



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

NAYARA GOMES DE AGUIAR

LEVANTAMENTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO DO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

Campina Grande, Paraíba
Maio de 2016

NAYARA GOMES DE AGUIAR

LEVANTAMENTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO DO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Orientador:

Professor Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Maio de 2016

NAYARA GOMES DE AGUIAR

LEVANTAMENTO DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO DO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade
Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho ao meu avô, Milton Mariano de Aguiar (*in memoriam*), que me ensinou que o conhecimento é a maior riqueza que uma pessoa pode ter.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de fazer um agradecimento especial aos meus pais, Everaldo e Vera, que sempre estiveram presentes durante essa longa jornada, apoiando minhas escolhas e me encorajando a enfrentar com naturalidade todos os percalços que apareceram no meu caminho.

Agradeço aos meus irmãos, Everaldo Júnior e Iaryn, que me inspiram e são meu ombro amigo nos momentos de dificuldade, mostrando-se sempre como exemplos de dedicação, integridade, esforço e tranquilidade.

Aos voluntários e voluntárias do Ramo Estudantil IEEE UFCG e do IEEE Women in Engineering UFCG, com os quais descobri que é possível desenvolver habilidades de liderança, comunicação e trabalho em grupo, mesmo em uma rotina tão cansativa quanto esta que enfrentamos na graduação. Com eles também consegui formar uma rede de frIEEEnds, ao redor do Brasil e do mundo, com os quais aprendi a importância de devolver à sociedade todo o conhecimento que adquirimos ao longo de nossa formação.

Também agradeço aos meus avós, tios, primos e padrinhos, que comemoraram comigo as minhas vitórias e com os quais eu pude contar todas as vezes que precisei; aos meus amigos, que foram essenciais para que meus dias se tornassem mais leves e divertidos; e ao meu namorado, Matheus, por sempre estar por perto para me trazer bem-estar e equilíbrio.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica que contribuíram com o meu crescimento, dando lições não só técnicas, mas também de vida. Em especial, agradeço ao meu orientador, professor Maurício, por ter moldado meu conhecimento durante cinco proveitosos anos.

*“Never doubt that a small group of thoughtful committed citizens can change the world;
indeed, it’s the only thing that ever has.”*

Margaret Mead.

RESUMO

O levantamento do potencial fotovoltaico de uma região é de suma importância para avaliar a quantidade de energia elétrica que pode ser produzida no local de interesse. Dada a necessidade de difundir o uso da energia solar fotovoltaica, esse trabalho promove a análise dos fatores de influência na produção energética e, posteriormente, realiza uma estimativa do potencial de produção energética do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande (DEE-UFCG), local onde os estudos foram desenvolvidos. Os cálculos de estimativa são realizados a partir de equações matemáticas que modelam a disponibilidade de oferta de radiação solar incidente na superfície terrestre, baseando-se nas variações do dia do ano, hora do dia, latitude e posicionamento da superfície coletora. Cada variável utilizada no modelo matemático será definida e, a partir de gráficos e discussões, as influências causadas pelas principais delas serão abordadas. Para o levantamento do potencial de geração fotovoltaica no DEE-UFCG, foram abordados três estudos de caso: o primeiro com os painéis fixos e posicionados de modo a favorecer a produção nos meses de inverno; o segundo, também com coletores fixos, mas favorecendo a produção no verão; e o terceiro, adotando um sistema cujos painéis possuem seu posicionamento ajustado duas vezes ao ano, de modo a favorecer tanto o inverno quanto o verão. Adicionalmente, também são apresentados dados reais de irradiância, visando a promoção do conhecimento acerca das reais características da oferta de radiação solar.

Palavras-chave: Potencial Fotovoltaico. Radiação Solar. Estimativa de Disponibilidade de Radiação Solar.

ABSTRACT

The evaluation of a region's photovoltaic potential is extremely important for estimating the amount of electrical energy that can be produced at the site of interest. Given the need for disseminating the use of solar photovoltaic energy, this work promotes the analysis of factors that influence energy production, and further, performs an estimation of the energy production potential of the Electrical Engineering Department of the Federal University of Campina Grande (DEE-UFCG), where the studies were developed. These estimations are made through mathematical equations that model the incidence of solar radiation on the Earth's surface, which is based on the day of the year, the hour of the day, the latitude, and the position of the collecting surface. Each variable used in the model will be defined, and, through visualizations and discussions, the resulting effect caused by the most prominent of them will be highlighted. For the inspection of the photovoltaic generation potential of DEE-UFCG, three case studies were utilized: the first one has fixed collectors that are positioned to favor the production during the winter months; the second one also has fixed collectors, but favors summer production; and the third one, which adopts a system where collectors have their position adjusted twice a year, and favors both winter and summer. Additionally, real sets of irradiation data are presented, aiming to promote knowledge concerning the real characteristics of solar radiation incidence.

Keywords: Photovoltaic Potential. Solar Radiation. Solar Radiation Estimation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Ângulos de Localização Geográfica e Posicionamento Relativo Terra-Sol.....	3
Figura 2: Trajetória do movimento de translação da Terra (MASTERS, 2004).....	4
Figura 3: Representação Alternativa da Declinação Solar (MASTERS, 2004).....	5
Figura 4: Movimento Aparente do Sol – Latitudes 30°S (4a) e 50°N (4b).....	8
Figura 5: Movimento Aparente do Sol – Latitudes 15°N (5a), 0° (5b) e 10°S (5c)	9
Figura 6: Movimento Aparente do Sol – Latitude 90°N.....	10
Figura 7: Terra Sob Perspectiva Solar – 21 de junho	11
Figura 8: Terra Sob Perspectiva Solar – 21 de março	12
Figura 9: Terra Sob Perspectiva Solar – 21 de dezembro.....	12
Figura 10: Nascer do Sol – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande, Equador, Monte Caburaí ...	15
Figura 11: Pôr do Sol – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande, Equador, Monte Caburaí	15
Figura 12: Duração do dia – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande, Equador, Monte Caburaí ..	16
Figura 13: Duração do dia – Latitudes 70°S e 70°N.....	17
Figura 14: Duração do dia para todas as latitudes em todos os dias do ano	18
Figura 15: Interface Final – Estudo das Relações Terra-Sol (Caso Default).....	19
Figura 16: Interface Final – Estudo das Relações Terra-Sol (Caso Campina Grande).....	20
Figura 17: Componentes da radiação solar incidente em coletor (MASTERS, 2004)	22
Figura 18: Medidas para estimativa da massa de ar atravessada pelos raios solares (MASTERS, 2004)	23
Figura 19: Visão superior de superfície coletora indicando os azimutes solar e do coletor (VANEK, 2008)	25
Figura 20: Massa de ar ao meio dia solar – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande e Equador...28	
Figura 21: Irradiância ao meio dia solar – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande e Equador29	
Figura 22: Interface gráfica – Radiação Incidente em Painel Inclinado	30
Figura 23: Interface gráfica – Radiação Incidente em Painel Inclinado: Janela de ajuda sobre azimute.....	30
Figura 24: Piranômetro CM21, Kipp & Zonen, instalado no LEIAM.....	32
Figura 25: Confronto Dados Reais versus Estimativa Teórica de Oferta	33
Figura 26: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, Dia 05 de Outubro	34
Figura 27: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, Mês de Outubro	34
Figura 28: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, 21 e 28/Dezembro	35
Figura 29: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, 21 e 28/Junho	36
Figura 30: Flutuação da Radiação em Campina Grande – 21/Dezembro.....	37
Figura 31: Frequência de ocorrência de flutuação superior a uma dada rampa máxima	38
Figura 32: Planta baixa do DEE-UFCG	42
Figura 33: Disponibilidade de oferta em Campina Grande, no verão, em função do posicionamento do painel ...44	
Figura 34: Disponibilidade de oferta em Campina Grande, no inverno, em função do posicionamento do painel 44	
Figura 35: Curvas isométricas de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 26°N (Caso 1)	46
Figura 36: Curvas isométricas de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 14°S.....	47
Figura 37: Curvas isométricas de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento de 14°S no verão e 26°N no inverno (Caso 3)	48
Figura 38: Médias mensais de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 26°N (Caso 1)	49
Figura 39: Médias mensais de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 14°S (Caso 2).....	50
Figura 40: Médias mensais de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento de 14°S no verão e 26°N no inverno (Caso 3).....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Número do dia para o primeiro dia de cada mês	5
Tabela 2: Prédios do DEE-UFCG selecionados para análise de potencial fotovoltaico	41
Tabela 3: Áreas total e útil dos prédios do DEE-UFCG selecionados.....	43
Tabela 4: Médias mensais de oferta nos prédios do DEE-UFCG para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 26°N (Caso 1)	52
Tabela 5: Médias mensais de oferta nos prédios do DEE-UFCG para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 14°S (Caso 2).....	53
Tabela 6: Médias mensais de oferta nos prédios do DEE-UFCG para superfícies coletoras com posicionamento de 14°S no verão e 26°N no inverno (Caso 3)	54
Tabela 7: Estimativas de oferta total disponível e energia produzida para prédios do DEE-UFCG – Caso 1.....	55
Tabela 8: Estimativas de oferta total disponível e energia produzida para prédios do DEE-UFCG – Caso 2.....	56
Tabela 9: Estimativas de oferta total disponível e energia produzida para prédios do DEE-UFCG – Caso 3.....	56

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DEE-UFCG	Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande
LEIAM	Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas
GUIDE	<i>Graphical User Interface Development Environment</i>
ASHRAE	<i>American Society of Heating, Refrigerating, and Air Conditioning Engineers</i>
GSE	Grupo de Sistemas Elétricos
CEEI	Centro de Engenharia Elétrica e Informática
LARCA	Laboratórios de Referência em Controle e Automação
Embedded	Laboratório de Sistemas Embarcados e Computação Pervasiva
LIEC	Laboratório de Instrumentação Eletrônica e Controle
IECOM	Instituto de Estudos Avançados em Comunicações
NIMC	Núcleo de Instrumentação e Metrologia Científicas

LISTA DE SÍMBOLOS

L	Latitude
$Long$	Longitude
δ	Declinação Solar
H	Ângulo Horário
N	Dia do Ano
β	Altitude Solar
φ_s	Azimute Solar
H_{SR}	Ângulo Horário ao Nascer do Sol
H_{SS}	Ângulo Horário no Pôr do Sol
Q	Fator de Ajuste de Horário no Nascer e Pôr do Sol
m	Massa de Ar
I_B	Radiação Solar Direta Total Incidente na Superfície Terrestre
A	Fluxo Solar Aparente Fora da Atmosfera
k	Profundidade Óptica
Σ	Inclinação do Pannel
φ_C	Azimute do Pannel
θ	Ângulo de Incidência da Radiação Solar em Superfície Coletora
I_{BC}	Radiação Solar Direta Incidente em Superfície Coletora
I_{BH}	Radiação Solar Direta Incidente em Superfície Coletora na Horizontal
C	Fator de Difusão Solar
I_{DH}	Radiação Solar Difusa Incidente em Superfície Coletora na Horizontal
I_{DC}	Radiação Solar Difusa Incidente em Superfície Coletora
ρ	Grau de Refletância da Superfície à Frente do Pannel Coletor
I_{RC}	Radiação Solar Refletida Incidente em Superfície Coletora
$I_{BCtotal,i}$	Oferta Total Anual no Prédio i
$I_{BCmedia,i}$	Oferta Média Mensal no Prédio i
Q_{dias}	Quantidade de Dias no Mês
E_i	Estimativa de Produção Energética no Prédio i
η_{panel}	Rendimento dos Painéis Fotovoltaicos
$\eta_{inversor}$	Rendimento dos Inversores do Sistema

SUMÁRIO

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	viii
Lista de Ilustrações	ix
Lista de Tabelas	x
Lista de Abreviaturas e Siglas	xi
Lista de Símbolos	xii
Sumário	xiii
1 Introdução	1
2 Estudo das Relações Terra-Sol	3
2.1 Movimento Aparente do Sol	7
2.2 Terra Sob Perspectiva Solar	10
2.3 Nascer do Sol, Pôr do Sol e Duração do Dia	13
2.4 Interface Final dos Estudos das Relações Terra-Sol	19
2.5 Conclusões Parciais	21
3 Estimativa de Disponibilidade Energética Solar	22
3.1 Componente Direta da Radiação Incidente em um Coletor	23
3.2 Componente Difusa da Radiação Incidente em um Coletor	26
3.3 Componente Refletida da Radiação Incidente em um Coletor	26
3.4 Radiação Incidente Total em um Coletor e Considerações Sobre a Influência da Massa de Ar	27
3.5 Interface Final dos Estudos de Estimativa de Disponibilidade Energética Solar	29
3.6 Conclusões Parciais	31
4 Análise de Dados Reais de Irradiância	32
4.1 Conclusões Parciais	38
5 Levantamento do Potencial Fotovoltaico do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande	40
5.1 Seleção de Prédios do DEE-UFCG	40
5.2 Cálculo da Área Útil dos Prédios do DEE-UFCG Selecionados	42
5.3 Estimativas de Disponibilidade de Radiação Solar e de Geração de Energia Elétrica no DEE-UFCG	43
6 Conclusão Final	58
Bibliografia	59
ANEXO A – PLANTA BAIXA UFCG	60

1 INTRODUÇÃO

A ascensão da discussão de temas relacionados à produção de energia elétrica a partir da energia solar fotovoltaica, motivada tanto pela preocupação com as questões ambientais quanto pela necessidade de atender à demanda energética crescente, vem sendo observada e possui um grande destaque no cenário de inovação tecnológica para a diversificação da matriz energética mundial.

A energia disponibilizada pelo Sol, nossa fonte primária, é abundante e varia de acordo com diversos fatores de influência que devem ser amplamente estudados e compreendidos a fim de maximizar a captação da radiação incidente na superfície terrestre. Exemplos dos fatores que causam a variação da quantidade de energia disponível são a época do ano, a hora do dia, a localização geográfica, a dinâmica das nuvens e outros fatores climáticos. A análise cautelosa de como a combinação de todos esses fatores contribuem positiva ou negativamente para a oferta energética é a chave para a realização de uma modelagem de um sistema fotovoltaico apropriado para cada caso analisado.

A radiação solar incidente é objeto principal de análise na determinação do potencial energético de uma dada localidade. Considerando a influência dos agentes já mencionados, é possível estimar o índice da incidência radiativa na superfície terrestre. Tal estimativa pode ser feita mediante o uso de equações matemáticas características que definem a oferta de radiação solar como função de variáveis de tempo e de localidade. Além disso, o posicionamento da superfície coletora utilizada também pode ser inserido como uma variável nesta modelagem matemática.

O levantamento do potencial fotovoltaico do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande (DEE-UFCG), a partir de um modelo matemático, é o foco principal do presente trabalho. Com isso, espera-se obter um panorama geral das características da oferta e produção energética nesse local de interesse, incluindo discussões acerca da influência do posicionamento dos coletores instalados e apresentando resultados nas formas gráfica e numérica. Os objetivos específicos do estudo são: estudar as características intrínsecas da disponibilidade do recurso energético solar, buscando compreender todos os fatores que possam influenciá-

la e mostrando como cada um desses fatores exerce sua influência; utilizar um modelo matemático que estime a radiação solar incidente a partir de variáveis de controle, abordando diversos cenários para gerar resultados numéricos e gráficos; realizar análises de dados reais de irradiância coletados no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM), da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG); realizar o levantamento do potencial fotovoltaico do DEE-UFCG a partir do modelo matemático apresentado, ilustrando os resultados alcançados com clareza.

O trabalho está dividido em 4 capítulos, sequenciados de modo a garantir a compreensão gradativa de todos os aspectos considerados nas análises realizadas. O Capítulo 2 visa o aprofundamento dos estudos concernentes às variações, ao longo do ano, do posicionamento relativo entre o nosso planeta e a sua fonte primária de energia, buscando uma melhor compreensão acerca da influência deste posicionamento sobre a oferta de energia solar observada em uma determinada localidade. Posteriormente, no Capítulo 3, é abordado o modelo matemático para o cálculo de radiação incidente, de acordo com a latitude, o dia do ano, a hora do dia e o posicionamento de um painel fotovoltaico. Sendo as equações do modelo dependentes dos ângulos de relação entre a Terra e o Sol, a assimilação satisfatória da discussão anterior será a base para que essa seja iniciada. Para tornar conhecidas as características reais de oferta, uma breve análise de dados reais de irradiância, coletados no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM), é realizada no Capítulo 4. Finalmente, o potencial fotovoltaico do DEE-UFCG é levantando no Capítulo 5, levando em consideração três diferentes casos de posicionamento de painéis. Ao final, seguem as conclusões, que mostram sugestões para trabalhos futuros, referências bibliográficas e anexos.

2 ESTUDO DAS RELAÇÕES TERRA-SOL

Um dos aspectos fundamentais no levantamento do potencial fotovoltaico de uma região é a determinação da localização do Sol em relação ao nosso planeta. O posicionamento relativo entre a Terra e a nossa fonte primária de energia, que estabelece a trajetória e ângulo de incidência dos raios de Sol sobre uma determinada superfície na Terra, é determinado a partir de uma série de ângulos que variam de acordo com a época do ano, a hora do dia e a localização geográfica da região de interesse. A Figura 1, adaptada de (GONZALES, 1998), apresenta graficamente os ângulos que estabelecem a localização geográfica de uma região, além dos dois principais ângulos relacionados ao posicionamento relativo Terra-Sol. O vetor $R.N.$ representa a reta normal ao ponto da Terra no qual o observador está localizado.

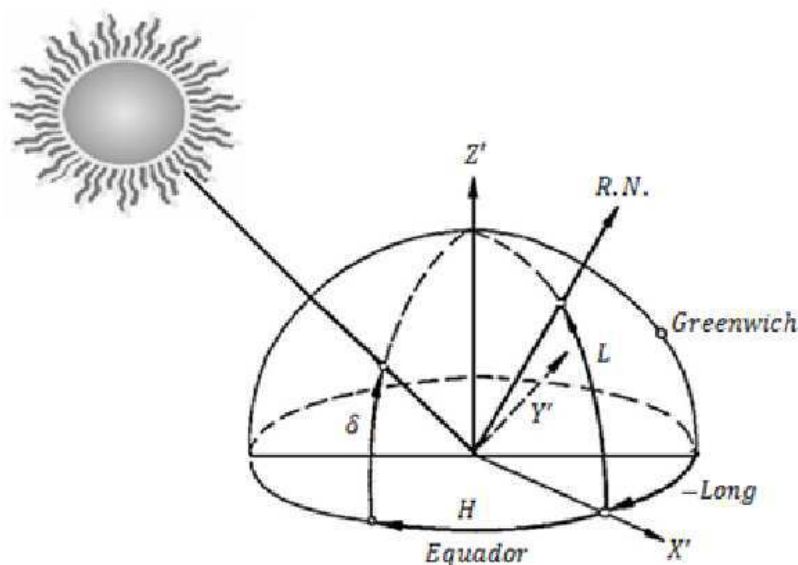


Figura 1: Ângulos de Localização Geográfica e Posicionamento Relativo Terra-Sol

Qualquer ponto na superfície terrestre pode ter sua localização referenciada por dois ângulos: a latitude (L) e a longitude ($Long$). A latitude é o ângulo formado entre o plano do Equador e a reta normal à superfície local. Os valores de latitude, que variam de $+90^\circ$ a -90° , são considerados negativos no hemisfério Sul, positivos no hemisfério Norte e, para pontos localizados sobre a linha do Equador, a latitude é nula. O ângulo de longitude é medido a partir do meridiano de Greenwich, sendo positivo para pontos no hemisfério Oriental, negativo para pontos no hemisfério Ocidental e nulo para locais sobre o próprio meridiano de referência. A longitude varia de $+180^\circ$ a -180° .

A localização do Sol a cada instante de tempo, para qualquer localidade ou época do ano, pode ser determinada a partir de um conjunto de equações que possuem como base os dois principais ângulos que definem o posicionamento relativo Terra-Sol: a declinação solar (δ), que varia com o dia do ano, e o ângulo horário (H), que varia com a hora do dia. As equações apresentadas neste trabalho foram retiradas de (MASTERS, 2004); vale salientar, no entanto, que outras literaturas podem apresentar equações diferentes, mas equivalentes

A inclinação natural do eixo de rotação da Terra, juntamente com o movimento de translação, é a responsável pela existência das estações do ano. Essa inclinação, cujo valor é $23,45^\circ$, é base para o cálculo da declinação solar, que é definida como o ângulo formado entre o plano do Equador e a linha que liga os centros da Terra e do Sol. A declinação varia de $+23,45^\circ$ a $-23,45^\circ$, ou seja, em nenhum dia do ano a linha Terra-Sol passa diretamente em latitudes localizadas fora da região intertropical, que é delimitada por ângulos de $\pm 23,45^\circ$ em relação ao plano do Equador. Quando este ângulo atinge seu valor máximo, então, significa que o Sol está sobre a linha do Trópico de Câncer; quando a declinação solar atinge seu mínimo, o Sol está sobre o Trópico de Capricórnio; quando este ângulo se anula, o Sol está diretamente sobre o Equador.

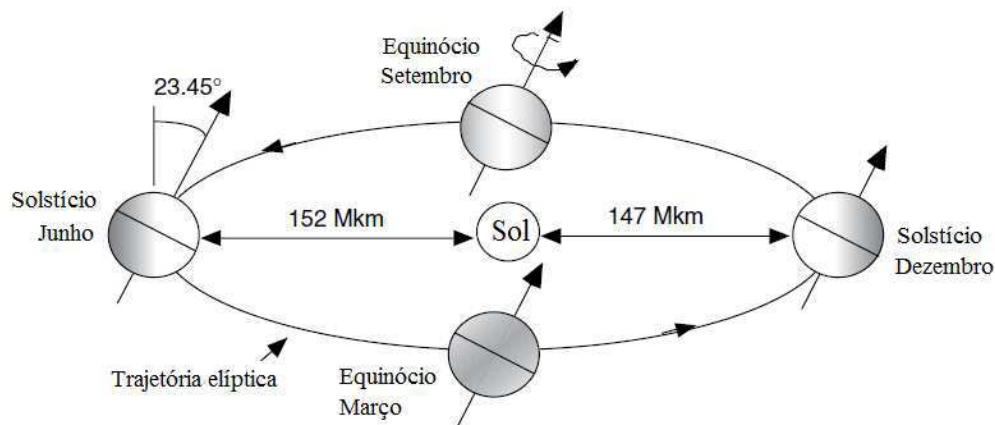


Figura 2: Trajetória do movimento de translação da Terra (MASTERS, 2004)

A declinação solar, em graus, pode ser calculada a partir da equação:

$$\delta = 23,45^\circ \times \text{sen} \left[\frac{360}{365} (N - 81) \right], \quad (1)$$

sendo N o dia do ano, com o dia 01 de Janeiro correspondendo a $N = 1$ e o dia 31 de Dezembro, a $N = 365$. Como a equação considera o ano com 365 dias, há uma pequena diferença entre o valor calculado para a declinação solar e o seu valor real. No entanto,

os resultados computados com a equação são uma aproximação satisfatória. A Figura 3 mostra uma representação alternativa que facilita a visualização da variação da declinação solar ao longo do ano, cujo entendimento facilita a compreensão do movimento aparente do Sol, que será analisado no tópico 2.1.

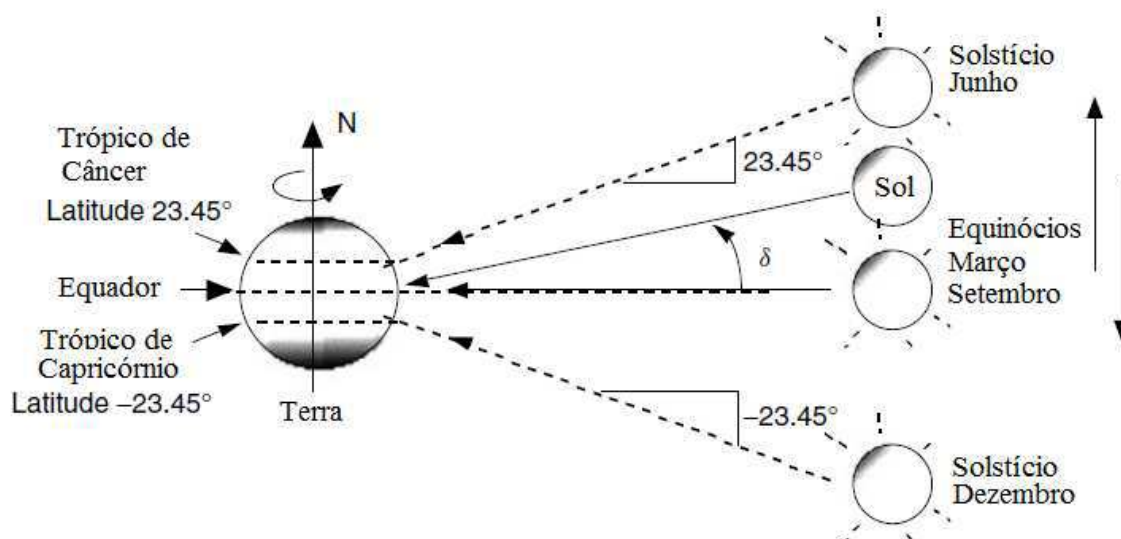


Figura 3: Representação Alternativa da Declinação Solar (MASTERS, 2004)

Para facilitar o cálculo da declinação solar, os valores de N para o primeiro dia de cada mês do ano foram listados na Tabela 1.

Tabela 1: Número do dia para o primeiro dia de cada mês

Mês do Ano	N	Mês do Ano	N
Janeiro	1	Julho	182
Fevereiro	32	Agosto	213
Março	60	Setembro	244
Abril	91	Outubro	274
Maiο	121	Novembro	305
Junho	152	Dezembro	335

O segundo ângulo de posicionamento Terra-Sol mostrado na Figura 1 é o ângulo horário (H), que indica quantos graus o Sol deve rotacionar para que fique diretamente sobre o meridiano da localidade de interesse. Em outras palavras, esse ângulo indica a diferença, em graus, entre o meridiano local e o meridiano no qual o Sol está incidindo no dado instante. Considerando que o movimento de rotação da Terra varre 360° e leva

24h, tem-se que a taxa de variação na rotação é de $15^\circ/h$. Logo, a equação que determina o ângulo horário, em graus, é:

$$H = (12h - hora) \times 15^\circ/h, \quad (2)$$

sendo *hora* a hora do dia, em horas. Observando a equação, nota-se que o valor do ângulo horário é positivo para horários antes do meio dia e negativo após meio dia.

A partir dos ângulos apresentados em (1) e (2), é possível derivar os valores dos dois ângulos que mapeiam a localização do Sol a cada instante de tempo para um observador na Terra. São eles a altitude solar (β), ângulo entre o Sol e o horizonte local, que varia de 0° a 90° , e o azimute solar (φ_s), que é o ângulo entre a projeção horizontal do raio de incidência solar e a posição Norte (para latitudes negativas) ou Sul (para latitudes positivas). O azimute é positivo quando o Sol está a Leste da referência e negativo quando a Oeste. As expressões para o cálculo desses ângulos, em graus, são:

$$\text{sen}(\beta) = \cos(L) \cos(\delta) \cos(H) + \text{sen}(L)\text{sen}(\delta) \quad (3)$$

$$\text{sen}(\varphi_s) = \frac{\cos(\delta) \text{sen}(H)}{\cos(\beta)} \quad (4)$$

Apesar de o senso comum afirmar que o Sol nasce sempre a Leste e se põe a Oeste, pode existir uma pequena variação no posicionamento do Sol nesses momentos, para antes ou depois do Leste/Oeste. O valor do azimute solar no horário do nascer e pôr do Sol indica essas variações e, a depender do local considerado e da época do ano, o azimute pode passar de 90° a partir da referência (Norte ou Sul). Como o inverso do seno possui uma ambiguidade, $\text{sen}(x) = \text{sen}(180^\circ - x)$, o seguinte teste deve ser feito para verificar qual o valor real do azimute solar:

$$\text{Se } \cos(H) \geq \frac{\tan(\delta)}{\tan(L)} \Rightarrow |\varphi_s| \leq 90^\circ. \quad \text{Se não, } |\varphi_s| > 90^\circ \quad (5)$$

Nos tópicos seguintes deste capítulo, as equações aqui apresentadas serão exploradas para a construção de representações gráficas que ilustram o posicionamento relativo Terra-Sol. Além disso, também serão apresentadas novas equações a partir das quais é possível estimar os horários de nascer e pôr do Sol em um dado local para um determinado dia do ano.

2.1 MOVIMENTO APARENTE DO SOL

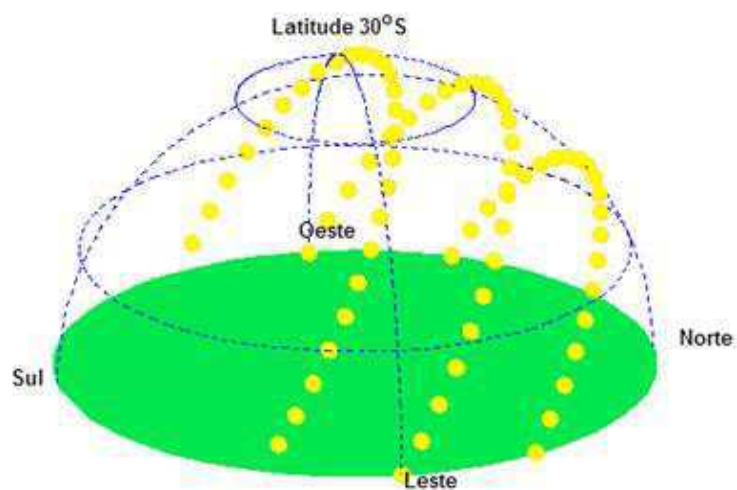
A análise do modo como nossa fonte energética se posiciona em relação à superfície terrestre deve ser considerada nos estudos de otimização de captação de radiação por painéis fotovoltaicos. O conhecimento das mudanças na movimentação aparente do Sol é significativo no momento de ponderar a melhor posição para instalação dos painéis.

O movimento que a Terra faz ao redor do próprio eixo, a rotação, é a razão pela qual um observador, em um ponto qualquer da superfície terrestre, tem a sensação de que o Sol se movimenta ao seu redor. Para esse observador, tal movimento aparente do Sol sofre variações de acordo com o dia do ano e, para diferentes latitudes, as trajetórias aparentes do Sol também são diferentes.

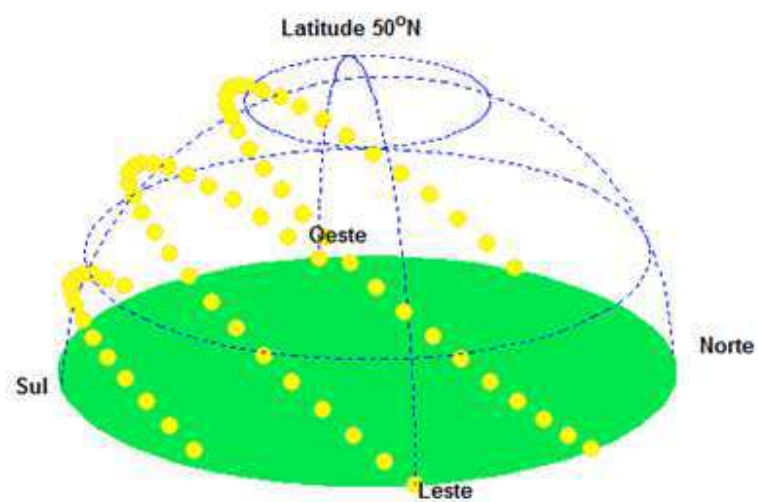
Avaliando a variação da declinação solar, podem-se inferir alguns fatos interessantes. Pode-se concluir, por exemplo, que um observador situado além dos trópicos nunca verá o Sol a pino, ou seja, diretamente acima da cabeça. Além disso, dependendo da localização desse observador, as sombras vistas serão sempre projetadas para o Norte (caso ele esteja ao norte do trópico de Câncer) ou o Sol produzirá as sombras sempre na direção Sul (para um observador ao sul, além do trópico de Capricórnio).

Para um observador na Terra, a posição do Sol no céu pode ser determinada a partir do cálculo dos ângulos de altitude e azimute solar. Para mostrar o movimento aparente do Sol para diferentes latitudes, foram geradas figuras no MATLAB®. Em cada ilustração, foram consideradas as trajetórias para três dias: a trajetória mais à esquerda é referente ao dia 21 de junho (solstício de inverno para o hemisfério Sul e de verão para o Norte), o caminho central corresponde ao dia 21 de março (equinócio de outono para o hemisfério Sul e de primavera para o Norte) e, à direita, está a trajetória para o dia 21 de dezembro (solstício de verão para o hemisfério Sul e de inverno para o Norte). No equinócio do dia 23 de setembro, a trajetória é coincidente com a traçada para o equinócio do dia 21 de março. O intervalo entre as duas linhas extremas, então, é justamente aquele no qual o movimento aparente do Sol será observado ao longo do ano na localidade dada. Considera-se que o observador esteja posicionado no centro da base da semi-esfera.

Na Figura 4, é possível visualizar os fatos já discutidos para latitudes fora da região intertropical quanto à projeção de sombras e a não ocorrência de Sol a pino.



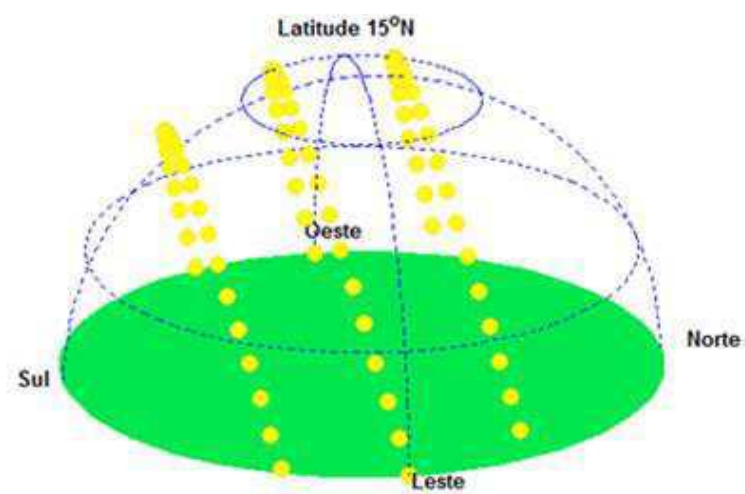
(4a)



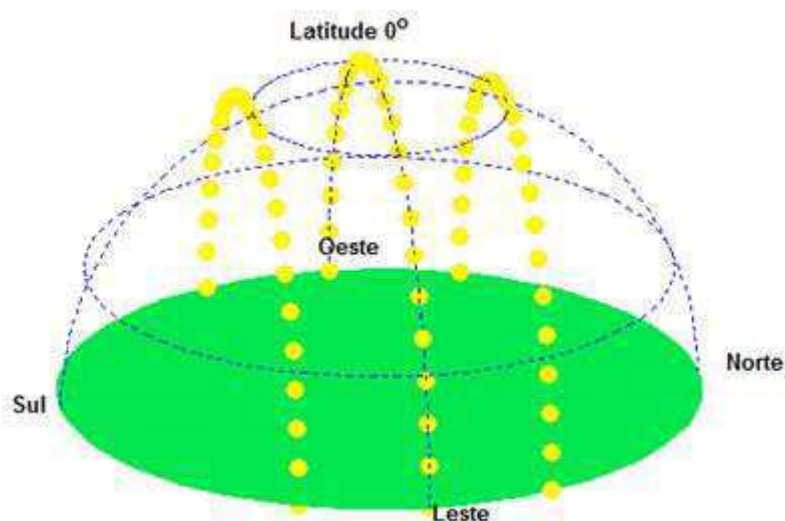
(4b)

Figura 4: Movimento Aparente do Sol – Latitudes 30°S (4a) e 50°N (4b)

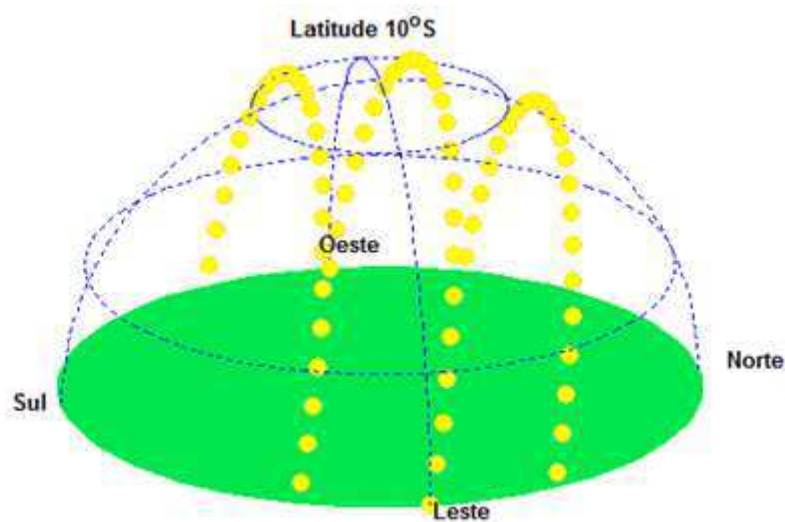
Para as regiões intertropicais, seguem alguns exemplos na Figura 5.



(5a)



(5b)



(5c)

Figura 5: Movimento Aparente do Sol – Latitudes 15°N (5a), 0° (5b) e 10°S (5c)

Na latitude de 0°, uma pessoa observa o Sol ao Norte na metade do ano e ao Sul na outra metade. Para as duas outras latitudes, o Sol é observado ora mais ao Norte, ora mais ao Sul. Na localidade de latitude negativa, porém, a visualização é mais frequente ao Norte; na outra, ocorre justamente o contrário. Para todas elas, pode-se perceber que o observador verá o Sol a pino ao meio dia por duas vezes ao ano, posição marcada pela interseção das linhas ao topo da semi-esfera.

Um caso interessante que vale a pena ser observado é o da região dos polos, nas quais metade do ano é de completa escuridão e, na outra metade, tem-se 24h com luz do Sol. Para exemplificar, a Figura 6 mostra a ilustração para o polo Norte:

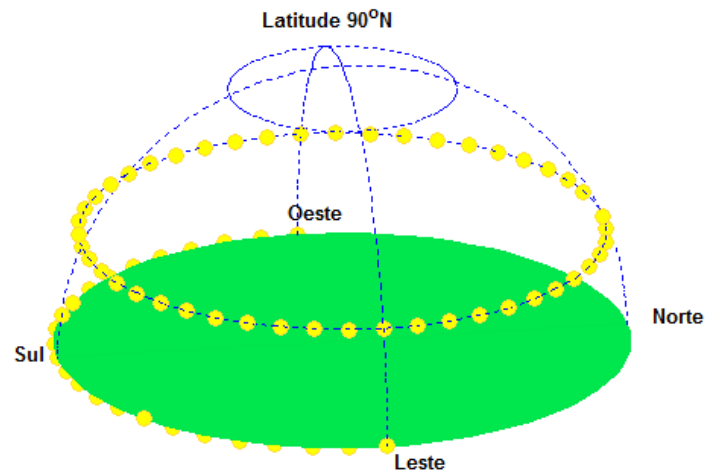


Figura 6: Movimento Aparente do Sol – Latitude 90°N

Nesse caso, a trajetória que percorre todo o globo corresponde ao solstício de verão para esse hemisfério e a trajetória que está rente à linha do horizonte corresponde aos equinócios. Já para o solstício de inverno, não há luz do Sol. Um comportamento semelhante pode ser observado no polo Sul. Com essa representação, fica simples de observar que o Sol nunca aparece a pino nos polos e que, nessas localidades, ocorre apenas um nascer e um pôr do Sol, nos dias de equinócio.

Tendo explorado o movimento do Sol sob a ótica de um observador na Terra, segue-se para a análise da variação na posição da Terra sob a perspectiva de um observador no Sol.

2.2 TERRA SOB PERSPECTIVA SOLAR

Este tópico visa explorar um ponto de vista diferente dos abordados até então, mostrando como o planeta Terra seria visto caso o observador estivesse situado no ponto onde se encontra o centro do Sol. Essa mudança de perspectiva auxilia na visualização da maneira como a radiação solar incide na Terra em cada dia do ano.

Sabe-se que, nos equinócios, a radiação solar incide igualmente nos hemisférios Norte e Sul da Terra e que, nos solstícios, um dos hemisférios receberá sua mínima oferta do ano e o outro, a máxima. Tais fatos podem ser melhor compreendidos a partir da análise de imagens que ilustrem cada uma dessas situações. Dessa maneira, utilizou-se o GUIDE (*Graphical User Interface Development Environment*), ambiente do MATLAB® voltado para a construção de interfaces interativas, para a criação de uma interface que gera o globo terrestre visto sob a perspectiva solar. Para que o globo pudesse ser

visualizado corretamente para cada época escolhida, bastou que fosse calculado, a partir da equação (1), o ângulo de declinação da Terra.

O usuário da interface pode escolher a data desejada para a visualização do globo terrestre e, também, uma longitude específica para ser mostrada como meridiano central da imagem. Além disso, foi adicionado um botão que permite que o usuário visualize uma rotação completa da Terra, possibilitando a observação dos momentos nos quais cada ponto do globo passa a receber luz do Sol e deixa de recebê-la. Na imagem, cinco linhas vermelhas aparecem traçadas em torno do globo, marcando as localizações do Círculo Polar Ártico, Trópico de Câncer, Equador, Trópico de Capricórnio e Círculo Polar Antártico. A imagem tridimensional do globo foi baseada em (GRAY, 2013).

As ilustrações seguintes exemplificam o uso da interface criada. Para todas elas, a longitude da cidade de Campina Grande (aproximadamente 36° Oeste), foi selecionada como longitude inicial do movimento de rotação simulado.

A Figura 7 ilustra a Terra sob perspectiva solar no dia 21 de junho, caracterizado por ser o momento no qual a declinação solar atinge seu valor máximo, estando o Sol incidindo sobre o Trópico de Câncer. Esse dia representa o solstício de inverno para o hemisfério Sul e de verão para o Norte.

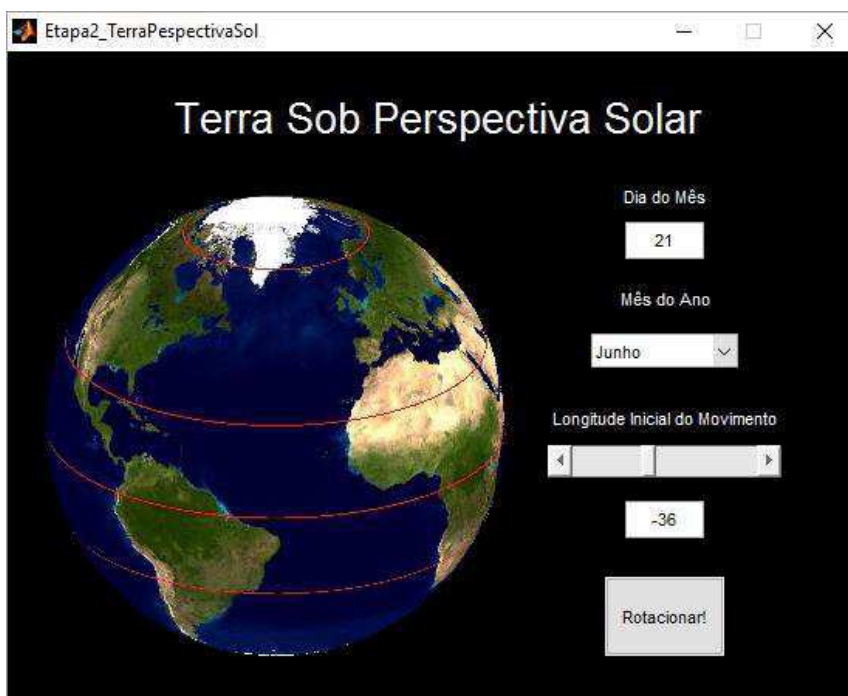


Figura 7: Terra Sob Perspectiva Solar – 21 de junho

No dia 21 de março, a radiação solar incidente será a mesma para ambos os hemisférios. Isso ocorre porque a declinação será nula, estando a linha que liga os centros

da Terra e do Sol coincidente com o Equador. Esse caso, mostrado na Figura 8, representa o equinócio de outono para o hemisfério Sul e de primavera para o Norte.

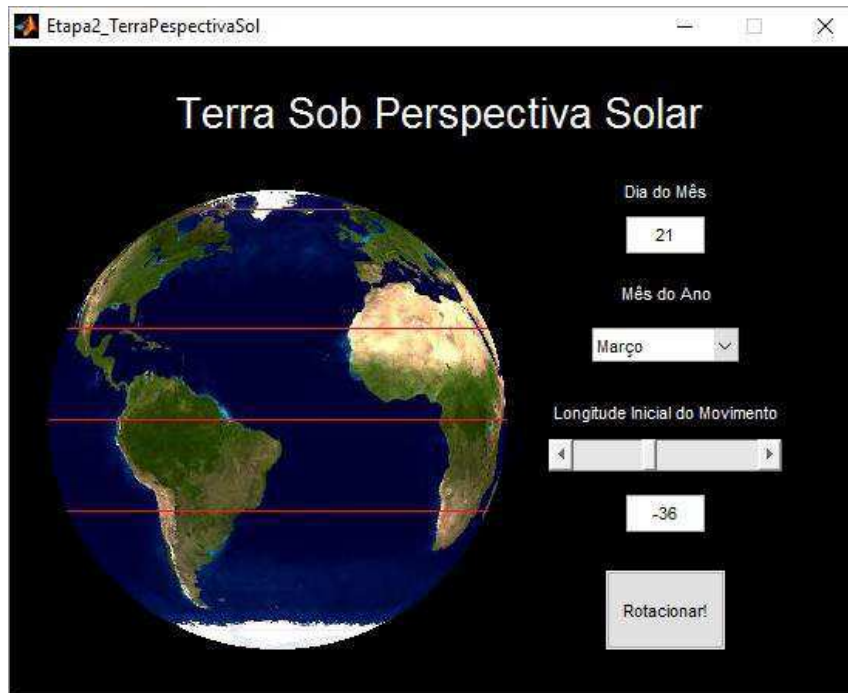


Figura 8: Terra Sob Perspectiva Solar – 21 de março

É importante recordar que, para o equinócio que ocorre em 23 de setembro (de primavera para o hemisfério Sul e de outono para o Norte), a representação é equivalente à da Figura 8. O valor igualmente nulo da declinação garante que neste dia a incidência de radiação seja equivalente em todo o globo, assim como em 21 de março.

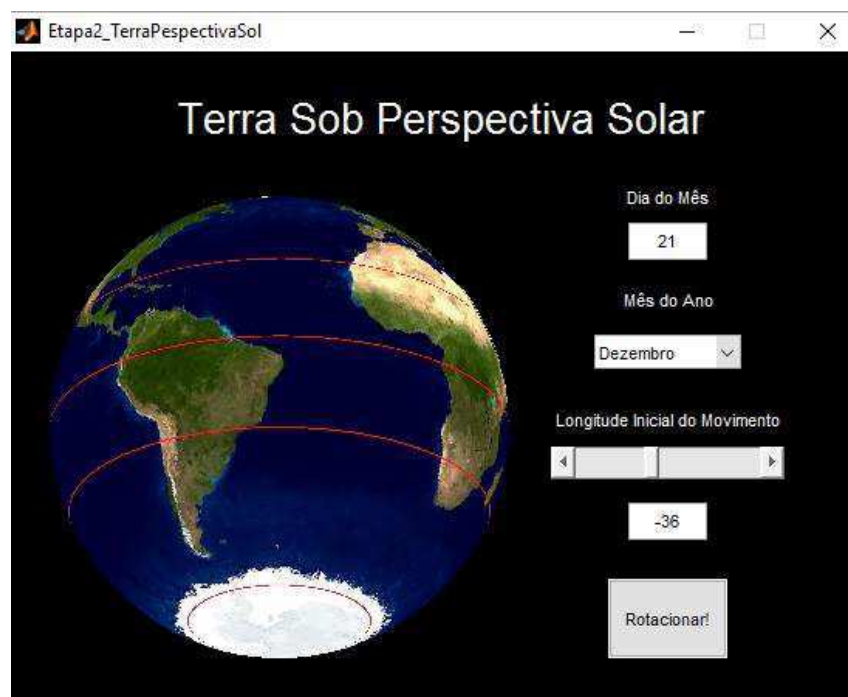


Figura 9: Terra Sob Perspectiva Solar – 21 de dezembro

A última data chave sempre considerada nos exemplos é o solstício de verão para o hemisfério Sul e de inverno para o hemisfério Norte. Neste dia, a declinação atinge seu valor mínimo e a linha que liga o centro da Terra ao centro do Sol passa diretamente no Trópico de Câncer. A Figura 9 ilustra, então, como um observador no centro do Sol observa a Terra no dia 21 de dezembro.

2.3 NASCER DO SOL, PÔR DO SOL E DURAÇÃO DO DIA

Os horários de nascer e pôr do Sol variam de acordo com o dia do ano e com a latitude. Essas variações possuem estreita relação com a inclinação natural do eixo da Terra, já abordada em tópicos anteriores.

Considere a duração do dia como sendo a quantidade de horas durante as quais uma localidade recebe luz do Sol em um determinado dia do ano. No solstício de verão para o hemisfério Norte (solstício de inverno para o Sul), a inclinação natural do eixo da Terra faz com que o polo Norte esteja inclinado em direção ao Sol, enquanto o polo Sul está inclinado para a direção oposta ao Sol. Assim, localidades em latitudes positivas observarão um dia com duração maior do que 12 horas, chegando ao extremo de 24 horas com Sol nas latitudes a partir do círculo polar Ártico; já no hemisfério Sul, o fenômeno inverso ocorre, ou seja, a duração do dia vai ser menor do que 12 horas, variando até o extremo de 24 horas de noite a partir do círculo polar Antártico. No solstício de inverno para o hemisfério Norte (solstício de verão para o Sul), a inclinação do eixo produz um fenômeno inverso ao que ocorre no outro solstício, resultando em dias com mais de 12 horas no hemisfério Sul e dias com menos de 12 horas no hemisfério Norte. Nos dias de equinócio, todas as latitudes do planeta possuem um dia com duração de 12 horas – nestes dias, a luz solar incide igualmente em ambos os hemisférios do planeta Terra. Para os demais dias do ano, verifica-se que a variação na duração do dia é tão maior quanto mais afastado o local for do Equador. Dessa maneira, locais com latitudes maiores possuem invernos com dias mais curtos e verões com dias mais longos do que latitudes com valores mais baixos.

O cálculo de estimativa do horário de nascer e pôr do Sol é feito com base na equação do ângulo de altitude solar. No nascer e no pôr do Sol, o valor desse ângulo é nulo e, portanto, tem-se:

$$\text{sen}(\beta) = \cos(L)\cos(\delta)\cos(H) + \text{sen}(L)\text{sen}(\delta) = 0 \quad (6)$$

$$\cos(H) = -\frac{\text{sen}(L)\text{sen}(\delta)}{\cos(L)\cos(\delta)} = -\text{tg}(L) \times \text{tg}(\delta) \quad (7)$$

Resolvendo a equação para o ângulo horário, é possível encontrar dois valores iguais em módulo e com sinais diferentes, já que o cosseno é uma função par. Pela convenção, o ângulo horário é positivo para horários antes do meio dia. Logo:

$$H_{SR} = \cos^{-1}(-\text{tg}L \times \text{tg}\delta) \quad (8)$$

$$H_{SS} = -H_{SR} \quad (9)$$

onde H_{SR} é o ângulo horário ao nascer do Sol e é positivo, e H_{SS} é o ângulo horário no pôr do Sol. Relembrando que a Terra rotaciona 15° por hora, o valor do ângulo horário pode ser convertido para as unidades usuais de tempo (em horas) da seguinte maneira:

$$\text{Nascer do Sol} = 12:00 - \frac{H_{SR}}{15^\circ/h} \quad (10)$$

$$\text{Pôr do Sol} = 12:00 - \frac{H_{SS}}{15^\circ/h} \quad (11)$$

Os resultados obtidos com as equações de (6) a (11) correspondem aos horários do nascer e pôr do Sol geométricos, que indicam o momento no qual o centro do Sol está localizado na linha do horizonte. Outros modelos para o cálculo desses horários, a exemplo daqueles usados para serviços de previsão do tempo, levam em consideração, para o nascer do Sol, o horário no qual seu topo surge no horizonte e, para o pôr do Sol, o horário no qual seu topo desaparece do horizonte. Além disso, o efeito de refração atmosférica também causa um desvio nesses valores, pois, devido a ele, os raios solares sofrem uma curvatura, fazendo com que o nascer do Sol pareça mais cedo e o pôr do Sol, mais tarde. Para que esses desvios sejam acrescidos nos cálculos, basta utilizar o fator de ajuste Q , que é dado em minutos e determinado por:

$$Q = \frac{3.467}{\cos(L) \cos(\delta) \text{sen}(H_{SR})} \quad (12)$$

Baseando-se no topo do Sol, e não no seu centro, tem-se um nascer do Sol mais cedo e um pôr do Sol mais tarde do que aqueles calculados com as equações que

desconsideram o fator de ajuste. Portanto, o valor de Q deve ser subtraído do horário do nascer do Sol e somado ao valor encontrado para a hora do pôr do Sol.

A partir das equações apresentadas, é possível desenvolver uma série de representações gráficas que exemplificam o comportamento do nascer do Sol, do pôr do Sol e da duração do dia em diferentes latitudes, para diferentes dias do ano. Inicialmente, considerando o território brasileiro, os seguintes gráficos foram gerados:

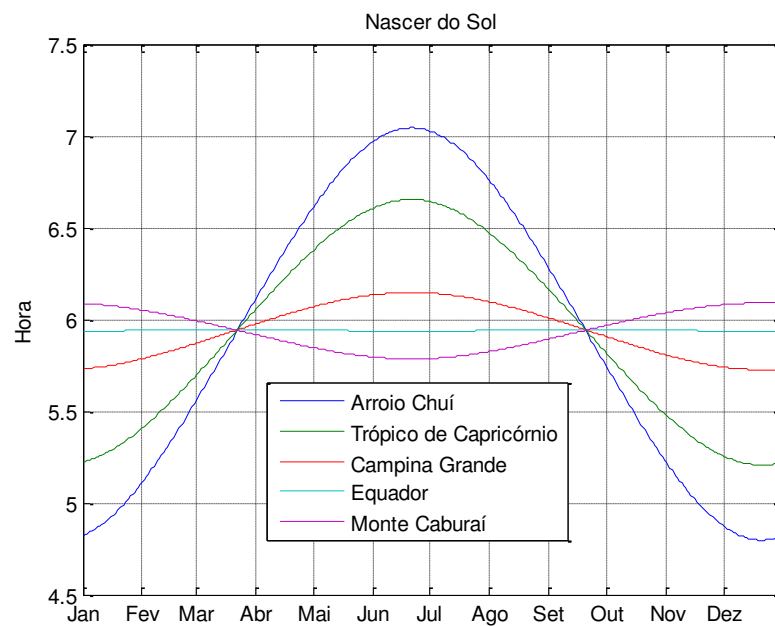


Figura 10: Nascer do Sol – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande, Equador, Monte Caburaí

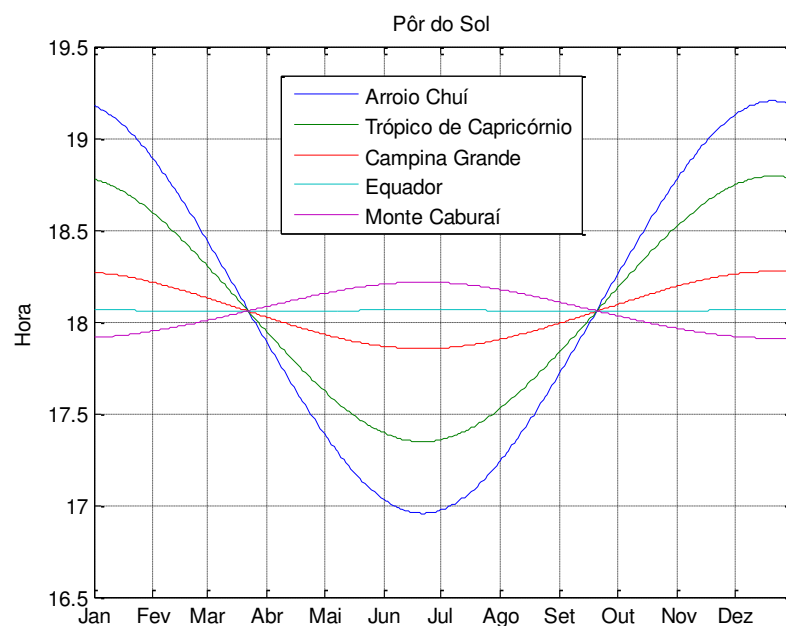


Figura 11: Pôr do Sol – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande, Equador, Monte Caburaí

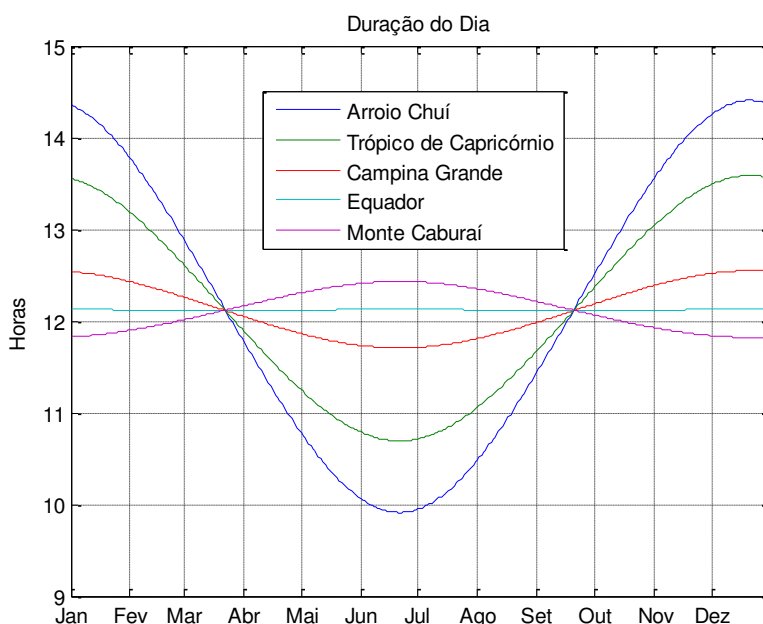


Figura 12 Duração do dia – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande, Equador, Monte Caburaí

As latitudes selecionadas para esses primeiros resultados foram: $33,75^{\circ}\text{S}$ (Arroio Chuí, extremo Sul), $23,45^{\circ}\text{S}$ (Trópico de Capricórnio), $7,23^{\circ}\text{S}$ (Campina Grande, local de desenvolvimento do estudo), 0° (Equador), $5,27^{\circ}\text{N}$ (Monte Caburaí, extremo Norte). Conforme o esperado, a latitude mais distante do Equador (Arroio Chuí) sofre uma maior variação das variáveis analisadas nos gráficos, tendo o seu dia mais curto uma duração aproximadamente $4,5h$ menor que seu dia mais longo. É importante observar também que, devido ao efeito da refração atmosférica, incorporado pelo fator de correção Q , os dias no Equador não possuem exatamente 12 horas; na verdade, esse valor é excedido de aproximadamente 7 minutos todos os dias. Uma última observação deve ser feita em relação ao comportamento da curva para diferentes hemisférios: a curva da única latitude Norte analisada possui seus mínimos quando as latitudes Sul estão no seu máximo e vice-versa, comprovando a discussão teórica feita anteriormente sobre a variação da duração do dia em cada hemisfério de acordo com a época do ano.

Escolhendo duas latitudes de sinais opostos, sendo ambas localizadas dentro dos círculos polares, o seguinte resultado gráfico foi obtido para a duração do dia:

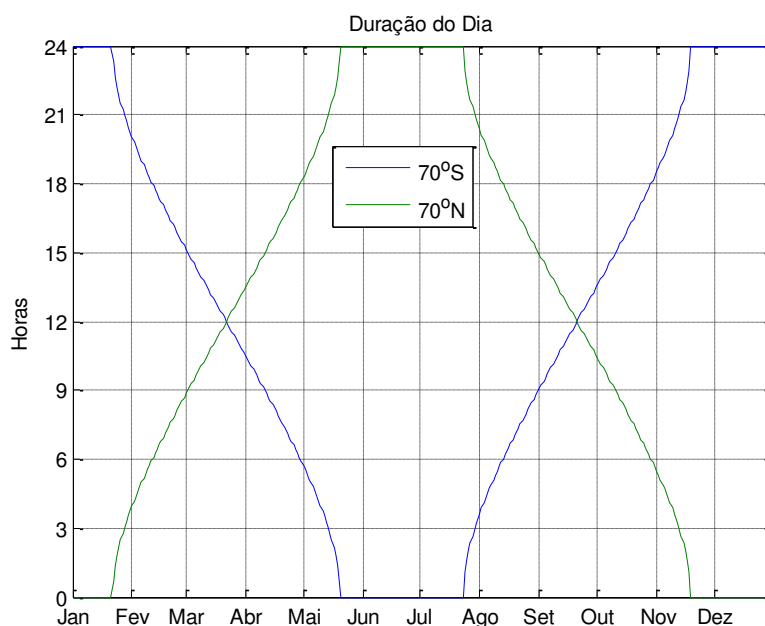


Figura 13: Duração do dia – Latitudes 70°S e 70°N

Ambas as latitudes apresentam momentos do ano nos quais ocorrem dias com 24 horas de luz solar e outros momentos com dias com 24 horas de noite (ausência de luz). Os momentos mencionados ocorrem próximos aos solstícios de verão (para 24 horas de dia) e de inverno (para 24 horas de noite). Nos equinócios, ambas as latitudes possuem aproximadamente 12 horas de luz no dia. É importante lembrar que apenas latitudes a partir dos círculos polares, ou seja, $L \geq 66,55^\circ$ ou $L \leq -66,55^\circ$, apresentarão dias com 24h de luz e 24h sem luz. Além disso, quanto mais próxima ao polo for a localidade, maior a quantidade de dias com essa particularidade.

Para verificar a duração do dia para qualquer latitude em qualquer dia do ano, foi traçado o gráfico mostrado na Figura 14. As curvas isométricas do gráfico mostram, para cada latitude, a duração do dia em cada dia do ano. A representação deixa evidente o fato de que os polos possuem apenas um nascer e um pôr do Sol por ano, ocorridos nos equinócios. Essas latitudes, então, registram dias com 24h de luz do Sol durante metade do ano e 24h de ausência de luz durante a outra metade – quando o polo Norte possui 24h de dia, o Sul possui 24h de noite e vice-versa.

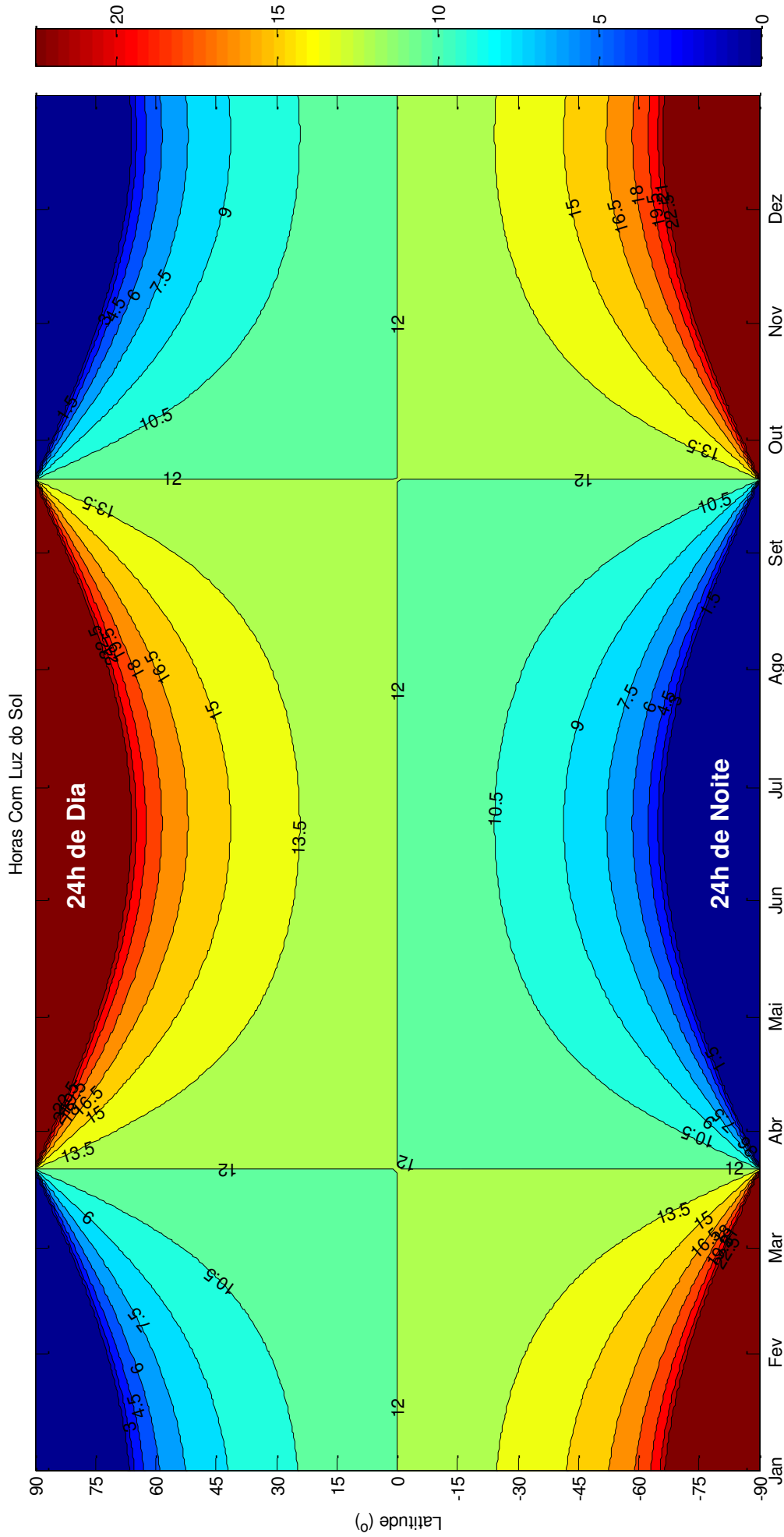


Figura 14: Duração do dia para todas as latitudes em todos os dias do ano

2.4 INTERFACE FINAL DOS ESTUDOS DAS RELAÇÕES TERRA-SOL

Para finalizar a etapa de estudo das relações Terra-Sol, foi criada uma interface interativa que engloba todos os pontos abordados anteriormente. Na interface, o usuário pode selecionar o dia do ano, a hora do dia e, a partir dos valores de latitude e longitude, o local de interesse. Feita a seleção, as duas imagens da interface, que mostram o posicionamento relativo Terra-Sol sob duas perspectivas diferentes, são atualizadas para representarem o cenário escolhido.

Conforme pode ser observado na Figura 15, a interface final dessa etapa contempla o globo terrestre, já apresentado no tópico 2.2 e que representa a visão da Terra sob a perspectiva de um observador no Sol, e o movimento aparente do Sol, apresentado no tópico 2.1 e que representa a visão do Sol sob a perspectiva de um observador na Terra. A Figura 15 apresenta o caso default, que aparece assim que a interface é aberta.

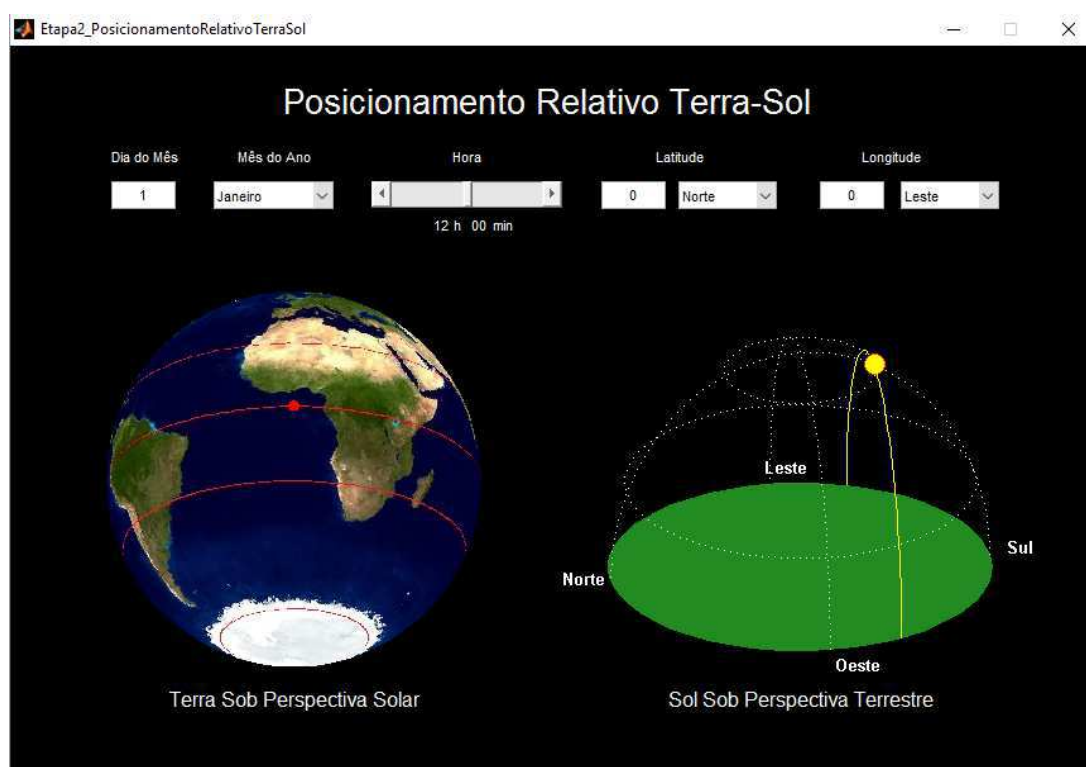


Figura 15: Interface Final – Estudo das Relações Terra-Sol (Caso Default)

No globo terrestre, um ponto vermelho marca a localização escolhida pelo usuário. Com esse marcador, é possível acompanhar as mudanças no posicionamento desse local em relação ao Sol com o passar das horas do dia ou dos dias do ano. Para tal,

basta variar a hora selecionada ou as variáveis das datas. Ao mesmo tempo que o globo é atualizado, a trajetória aparente do Sol, à direita, também o é. Nela, a esfera amarela representa o Sol e, para diferentes horários e dias do ano, a localização do Sol também varia na imagem.

Caso o usuário deseje estimar a duração do dia em um determinado local e em um determinado dia do ano, basta fixar as variáveis *Dia do Mês*, *Mês do Ano*, *Latitude* e *Longitude* e, posteriormente, variar a hora desde o início até o final do dia, completando as 24 horas. O usuário, então, deve observar o gráfico do Sol sob perspectiva terrestre e detectar o horário a partir do qual o Sol surge no horizonte (corresponde ao horário do nascer do Sol); prosseguindo com o incremento da hora, o usuário deve observar, no mesmo gráfico, o horário no qual o Sol desaparece na linha do horizonte (horário do pôr do Sol). Com esses dois horários, é possível estimar a duração do dia para o cenário escolhido. Nesse processo, também é interessante observar a atualização da imagem da Terra sob perspectiva solar. Nos horários detectados como nascer e pôr do Sol, nota-se que o ponto vermelho da localização poderá ainda estar visível na tela; isso indica que, mesmo que o Sol não esteja acima da linha do horizonte e incidindo diretamente no local escolhido, o observador naquele local poderá ver alguns raios solares refratados pela atmosfera.

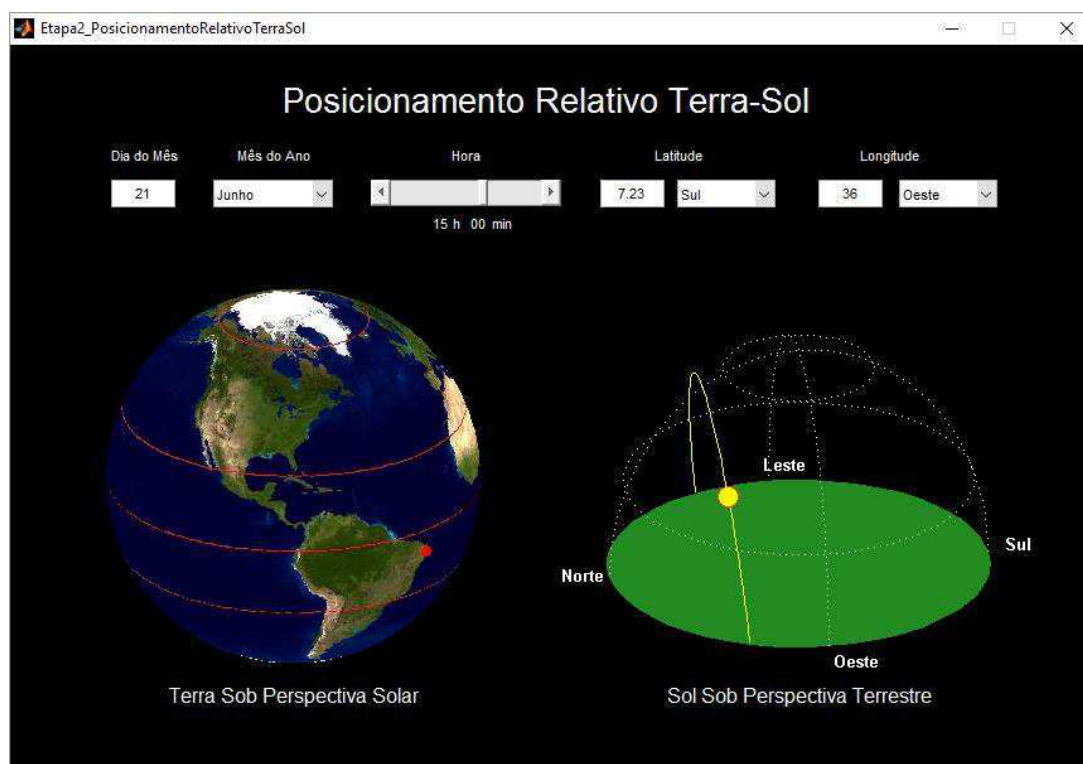


Figura 16: Interface Final – Estudo das Relações Terra-Sol (Caso Campina Grande)

Na Figura 16, é mostrado o caso da cidade de Campina Grande no solstício de inverno (21 de junho), às 15h. Como a declinação solar nesse dia é a máxima, o Sol está incidindo diretamente no trópico de Câncer e, portanto, o observador em Campina Grande não verá o Sol a pino neste dia. Por esse mesmo motivo, percebe-se que, neste dia, uma pessoa na localidade escolhida observa a trajetória do Sol sempre ao Norte e, conseqüentemente, as sombras serão projetadas para o Sul. Para esse caso, ao variar o horário do dia, conclui-se que a duração do dia será de, aproximadamente, 11,5h.

A interface final desenvolvida para essa etapa, então, permite ao usuário analisar diversos aspectos relativos ao posicionamento relativo Terra-Sol. Devido à flexibilidade na escolha das variáveis, essa interface possibilita a construção de inúmeros casos de estudo, auxiliando na observação das mudanças ocorridas com a variação das diferentes variáveis de entrada.

2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

A etapa dos estudos das relações Terra-Sol, descrita nesse capítulo, objetiva o aprofundamento dos estudos referentes às variações, ao longo do ano, do posicionamento relativo entre o nosso planeta e a sua fonte primária de energia. Com isso, busca-se uma melhor compreensão acerca da influência deste posicionamento sobre a oferta de energia solar observada em uma determinada localidade.

A construção de interfaces gráficas interativas teve como objetivo facilitar a visualização das mudanças que ocorrem nesse posicionamento relativo, tanto para um observador localizado no Sol, quanto para um observador situado em um ponto qualquer da superfície terrestre. Nas interfaces, as variáveis que podem ser modificadas pelo usuário são explicitadas e os gráficos são atualizados a cada mudança; assim, o uso das interfaces torna-se intuitivo, atingindo seu objetivo ao garantir que o usuário tenha uma experiência satisfatória. Adicionalmente, a apresentação de imagens e gráficos diversos exemplificam o comportamento das variáveis abordadas nesse capítulo, representando um importante complemento para explicar o conteúdo abordado e o uso das equações.

Aprofundar os conhecimentos das relações Terra-Sol é de grande ajuda para compreender plenamente as discussões posteriores deste trabalho, que serão pautadas na oferta energética solar e utilizam um modelo matemático baseado nos ângulos de posicionamento apresentados nesse capítulo.

3 ESTIMATIVA DE DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA SOLAR

A radiação solar incidente é objeto principal de análise na determinação do potencial energético de uma dada localidade. Considerando a influência de alguns agentes, tais como a massa de ar atmosférico, a latitude do local e a época do ano, é possível estimar disponibilidade energética solar na superfície terrestre. Tal estimativa é feita mediante o uso de equações características que definem esse índice como função dos ângulos de posicionamento Terra-Sol já estudados.

A radiação solar incidente em um coletor é uma combinação de três componentes: uma direta, que atinge a superfície coletora sem espalhamento; uma difusa, que sofre desvios de partículas presentes na atmosfera; e uma refletida, oriunda de reflexos das outras duas componentes, no solo ou outra superfície, em direção ao coletor (MASTERS, 2004).

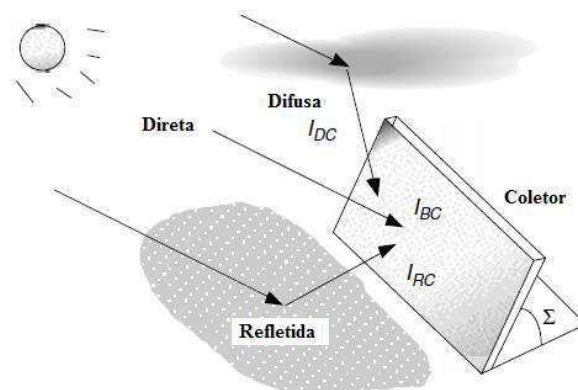


Figura 17: Componentes da radiação solar incidente em coletor (MASTERS, 2004)

O modelo matemático de estimativa de oferta energética solar utilizado neste trabalho é baseado no cálculo do fluxo solar aparente fora da atmosfera terrestre. Esse valor varia com a distância entre a Terra e o Sol, sendo, portanto, dependente do dia do ano. A partir do fluxo aparente solar, são incorporados os fatores climáticos, tais como presença de partículas de poeira e vapor de água no ar, que provocam uma atenuação na quantidade de radiação que alcança a superfície. Esse modelo, que possui uma forte base empírica, é o adotado pela *American Society of Heating, Refrigerating, and Air Conditioning Engineers* (ASHRAE, 2009).

Nos tópicos posteriores, serão apresentadas as fórmulas para a estimativa teórica de cada componente da radiação incidente apresentada. Inicialmente, a porção direta será considerada e, após o detalhamento do processo de estimativa, as componentes difusa e refletida serão inseridas nos cálculos.

3.1 COMPONENTE DIRETA DA RADIAÇÃO INCIDENTE EM UM COLETOR

O primeiro fator que deve ser considerado para a estimativa da componente direta é a quantidade de massa de ar atravessada pelos raios solares desde o momento no qual entram na atmosfera da Terra até o momento que alcançam a superfície terrestre. Essa quantidade é dada pela razão entre o comprimento do caminho percorrido pelos raios solares no horário analisado e o comprimento do caminho percorrido pelos raios caso o Sol estivesse a pino (comprimento mínimo possível).

A partir da Figura 18, pode-se derivar a equação de estimativa da massa de ar em função da altitude solar.

$$m = \frac{h_2}{h_1} = \frac{1}{\text{sen}(\beta)} \quad (13)$$

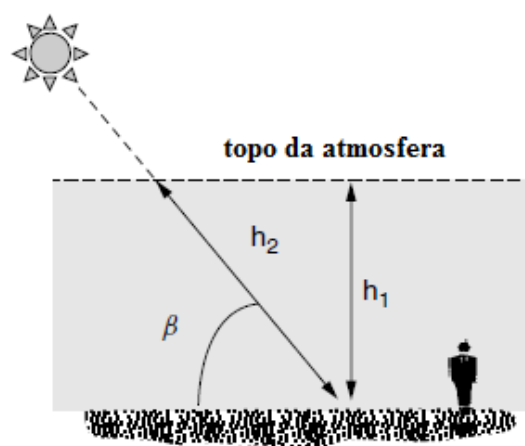


Figura 18: Medidas para estimativa da massa de ar atravessada pelos raios solares (MASTERS, 2004)

O modelo matemático considera que a radiação solar sofre um decaimento exponencial ao atravessar a atmosfera em direção à superfície da Terra. A componente direta de radiação que atinge a superfície terrestre, em W/m^2 , é calculada a partir da Equação (14):

$$I_B = Ae^{-km}, \quad (14)$$

sendo A o fluxo solar aparente fora da atmosfera, dado em W/m^2 , k um fator adimensional referente à profundidade óptica e m , também adimensional, a massa de ar apresentada anteriormente em (13).

O valor de A representa a quantidade de radiação solar no topo da superfície terrestre, antes de atravessar a camada de ar atmosférico. A profundidade óptica k se refere ao grau de transparência da atmosfera, que interfere na quantidade de radiação transmitida à superfície e depende das partículas presentes no ar. No modelo utilizado, ambas as variáveis foram medidas empiricamente ao longo dos dias do ano. Para facilitar os cálculos de estimativa, foi feito um ajuste de curva com os dados coletados e as seguintes equações podem ser utilizadas para o fluxo solar aparente e a profundidade óptica, sendo N o dia do ano:

$$A = 1160 + 75 \times \text{sen} \left[\frac{360}{365} (N - 275) \right] \quad (15)$$

$$k = 0.174 + 0.035 \times \text{sen} \left[\frac{360}{365} (N - 100) \right] \quad (16)$$

De toda a radiação que alcança a superfície terrestre, apenas a componente que incide perpendicularmente a uma superfície coletora é absorvida para a produção de eletricidade. Portanto, a componente direta da radiação incidente em um coletor é dependente do posicionamento dessa superfície. Esse posicionamento é indicado por dois parâmetros: a inclinação do painel (Σ) e o seu azimute (φ_C).

A inclinação é o ângulo observado entre a superfície coletora e a horizontal do local, cujos valores variam de 0° , quando o painel se encontra disposto horizontalmente, até 90° . O azimute é aquele ângulo formado entre a projeção, na horizontal, da reta normal ao plano coletor e o meridiano do local (linha Norte-Sul) onde a superfície coletora inclinada está localizada. Esse ângulo varia de -180° a 180° e o referencial adotado para medi-lo é diferente em cada hemisfério: caso a superfície coletora esteja no hemisfério Norte ou no Equador, seu referencial será o Sul (painel voltado para o Sul possui φ_C nulo); caso esteja no hemisfério Sul, o referencial é o Norte. Em ambos os casos, o azimute se torna positivo à medida que o painel se volta para Leste e negativo, para Oeste. Dessa maneira, quando voltado para Leste, o azimute do painel é 90° e, quando sua face

está na direção Oeste, o ângulo azimutal é de -90° . A Figura 19 auxilia na compreensão desse ângulo.

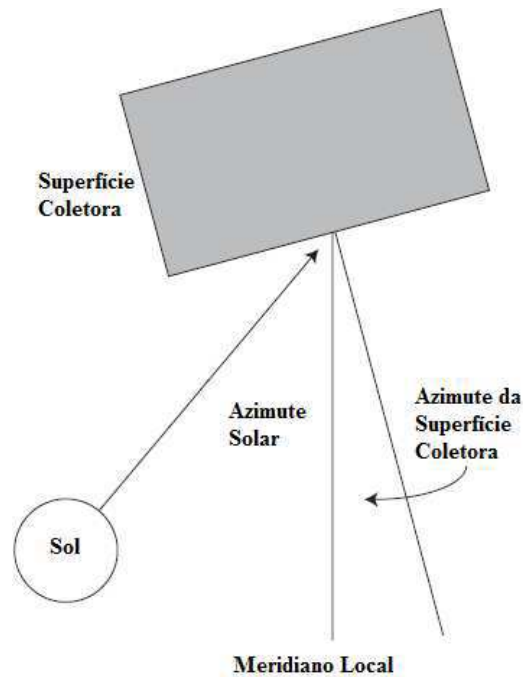


Figura 19: Visão superior de superfície coletora indicando os azimutes solar e do coletor (VANEK, 2008)

A partir do posicionamento do painel coletor, calcula-se o ângulo de incidência da radiação solar nessa superfície, θ , como:

$$\cos(\theta) = \cos(\beta) \cos(\phi_s - \phi_c) \sin(\Sigma) + \sin(\beta) \cos(\Sigma) \quad (17)$$

Como a parcela de radiação que poderá ser absorvida pelas superfícies coletoras é aquela correspondente à incidência perpendicular ao plano, determinamos o seu valor, em W/m^2 , pela expressão:

$$I_{BC} = I_B \cos(\theta) \quad (18)$$

Pela expressão apresentada, para uma superfície horizontal ($\Sigma = 0$), tem-se:

$$I_{BH} = I_B \sin(\beta) \quad (19)$$

3.2 COMPONENTE DIFUSA DA RADIAÇÃO INCIDENTE EM UM COLETOR

Para o modelo matemático utilizado, a componente difusa da radiação é diretamente proporcional ao feixe direto de radiação solar incidente na superfície terrestre, I_B . O fator de proporcionalidade utilizado é o fator de difusão solar (C), que é a razão entre a radiação difusa incidente em uma superfície horizontal em um dia claro (sem nuvens) e a radiação direta incidente na superfície terrestre em um dia claro. Esse fator é adimensional e dado por:

$$C = 0.095 + 0.04 \times \text{sen} \left[\frac{360}{365} (N - 100) \right] \quad (20)$$

Assim como nos casos das equações (15) e (16), a equação que determina C foi obtida a partir de um ajuste de curva de dados meteorológicos medidos.

A radiação difusa na superfície terrestre ou em qualquer superfície horizontal, então, é dada por:

$$I_{DH} = CI_B \quad (21)$$

Considerando que um ponto da superfície terrestre recebe radiação difusa em igual intensidade de todas as direções, pode-se estimar qual a fração desta radiação que irá incidir em um painel coletor. Quando o painel está na horizontal ($\Sigma = 0$), ele recebe toda a radiação difusa que incide na superfície terrestre; quando ele está a 90° de inclinação, ele recebe apenas metade. A partir dessas considerações, deriva-se que a componente difusa incidente em um coletor, em W/m^2 , é dado pela Equação (22).

$$I_{DC} = I_{DH} \left[\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right] = CI_B \left[\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right] \quad (22)$$

3.3 COMPONENTE REFLETIDA DA RADIAÇÃO INCIDENTE EM UM COLETOR

A última componente da radiação incidente em um coletor é a refletida. Essa componente é função do grau de refletância ρ da superfície à frente do painel coletor.

Para simplificar o modelo, considera-se que a reflexão da radiação incidente ocorre uniformemente em todas as direções. Valores aproximados de ρ variam de 0,8 para uma superfície recém coberta por neve até 0,1 para superfícies escuras. Um valor base para um solo comum é $\rho = 0,2$ (MASTERS, 2004). A partir desses valores, percebe-se que, a depender do cenário, a contribuição da componente refletida da radiação incidente em um coletor pode ser bastante significativa ou desprezível.

A componente refletida pode ser estimada a partir do produto entre a radiação total na horizontal (componentes direta e difusa) e o grau de refletância da superfície à frente do painel. Desta componente, a parcela incidente em um coletor depende da inclinação do mesmo: coletores na horizontal ($\Sigma = 0$) não recebem radiação incidente refletida e, caso estejam a 90° de inclinação, metade da radiação refletida neles incide. Portanto, a componente refletida da radiação incidente em um coletor é dado pela Equação (23).

$$I_{RC} = \rho(I_{BH} + I_{DH}) \left[\frac{1 - \cos(\Sigma)}{2} \right] = \rho I_B [\text{sen}(\beta) + C] \left[\frac{1 - \cos(\Sigma)}{2} \right] \quad (23)$$

3.4 RADIAÇÃO INCIDENTE TOTAL EM UM COLETOR E

CONSIDERAÇÕES SOBRE A INFLUÊNCIA DA MASSA DE AR

A radiação incidente total em um coletor é a soma das três componentes apresentadas nos tópicos desse capítulo. Então, a equação final, realizando todas as substituições possíveis, é:

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC}$$

$$I_C = Ae^{-km} \left\{ \cos(\beta) \cos(\phi_S - \phi_C) \text{sen}(\Sigma) + \text{sen}(\beta) \cos(\Sigma) \right. \\ \left. + C \left[\frac{1 + \cos(\Sigma)}{2} \right] + \rho I_B [\text{sen}(\beta) + C] \left[\frac{1 - \cos(\Sigma)}{2} \right] \right\} \quad (24)$$

Na equação, observa-se que a massa de ar é um dos principais fatores na determinação da oferta energética de radiação solar, sendo comum a todas as componentes de radiação incidente apresentadas. O estudo da massa de ar, então, é parte importante para um dimensionamento adequado de um sistema fotovoltaico.

A partir da equação (13), foram gerados gráficos que exibem a variação da quantidade de massa de ar atravessada pelos raios solares ao meio dia solar, para cada um

dos 365 dias do ano. Com o intuito de compreender a influência da localização geográfica na variabilidade desse fator de influência, foram consideradas diversas latitudes do território brasileiro na geração das curvas que são apresentadas a seguir. As localidades escolhidas foram o extremo sul (Arroio Chuí, latitude $33,75^{\circ}S$), o Trópico de Capricórnio (latitude de $23,45^{\circ}S$), a cidade onde nossos estudos são realizados (Campina Grande, latitude $7,23^{\circ}S$) e o Equador (latitude 0°). É importante recordar que a massa de ar unitária é a mínima possível e equivale ao Sol diretamente acima da cabeça (a pino).

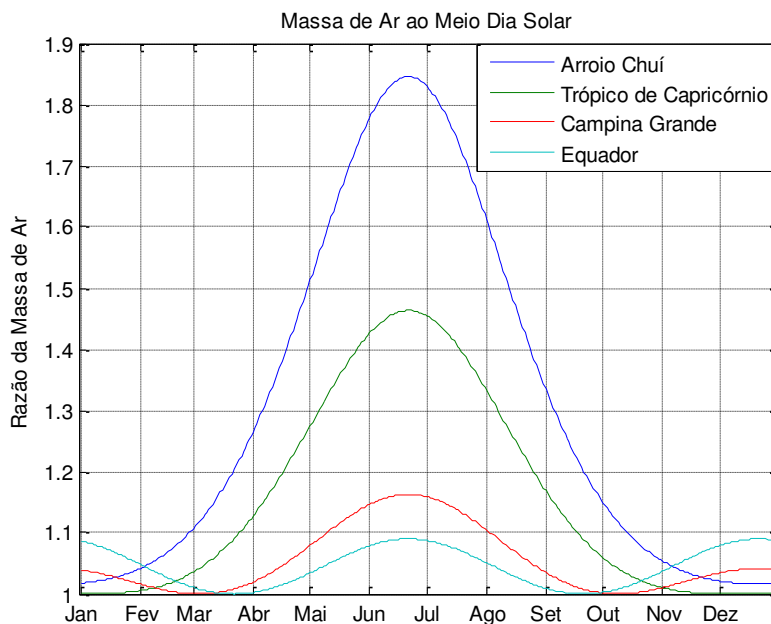


Figura 20: Massa de ar ao meio dia solar – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande e Equador

Como esperado, observa-se que a variação da massa de ar atravessada pelos raios solares é mais evidente na latitude de extremo Sul, enquanto as mudanças observadas no Equador e em latitudes próximas são menos acentuadas, apresentando uma variação menor. Além disso, comprovou-se que, para o hemisfério Sul, essa quantidade é maior nos meses de inverno, alcançando o máximo no solstício de inverno (21 de junho, $N = 172$), quando o ângulo de declinação é máximo.

A simulação seguinte considera a variação da oferta energética de radiação solar ao longo do ano quando o meio dia solar é o horário considerado. Considerou-se apenas a componente direta da radiação que alcança a superfície da Terra, conforme equação (14), e as latitudes utilizadas foram as mesmas abordadas anteriormente.

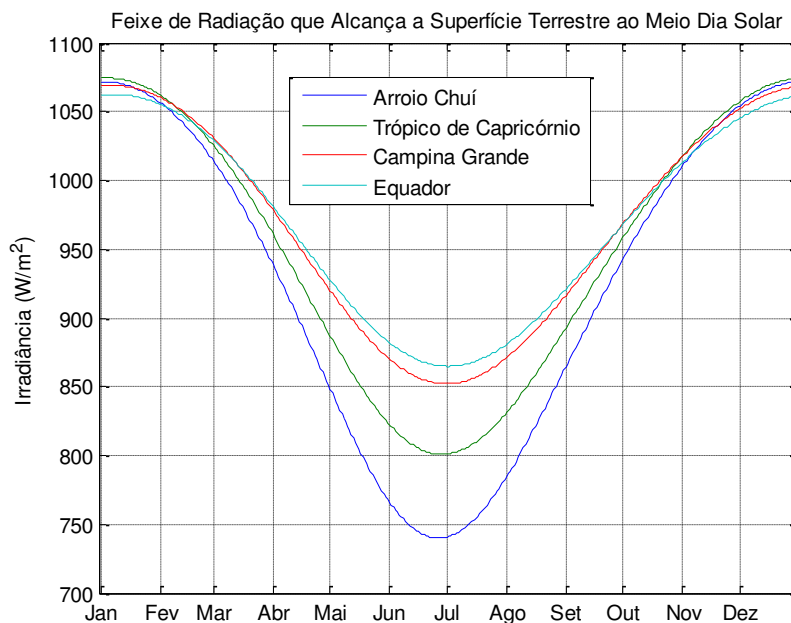


Figura 21: Irradiância ao meio dia solar – Arroio Chuí, Trópico de Capricórnio, Campina Grande e Equador

Confrontando o resultado gráfico acima com aquele da Figura 20, percebe-se que, quanto mais espessa a camada da massa de ar que interfere a oferta energética, menor a quantidade de radiação solar que atinge a superfície terrestre.

Para a compreensão plena dos cálculos de estimativa de oferta energética de radiação solar, análises semelhantes podem ser realizadas para outras latitudes e incluindo todas as componentes apresentadas nesse capítulo.

3.5 INTERFACE FINAL DOS ESTUDOS DE ESTIMATIVA DE DISPONIBILIDADE ENERGÉTICA SOLAR

Com o objetivo de utilizar as equações apresentadas neste capítulo para traçar curvas de estimativa de disponibilidade energética solar, foi criada uma interface interativa que mostra o gráfico da radiação incidente em um plano inclinado para um determinado dia, em um determinado local e para um determinado posicionamento da superfície coletora. Conforme pode ser visualizado na Figura 22, o usuário pode escolher livremente as variáveis de entrada; a cada mudança, o novo resultado será imediatamente gerado.

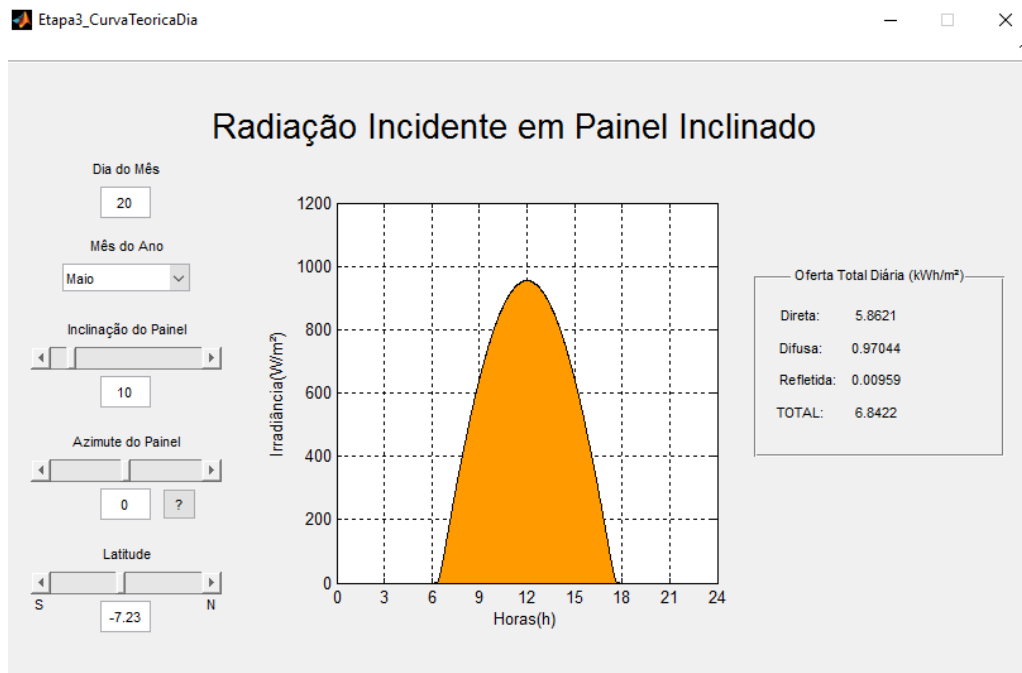


Figura 22: Interface gráfica – Radiação Incidente em Painel Inclinado

O gráfico apresentado na interface mostra a irradiância (potência da radiação incidente por unidade de área) para a data selecionada, na latitude escolhida e para um painel com o posicionamento indicado pelo usuário. Os valores da curva são resultados da soma entre as componentes direta, difusa e refletida da radiação incidente no painel em questão, obtidos a partir da equação (24) e considerando o índice de refletância $\rho = 0,2$. À direita, são mostrados os valores de oferta total diária para o caso em análise.

Dentre as informações que devem ser inseridas pelo usuário, está o azimute do painel, cuja interpretação ser complicada devido às diferenças de referencial para cada hemisfério do planeta. Para auxiliar o usuário, foi inserido o botão de dúvida (“?”), que, ao ser acionado, abre uma janela com uma breve explicação sobre como inserir o azimute do painel.

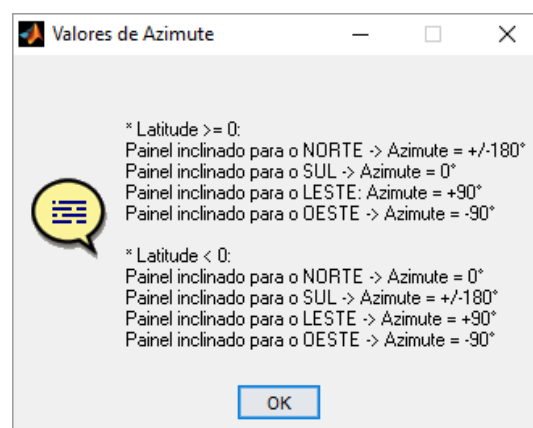


Figura 23: Interface gráfica – Radiação Incidente em Painel Inclinado: Janela de ajuda sobre azimute

Ao utilizar essa interface, o usuário poderá compreender melhor como as mudanças em cada variável de entrada podem interferir na quantidade de radiação solar incidente em um painel. A partir dela, pode-se analisar diversos estudos de caso e observar qual a melhor maneira de posicionar uma superfície coletora no dia selecionado. Dessa maneira, desenvolve-se a percepção necessária para realizar ajustes no sistema fotovoltaico de modo a maximizar o aproveitamento da oferta energética solar, que é essencial para a realização do levantamento do potencial fotovoltaico de uma região. Essa ferramenta, então, finaliza com sucesso os estudos da estimativa de disponibilidade energética solar e serve de base para a execução da etapa final desse trabalho.

3.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Nessa etapa, foi apresentado o modelo matemático para o cálculo de radiação incidente em função da latitude, dia do ano, hora do dia e posicionamento de um painel fotovoltaico. Sendo as equações do modelo dependentes dos ângulos de relação entre a Terra e o Sol, foi possível perceber que a assimilação satisfatória do conteúdo do Capítulo 2 serviu como base para que essa etapa pudesse ser, igualmente, concluída com êxito. Esse modelo será utilizado para o levantamento do potencial fotovoltaico do DEE-UFCG.

As discussões realizadas acerca da influência da massa de ar na oferta de energia solar fotovoltaica de uma região, a partir de análises gráficas para diferentes cenários, mostrou-se efetiva para uma avaliação adequada das variações que ocorrem nessa variável e de como essas mudanças afetam a quantidade de radiação incidente disponível em uma superfície coletora. A interface final conclui com sucesso a etapa de estudo da disponibilidade energética solar, apresentando-se como um meio simples e direto para visualizar as mudanças ocorridas na curva de oferta de acordo com variações do dia do ano, posicionamento da superfície coletora e latitude de interesse.

É importante ressaltar que o modelo matemático de estimativa apresentado não contempla possíveis sombreamentos nos painéis fotovoltaicos, tampouco as variações decorrentes das movimentações das nuvens. Tais fatores são considerados estocásticos e sua modelagem exige um estudo meteorológico bastante aprofundado que não está no escopo desse trabalho. No Capítulo 4, serão apresentados dados reais de irradiância, permitindo a realização de uma comparação entre o comportamento real da oferta e a curva de estimativa de oferta apresentada nesse capítulo.

4 ANÁLISE DE DADOS REAIS DE IRRADIÂNCIA

Para o prosseguimento dos estudos referentes ao levantamento do potencial solar fotovoltaico em um determinado local, foram utilizados dados reais de oferta adquiridos pelo piranômetro CM21, da Kipp & Zonen, instalado no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM) para auxiliar os estudos. Com o uso do piranômetro, foram obtidos dados de oferta com resolução de 1 dado/seg.



Figura 24: Piranômetro CM21, Kipp & Zonen, instalado no LEIAM

O modelo matemático apresentado neste trabalho foi usado para calcular ofertas teóricas, em Campina Grande, com a mesma resolução do piranômetro cujos dados foram coletados. Posteriormente, a curva teórica foi plotada em sobreposição à curva real de oferta, com o objetivo de observar o comportamento real da irradiância frente à curva gerada pelas equações do modelo matemático apresentado em tópicos anteriores. Para o dia 31 de dezembro, tem-se o gráfico da Figura 25.

A partir do gráfico, é possível observar o padrão da oferta de energia advinda da radiação solar incidente: as medições feitas no início da manhã e no fim da tarde possuem valores normalmente inferiores àquelas compreendidas em torno do meio dia. Outra característica interessante é a constante variação na oferta, que apresenta mudanças bruscas em alguns pontos, produzindo um comportamento de crescimento e decrescimento não-linear ao longo do dia. Esse padrão observado nas medições ocorre devido à passagem das nuvens, que provocam interferências na trajetória dos raios solares

em direção à superfície terrestre. Apesar de a modelagem matemática não conseguir prever fatores estocásticos como a passagem de nuvens, os valores resultantes seguem o padrão do comportamento real da irradiância.

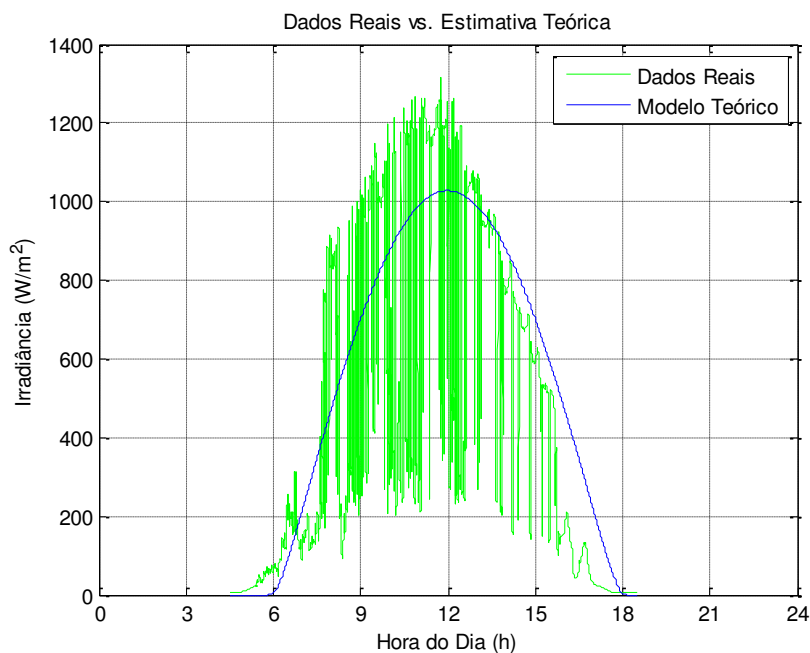


Figura 25: Confronto Dados Reais versus Estimativa Teórica de Oferta

Um conceito importante no estudo do potencial energético de uma região, do ponto de vista de luminosidade solar, é o de horas de sol. Denomina-se horas de sol a quantidade de tempo durante a qual uma determinada localização está sujeita a uma irradiância constante de 1000W/m^2 . Para este cálculo, fez-se o somatório das medições ao longo de um dia, que ocorreram em um intervalo de aproximadamente 14 horas (04:30:00h até as 18:30:59h), determinando a oferta total correspondente. Com esse valor, determinou-se a média do dia ao longo das 14 horas e, subsequentemente, foi possível calcular as horas de sol de cada dia. Para o dia 05 de outubro, o resultado da Figura 26 foi alcançado.

Observando o gráfico, é possível afirmar que uma irradiância constante de 1000W/m^2 ao longo de um tempo aproximadamente igual a 6,1 horas produz uma oferta energética equivalente àquela observada no perfil de medições de radiação para o dia 05 de outubro em Campina Grande. Esse tipo de observação ajuda a compreender um pouco mais o potencial energético de um local conhecendo apenas suas horas de sol. Esses mesmos cálculos podem ser feitos considerando dados de todo o mês, em vez de dados de apenas um dia. Para ilustrar essa análise, foram efetuados os cálculos da média de irradiância do mês de outubro. A média foi calculada com as medições de 25 dias do mês

e o resultado gráfico contendo o perfil de radiação incidente, as horas de sol e a média mensal é o da Figura 27.

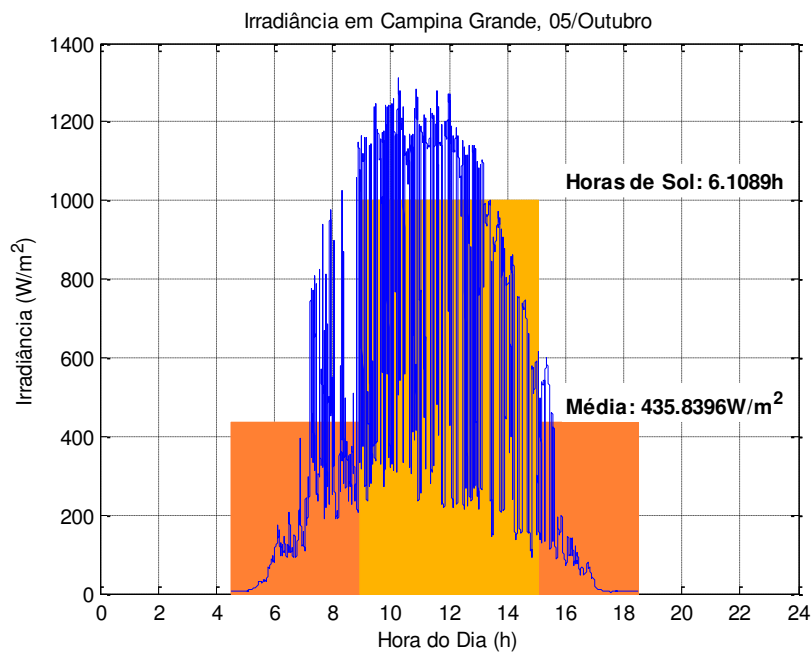


Figura 26: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, Dia 05 de Outubro

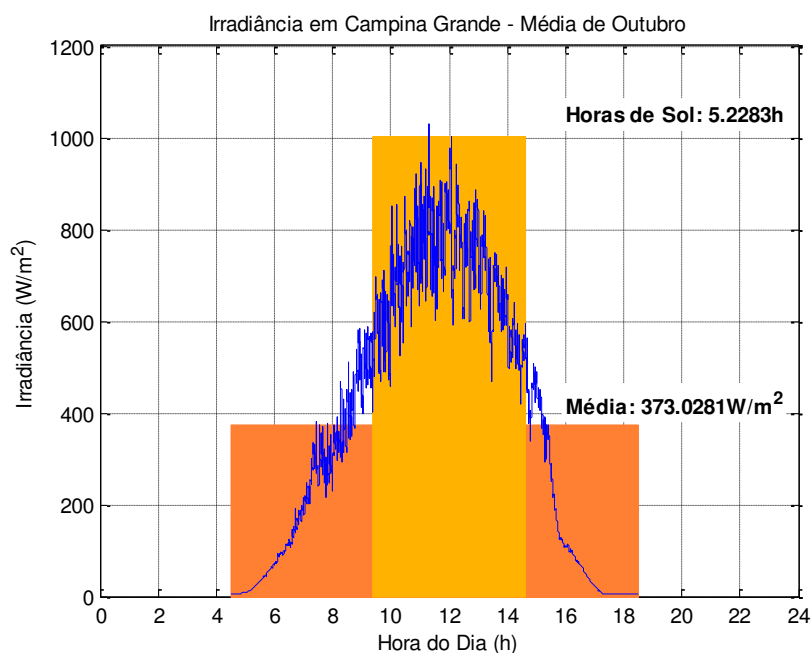


Figura 27: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, Mês de Outubro

Devido à natureza estocástica da interferência das nuvens, algumas medições podem ter valores bastante elevados em um dia e baixos em outros, para um mesmo horário. O último gráfico mostra que, ao realizar a média dos dados de vários dias, há uma tendência natural de suavização da curva e anulação de variações muito bruscas.

Para analisar as diferenças na quantidade de oferta energética de radiação solar para diferentes épocas do ano, foram escolhidos dois estudos de caso: oferta no mês de junho e no mês de dezembro. Os meses foram selecionados porque neles estão contidos os solstícios de inverno e verão, respectivamente; o primeiro é caracterizado por ser o dia do ano com o dia mais curto (noite mais longa) e o segundo, por ser o dia do ano com a parte clara mais longa (noite mais curta). Realizando a análise de horas de sol para dois dias de cada mês mencionado, utilizando dados reais de irradiância em Campina Grande, foram obtidos os seguintes resultados:

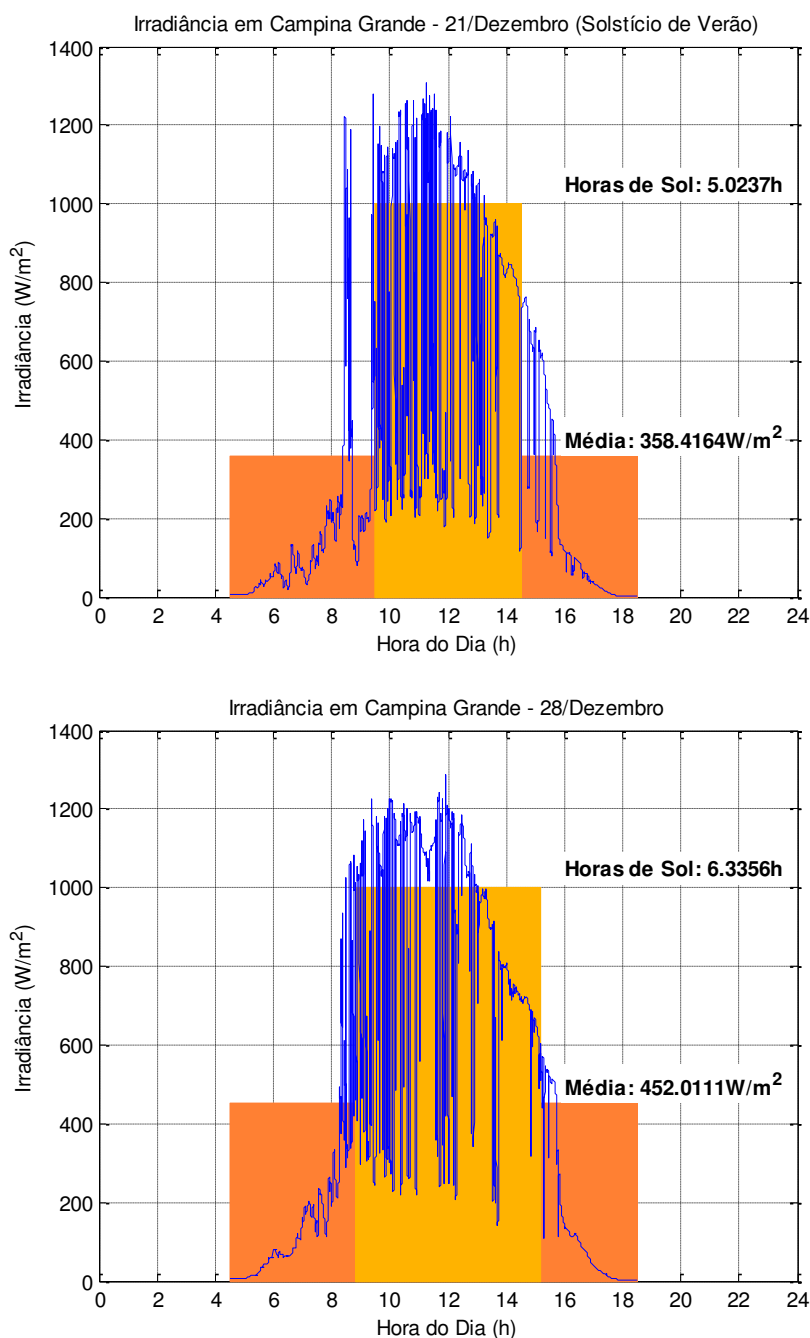


Figura 28: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, 21 e 28/Dezembro

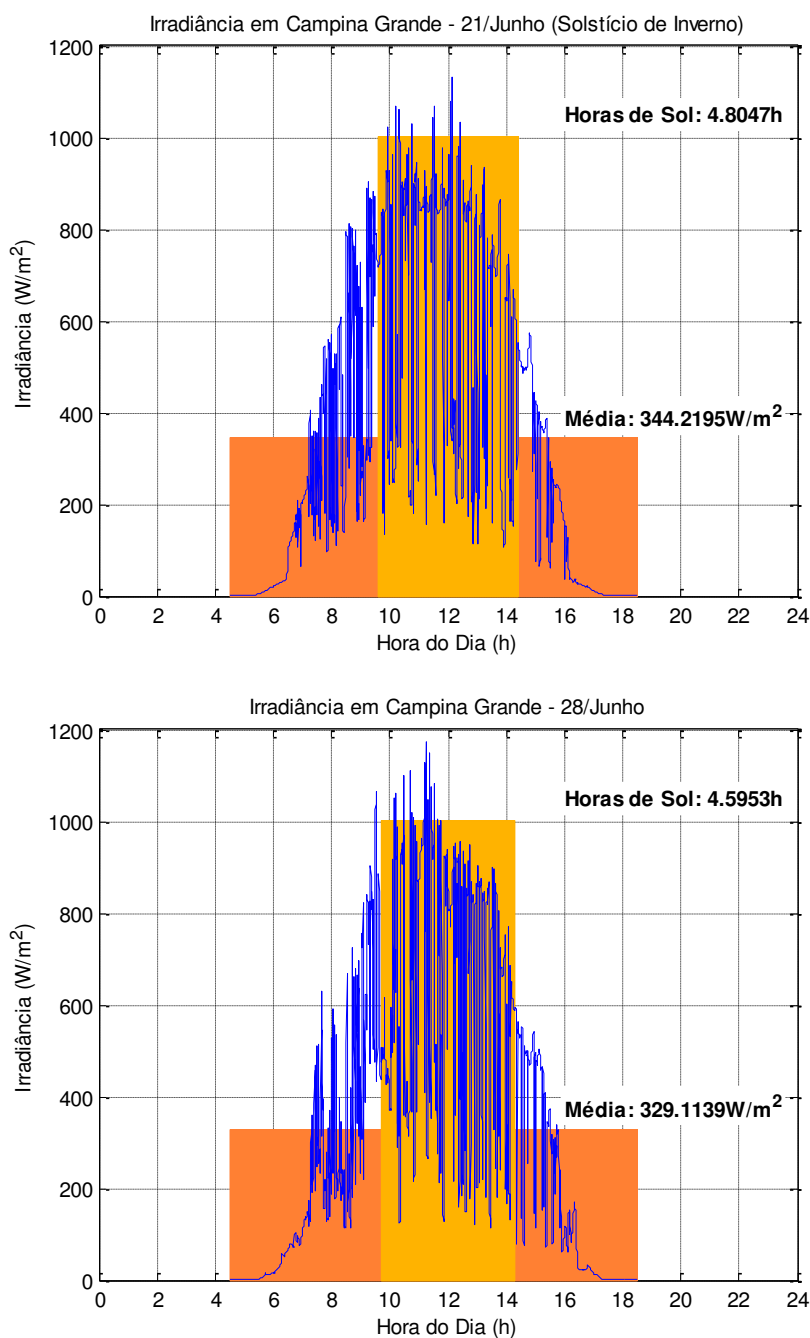


Figura 29: Média de Irradiância e Horas de Sol – Campina Grande, 21 e 28/Junho

Uma observação que pode ser feita imediatamente após uma rápida inspeção dos dois cenários destacados é que as quantidades de horas de sol nos dias do mês de junho são inferiores às dos dias de dezembro. Esse resultado era esperado, considerando-se as características da movimentação aparente do Sol e ao fato de os cenários escolhidos englobarem os solstícios de inverno e verão, conforme já mencionado. O estudo da quantidade de massa de ar atravessada, que é maior no mês de junho, também auxilia na compreensão dos resultados mostrados.

Uma última análise que foi realizada com os dados reais de radiação incidente em Campina Grande é referente à flutuação de oferta. Para isso, foi feita uma comparação entre cada amostra do conjunto de dados em relação à amostra imediatamente anterior, calculando a derivada correspondente a uma reta imaginária que passa pelos dois pontos. Essa derivada equivale à taxa de variação da oferta de irradiância para aquele intervalo de tempo, e pode ser positiva (quando há um aumento na oferta) ou negativa (quando há uma queda na oferta). Para cada conjunto de n amostras de dados, foram determinadas $n - 1$ taxas de variação (a primeira amostra não possui um valor anterior para comparação) e a essa variação deu-se o nome de flutuação. Para exemplificar a análise, seguem os resultados para o dia 21 de dezembro.

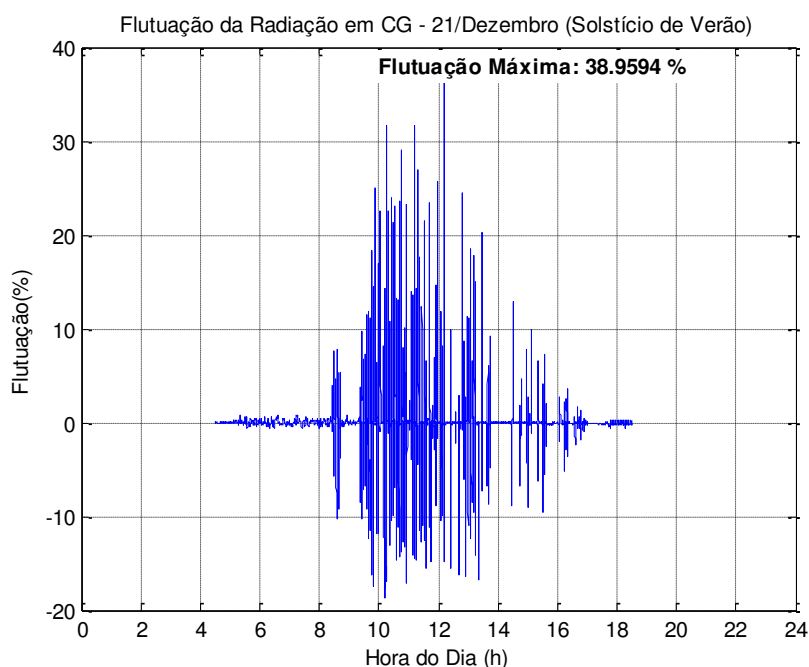


Figura 30: Flutuação da Radiação em Campina Grande – 21/Dezembro

É perceptível que flutuações bastante elevadas são corriqueiras, devido à passagem de nuvens e a outros fatores que interferem na quantidade de irradiância que atinge a superfície terrestre. Dentre as aplicações existentes para a análise de flutuações, está o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, uma vez que grandes variações de potência injetada na rede podem causar instabilidade na mesma. Para esse mesmo dia, também foi traçada a curva da Figura 31, que mostra o percentual de ocorrência de flutuações superiores a uma dada variação, chamada de rampa máxima.

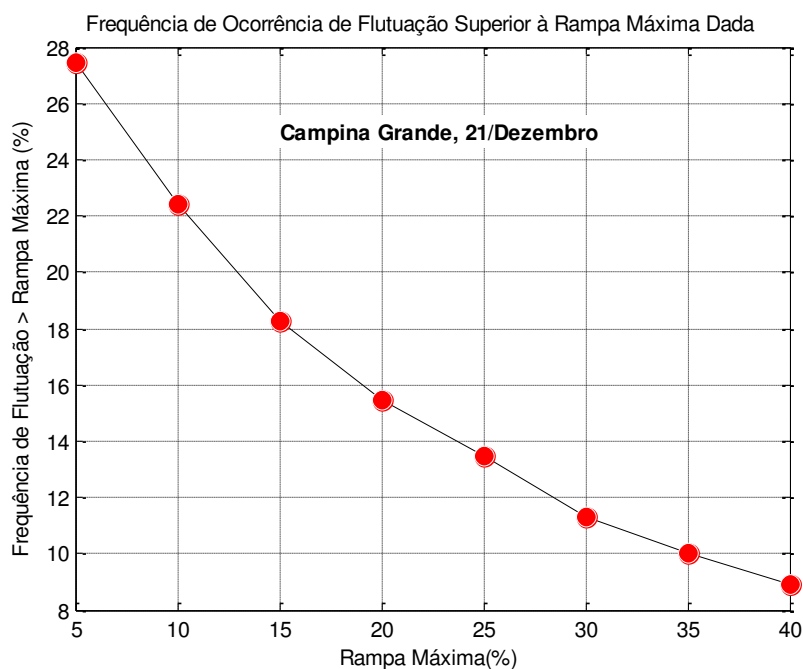


Figura 31: Frequência de ocorrência de flutuação superior a uma dada rampa máxima

Conforme o esperado, a ocorrência de flutuações acima da rampa máxima diminui conforme o valor escolhido para a rampa é aumentado. Para uma tolerância de 20%, por exemplo, tem-se que aproximadamente 15,5% das flutuações calculadas a partir dos dados amostrados possuem valores superiores à rampa máxima. Quando observamos o ponto referente à rampa de 10%, percebe-se que essa frequência de ocorrência sobe para pouco mais de 22%.

Em suma, os indicadores calculados nessa etapa podem ser analisados para uma melhor caracterização do perfil de radiação incidente em uma determinada região. A depender da aplicação desejada, um indicador diferente deve ser observado com mais cautela – caso seja desejado, por exemplo, realizar uma estimativa da quantidade de radiação incidente no ano, os valores de média poderão ser utilizados; se o objetivo é analisar as possíveis interferências da conexão de um sistema fotovoltaico à rede elétrica, cabe analisar em detalhes as flutuações de oferta.

4.1 CONCLUSÕES PARCIAIS

Na etapa da análise de dados reais de irradiância, foi possível observar algumas das características básicas da oferta de radiação solar, tais como variabilidade no tempo, e mudanças na intensidade e no intervalo de horas de incidência ao longo do ano. A

comparação entre os dados apresentados e a curva teórica de estimativa de oferta foi essencial para esclarecer como são as variações causadas pela passagem de nuvens e explicitar que o modelo matemático não é capaz de modelar essas mudanças bruscas na oferta. No entanto, observando a comparação efetuada, pode-se concluir que o conjunto de equações apresentado no Capítulo 3 segue o padrão da oferta real de maneira satisfatória o suficiente para poder ser utilizado no levantamento do potencial fotovoltaico de uma região.

Para a caracterização do perfil de irradiância de Campina Grande em diferentes épocas do ano, foram calculados e discutidos alguns indicadores – médias de oferta, horas de Sol e flutuação. Tais discussões possibilitaram uma maior compreensão sobre as características básicas da oferta real de radiação solar, permitindo uma análise satisfatória dos dados coletados.

A etapa de análise de dados reais de irradiância, portanto, foi concluída com êxito e os resultados encontrados são imprescindíveis para a compreensão acerca do potencial fotovoltaico de Campina Grande, cidade na qual os estudos foram realizados. Com o conhecimento adquirido até este ponto do trabalho, é possível seguir para o levantamento do potencial fotovoltaico do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande (DEE – UFCG).

5 LEVANTAMENTO DO POTENCIAL FOTVOLTAICO DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE

As discussões realizadas nas etapas anteriores desse trabalho são de suma importância para a consolidação dos conhecimentos acerca da oferta de energia solar fotovoltaica em uma região, proporcionando o embasamento necessário para o desenvolvimento da etapa final, descrita neste capítulo.

Inicialmente, serão selecionados os prédios do departamento que são propícios para a instalação de sistemas fotovoltaicos. Em seguida, a área útil de cada prédio selecionado será determinada. Finalmente, as equações apresentadas nesse trabalho serão utilizadas para calcular a quantidade de radiação incidente em cada um dos prédios e uma estimativa de produção energética será realizada.

5.1 SELEÇÃO DE PRÉDIOS DO DEE-UFMG

Na seleção dos prédios considerados no levantamento do potencial fotovoltaico do DEE-UFMG, os seguintes fatores foram levados em consideração:

- *Condições estruturais do telhado*: preferir os tetos sem inclinações muito acentuadas e excluir tetos de prédios com estrutura comprometida ou não própria para a instalação de painéis;
- *Área disponível*: preferir tetos que possuam uma área que permita a instalação de uma quantidade razoável de painéis, também deixando espaço para a circulação de pessoas entre os sistemas instalados;
- *Exposição ao Sol*: excluir tetos que possuem grandes áreas de sombreamento devido a prédios vizinhos, árvores ou outros obstáculos.

Para analisar os fatores descritos, foram feitas inspeções visuais, quando possível; na impossibilidade de inspeção visual, as imagens da ferramenta *Google Earth* foram utilizadas.

Na análise de condições estruturais, decidiu-se que o teto do prédio do Grupo de Sistemas Elétricos (GSE) seria considerado apenas parcialmente, uma vez que a estrutura do galpão onde fica o gerador de impulso de tensão não é apropriada para a instalação de um sistema fotovoltaico, além de gerar um sombreamento considerável nas áreas ao seu redor. Essa observação será levada em consideração posteriormente, no momento do cálculo da área útil dos prédios selecionados. Em relação à área útil disponível, nenhum dos blocos do departamento foi excluído, pois todos possuem uma área extensa o suficiente para o aproveitamento satisfatório do potencial fotovoltaico da região. A presença de árvores em nosso departamento pode causar sombreamento nos blocos CG, CH, CI e CJ, a depender do dia do ano e da hora do dia. Esse efeito, porém, é desprezível e será desconsiderado das análises.

Após ponderar a situação dos blocos no DEE-UFCG, um total de 15 prédios foram selecionados para a análise do potencial fotovoltaico, conforme Tabela 2.

Tabela 2: Prédios do DEE-UFCG selecionados para análise de potencial fotovoltaico

Prédios DEE-UFCG	
1	Central de Laboratórios
2	Centro de Engenharia Elétrica e Informática (CEEI)
3	CG
4	Laboratório de Fontes Renováveis
5	CH
6	Laboratórios de Referência em Controle e Automação (LARCA)
7	CI
8	Laboratório de Sistemas Embarcados e Computação Pervasiva (Embedded)/ Laboratório de Instrumentação Eletrônica e Controle (LIEC)
9	CJ
10	Instituto de Estudos Avançados em Comunicações (IECOM)
11	Núcleo de Instrumentação e Metrologia Científicas (NIMC)
12	Laboratório de Metrologia
13	Grupo de Sistemas Elétricos (GSE)
14	Subestação de Alta Tensão
15	Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica

5.2 CÁLCULO DA ÁREA ÚTIL DOS PRÉDIOS DO DEE-UFCG

SELECIONADOS

Para o cálculo da área útil dos prédios selecionados na etapa anterior, foi utilizada a planta baixa da Universidade Federal de Campina Grande, cedida pela Prefeitura Universitária. A Figura 32 mostra a parte da planta correspondente ao DEE e a planta completa pode ser vista no Anexo A.



Figura 32: Planta baixa do DEE-UFCG

Com o auxílio do AutoCAD, a área total de cada prédio foi calculada. Para a determinação da área útil dos tetos dos prédios, considerou-se que 40% da área total não será contemplada, correspondendo à área livre necessária para a passagem de pessoas envolvidas, por exemplo, na manutenção do sistema fotovoltaico instalado, assim como às possíveis falhas na estrutura do telhado que impeçam a instalação de painéis fotovoltaicos. Além disso, o prédio do Grupo de Sistemas Elétricos terá outros 30% de sua área descontados, correspondentes à área desconsiderada devido ao galpão mencionado no tópico anterior. Os valores das áreas são os apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Áreas total e útil dos prédios do DEE-UFCG selecionados

Prédio	Área Total (m ²)	Aproveitamento (%)	Área Útil (m ²)
Central de Laboratórios	417,9607	60	250,7764
CEEI	417,9607	60	250,7764
CG	1037,6843	60	622,6106
Laboratório de Fontes Renováveis	199,0351	60	119,4211
CH	976,8373	60	586,1024
LARCA	247,7151	60	148,6291
CI	741,6714	60	445,0028
Embedded/ LIEC	509,6235	60	305,7741
CJ	979,5072	60	587,7043
IECOM	292,8863	60	175,7318
NIMC	233,2062	60	139,9237
Laboratório de Metrologia	628,9527	60	377,3716
GSE	962,4334	30	288,7300
Subestação de Alta Tensão	106,3272	60	63,7963
Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica	103,9246	60	62,3548
TOTAL	7855,7257	56,32	4424,7054

5.3 ESTIMATIVAS DE DISPONIBILIDADE DE RADIAÇÃO SOLAR E DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO DEE-UFCG

Para a determinação da oferta disponível no DEE-UFCG, foram utilizadas as equações apresentadas no Capítulo 3 deste trabalho, sendo abordada apenas a componente direta da radiação incidente. A latitude padrão utilizada é a de Campina Grande, igual a 7,23°S, já que as variações de localização dos prédios são mínimas e desprezíveis nos cálculos. Para a análise, serão considerados três estudos de caso diferentes:

- *Caso 1:* Sistemas fotovoltaicos com painéis com posicionamento fixo e que maximiza a produção na época do inverno;
- *Caso 2:* Sistemas fotovoltaicos com painéis com posicionamento fixo e que maximiza a produção na época do verão;
- *Caso 3:* Sistemas fotovoltaicos com dois ajustes anuais de posicionamento dos painéis – um que maximiza a produção na época do inverno e outro, do verão.

Inicialmente, foi calculada a oferta total anual em Campina Grande para superfícies coletoras em diferentes posicionamentos, com inclinação e azimute variando

em toda a extensão possível. O objetivo é identificar os posicionamentos que maximizam a oferta nas épocas do verão e do inverno, passando a adotá-los para os cálculos seguintes. Para melhor visualizar a varredura para a determinação dos posicionamentos ótimos, foram traçados gráficos de curvas isométricas, nos quais também foram marcados os pontos correspondentes aos posicionamentos que garantem a oferta máxima.

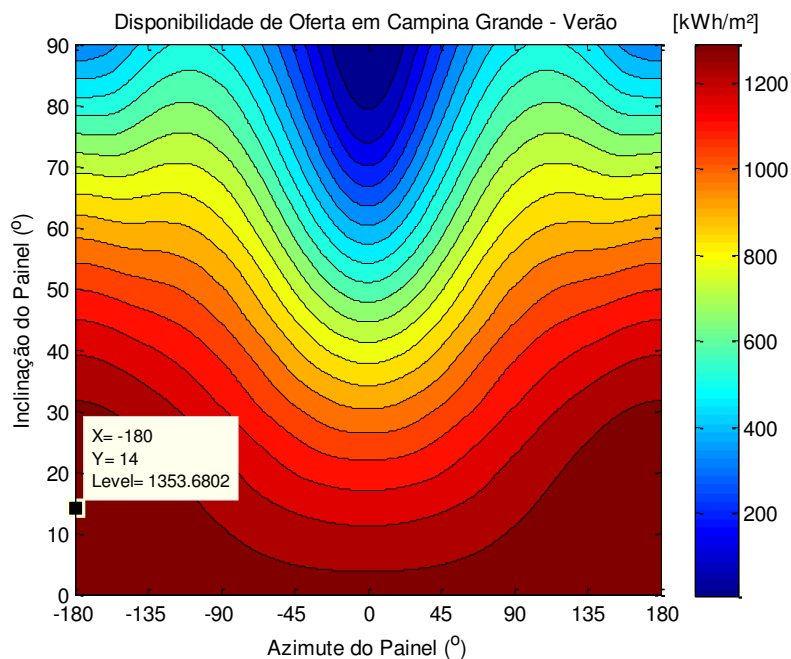


Figura 33: Disponibilidade de oferta em Campina Grande, no verão, em função do posicionamento do painel

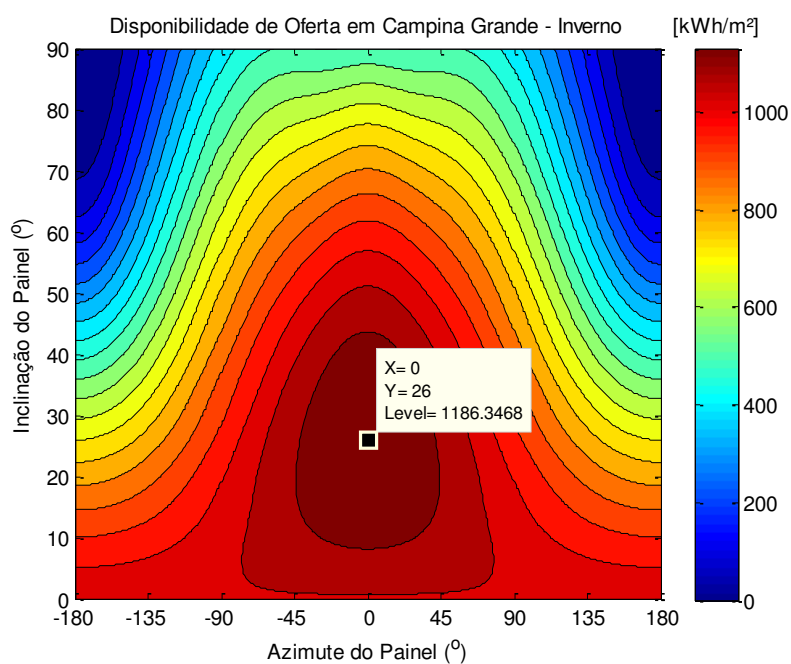


Figura 34: Disponibilidade de oferta em Campina Grande, no inverno, em função do posicionamento do painel

Em cada figura, está marcado o ponto correspondente ao posicionamento que a superfície coletora deve possuir para que a disponibilidade total seja máxima naquela época do ano: 14° de inclinação e -180° de azimute (voltada para o Sul) no período do verão e 26° de inclinação e 0° de azimute (voltada para o Norte) no período do inverno. O valor máximo de oferta esperada durante o verão é de $1353,6802 \text{ kWh/m}^2$ e, para o inverno, o valor calculado é de $1186,3468 \text{ kWh/m}^2$. Pelos valores máximos alcançados, percebe-se que, no verão, a oferta de radiação solar incidente em uma superfície coletora é superior à do inverno. Esse resultado mostra que o modelo matemático utilizado apresenta resultados compatíveis com a realidade.

Em retrospecto, pode-se afirmar que o comportamento da oferta mostrado nos gráficos está de acordo com o esperado. Como abordado na atividade de movimento aparente do Sol, um observador na cidade de Campina Grande verá o Sol se movimentando ao Sul durante os meses de verão; logo, para o período do verão, a oferta total de uma superfície coletora voltada para o Sul será superior àquela de uma superfície com mesma inclinação, mas voltada para o Norte. O contrário é observado na época do inverno, quando coletores voltados para o Norte possuirão uma maior oferta incidente. Adicionalmente, estando Campina Grande no hemisfério Sul, a inclinação ótima para a época de inverno é superior àquela determinada para o verão. Deve-se isso ao fato de que, durante o inverno, o valor da altura solar atinge um mínimo anual e, portanto, as superfícies coletoras deverão possuir uma inclinação mais acentuada – quanto mais distante do Equador for a latitude do local, menos elevado estará o Sol durante o inverno e, em consequência, maior a inclinação do painel para coletar a oferta disponível.

Para os próximos passos do levantamento, serão adotados os posicionamentos ótimos recém-determinados. Para o caso 1, o posicionamento de $26^\circ N$ será adotado para todos os dias do ano; para o caso 2, os painéis do sistema terão um posicionamento fixo de $14^\circ S$; para o caso 3, considerou-se que o posicionamento do inverno ($26^\circ N$) será utilizado desde o dia 21 de março ao dia 23 de setembro e o posicionamento do verão ($14^\circ S$), então, será adotado desde o dia 24 de setembro até o dia 20 de março. As datas escolhidas para os ajustes de posicionamento no caso 3, equivalentes aos equinócios, fazem com que cada posicionamento seja adotado por, aproximadamente, metade do ano. Para cada um dos três casos, a oferta total em Campina Grande foi calculada e detalhada para permitir a observação de sua variação ao longo do ano. Para isso, foram traçados dois tipos de gráficos: curvas isométricas que mostram a oferta disponível para todos os horários do dia, em cada dia do ano, e barras com médias mensais de oferta.

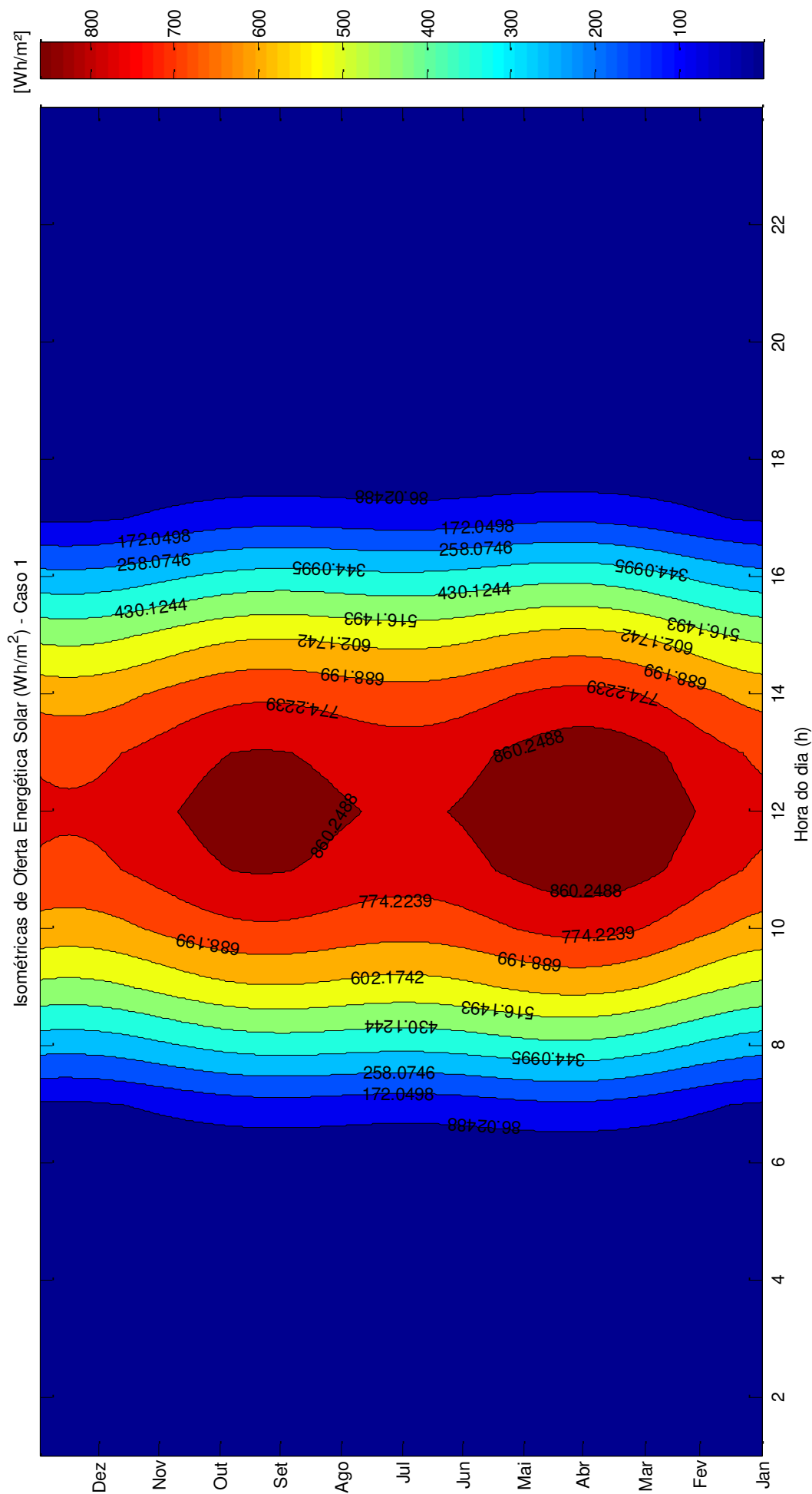


Figura 35: Curvas isométricas de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 26°N (Caso 1)

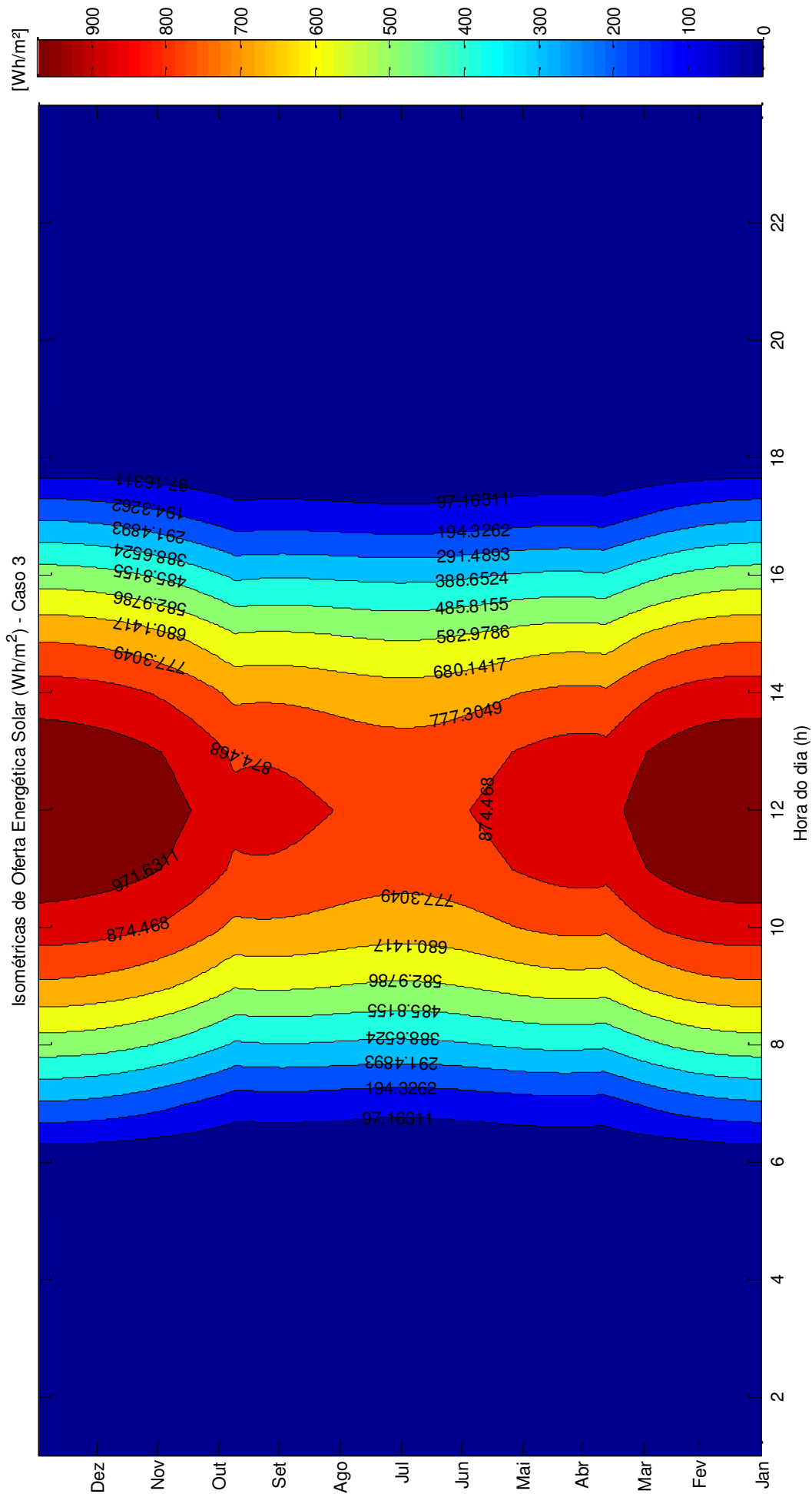


Figura 37: Curvas isométricas de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento de 14°S no verão e 26°N no inverno (Caso 3)

Comparando as curvas isométricas dos dois primeiros casos, percebe-se claramente que o primeiro posicionamento favorece os meses de inverno e, como consequência, minimiza o aproveitamento da oferta nos meses de verão; no segundo, o efeito contrário é observado. Para o caso 3, ao observar os dias nos quais ocorrem mudança no posicionamento dos painéis dos sistemas, é possível perceber que o valor de oferta estava em decaimento e, logo após o reposicionamento, a quantidade de radiação incidente nos coletores passou a aumentar. Dessa maneira, é possível afirmar que a realização de ajustes auxilia na maximização do aproveitamento da oferta.

Complementando as curvas isométricas, os gráficos de barras com a distribuição mensal de oferta auxiliam na análise de cada caso. Em cada um deles também é mostrado a oferta total anual.

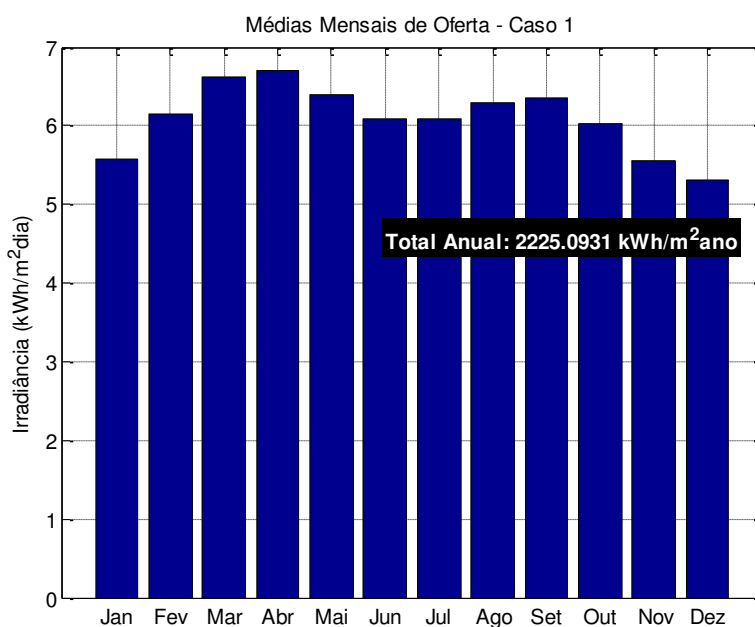


Figura 38: Médias mensais de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 26°N (Caso 1)

Neste caso, conforme já comprovado a partir das curvas isométricas, a oferta nos meses de inverno é favorecida. Nos meses de verão, porém, ocorre um decréscimo em relação ao potencial máximo dessa época, que é explorado nos outros casos estudados.

No caso 2, como observado na Figura 39, o aumento na quantidade de oferta incidente nos painéis durante os meses de verão, que já possuem os valores mais elevados do ano, e a consequente diminuição da oferta no inverno, que já é a mais baixa, promove uma grande disparidade entre as médias mensais máxima e mínima ao longo do ano. No

acumulado, a oferta total anual para esse caso é ligeiramente mais elevada do que o alcançado no caso 1.

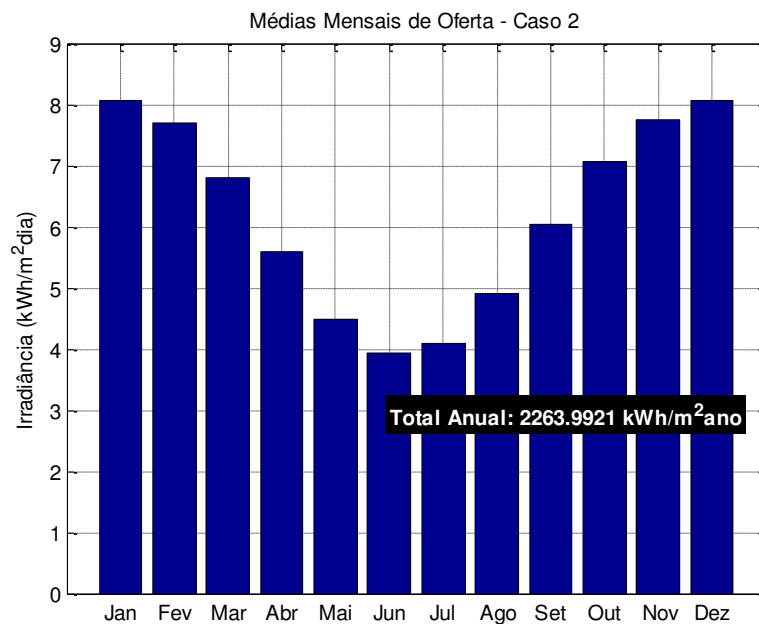


Figura 39: Médias mensais de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 14°S (Caso 2)

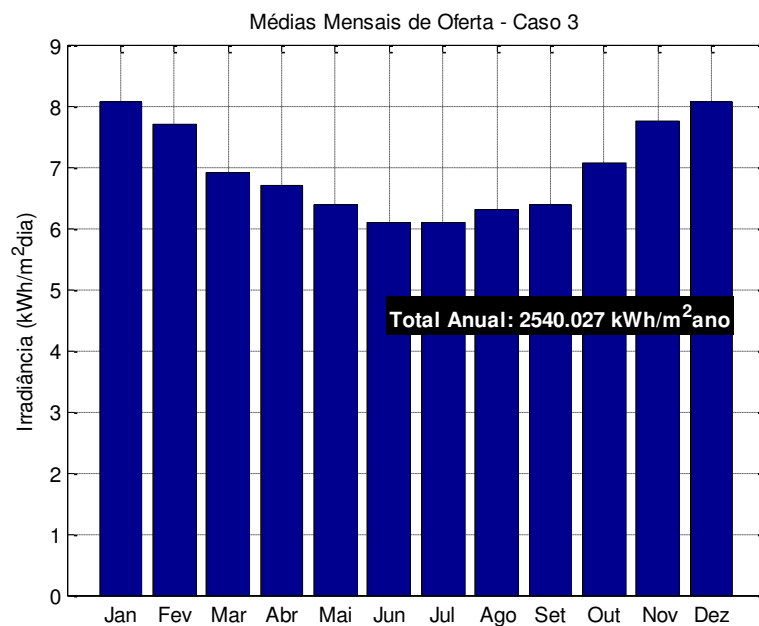


Figura 40: Médias mensais de oferta em Campina Grande para superfícies coletoras com posicionamento de 14°S no verão e 26°N no inverno (Caso 3)

Com uma observação mais cautelosa das médias mensais para o caso 3, nota-se que os resultados obtidos são uma combinação dos dois casos anteriores: as médias dos

meses de inverno são equivalentes às observadas no caso 1 e as médias dos meses de verão, às do caso 2. Com a adoção dos ajustes de posicionamento, foi possível maximizar a oferta total anual, quando comparada com casos nos quais um posicionamento fixo é utilizado. Caso seja desejado aumentar ainda mais o aproveitamento da oferta, deve-se aumentar a quantidade de ajustes realizados ao longo do ano.

Conhecer a distribuição mensal de ofertas é importante para, de acordo com as necessidades do usuário, melhor avaliar qual o posicionamento adequado para o sistema fotovoltaico analisado. Para um sistema fotovoltaico conectado à rede, por exemplo, déficits de aproveitamento no inverno são automaticamente compensados com o uso de energia da concessionária, e qualquer eletricidade extra gerada no verão pode ser injetada na rede elétrica. Para um sistema fotovoltaico isolado, no entanto, nos quais baterias ou um gerador fornecem energia reserva, é importante tentar suavizar a energia entregue mês a mês de modo a minimizar o tamanho do sistema de back-up necessário nos meses com baixa produção (MASTERS, 2004).

Tendo a oferta para cada mês e a área útil dos prédios do DEE-UFCG selecionados para a análise do potencial fotovoltaico, foram calculados os valores das médias mensais de oferta incidente em cada prédio, para cada um dos três casos considerados. Os resultados, obtidos a partir do produto das médias mensais dos gráficos de barras com as áreas úteis da Tabela 3, podem ser observados na Tabela 4 (caso 1), Tabela 5 (caso 2) e Tabela 6 (caso 3). Além disso, foram calculados os valores totais de oferta para cada mês, que são dados pelo somatório das ofertas de todos os prédios analisados naquele mês.

Tabela 4: Médias mensais de oferta nos prédios do DEE-UFGG para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 26°N (Caso 1)

Prédio	Média Mensal de Oferta Estimada Disponível (kWh/dia)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Central de Laboratórios	1396,87	1541,20	1662,59	1679,56	1602,20	1528,11	1528,47	1579,27	1591,57	1513,83	1392,90	1332,33
CEEI	1396,87	1541,20	1662,59	1679,56	1602,20	1528,11	1528,47	1579,27	1591,57	1513,83	1392,90	1332,33
CG	3468,06	3826,39	4127,77	4169,90	3977,83	3793,89	3794,79	3920,91	3951,45	3758,43	3458,20	3307,82
Laboratório de Fontes Renováveis	665,20	733,93	791,73	799,82	762,98	727,70	727,87	752,06	757,92	720,89	663,31	634,46
CH	3264,71	3602,03	3885,73	3925,39	3744,58	3571,43	3572,27	3691,00	3719,75	3538,05	3255,42	3113,86
LARCA	827,89	913,43	985,38	995,43	949,58	905,67	905,89	936,00	943,29	897,21	825,54	789,64
CI	2478,75	2734,87	2950,27	2980,38	2843,10	2711,64	2712,27	2802,42	2824,25	2686,29	2471,70	2364,22
Embedded/LIEC	1703,22	1879,20	2027,21	2047,91	1953,58	1863,24	1863,68	1925,62	1940,62	1845,83	1698,38	1624,53
CJ	3273,63	3611,87	3896,35	3936,12	3754,82	3581,19	3582,03	3701,09	3729,92	3547,72	3264,32	3122,37
IECOM	978,86	1080,00	1165,06	1176,95	1122,74	1070,83	1071,08	1106,68	1115,30	1060,82	976,08	933,63
NIMC	779,40	859,93	927,66	937,13	893,97	852,63	852,83	881,17	888,04	844,66	777,19	743,39
Laboratório de Metrologia	2102,03	2319,22	2501,89	2527,43	2411,01	2299,52	2300,06	2376,51	2395,02	2278,03	2096,06	2004,91
GSE	1608,28	1774,46	1914,21	1933,75	1844,68	1759,38	1759,80	1818,29	1832,45	1742,94	1603,71	1533,97
Subestação de Alta Tensão	355,36	392,07	422,96	427,27	407,59	388,74	388,84	401,76	404,89	385,11	354,35	338,94
Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica	347,33	383,22	413,40	417,62	398,38	379,96	380,05	392,68	395,74	376,41	346,34	331,28
TOTAL	24646,49	27193,03	29334,80	29634,22	28269,25	26962,05	26968,40	27864,73	28081,78	26710,04	24576,39	23507,70

Tabela 5: Médias mensais de oferta nos prédios do DEE-UFGG para superfícies coletoras com posicionamento fixo de 14°S (Caso 2)

Prédio	Média Mensal de Oferta Estimada Disponível (kWh/dia)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Central de Laboratórios	2025,59	1927,18	1708,86	1401,48	1124,48	984,44	1025,98	1231,44	1515,75	1774,57	1944,44	2025,58
CEEI	2025,59	1927,18	1708,86	1401,48	1124,48	984,44	1025,98	1231,44	1515,75	1774,57	1944,44	2025,58
CG	5029,01	4784,67	4242,64	3479,49	2791,78	2444,10	2547,22	3057,34	3763,20	4405,79	4827,52	5028,98
Laboratório de Fontes Renováveis	964,6	917,73	813,77	667,39	535,48	468,79	488,58	586,42	721,81	845,06	925,95	964,59
CH	4734,12	4504,11	3993,86	3275,46	2628,07	2300,78	2397,86	2878,06	3542,54	4147,45	4544,45	4734,1
LARCA	1200,52	1142,19	1012,8	830,62	666,45	583,45	608,07	729,84	898,35	1051,75	1152,42	1200,51
CI	3594,42	3419,78	3032,37	2486,92	1995,39	1746,89	1820,59	2185,19	2689,7	3148,98	3450,41	3594,4
Embedded/LIEC	2469,83	2349,83	2083,63	1708,83	1371,09	1200,33	1250,98	1501,51	1848,17	2163,76	2370,87	2469,81
CJ	4747,06	4516,42	4004,78	3284,41	2635,26	2307,07	2404,41	2885,93	3552,22	4158,78	4556,87	4747,04
IECOM	1419,44	1350,47	1197,49	982,09	787,98	689,85	718,95	862,93	1062,16	1243,53	1362,57	1419,43
NIMC	1130,20	1075,29	953,48	781,97	627,42	549,28	572,46	687,10	845,73	990,15	1084,92	1130,20
Laboratório de Metrologia	3048,14	2900,04	2571,51	2108,96	1692,13	1481,40	1543,90	1853,09	2280,92	2670,40	2926,02	3048,13
GSE	2332,16	2218,85	1967,49	1613,58	1294,66	1133,43	1181,25	1417,81	1745,15	2043,15	2238,72	2332,15
Subestação de Alta Tensão	515,30	490,26	434,73	356,53	286,06	250,44	261,00	313,27	385,60	451,44	494,66	515,30
Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica	503,66	479,19	424,90	348,47	279,60	244,78	255,11	306,19	376,89	441,24	483,48	503,66
TOTAL	35739,65	34003,18	30151,17	24727,67	19840,31	17369,45	18102,34	21727,57	26743,92	31310,63	34307,75	35739,47

Tabela 6: Médias mensais de oferta nos prédios do DEE-UFCG para superfícies coletoras com posicionamento de 14°S no verão e 26°N no inverno (Caso 3)

Prédio	Média Mensal de Oferta Estimada Disponível (kWh/dia)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Central de Laboratórios	2025,59	1927,18	1734,37	1679,56	1602,20	1528,11	1528,47	1579,27	1602,74	1774,57	1944,44	2025,58
CEEI	2025,59	1927,18	1734,37	1679,56	1602,20	1528,11	1528,47	1579,27	1602,74	1774,57	1944,44	2025,58
CG	5029,01	4784,67	4305,99	4169,90	3977,83	3793,89	3794,79	3920,91	3979,18	4405,79	4827,52	5028,98
Laboratório de Fontes Renováveis	964,60	917,73	825,92	799,82	762,98	727,70	727,87	752,06	763,23	845,06	925,95	964,59
CH	4734,12	4504,11	4053,49	3925,39	3744,58	3571,43	3572,27	3691,00	3745,85	4147,45	4544,45	4734,10
LARCA	1200,52	1142,19	1027,92	995,43	949,58	905,67	905,89	936,00	949,91	1051,75	1152,42	1200,51
CI	3594,42	3419,78	3077,65	2980,38	2843,10	2711,64	2712,27	2802,42	2844,06	3148,98	3450,41	3594,40
Embedded/LIEC	2469,83	2349,83	2114,74	2047,91	1953,58	1863,24	1863,68	1925,62	1954,24	2163,76	2370,87	2469,81
CJ	4747,06	4516,42	4064,57	3936,12	3754,82	3581,19	3582,03	3701,09	3756,09	4158,78	4556,87	4747,04
IECOM	1419,44	1350,47	1215,36	1176,95	1122,74	1070,83	1071,08	1106,68	1123,12	1243,53	1362,57	1419,43
NIMC	1130,20	1075,29	967,71	937,13	893,97	852,63	852,83	881,17	894,27	990,15	1084,92	1130,20
Laboratório de Metrologia	3048,14	2900,04	2609,91	2527,43	2411,01	2299,52	2300,06	2376,51	2411,83	2670,40	2926,02	3048,13
GSE	2332,16	2218,85	1996,86	1933,75	1844,68	1759,38	1759,80	1818,29	1845,31	2043,15	2238,72	2332,15
Subestação de Alta Tensão	515,30	490,26	441,22	427,27	407,59	388,74	388,84	401,76	407,73	451,44	494,66	515,30
Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica	503,66	479,19	431,25	417,62	398,38	379,96	380,05	392,68	398,52	441,24	483,48	503,66
TOTAL	35739,65	34003,18	30601,34	29634,22	28269,25	26962,05	26968,40	27864,73	28278,80	31310,63	34307,75	35739,47

As médias mensais de oferta exibidas na Tabela 4, Tabela 5 e Tabela 6 foram utilizadas no cálculo da oferta total anual para cada prédio, em cada caso estudado, onde:

$$I_{BCtotal,i} = \sum_{j=1}^{12} I_{BCmedia,i}(j) \times Q_{dias}(j), \quad (25)$$

sendo $1 \leq i \leq 15$ o índice referente ao prédio, segundo a Tabela 2; $1 \leq j \leq 12$ o índice referente a cada um dos 12 meses do ano; $I_{BCmedia,i}(j)$ a oferta média no prédio i no mês j , em MWh/dia ; $Q_{dias}(j)$ a quantidade de dias no mês j ; e $I_{BCtotal,i}$ a oferta total anual no prédio i , em MWh/ano .

Finalmente, a partir da equação (26), foram calculadas as estimativas de produção energética para cada prédio do DEE-UFCG.

$$E_i = I_{BCtotal,i} \times \eta_{painel} \times \eta_{inversor}, \quad (26)$$

sendo $1 \leq i \leq 15$ o índice do prédio, pela Tabela 2; $I_{BCtotal,i}$ a oferta total anual no prédio i , em MWh/ano , calculada a partir de (25); η_{painel} o rendimento dos painéis; e $\eta_{inversor}$ o rendimento dos inversores. Considerou-se que os painéis possuem rendimento de 12% e os inversores, de 90%, compatíveis com as opções atualmente encontradas no mercado.

Os resultados das estimativas estão contidos na Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9.

Tabela 7: Estimativas de oferta total disponível e energia produzida para prédios do DEE-UFCG – Caso 1

Prédios		Estimativa de Oferta Total Disponível (MWh/ano)	Estimativa de Energia Produzida (MWh/ano)
1	Central de Laboratórios	558,00	60,26
2	CEEI	558,00	60,26
3	CG	1385,37	149,62
4	Laboratório de Fontes Renováveis	265,72	28,70
5	CH	1304,13	140,85
6	LARCA	330,71	35,72
7	CI	990,17	106,94
8	Embedded/ LIEC	680,38	73,48
9	CJ	1307,70	141,23
10	IECOM	391,02	42,23
11	NIMC	311,34	33,63
12	Laboratório de Metrologia	839,69	90,69
13	GSE	642,45	69,38
14	Subestação de Alta Tensão	141,95	15,33
15	Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica	138,75	14,98
TOTAL		9.845,38	1.063,30

Tabela 8: Estimativas de oferta total disponível e energia produzida para prédios do DEE-UFCG – Caso 2

	Prédios	Estimativa de Oferta Total Disponível (MWh/ano)	Estimativa de Energia Produzida (MWh/ano)
1	Central de Laboratórios	567,76	61,32
2	CEEI	567,76	61,32
3	CG	1409,59	152,24
4	Laboratório de Fontes Renováveis	270,37	29,20
5	CH	1326,93	143,31
6	LARCA	336,50	36,34
7	CI	1007,48	108,81
8	Embedded/ LIEC	692,27	74,77
9	CJ	1330,56	143,70
10	IECOM	397,86	42,97
11	NIMC	316,79	34,21
12	Laboratório de Metrologia	854,37	92,27
13	GSE	653,68	70,60
14	Subestação de Alta Tensão	144,43	15,60
15	Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica	141,17	15,25
	TOTAL	10.017,50	1.081,89

Tabela 9: Estimativas de oferta total disponível e energia produzida para prédios do DEE-UFCG – Caso 3

	Prédios	Estimativa de Oferta Total Disponível (MWh/ano)	Estimativa de Energia Produzida (MWh/ano)
1	Central de Laboratórios	636,98	68,79
2	CEEI	636,98	68,79
3	CG	1581,45	170,80
4	Laboratório de Fontes Renováveis	303,33	32,76
5	CH	1488,72	160,78
6	LARCA	377,52	40,77
7	CI	1130,32	122,07
8	Embedded/ LIEC	776,67	83,88
9	CJ	1492,78	161,22
10	IECOM	446,36	48,21
11	NIMC	355,41	38,38
12	Laboratório de Metrologia	958,53	103,52
13	GSE	733,38	79,21
14	Subestação de Alta Tensão	162,04	17,50
15	Laboratório de Termo Geração de Energia Elétrica	158,38	17,11
	TOTAL	11.238,87	1.213,80

Os resultados alcançados com o uso do modelo matemático de oferta explorado nesse trabalho mostram que, conjuntamente, os 15 prédios do DEE-UFCG analisados possuem um potencial de geração de, aproximadamente, 1 GWh/ano. Foi comprovado que, quando são realizados ajustes no posicionamento dos painéis do sistema, uma maior quantidade de energia elétrica pode ser produzida. No entanto, como já discutido, o posicionamento escolhido para os coletores do sistema dependerá das necessidades do usuário, que pode preferir maximizar a produção total anual ou beneficiar uma determinada época do ano.

A partir do uso da metodologia apresentada, espera-se gerar um maior conhecimento acerca das variações de oferta de radiação solar incidente e, como consequência, uma maior habilidade para projetar um sistema fotovoltaico que garanta um aproveitamento satisfatório dessa oferta.

6 CONCLUSÃO FINAL

O levantamento do potencial fotovoltaico do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande foi realizado com êxito. A abordagem utilizada, que prioriza uma análise aprofundada das variáveis utilizadas para os cálculos de oferta, possibilita o desenvolvimento de um grau de percepção refinado no que diz respeito à compreensão das variações na oferta em função do dia do ano, hora do dia, latitude e posicionamento dos painéis. A construção de interfaces interativas e de diversos tipos de gráficos são um destaque nesse trabalho, uma vez que ajudam na simplificação do conteúdo apresentado ao mostrar os resultados de uma maneira didática e facilmente compreendida por pessoas nos mais diversos níveis de conhecimento no assunto abordado.

As análises realizadas com dados reais de irradiância são uma importante contribuição para que o leitor observe as diferenças entre o comportamento real da oferta e os valores calculados a partir de modelos matemáticos. A comparação entre o modelo matemático e os dados coletados também mostram que, a partir das equações apresentadas, é possível realizar uma estimativa de oferta de maneira satisfatória.

Por fim, a metodologia adotada para o levantamento do potencial fotovoltaico do DEE-UFCG comprovou o grande potencial de geração desse local. No presente trabalho, apenas para três estudos de caso foram explorados; porém, os mesmos passos podem ser realizados para quaisquer outros cenários desejados e estimula-se a exploração dos conteúdos descritos nesse trabalho para o desenvolvimento de outros estudos de caso.

Para trabalhos futuros, sugere-se realizar o levantamento do potencial fotovoltaico de uma região com o uso de outros modelos matemáticos e de dados reais de oferta, visando a comparar os resultados atingidos para alcançar uma estimativa que reflita a realidade com a maior coerência possível. Também é proposta a realização do cálculo da área dos prédios analisados a partir de ferramentas mais acessíveis, como o *Google Maps*, assim como converter as interfaces construídas com o GUIDE para uma aplicação web, tornando-as utilizáveis por qualquer usuário. Trabalhos subsequentes podem, também, abordar análises de cunho econômico para analisar a viabilidade de instalação do sistema fotovoltaico dimensionado.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ASHRAE. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc. Handbook – Fundamentals. ASHRAE, 2009.
- [2] GONZALES, R. M. P. Estudo do Efeito da Absorção da Radiação Solar Pela Atmosfera em Aplicações Fotovoltaicas. Universidade Estadual de Campinas, 1998.
- [3] GRAY, R. **Example of creating a 3D textured Earth globe**. MathWorks File Exchange Community, 2013.
- [4] MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004.
- [5] VANEK, F.M.; ALBRIGHT, L.D. **Energy Systems Engineering – Evaluation and Implementation**. The McGraw-Hill Companies, 2008.
- [6] ZILLES, R. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados em Redes de Baixa Tensão**. Revista de Energia Inteligente Smart Energy. Edição brasileira, 2010.

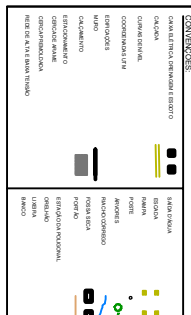
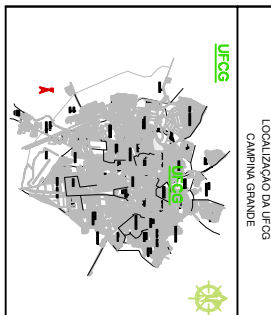
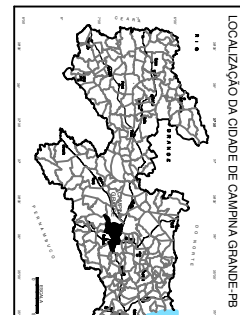
ANEXO A – PLANTA BAIXA UFCG

A planta mostrada nesse anexo foi cedida pela Prefeitura Universitária da Universidade Federal de Campina Grande.



SISTEMA GEODÉSICO BRASILEIRO
 COORDENADAS DE POSIÇÃO GEOGRÁFICA (GRUPO)
 COORDENADAS DE POSIÇÃO LOCAL (PROJEÇÃO)
 DATUM: SIRGAS 2011
 PROJEÇÃO: UTM
 UNIDADE: METRO

- LEGENDA:**
01. GYM
 02. GYM 2
 03. GYM 3
 04. GYM 4
 05. GYM 5
 06. GYM 6
 07. GYM 7
 08. GYM 8
 09. GYM 9
 10. GYM 10
 11. GYM 11
 12. GYM 12
 13. GYM 13
 14. GYM 14
 15. GYM 15
 16. GYM 16
 17. GYM 17
 18. GYM 18
 19. GYM 19
 20. GYM 20
 21. GYM 21
 22. GYM 22
 23. GYM 23
 24. GYM 24
 25. GYM 25
 26. GYM 26
 27. GYM 27
 28. GYM 28
 29. GYM 29
 30. GYM 30
 31. GYM 31
 32. GYM 32
 33. GYM 33
 34. GYM 34
 35. GYM 35
 36. GYM 36
 37. GYM 37
 38. GYM 38
 39. GYM 39
 40. GYM 40
 41. GYM 41
 42. GYM 42
 43. GYM 43
 44. GYM 44
 45. GYM 45
 46. GYM 46
 47. GYM 47
 48. GYM 48
 49. GYM 49
 50. GYM 50
 51. GYM 51
 52. GYM 52
 53. GYM 53
 54. GYM 54
 55. GYM 55
 56. GYM 56
 57. GYM 57
 58. GYM 58
 59. GYM 59
 60. GYM 60
 61. GYM 61
 62. GYM 62
 63. GYM 63
 64. GYM 64
 65. GYM 65
 66. GYM 66
 67. GYM 67
 68. GYM 68
 69. GYM 69
 70. GYM 70
 71. GYM 71
 72. GYM 72
 73. GYM 73
 74. GYM 74
 75. GYM 75
 76. GYM 76
 77. GYM 77
 78. GYM 78
 79. GYM 79
 80. GYM 80
 81. GYM 81
 82. GYM 82
 83. GYM 83
 84. GYM 84
 85. GYM 85
 86. GYM 86
 87. GYM 87
 88. GYM 88
 89. GYM 89
 90. GYM 90
 91. GYM 91
 92. GYM 92
 93. GYM 93
 94. GYM 94
 95. GYM 95
 96. GYM 96
 97. GYM 97
 98. GYM 98
 99. GYM 99
 100. GYM 100



UFCCG
 Universidade Federal de Campina Grande

Plano Diretor da Universidade Federal de Campina Grande
 Plano Diretor da Universidade Federal de Campina Grande
 Plano Diretor da Universidade Federal de Campina Grande
 Plano Diretor da Universidade Federal de Campina Grande

UFCCG
 Universidade Federal de Campina Grande