (mestrado em Matemática). USP/ICMC.

GARCÍA, F. H. **Análise Experimental e Simulação de Sistemas Híbridos Eólico fotovoltaicos.** Porto Alegre, 2004. 185p. Tese (doutorado em Engenharia). UFRGS.

GILLET, P. **Calculus and analytic geometry.** Lexington: D. C. Heath, 1984. 915p.

GOLDSTEIN, L. J., LAY D. C., SCHNEIDER, D. I. **Calculus and its applications.** Englewood Cliffs: Prentice - Hall, 1977. 520p.

GREEN, M. A., EMERY, K., KING, D. L., IGARI, S., WARTA, W. Solar Cell Efficiency Tables (Version 16). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, n.8, 2000. p.377-84.

GUGGENHEIMER, H. **Differential geometry.** New York: Dover, 1977. 378p.

HANSEN, U. Technological options for power generation. **The Energy Journal**. v.2, n.19, 1998. p.63-87.

HERNÁNDEZ, A.P., OVIEDO, F.O. **Energías renovables: aproximación a su estudio.** Salamanca: Amarú, 1997. 2ª ed., 178 p.

JOHANSSON, T., KELLY, H., REDDY, A. K., WILLIAMS, R. H. **Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity.** Inglaterra: Earthscan, 1993. 1160p.

LEITHOLD, L. **O Cálculo com Geometria Analítica**. São Paulo: Harper & Row do Brasil, 1976. 289p.

LORENZO, E. **Eletricidade Solar: Ingenieria de los Sistemas Fotovoltaicos**. Espanha: Artes Gráficas Galas, 1994. 338p.

MACEDO, W. N. Estudo de Sistemas de Geração de Eletricidade Utilizando as Energias Solar Fotovoltaica e Eólica. Belém, 2002. 154p. Dissertação (mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Pará.

MANWELL, J.F., MCGOWAN, J.G. A combined probabilistic/time series model for wind diesel systems simulation. **Solar Energy**, n.53, v.6, 1994. p.481-90.

MUNEM, M. A., FOULIS, D.J. **Calculus with Analytic Geometry**. New York: Worth Publishers, 1978. v.2, 427p.

OLIVEIRA, S. H. F. **Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos: Ênfase na Eletrificação de Residências de Baixo Consumo**. São Paulo, 1997. 240p. Dissertação (mestrado em Energia). USP/PIPGE.

PRIEB, C. W. M. **Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos**. Porto Alegre, 2002. 112p. Dissertação (mestrado em Engenharia). UFRGS /PROMEC.

QUINLAN, P.J.A. Time series of modeling hybrid wind photovoltaic diesel power systems. **Master's degree thesis**, University of Wisconsin, Madison, EUA, 1996.

SILVEIRA, J. L. **Lógica Fuzzy Aplicada ao Controle de um Sistema Híbrido de Geração de Energia Elétrica: Eólica, Fotovoltaica e Biogás**. Guaratinguetá, 2002. 181p. Tese (doutorado em Engenharia Mecânica). UNESP/FEG.

SIQUEIRA, J. A. C. **Desempenho de um Sistema Híbrido Eólico fotovoltaico de Pequeno Porte Para Energização Rural**. Botucatu, 2005. 176p. Tese (doutorado em Agronomia). UNESP/FCA.

SPIVAK, M. **Calculus on manifolds**. Menlo Park: W. A. Benjamin, 1965. 146p.

STOKER, J. J. **Differential geometry**. New York: Wiley Intersciencia, 1969. 404p.

STONE, J. L. **Photovoltaics: Unlimited Electrical Energy From the Sun**, US Department of Energy - <http://www.eren.doe.gov/pv/onlineln.html>, 2007.

SWOKOWSKI, E. W. **Cálculo com geometria analítica**. São Paulo: McGraw Hill, 1983. 515p.

TENENBLAT, K. **Introdução à geometria diferencial**. Brasília: Universidade de Brasília, 1988. 278p.

TOLMASQUIM, M.T. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. CENERGIA. Rio de Janeiro, 2004, 523 p.

TOLMASQUIM, M.T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. CENERGIA. Rio de Janeiro, 2003. 439 p.

APÊNDICE

Tabela 12. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P1 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P1)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/09	20,55	416,53	2,71	2,80	5,77	129,28	129,17	135,05	134,94
16/09	18,89	365,44	3,04	3,14	8,14	116,73	115,58	124,87	123,72
17/09	16,24	155,11	3,28	3,39	10,22	54,07	52,88	64,30	63,10
18/09	19,27	371,06	4,36	4,51	24,01	118,03	117,11	142,04	141,12
19/09	21,02	484,68	2,81	2,91	6,43	145,99	146,26	152,42	152,69
20/09	23,99	543,46	2,85	2,95	6,71	156,92	160,02	163,63	166,73
21/09	24,74	542,24	3,19	3,30	9,40	155,94	159,75	165,35	169,15
22/09	26,18	537,38	2,73	2,82	5,89	153,54	158,64	159,43	164,54
23/09	23,99	514,80	3,13	3,24	8,88	150,49	153,43	159,37	162,31
24/09	25,43	512,27	2,85	2,95	6,71	148,63	152,83	155,34	159,54
25/09	24,80	507,61	3,44	3,56	11,79	148,13	151,74	159,92	163,53
26/09	25,51	502,98	3,46	3,58	12,00	146,45	150,64	158,45	162,64
27/09	26,34	512,48	3,25	3,36	9,95	147,87	152,88	157,82	162,83
28/09	26,78	515,60	3,38	3,50	11,19	148,18	153,61	159,37	164,80
29/09	21,16	152,26	3,53	3,65	12,74	51,83	51,95	64,57	64,70
30/09	16,09	470,97	4,60	4,76	28,20	146,68	142,92	174,88	171,12
01/10	15,72	126,80	3,78	3,91	15,65	44,73	43,63	60,37	59,28
02/10	17,33	102,20	0,00	0,00	0,00	36,05	35,45	36,05	35,45
03/10	15,94	88,58	3,29	3,40	10,32	31,59	30,86	41,91	41,18
04/10	19,10	524,49	3,04	3,14	8,14	157,13	155,68	165,27	163,82
05/10	19,46	546,78	3,57	3,69	13,18	161,94	160,77	175,13	173,95
06/10	15,80	498,61	3,71	3,84	14,79	153,84	149,60	168,63	164,40
07/10	14,81	623,99	3,83	3,96	16,28	183,76	177,37	200,04	193,65
08/10	16,87	626,62	4,53	4,69	26,93	182,07	177,91	209,01	204,84
09/10	21,86	569,40	3,22	3,33	9,67	164,65	165,80	174,32	175,47
10/10	22,76	273,93	3,51	3,63	12,53	88,64	89,62	101,17	102,14
11/10	20,48	273,07	3,18	3,29	9,32	89,46	89,36	98,78	98,68
12/10	20,83	275,76	3,22	3,33	9,67	90,09	90,15	99,76	99,83
13/10	21,40	338,05	4,10	4,24	19,97	107,62	108,03	127,58	128,00
14/10	21,22	292,11	3,52	3,64	12,64	94,67	94,94	107,31	107,57
Média	20,82	408,84	3,30	3,42	11,90	123,50	123,95	135,40	135,86
Mínimo	14,81	88,58	0,00	0,00	0,00	31,59	30,86	36,05	35,45
Máximo	26,78	626,62	4,60	4,76	28,20	183,76	177,91	209,01	204,84

Tabela 13. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P2 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P2)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/10	18,45	119,43	3,58	3,70	13,29	41,66	41,20	54,95	54,49
16/10	23,16	426,62	3,14	3,25	8,97	129,96	131,78	138,93	140,75
17/10	19,50	208,61	4,91	5,08	34,29	70,26	69,83	104,56	104,13
18/10	20,55	354,61	3,39	3,51	11,29	112,70	112,62	123,99	123,91
19/10	18,96	210,18	3,73	3,86	15,04	70,95	70,32	85,98	85,36
20/10	16,66	535,95	4,05	4,19	19,25	162,07	158,31	181,32	177,56
21/10	17,94	573,76	4,27	4,42	22,56	169,50	166,76	192,06	189,31
22/10	19,83	396,13	3,71	3,84	14,79	124,42	123,83	139,21	138,62
23/10	19,58	164,58	3,08	3,19	8,47	56,24	55,93	64,71	64,39
24/10	19,28	137,10	4,88	5,05	33,67	47,35	47,02	81,02	80,69
25/10	18,62	125,31	4,39	4,54	24,51	43,59	43,14	68,10	67,65
26/10	20,19	359,09	3,24	3,35	9,85	114,16	113,85	124,02	123,70
27/10	20,53	460,52	3,97	4,11	18,13	140,47	140,34	158,60	158,47
28/10	16,51	573,37	4,09	4,23	19,82	170,84	166,67	190,66	186,49
29/10	19,25	531,50	4,14	4,28	20,56	158,63	157,30	179,19	177,85
30/10	23,10	496,75	3,24	3,35	9,85	147,09	149,16	156,94	159,02
31/10	25,28	429,80	3,75	3,88	15,28	129,18	132,59	144,46	147,87
01/11	20,74	434,69	3,53	3,65	12,74	133,81	133,84	146,55	146,59
02/11	22,35	476,74	3,41	3,53	11,49	142,97	144,33	154,46	155,82
03/11	25,07	487,07	2,43	2,51	4,16	143,15	146,84	147,31	151,00
04/11	21,53	254,58	4,40	4,55	24,68	83,49	83,86	108,17	108,54
05/11	22,93	238,22	4,10	4,24	19,97	78,01	78,93	97,97	98,90
06/11	22,84	323,92	3,15	3,26	9,06	102,86	104,06	111,91	113,11
07/11	17,12	393,13	4,33	4,48	23,52	125,46	123,03	148,99	146,55
08/11	18,65	511,94	3,86	3,99	16,66	154,57	152,76	171,23	169,42
09/11	21,68	481,63	4,00	4,14	18,54	144,70	145,52	163,24	164,06
10/11	22,38	347,59	3,22	3,33	9,67	109,67	110,68	119,34	120,35
11/11	19,90	171,48	3,22	3,33	9,67	58,37	58,14	68,04	67,81
12/11	19,62	537,13	4,24	4,39	22,08	159,58	158,58	181,67	180,67
13/11	19,53	515,60	3,48	3,60	12,21	154,65	153,61	166,86	165,82
14/11	19,88	539,64	3,74	3,87	15,16	159,91	159,16	175,07	174,31
Média	20,38	381,18	3,76	3,89	16,43	117,43	117,23	133,86	133,65
Mínimo	16,51	119,43	2,43	2,51	4,16	41,66	41,20	54,95	54,49
Máximo	25,28	573,76	4,91	5,08	34,29	170,84	166,76	192,06	189,31

Tabela 14. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P3 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P3)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/11	19,66	272,39	3,28	3,39	10,22	89,65	89,16	99,87	99,38
16/11	19,12	108,89	0,00	0,00	0,00	37,99	37,69	37,99	37,69
17/11	20,64	208,88	1,90	1,97	1,99	69,94	69,92	71,92	71,90
18/11	20,45	243,90	3,24	3,35	9,85	80,75	80,65	90,60	90,50
19/11	20,91	319,80	3,12	3,23	8,80	102,77	102,89	111,57	111,69
20/11	19,69	463,12	3,42	3,54	11,59	141,79	140,99	153,38	152,57
21/11	18,46	495,73	3,63	3,75	13,86	150,84	148,92	164,70	162,78
22/11	19,27	512,35	3,76	3,89	15,40	154,12	152,85	169,52	168,25
23/11	21,67	489,64	3,76	3,89	15,40	146,63	147,46	162,03	162,86
24/11	23,98	473,05	3,22	3,33	9,67	140,74	143,43	150,41	153,10
25/11	25,95	450,48	3,00	3,10	7,82	133,74	137,84	141,56	145,66
26/11	26,57	417,88	2,60	2,69	5,09	125,28	129,52	130,37	134,62
27/11	25,33	414,52	3,45	3,57	11,90	125,33	128,65	137,23	140,55
28/11	21,25	286,52	4,20	4,34	21,47	93,03	93,31	114,50	114,78
29/11	20,50	413,15	3,38	3,50	11,19	128,43	128,30	139,62	139,48
30/11	20,05	510,75	3,44	3,56	11,79	153,05	152,48	164,84	164,27
01/12	20,59	521,74	3,48	3,60	12,21	155,14	155,04	167,35	167,25
02/12	20,79	431,43	3,65	3,77	14,09	132,94	133,01	147,03	147,10
03/12	20,00	304,36	3,18	3,29	9,32	98,84	98,48	108,16	107,80
04/12	24,08	423,76	3,33	3,44	10,70	128,56	131,04	139,26	141,74
05/12	23,50	414,72	2,92	3,02	7,21	126,69	128,70	133,91	135,92
06/12	24,37	360,08	3,91	4,04	17,32	111,83	114,12	129,15	131,44
07/12	23,12	378,75	4,83	5,00	32,65	117,60	119,19	150,24	151,83
08/12	22,38	313,44	2,97	3,07	7,59	100,16	101,08	107,75	108,67
09/12	20,47	219,06	3,90	4,03	17,19	73,15	73,07	90,33	90,25
10/12	19,87	322,05	3,12	3,23	8,80	103,99	103,53	112,79	112,33
11/12	19,08	480,29	3,33	3,44	10,70	146,54	145,20	157,24	155,89
12/12	19,27	417,71	3,32	3,43	10,60	130,51	129,48	141,11	140,08
13/12	21,35	463,74	2,82	2,92	6,50	140,61	141,14	147,11	147,64
14/12	22,93	528,98	3,22	3,33	9,67	154,67	156,72	164,34	166,39
Média	21,51	388,71	3,25	3,36	11,35	119,84	120,46	131,20	131,81
Mínimo	18,46	108,89	0,00	0,00	0,00	37,99	37,69	37,99	37,69
Máximo	26,57	528,98	4,83	5,00	32,65	155,14	156,72	169,52	168,25

Tabela 15. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P4 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P4)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/12	23,00	538,99	3,74	3,87	15,16	156,86	159,01	172,01	174,16
16/12	24,56	498,94	3,25	3,36	9,95	146,35	149,68	156,29	159,63
17/12	23,44	392,01	3,94	4,07	17,72	120,87	122,73	138,59	140,45
18/12	21,48	367,27	3,28	3,39	10,22	115,58	116,08	125,81	126,31
19/12	22,05	403,56	3,26	3,37	10,04	124,84	125,79	134,88	135,82
20/12	22,78	470,48	3,76	3,89	15,40	141,10	142,80	156,50	158,20
21/12	18,11	170,58	3,53	3,65	12,74	58,61	57,85	71,35	70,59
22/12	16,29	259,73	4,73	4,89	30,66	87,38	85,40	118,04	116,06
23/12	17,12	208,79	3,55	3,67	12,96	71,18	69,89	84,14	82,85
24/12	20,78	397,92	3,12	3,23	8,80	124,24	124,30	133,04	133,10
25/12	22,85	474,58	3,31	3,42	10,51	142,03	143,80	152,54	154,31
26/12	19,58	180,83	4,15	4,29	20,71	61,46	61,11	82,17	81,82
27/12	21,37	360,98	3,02	3,12	7,98	113,94	114,37	121,92	122,35
28/12	23,06	499,79	3,20	3,31	9,49	147,83	149,89	157,33	159,38
29/12	24,12	526,29	3,14	3,25	8,97	152,98	156,10	161,95	165,07
30/12	25,39	532,93	3,19	3,30	9,40	153,29	157,62	162,69	167,03
31/12	24,87	501,10	3,82	3,95	16,15	146,57	150,20	162,72	166,35
01/01	24,73	467,13	3,09	3,20	8,55	138,71	141,98	147,26	150,52
02/01	23,60	527,81	3,10	3,21	8,63	153,79	156,45	162,43	165,08
03/01	21,37	301,94	2,82	2,92	6,50	97,43	97,78	103,93	104,28
04/01	19,69	172,73	2,75	2,84	6,03	58,83	58,53	64,86	64,56
05/01	21,28	275,14	2,61	2,70	5,15	89,69	89,97	94,84	95,12
06/01	22,11	233,84	0,00	0,00	0,00	77,02	77,59	77,02	77,59
07/01	24,21	402,06	2,74	2,83	5,96	122,95	125,39	128,91	131,35
08/01	23,64	417,00	2,85	2,95	6,71	127,17	129,30	133,87	136,00
09/01	23,86	367,59	0,00	0,00	0,00	114,16	116,17	114,16	116,17
10/01	24,33	438,23	2,59	2,68	5,03	131,99	134,74	137,02	139,78
11/01	22,25	210,38	3,17	3,28	9,23	69,81	70,38	79,04	79,61
12/01	22,13	390,10	3,13	3,24	8,88	121,26	122,23	130,14	131,11
13/01	22,58	507,78	3,32	3,43	10,60	150,12	151,78	160,72	162,38
14/01	23,44	528,90	3,51	3,63	12,53	154,18	156,70	166,71	169,23
Média	22,26	387,92	3,09	3,19	10,34	118,46	119,86	128,80	130,20
Mínimo	16,29	170,58	0,00	0,00	0,00	58,61	57,85	64,86	64,56
Máximo	25,39	538,99	4,73	4,89	30,66	156,86	159,01	172,01	174,16

Tabela 16. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P5 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P5)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/01	25,59	451,59	2,74	2,83	5,96	134,29	138,11	140,25	144,07
16/01	23,03	332,08	3,29	3,40	10,32	105,01	106,36	115,33	116,67
17/01	20,78	287,36	3,57	3,69	13,18	93,51	93,56	106,69	106,74
18/01	21,68	199,12	3,21	3,32	9,58	66,53	66,87	76,12	76,46
19/01	21,53	197,52	3,05	3,15	8,22	66,09	66,37	74,31	74,59
20/01	20,85	112,67	2,43	2,51	4,16	38,92	38,95	43,08	43,11
21/01	22,26	261,57	2,91	3,01	7,14	85,24	85,95	92,38	93,09
22/01	21,71	239,26	3,55	3,67	12,96	78,82	79,24	91,78	92,20
23/01	23,40	303,19	3,59	3,71	13,41	96,72	98,14	110,13	111,55
24/01	24,59	405,75	2,60	2,69	5,09	123,63	126,36	128,72	131,45
25/01	22,18	204,40	3,20	3,31	9,49	68,00	68,52	77,49	78,02
26/01	18,16	303,63	4,59	4,75	28,02	99,60	98,27	127,62	126,29
27/01	16,96	117,82	4,04	4,18	19,10	41,43	40,66	60,53	59,77
28/01	18,45	136,68	3,25	3,36	9,95	47,41	46,88	57,36	56,83
29/01	20,08	138,46	2,85	2,95	6,71	47,61	47,46	54,32	54,17
30/01	21,67	353,23	3,04	3,14	8,14	111,64	112,24	119,78	120,38
31/01	22,68	529,83	3,29	3,40	10,32	155,09	156,91	165,40	167,23
01/02	21,66	409,75	3,86	3,99	16,66	126,73	127,41	143,39	144,07
02/02	21,06	270,47	2,97	3,07	7,59	88,42	88,59	96,01	96,18
03/02	21,99	371,80	3,03	3,13	8,06	116,48	117,31	124,54	125,37
04/02	21,99	430,02	3,39	3,51	11,29	131,69	132,65	142,97	143,94
05/02	21,11	483,51	3,53	3,65	12,74	145,63	145,98	158,37	158,72
06/02	20,19	440,56	3,66	3,79	14,20	135,72	135,34	149,92	149,54
07/02	20,08	568,16	3,92	4,05	17,45	166,14	165,53	183,59	182,98
08/02	20,32	537,35	3,57	3,69	13,18	158,98	158,63	172,17	171,82
09/02	20,94	511,15	3,27	3,38	10,13	152,35	152,57	162,48	162,70
10/02	23,16	511,22	3,00	3,10	7,82	150,41	152,59	158,23	160,41
11/02	24,94	467,68	2,43	2,51	4,16	138,67	142,11	142,83	146,27
12/02	23,71	529,08	3,36	3,47	10,99	153,98	156,74	164,97	167,73
13/02	21,98	353,75	3,07	3,18	8,38	111,60	112,38	119,98	120,77
14/02	22,24	412,23	3,06	3,16	8,30	126,95	128,06	135,25	136,36
Média	21,64	350,67	3,27	3,38	10,73	108,49	109,25	119,23	119,98
Mínimo	16,96	112,67	2,43	2,51	4,16	38,92	38,95	43,08	43,11
Máximo	25,59	568,16	4,59	4,75	28,02	166,14	165,53	183,59	182,98

Tabela 17. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P6 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P6)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/02	21,90	495,63	3,10	3,21	8,63	147,86	148,89	156,49	157,52
16/02	22,25	476,89	3,54	3,66	12,85	143,09	144,37	155,94	157,22
17/02	25,02	524,14	3,25	3,36	9,95	151,67	155,60	161,62	165,55
18/02	25,68	520,63	3,06	3,16	8,30	150,29	154,79	158,59	163,09
19/02	23,41	430,00	3,51	3,63	12,53	130,63	132,65	143,16	145,17
20/02	23,52	473,51	3,29	3,40	10,32	141,22	143,54	151,54	153,86
21/02	22,88	586,29	3,25	3,36	9,95	167,24	169,47	177,19	179,41
22/02	24,52	557,24	3,02	3,12	7,98	159,42	163,11	167,40	171,09
23/02	27,49	522,00	2,09	2,16	2,64	148,96	155,10	151,61	157,75
24/02	25,17	406,46	3,44	3,56	11,79	123,40	126,55	135,19	138,34
25/02	24,80	328,54	4,78	4,94	31,64	103,03	105,36	134,67	137,00
26/02	22,83	296,42	2,19	2,26	3,04	95,09	96,19	98,14	99,23
27/02	21,39	229,30	3,97	4,11	18,13	75,93	76,21	94,06	94,34
28/02	23,68	515,20	2,80	2,90	6,36	150,85	153,52	157,21	159,88
01/03	23,30	559,49	3,42	3,54	11,59	161,09	163,62	172,68	175,20
02/03	20,56	460,23	3,75	3,88	15,28	140,38	140,27	155,66	155,55
03/03	19,29	366,78	3,78	3,91	15,65	116,84	115,95	132,49	131,60
04/03	20,06	445,70	3,46	3,58	12,00	137,13	136,63	149,13	148,64
05/03	20,24	536,87	3,29	3,40	10,32	158,95	158,52	169,27	168,84
06/03	21,11	515,79	3,41	3,53	11,49	153,29	153,66	164,78	165,15
07/03	22,99	564,62	3,41	3,53	11,49	162,50	164,75	173,99	176,24
08/03	24,92	545,35	3,26	3,37	10,04	156,46	160,45	166,50	170,49
09/03	26,18	456,09	2,98	3,08	7,67	134,91	139,24	142,58	146,91
10/03	25,75	549,74	3,13	3,24	8,88	156,63	161,44	165,51	170,32
11/03	26,99	468,71	2,71	2,80	5,77	137,26	142,36	143,03	148,13
12/03	23,61	166,24	2,97	3,07	7,59	55,62	56,46	63,21	64,05
13/03	25,64	500,10	3,48	3,60	12,21	145,67	149,96	157,88	162,17
14/03	22,96	322,46	2,53	2,62	4,69	102,38	103,64	107,07	108,34
Média	23,50	457,87	3,25	3,36	10,67	135,99	138,30	146,66	148,97
Mínimo	19,29	166,24	2,09	2,16	2,64	55,62	56,46	63,21	64,05
Máximo	27,49	586,29	4,78	4,94	31,64	167,24	169,47	177,19	179,41

Tabela 18. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P7 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P7)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/03	21,48	167,32	4,30	4,45	23,04	56,58	56,80	79,61	79,84
16/03	20,83	195,09	0,00	0,00	0,00	65,56	65,61	65,56	65,61
17/03	21,72	278,03	3,31	3,42	10,51	90,33	90,82	100,83	101,33
18/03	23,46	437,03	2,98	3,08	7,67	132,35	134,44	140,02	142,11
19/03	23,36	417,93	2,84	2,94	6,64	127,61	129,54	134,25	136,17
20/03	22,43	475,89	2,91	3,01	7,14	142,69	144,12	149,83	151,26
21/03	21,59	227,13	2,44	2,52	4,21	75,19	75,55	79,40	79,75
22/03	21,77	227,60	2,38	2,46	3,91	75,26	75,69	79,17	79,60
23/03	22,76	352,62	3,59	3,71	13,41	110,81	112,07	124,22	125,48
24/03	20,93	170,79	3,15	3,26	9,06	57,84	57,92	66,90	66,97
25/03	20,82	470,86	3,32	3,43	10,60	142,79	142,89	153,39	153,50
26/03	20,21	609,58	3,48	3,60	12,21	174,91	174,39	187,12	186,60
27/03	20,93	515,43	3,27	3,38	10,13	153,36	153,57	163,49	163,70
28/03	21,81	554,48	3,47	3,59	12,11	161,43	162,50	173,53	174,60
29/03	22,94	560,75	3,39	3,51	11,29	161,71	163,89	173,00	175,18
30/03	23,99	469,77	3,05	3,15	8,22	139,95	142,63	148,17	150,85
31/03	23,62	573,03	3,03	3,13	8,06	163,69	166,60	171,75	174,66
01/04	24,22	514,65	3,10	3,21	8,63	150,25	153,39	158,88	162,02
02/04	25,37	470,76	2,52	2,61	4,64	139,06	142,87	143,70	147,51
03/04	25,63	510,55	3,64	3,76	13,97	148,07	152,43	162,04	166,40
04/04	22,50	387,31	3,30	3,41	10,41	120,27	121,48	130,69	131,89
05/04	21,61	476,19	3,50	3,62	12,42	143,45	144,20	155,87	156,62
06/04	24,04	594,67	3,58	3,70	13,29	167,81	171,26	181,10	184,55
07/04	25,10	541,14	2,90	3,00	7,07	155,37	159,50	162,44	166,56
08/04	25,47	521,61	3,42	3,54	11,59	150,70	155,01	162,29	166,60
09/04	24,00	599,29	3,14	3,25	8,97	168,80	172,24	177,77	181,21
10/04	24,21	561,33	3,50	3,62	12,42	160,60	164,02	173,02	176,45
11/04	25,01	584,58	2,38	2,46	3,91	164,72	169,10	168,63	173,01
12/04	25,03	618,94	0,00	0,00	0,00	171,67	176,33	171,67	176,33
13/04	24,32	608,05	3,42	3,54	11,59	170,25	174,08	181,84	185,66
14/04	23,90	601,77	3,30	3,41	10,41	169,42	172,76	179,83	183,17
Média	23,07	461,10	2,99	3,09	9,27	135,89	137,99	145,16	147,26
Mínimo	20,21	167,32	0,00	0,00	0,00	56,58	56,80	65,56	65,61
Máximo	25,63	618,94	4,30	4,45	23,04	174,91	176,33	187,12	186,60

Tabela 19. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P8 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P8)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/04	25,23	599,75	0,00	0,00	0,00	167,61	172,33	167,61	172,33
16/04	24,39	459,60	3,37	3,49	11,09	137,17	140,11	148,26	151,20
17/04	22,69	589,41	3,44	3,56	11,79	168,10	170,14	179,89	181,93
18/04	21,52	466,45	3,37	3,49	11,09	141,14	141,81	152,23	152,90
19/04	22,06	556,31	0,00	0,00	0,00	161,59	162,91	161,59	162,91
20/04	22,87	574,42	3,67	3,80	14,32	164,73	166,90	179,05	181,22
21/04	21,19	586,88	3,02	3,12	7,98	169,09	169,59	177,07	177,57
22/04	20,79	594,96	3,05	3,15	8,22	171,22	171,32	179,44	179,54
23/04	19,92	467,00	3,53	3,65	12,74	142,57	141,94	155,31	154,69
24/04	21,39	589,73	3,21	3,32	9,58	169,49	170,20	179,07	179,79
25/04	20,57	171,77	3,53	3,65	12,74	58,26	58,23	71,01	70,97
26/04	16,09	227,22	3,58	3,70	13,29	77,38	75,57	90,68	88,87
27/04	16,72	455,43	3,76	3,89	15,40	142,21	139,07	157,62	154,48
28/04	15,14	87,81	3,15	3,26	9,06	31,45	30,60	40,50	39,66
29/04	18,21	458,81	3,08	3,19	8,47	141,90	139,92	150,36	148,38
30/04	17,18	618,80	3,04	3,14	8,14	180,09	176,30	188,23	184,44
01/05	16,35	553,58	3,32	3,43	10,60	166,48	162,30	177,08	172,90
02/05	16,70	500,11	3,36	3,47	10,99	153,43	149,96	164,42	160,95
03/05	17,21	659,12	3,65	3,77	14,09	188,38	184,38	202,47	198,47
04/05	18,31	653,74	3,37	3,49	11,09	186,04	183,33	197,12	194,42
05/05	19,20	637,01	3,27	3,38	10,13	181,67	180,01	191,80	190,14
06/05	19,53	555,83	0,00	0,00	0,00	163,93	162,80	163,93	162,80
07/05	20,29	550,59	0,00	0,00	0,00	162,02	161,63	162,02	161,63
08/05	20,26	569,99	3,22	3,33	9,67	166,36	165,93	176,03	175,60
09/05	19,81	309,63	3,27	3,38	10,13	100,46	99,99	110,59	110,12
10/05	20,72	463,12	0,00	0,00	0,00	140,97	140,99	140,97	140,99
11/05	21,39	605,90	0,00	0,00	0,00	172,89	173,63	172,89	173,63
12/05	22,15	603,61	2,67	2,76	5,51	171,62	173,15	177,14	178,66
13/05	22,62	520,65	2,69	2,78	5,64	153,05	154,79	158,69	160,43
14/05	22,42	612,21	2,63	2,72	5,27	173,10	174,94	178,37	180,21
Média	20,10	509,98	2,61	2,70	8,23	150,15	149,83	158,38	158,06
Mínimo	15,14	87,81	0,00	0,00	0,00	31,45	30,60	40,50	39,66
Máximo	25,23	659,12	3,76	3,89	15,40	188,38	184,38	202,47	198,47

Tabela 20. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P9 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P9)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/05	22,19	542,92	0,00	0,00	0,00	158,49	159,90	158,49	159,90
16/05	22,62	536,03	2,65	2,74	5,39	156,54	158,33	161,93	163,72
17/05	23,71	435,47	3,06	3,16	8,30	131,77	134,04	140,07	142,34
18/05	23,73	528,56	2,43	2,51	4,16	153,84	156,62	158,00	160,78
19/05	24,45	532,35	2,21	2,29	3,13	154,03	157,49	157,15	160,62
20/05	23,80	463,04	0,00	0,00	0,00	138,48	140,97	138,48	140,97
21/05	20,61	151,89	4,29	4,44	22,87	51,86	51,83	74,73	74,71
22/05	15,39	73,98	3,05	3,15	8,22	26,58	25,90	34,80	34,12
23/05	17,24	392,50	3,08	3,19	8,47	125,21	122,86	133,68	131,33
24/05	18,63	108,26	3,96	4,10	17,99	37,87	37,48	55,86	55,47
25/05	17,75	142,86	4,25	4,40	22,24	49,63	48,90	71,87	71,14
26/05	16,56	631,29	3,29	3,40	10,32	183,39	178,85	193,71	189,17
27/05	16,68	627,64	3,20	3,31	9,49	182,49	178,11	191,99	187,61
28/05	18,11	640,37	3,18	3,29	9,32	183,56	180,68	192,87	190,00
29/05	18,52	626,18	0,00	0,00	0,00	180,19	177,82	180,19	177,82
30/05	18,86	245,20	3,42	3,54	11,59	81,82	81,04	93,41	92,63
31/05	20,25	531,70	3,05	3,15	8,22	157,75	157,34	165,97	165,56
01/06	19,08	295,33	3,40	3,52	11,39	96,70	95,87	108,08	107,26
02/06	20,39	489,48	3,47	3,59	12,11	147,68	147,42	159,79	159,52
03/06	20,96	604,28	0,00	0,00	0,00	173,01	173,29	173,01	173,29
04/06	20,59	600,48	3,33	3,44	10,70	172,60	172,49	183,30	183,19
05/06	20,10	601,16	3,07	3,18	8,38	173,25	172,63	181,63	181,01
06/06	19,54	609,66	3,23	3,34	9,76	175,64	174,41	185,40	184,17
07/06	18,81	604,49	3,24	3,35	9,85	175,32	173,33	185,17	183,18
08/06	19,58	531,86	2,78	2,88	6,22	158,41	157,38	164,63	163,60
09/06	20,42	589,60	0,00	0,00	0,00	170,46	170,18	170,46	170,18
10/06	19,63	487,48	3,75	3,88	15,28	147,84	146,94	163,12	162,22
11/06	19,92	581,75	0,00	0,00	0,00	169,27	168,49	169,27	168,49
12/06	19,94	582,00	0,00	0,00	0,00	169,31	168,54	169,31	168,54
13/06	20,13	549,17	2,63	2,72	5,27	161,84	161,31	167,12	166,58
14/06	20,75	550,28	0,00	0,00	0,00	161,51	161,56	161,51	161,56
Média	19,97	480,23	2,39	2,47	7,70	142,14	141,68	149,84	149,38
Mínimo	15,39	73,98	0,00	0,00	0,00	26,58	25,90	34,80	34,12
Máximo	24,45	640,37	4,29	4,44	22,87	183,56	180,68	193,71	190,00

Tabela 21. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P10 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P10)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/06	20,58	549,13	3,04	3,14	8,14	161,41	161,30	169,55	169,44
16/06	19,85	552,27	0,00	0,00	0,00	162,81	162,01	162,81	162,01
17/06	20,97	559,47	0,00	0,00	0,00	163,34	163,61	163,34	163,61
18/06	17,89	224,40	4,72	4,88	30,47	75,80	74,71	106,26	105,17
19/06	17,76	258,40	0,00	0,00	0,00	86,32	85,00	86,32	85,00
20/06	16,81	145,57	3,25	3,36	9,95	50,76	49,78	60,71	59,73
21/06	14,08	197,88	3,88	4,01	16,92	68,75	66,48	85,68	83,41
22/06	15,26	479,76	3,82	3,95	16,15	149,59	145,07	165,74	161,22
23/06	16,36	612,73	3,53	3,65	12,74	179,67	175,05	192,41	187,79
24/06	16,82	426,97	2,84	2,94	6,64	134,74	131,87	141,37	138,51
25/06	16,79	535,53	3,30	3,41	10,41	161,85	158,22	172,27	168,63
26/06	17,04	590,04	0,00	0,00	0,00	174,02	170,27	174,02	170,27
27/06	17,59	467,10	0,00	0,00	0,00	144,48	141,97	144,48	141,97
28/06	17,83	125,01	0,00	0,00	0,00	43,66	43,04	43,66	43,04
29/06	19,44	402,29	1,41	1,46	0,81	126,33	125,45	127,14	126,27
30/06	21,44	529,44	2,82	2,92	6,50	156,14	156,82	162,63	163,32
01/07	19,41	612,52	3,04	3,14	8,14	176,37	175,01	184,51	183,15
02/07	20,68	589,43	2,32	2,40	3,62	170,16	170,14	173,78	173,76
03/07	21,00	589,92	2,43	2,51	4,16	169,93	170,25	174,09	174,40
04/07	21,19	573,99	3,64	3,76	13,97	166,31	166,81	180,29	180,78
05/07	17,91	176,91	3,22	3,33	9,67	60,72	59,87	70,39	69,54
06/07	15,57	375,77	3,43	3,55	11,69	121,72	118,39	133,41	130,08
07/07	11,88	545,03	4,05	4,19	19,25	168,73	160,38	187,97	179,62
08/07	13,38	564,63	4,48	4,63	26,05	171,94	164,75	197,99	190,80
09/07	13,86	646,99	3,96	4,10	17,99	189,70	182,00	207,69	199,99
10/07	14,56	478,09	3,03	3,13	8,06	149,76	144,66	157,82	152,72
11/07	16,93	500,58	3,46	3,58	12,00	153,34	150,07	165,34	162,07
12/07	17,92	617,34	2,68	2,77	5,58	178,99	176,00	184,56	181,58
13/07	17,66	635,47	3,09	3,20	8,55	183,05	179,70	191,60	188,24
14/07	16,63	632,05	3,25	3,36	9,95	183,47	179,01	193,42	188,95
Média	17,50	473,16	2,62	2,71	9,25	142,79	140,26	152,04	149,50
Mínimo	11,88	125,01	0,00	0,00	0,00	43,66	43,04	43,66	43,04
Máximo	21,44	646,99	4,72	4,88	30,47	189,70	182,00	207,69	199,99

Tabela 22. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P11 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P11)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/07	17,14	610,34	3,46	3,58	12,00	178,33	174,55	190,33	186,55
16/07	19,94	582,79	2,61	2,70	5,15	169,48	168,71	174,63	173,87
17/07	16,93	275,27	4,54	4,70	27,11	91,80	90,01	118,92	117,12
18/07	12,39	163,97	2,82	2,92	6,50	58,09	55,73	64,59	62,23
19/07	12,50	391,36	3,08	3,19	8,47	128,13	122,56	136,60	131,03
20/07	13,77	463,78	3,75	3,88	15,28	146,72	141,15	162,00	156,43
21/07	16,51	482,39	3,80	3,93	15,90	149,21	145,71	165,11	161,60
22/07	20,62	499,33	2,84	2,94	6,64	149,84	149,78	156,48	156,41
23/07	21,11	391,38	3,22	3,33	9,67	122,29	122,57	131,96	132,24
24/07	17,00	178,19	3,07	3,18	8,38	61,41	60,27	69,80	68,66
25/07	15,51	627,92	4,14	4,28	20,56	183,84	178,17	204,40	198,73
26/07	13,69	626,17	2,71	2,80	5,77	185,45	177,81	191,21	183,58
27/07	13,25	309,15	3,14	3,25	8,97	103,85	99,85	112,82	108,82
28/07	18,04	589,89	3,14	3,25	8,97	172,96	170,24	181,93	179,21
29/07	20,60	554,17	2,87	2,97	6,85	162,52	162,43	169,37	169,28
30/07	21,09	626,92	2,77	2,86	6,16	177,54	177,97	183,70	184,12
31/07	20,54	615,79	2,89	2,99	6,99	175,85	175,68	182,85	182,68
01/08	20,12	613,18	2,70	2,79	5,70	175,75	175,14	181,45	180,85
02/08	20,04	622,03	2,24	2,32	3,26	177,68	176,97	180,93	180,22
03/08	19,83	616,30	3,01	3,11	7,90	176,71	175,79	184,61	183,69
04/08	20,23	632,20	0,00	0,00	0,00	179,55	179,04	179,55	179,04
05/08	20,69	613,12	0,00	0,00	0,00	175,13	175,13	175,13	175,13
06/08	20,55	600,78	2,47	2,55	4,37	172,70	172,55	177,07	176,92
07/08	20,23	604,57	3,27	3,38	10,13	173,84	173,35	183,97	183,48
08/08	17,36	511,16	3,68	3,81	14,44	155,53	152,57	169,97	167,01
09/08	15,38	330,69	4,74	4,90	30,85	109,01	105,97	139,87	136,82
10/08	13,50	491,73	2,37	2,45	3,86	154,11	147,96	157,96	151,82
11/08	15,73	463,84	0,00	0,00	0,00	145,16	141,16	145,16	141,16
12/08	16,57	626,14	2,98	3,08	7,67	182,30	177,81	189,97	185,47
13/08	17,24	626,19	2,55	2,64	4,80	181,58	177,82	186,38	182,62
14/08	19,11	617,17	2,14	2,21	2,84	177,67	175,97	180,51	178,81
Média	17,65	514,77	2,81	2,90	8,88	153,36	150,98	162,23	159,86
Mínimo	12,39	163,97	0,00	0,00	0,00	58,09	55,73	64,59	62,23
Máximo	21,11	632,20	4,74	4,90	30,85	185,45	179,04	204,40	198,73

Tabela 23. Médias diárias da irradiância solar, velocidade do vento e temperatura ambiente medidos no período P12 e determinações das potências solar, eólica e híbrida calculadas para valores variáveis da temperatura ambiente e para o valor médio de todos períodos estudados.

(P12)	Valores Medidos			Valores Calculados					
Dia / Mês	T_A (°C)	g (W/m ²)	v_M (m/s)	v_C (m/s)	P_E (W)	P_{S1} (W)	P_{S2} (W)	P_{H1} (W)	P_{H2} (W)
15/08	21,54	559,64	2,00	2,07	2,32	162,83	163,65	165,15	165,97
16/08	21,78	535,72	3,27	3,38	10,13	157,26	158,26	167,39	168,39
17/08	22,08	594,20	2,58	2,67	4,98	169,72	171,16	174,70	176,13
18/08	20,66	368,23	3,26	3,37	10,04	116,36	116,34	126,40	126,38
19/08	19,39	560,79	3,84	3,97	16,41	165,17	163,90	181,58	180,31
20/08	19,81	554,44	3,37	3,49	11,09	163,34	162,49	174,43	173,58
21/08	20,23	586,72	3,62	3,74	13,74	170,03	169,56	183,78	183,30
22/08	21,45	580,95	2,77	2,86	6,16	167,56	168,32	173,72	174,47
23/08	23,10	595,10	2,68	2,77	5,58	168,87	171,35	174,44	176,93
24/08	21,05	302,95	4,14	4,28	20,56	97,89	98,07	118,45	118,63
25/08	16,55	537,24	3,39	3,51	11,29	162,47	158,61	173,76	169,90
26/08	16,63	532,02	3,28	3,39	10,22	161,17	157,42	171,39	167,64
27/08	18,12	426,28	3,02	3,12	7,98	133,59	131,69	141,57	139,67
28/08	24,12	563,51	2,39	2,47	3,96	161,15	164,51	165,11	168,46
29/08	25,70	520,60	2,75	2,84	6,03	150,27	154,78	156,29	160,80
30/08	24,54	328,42	3,59	3,71	13,41	103,14	105,33	116,55	118,73
31/08	22,49	314,97	3,48	3,60	12,21	100,54	101,52	112,75	113,73
01/09	20,87	443,14	3,80	3,93	15,90	135,86	135,99	151,75	151,89
02/09	17,36	595,71	4,12	4,26	20,26	174,93	171,48	195,19	191,74
03/09	17,48	595,75	3,41	3,53	11,49	174,81	171,49	186,30	182,97
04/09	19,97	388,92	3,69	3,82	14,56	122,40	121,91	136,96	136,47
05/09	20,22	454,38	4,91	5,08	34,29	139,19	138,81	173,48	173,11
06/09	18,42	472,64	3,38	3,50	11,19	145,20	143,33	156,38	154,52
07/09	16,65	533,54	3,46	3,58	12,00	161,51	157,76	173,51	169,76
08/09	16,76	531,02	3,79	3,92	15,77	160,81	157,19	176,58	172,96
09/09	20,59	531,24	3,13	3,24	8,88	157,33	157,24	166,21	166,12
10/09	23,17	494,15	3,00	3,10	7,82	146,42	148,54	154,25	156,36
11/09	23,46	415,35	3,88	4,01	16,92	126,88	128,87	143,80	145,79
12/09	16,14	272,20	3,86	3,99	16,66	91,25	89,10	107,91	105,77
13/09	12,41	187,57	4,20	4,34	21,47	65,94	63,24	87,41	84,71
14/09	15,02	232,13	4,09	4,23	19,82	79,36	77,07	99,18	96,90
Média	19,93	471,27	3,42	3,54	12,68	141,72	141,26	154,40	153,94
Mínimo	12,41	187,57	2,00	2,07	2,32	65,94	63,24	87,41	84,71
Máximo	25,70	595,75	4,91	5,08	34,29	174,93	171,49	195,19	191,74