

1. INTRODUÇÃO

A radiação solar é, sem dúvida, a principal fonte de energia para o nosso Planeta. Como fonte primária de energia, dela se derivam praticamente todas as outras formas. O aquecimento da superfície terrestre pela radiação solar desencadeia uma série de fenômenos meteorológicos, dentre eles a evaporação, com a formação de nuvens e, conseqüentemente, a chuva, possibilitando que as águas possam ser represadas e assim construídas usinas de geração hidrelétrica. Outro fenômeno meteorológico originado do aquecimento desigual da superfície terrestre pela radiação solar são os ventos que possibilitam a geração de energia elétrica através de geradores eólicos. Os combustíveis fósseis, tais como o carvão e o petróleo, que se originaram da decomposição de plantas e animais, que por sua vez para crescerem, também usaram a radiação solar como fonte de energia. Combustíveis derivados de vegetais, tais como óleos e álcool, também só podem ser produzidos se houver luz solar, o que propicia o desenvolvimento das plantas.

Durante o ano o sol irradia sobre a atmosfera aproximadamente $1,5125 \times 10^{18}$ kWh de energia (Fraidenraich & Lyra, 1995), cerca de 10.000 vezes o consumo mundial de energia neste período (Centro de referência para energia solar e eólica Sérgio de Salvo Brito, 2005). Deste consumo, apenas uma pequena parte provém no aproveitamento direto da energia solar, dentre os quais podemos citar os coletores solares que usam a radiação solar para o aquecimento direto da água para aproveitamento em residências, hotéis, etc;

outra forma de aproveitamento direto é a chamada arquitetura bioclimática – refere-se a construção de prédios que aproveitam a luz e o calor do sol para reduzir o consumo de energia elétrica; mais recentemente, com o desenvolvimento da Eletrônica, podem-se fabricar comercialmente células fotovoltaicas que transformam diretamente a energia solar em energia elétrica.

A geração fotovoltaica possui um grande potencial, entretanto seu custo de instalação ainda é bastante elevado, além de que o processo de fotoconversão não consegue aproveitar toda a energia solar incidente no módulo. Para o Silício, somente a radiação solar com comprimento de onda aproximado entre $0,4 \mu\text{m}$ e $1,1 \mu\text{m}$ consegue excitar os elétrons, dando origem à corrente elétrica (Sayigh, 1977). Os fótons que não geram corrente elétrica produzem apenas calor, o que proporciona uma perda de aproximadamente 31%, no caso de usarmos o semicondutor Silício. Como cada célula fotovoltaica consegue converter apenas uma pequena parte da energia solar incidente em energia elétrica, é fundamental conhecer o comportamento da radiação solar no local da instalação dos módulos.

Pesquisadores, através de inúmeros trabalhos, concordam que a quantidade de energia gerada por módulos fotovoltaicos é influenciada pela orientação e pelo ângulo de inclinação com a horizontal. Estes parâmetros fazem variar a radiação solar global recebida pelo módulo, conseqüentemente, também, a energia fornecida, isto é, quanto mais energia solar ele recebe mais energia é produzida.

A cidade de Pelotas, por se localizar bem ao Sul do país, está sujeita a baixas temperaturas durante a estação fria, apresentando grande quantidade de dias nublados e parcialmente nublados durante todo o ano, o que é perfeitamente explicado pelas freqüentes incursões de sistemas meteorológicos tipo frentes frias, linhas de instabilidade, etc. O índice de limpidez atmosférica média mensal não apresenta níveis muito altos, com média anual em torno de 0,47, significando que em 53% do ano os dias se apresentam nublados. Outra informação importante é que a radiação solar global apresenta valores bem definidos e diferenciados, variando entre $7,90 \text{ MJ.m}^{-2}$ e $11,00 \text{ MJ.m}^{-2}$ (inverno) e $17,55 \text{ MJ.m}^{-2}$ e $22,00 \text{ MJ.m}^{-2}$ (verão) (Marques et al, 2000; Sacco & Assis, 2003; Silveira et al, 2000).

Este trabalho visa a otimizar a inclinação e a orientação de módulos fotovoltaicos de acordo com as características e a disponibilidade da radiação solar na região de Pelotas, e de fornecer subsídios a pesquisadores e projetistas para a sua correta instalação, visando a diminuir custos e aproveitando melhor a energia solar disponível.

Foram calculados, com base nos dados de radiação solar global na horizontal, medidos na Estação Agroclimatológica de Pelotas, convênio EMBRAPA/UFPEL, durante 10 anos (1993-2002):

- O melhor ângulo de inclinação mensal, sazonal e anual para módulos fotovoltaicos localizados na região de Pelotas;
- A radiação solar global anual recebida pelo módulo fotovoltaico à medida em que se adota o melhor ângulo de inclinação mensal, sazonal e anual;
- A radiação solar global anual recebida pelo módulo fotovoltaico à medida em que se adota o ângulo de inclinação igual à latitude local;
- A radiação solar global anual recebida pelo módulo fotovoltaico na posição horizontal;
- O ganho na radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico, à medida em que se comparam os valores de radiação solar global anual, recebidos com os diferentes ângulos de inclinação citados anteriormente;
- A radiação solar global anual recebida pelo módulo fotovoltaico inclinado no melhor ângulo anual e com diferentes ângulos de desvio azimutal;
- As perdas na radiação solar global anual quando o módulo fotovoltaico não é posicionado em direção ao Norte Geográfico.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O aproveitamento da energia solar sempre despertou o grande interesse de vários pesquisadores. Em 1839, Edmond Becquerel demonstrou o efeito fotovoltaico, isto é, a conversão direta da energia solar em energia elétrica, através do aparecimento de uma diferença de potencial na extremidade de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção de luz. Esta estrutura, chamada célula fotovoltaica, é a unidade principal do processo de fotoconversão. Cada célula fotovoltaica consegue produzir apenas uma pequena diferença de potencial em seus extremos, bem como gerar uma pequena potência elétrica quando ligado a uma carga consumidora. As células são agrupadas em série e em paralelo a fim de produzirem tensão e corrente elétrica adequadas a uma determinada carga elétrica. Ao agrupamento de células dá-se o nome de módulo fotovoltaico. O módulo agrupa um conjunto de células, dando resistência mecânica através de placas de vidro transparente à radiação solar e de chapas de alumínio que unem o conjunto. Um módulo fotovoltaico já é projetado para fornecer tensão e corrente suficientes para alimentar uma determinada carga elétrica como, por exemplo, carregar uma bateria, acender uma lâmpada, etc. Quando quantidades de energia maiores são necessárias, pode-se ligar módulos em série ou paralelo, formando o que é chamado de painel fotovoltaico.

Basicamente, existem três configurações de módulo quanto à fixação: o módulo fixo; o módulo com seguimento parcial do sol, isto é, o

movimento é em torno de um eixo, variando somente a inclinação com a horizontal ou com a vertical; e o módulo que possui seguimento total do sol, que se movimenta em dois eixos, variando tanto a inclinação quanto o ângulo azimutal.

O módulo fixo é o que apresenta menor custo de instalação quando comparado aos outros dois, porém é o que menos recebe radiação, já que não se pode ajustar os ângulos; já o módulo com seguimento total do sol é o mais caro de instalar, gasta energia para funcionar, precisa de mão-de-obra mais especializada para sua operação e manutenção, entretanto, corrige automaticamente o ângulo de inclinação e a orientação, proporcionando uma maior quantidade de radiação solar incidente, pois a radiação solar direta formará um ângulo de 90° com superfície do módulo. A escolha entre um sistema e outro pode ser feita levando-se em conta a produção de energia e o custo de implantação e manutenção. Há situações em que é preciso analisar outros dados, como a localização da instalação e a disponibilidade para se fazer ajustes de ângulo e manutenção, podendo recair a escolha em um módulo fixo; módulos do tipo seguimento parcial podem também ser uma boa escolha. Um dispositivo mecânico pode ser usado para o ajuste manual do ângulo de inclinação. Assim, dependendo da região pode-se fazer um ajuste mensal ou sazonal do ângulo, visando aproveitar melhor a radiação solar incidente.

Na conversão fotovoltaica, os equipamentos são bastante caros, além de terem limites de conversão – parte da energia é perdida na forma de calor. O correto posicionamento do módulo fotovoltaico em relação ao sol, com o uso de um dos três tipos de fixação, relatados anteriormente, proporcionará o máximo de aproveitamento da radiação solar global incidente e, conseqüentemente, o máximo de produção de energia elétrica.

Por muito tempo, dizia-se que no hemisfério Norte a melhor orientação era o ângulo azimutal zero e o melhor ângulo de inclinação ao longo do ano era o de valor igual ao da latitude, fazendo com que a energia fosse mais constante (Nijegorodov et al, 1994); outros autores apenas somavam ou subtraíam um ângulo ao valor da latitude, dependendo da estação inverno ou verão, respectivamente. Yakup & Malik (2001) citam, por exemplo, Tybout &

Löf (1970), $\beta = \pm 10^\circ$; Heywood (1971), $\beta = - 10^\circ$; Duffie & Beckman (1980), $\beta = \pm 15^\circ$; Lunde (1980), $\beta = \pm 15^\circ$; Garg (1982), $\beta = \pm 15^\circ$; Lewis (1987), $\beta = \pm 8^\circ$.

Atualmente, para determinar a radiação solar global incidente em um plano inclinado qualquer, parte-se do princípio que esta é composta por três componentes: radiação direta, radiação difusa e a contribuição do albedo. Este procedimento foi desenvolvido por Liu & Jordan (1963) a fim de encontrar curvas para estimar a radiação solar em qualquer latitude e qualquer ângulo de inclinação de coletores solares voltados para o sul. A base de seu trabalho foram os dados coletados em 80 localidades dos Estados Unidos e do Canadá. Eles desenvolveram estudos que relacionam a radiação solar global com a radiação difusa, usando o Índice de Limpeza Atmosférica (K_t), o qual relaciona a radiação solar global na superfície terrestre com a radiação solar extraterrestre. O que geralmente difere no trabalho de diversos pesquisadores, é que a radiação solar difusa pode ser medida em estações meteorológicas ou pode ser determinada por diversos modelos matemáticos desenvolvidos nos últimos anos. Para a correta aplicação do modelo de Liu & Jordan, também se deve observar os valores de albedo para o local da instalação do módulo fotovoltaico.

Em 1977, Klein ampliou o trabalho de Liu & Jordan (1963) com o objetivo de estudar o comportamento de coletores solares voltados para outras direções, isto é, com ângulo azimutal diferente de zero. Para tanto, Klein desenvolveu expressões matemáticas que permitem calcular a radiação solar global diária média mensal em coletores solares com qualquer inclinação em relação a horizontal e em qualquer direção. Neste seu trabalho, foi usado o conceito de dia médio do mês - este dia foi recomendado porque torna mínimo o erro do valor que representa a radiação extraterrestre diária média mensal, principalmente nos meses de junho e dezembro.

Collares-Pereira & Rabl (1979), partindo de trabalhos anteriores desenvolveram novas equações para estimar a radiação solar difusa, com base na radiação solar global. As equações foram elaboradas a partir de dados medidos em 5 estações nos Estados Unidos. Para tornar o resultado mais significativo em relação a trabalhos de outros pesquisadores, Collares-Pereira & Rabl usaram instrumentos de medição mais precisos. Consideraram mais de um dia por mês para encontrar a radiação extraterrestre média mensal e

também as variações sazonais na relação entre a radiação direta e a radiação difusa.

Duffie & Beckman (1980), ao compararem diferentes correlações que estimam a radiação solar difusa, sugeriram que o modelo de Collares-Pereira & Rabl (1979) é um dos mais precisos.

Klein & Theilacker (1981) aperfeiçoam o trabalho de Klein (1977) e desenvolvem um novo algoritmo baseado no modelo isotrópico, mais preciso para o cálculo da radiação solar global em uma superfície inclinada voltada para qualquer direção. Para o uso correto deste modelo, é necessária a radiação solar global diária média mensal por um período mínimo de 10 anos.

Erbs et al (1982), através de piranômetros e piroheliômetros, localizados em quatro estações nos Estados Unidos, estabelecem novas relações entre a radiação solar difusa (horária, diária e média mensal) e o índice de limpidez atmosférica. Para validarem os resultados comparam com estudos de outros pesquisadores e, nesta comparação, os resultados concordam com o modelo de Collares-Pereira & Rabl (1979) e com o modelo de Page (1961).

Jiménez & Castro (1982), mediante um solarímetro montado equatorialmente sobre um teodolito modificado, realizaram medições de radiação solar global e radiação solar difusa em dias de céu claro para diversas inclinações e orientações, a fim de comprovar o modelo isotrópico de Liu & Jordan (1963). Embora tenha sido encontrado uma evidente anisotropia na distribuição da radiação solar difusa, os resultados obtidos através do modelo se mostram suficientes para sua utilização em projetos de aproveitamento da energia solar, em particular para coletores planos.

Iqbal (1983), ao comparar diferentes métodos que estimam a radiação solar difusa média mensal, considerou o modelo de Collares-Pereira & Rabl (1979) bastante preciso e melhor que alguns anteriores.

Nijegorodov et al (1994) propõem dois novos modelos de transmitância atmosférica para o cálculo da intensidade da radiação solar, os quais, juntamente com mais seis modelos tradicionais, são usados para obter uma formulação matemática analítica, a fim de determinar o melhor ângulo para coletores solares planos de aquecimento de água, em qualquer latitude e em qualquer hemisfério. Dois modelos, o isotrópico e o anisotrópico, propostos

por Hay & Davies também são considerados. Com isto foram conseguidos dezesseis diferentes combinações de fórmulas analíticas. Para um dia qualquer do ano uma fórmula empírica é o resultado de uma correlação linear entre o ângulo ótimo e a latitude. Devido à complexidade de muitas equações resultantes das combinações, foi usado computador para a resolução, assim como doze coletores solares idênticos com diferentes inclinações para comparar os resultados. Na conclusão, pode-se observar que os novos modelos propostos foram os que melhor correspondem aos resultados práticos.

Em 1994, El-Kassaby & Hassab estudaram a eficiência de coletores solares para aquecimento de água em função do ângulo de inclinação na Universidade de Mu'tah, Jordânia ($\phi = 31,5^\circ$ N). Para tanto foram construídos três modelos experimentais que possibilitavam variar o ângulo de inclinação com a horizontal. Concluíram que o ajuste do ângulo sazonalmente possibilitava um aumento na temperatura da água de mais de 10 % em relação ao coletor fixo em 40° .

Morcos em 1994, estudou os ângulos de inclinação de coletores solares em Assiut, Egito ($\phi = 27,13^\circ$ N). O melhor ângulo foi aquele que fez com que o coletor recebesse a maior quantidade de radiação solar no período estudado. Para os cálculos, Morcos partiu do modelo tradicional de Liu & Jordan (1963) onde a radiação solar global em um plano inclinado é a soma da radiação direta, radiação difusa e a contribuição do albedo. Também fizeram parte das formulações as contribuições do clima da região e a altitude, através da inclusão de fórmulas e constantes apresentadas por Hottel (1976). Com o intuito de facilitar os cálculos, foi desenvolvido um programa de computador com base nas fórmulas matemáticas para encontrar os melhores ângulos horário, diário e mensal. Em suas conclusões, observou-se um ganho de 6,85 % de um coletor voltado para o sul, ângulo azimutal zero, com oito ajustes por ano do ângulo de inclinação comparado com um fixo no valor da latitude do local ($\phi = 27,13^\circ$ N). Considerando um coletor com seguimento do sol com doze posições de azimute por dia e 6 posições de ângulo de inclinação por ano, o ganho foi de 29,18 % em relação ao fixo com valor igual a latitude do local. Um coletor com inclinação fixa no ano, em $27,13^\circ$, valor igual à latitude, apresentou um recebimento de radiação 7,17 % menor que o coletor com

ajuste mensal. O melhor ângulo de inclinação anual para o módulo foi de $27,63^\circ$, valor muito próximo da latitude local.

Ibrahim, 1995, usou dados de radiação solar global no plano horizontal, coletados na cidade de Guzelyurt ($\phi = 35,18^\circ$ N), ilha de Chipre, a fim de descobrir o melhor ângulo de inclinação para coletores solares de aquecimento de água. Seu trabalho tem como base o modelo isotrópico de Liu & Jordan (1963), a partir do qual foi desenvolvido um programa de computador para simular inclinações de 0 a 90° e verificar qual recebia mais radiação solar global durante um determinado período de tempo. Em seus resultados, pode-se observar que, para um ajuste mensal o melhor ângulo para junho é 10° e para dezembro é 52° ; já para ajustes sazonais ficou 14° para o verão (junho, julho, agosto); 40° para o outono (setembro, outubro, novembro); 48° para o inverno (dezembro, janeiro, fevereiro) e 22° para a primavera (março, abril, maio). O melhor ângulo para um único ajuste anual foi de 31° , valor ligeiramente inferior a latitude do local. Ibrahim observou perdas na quantidade de radiação solar global coletada de 1 e 2,5 % para ajustes sazonal e anual, respectivamente, em relação a ajustes mensais. Conclui que para pequenas instalações domésticas de aquecimento de água uma inclinação fixa do coletor é a melhor solução, pois fazer ajustes neste tipo de instalação se torna difícil.

Em 1997, Al-Sulaiman & Ismail usaram o método isotrópico de Liu & Jordan (1963) para estudar a radiação global média mensal e a radiação global horária em uma superfície inclinada em Dharhan, Arábia Saudita ($\phi = 26,13^\circ$ N). O ângulo de inclinação da superfície em relação a horizontal foi fixado em um único valor igual a latitude do local. Seus resultados demonstram que, durante o ano, a superfície inclinada recebe 5,96 % mais radiação solar que o plano horizontal.

Oliveira (1997), em sua dissertação de mestrado, "Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos", também conclui que o ângulo de inclinação dos painéis é fundamental para o correto funcionamento e maior produção de energia. Seus cálculos também partem do modelo de Liu & Jordan (1963), sendo que a radiação difusa foi obtida multiplicando-se a radiação global sobre uma superfície horizontal por K_d (fator de radiação difusa), obtido através de uma das correlações de Collares-Pereira e Rabl (1979). Oliveira observa que, em geral, conforme a inclinação da superfície aumenta, diminui a

energia coletada pela superfície nos meses de verão e de primavera, ocorrendo o contrário nos meses de outono e inverno, quando a energia incidente atinge valores máximos para inclinações entre 40° e 45° . Em suas conclusões, analisando o caso de dezembro e comparando o ângulo inclinação de $23,5^\circ$ com a horizontal com o ângulo zero, este pode originar ganhos de até 10,7%. Na análise feita para o mês de julho, em relação à inclinação de zero grau, inclinações de 50° oferecem ganhos de cerca de 37%, enquanto que, em relação à inclinação de $23,5^\circ$, latitude do local da instalação do módulo fotovoltaico (hemisfério sul), a inclinação de 50° fornece ganhos de aproximadamente 8%. Portanto, para dezembro (verão), a inclinação que otimiza a coleta de energia é a de zero grau e, no caso do mês de julho (inverno), a melhor inclinação é a de 50° .

Yakup & Malik (2001) usaram um modelo matemático para determinar a radiação solar global em uma superfície inclinada e o melhor ângulo de inclinação e orientação para coletores solares em Brunei Darussalam ($\phi = 4,9^\circ$ N), país do sudeste da Ásia. O trabalho foi baseado no modelo de Liu & Jordan (1963); os valores de radiação direta e difusa foram medidos e os melhores ângulos de inclinação calculados foram: 1° em março e 37° em dezembro, considerando a variação diária; $1,6^\circ$ em setembro e $32,3^\circ$ em dezembro, considerando a variação mensal; $3,3^\circ$ para coletores fixos, sem variação no ano. Quanto aos ganhos de energia, suas principais observações foram: aumento de 4,5 %, comparando um coletor na horizontal, ângulo de inclinação zero com um coletor ajustado mensalmente; aumento de 3,9 %, comparando um coletor com quatro ajustes por ano, sazonalmente, com um coletor fixo no plano horizontal.

O uso de módulos fotovoltaicos para gerar energia elétrica e bombear água foi testado por Vilela et al (2003) em Recife-PE, Brasil, latitude $8,03^\circ$ S . Foi testado a eficiência do sistema com um ângulo de inclinação fixo e com seguimento parcial do sol (leste-oeste). Também foram usados piranômetros para medir a radiação global no mesmo plano dos painéis fixo e móvel; este recebeu anualmente 20 % mais radiação solar global que o outro em 20° de inclinação e orientação Norte.

Kacira et al (2004) concluíram que a produção de energia de um módulo fotovoltaico é influenciada pela orientação e pelo ângulo de inclinação

com o plano horizontal. Estes parâmetros fazem variar a quantidade e energia solar global recebida pela superfície do módulo. Em seu trabalho, Kacira et al usaram para determinar o melhor ângulo, um modelo matemático, composto pelas somas das componentes direta e difusa da radiação solar, além da contribuição do albedo. Os valores de radiação direta e difusa foram medidos em Sanliurfa, Turquia ($\phi = 37^\circ$ N). Diversos ângulos foram escolhidos e aplicados na fórmula e verificado qual destes proporcionava o máximo de radiação no módulo no período estudado. Para confirmar os cálculos foram usados dois módulos fotovoltaicos iguais, um com rastreamento parcial e outro com rastreamento total do sol a fim de comparar a energia produzida com os valores calculados com o modelo matemático. Concluíram que o valor do ângulo de inclinação que proporciona a maior incidência de radiação solar global varia de 13° em junho a 61° em dezembro. Para módulos com seguimento parcial, o ajuste da inclinação mensal apresenta um ganho em relação ao ajuste sazonal e ao ajuste do ângulo, igual à latitude de 1,1% e 3,9%, respectivamente. O ajuste mensal do ângulo proporciona um ganho de 21,8 % em relação a um módulo fixo na horizontal. Comparando o módulo com seguimento total do sol com um módulo fixo em 14° , melhor ângulo de inclinação para junho (18-06-2003), obteve-se um ganho anual de 29,3% na radiação solar global total incidente.

Em 2004, Jin et al desenvolveram um modelo matemático, estimando a radiação solar difusa na China. A motivação para este trabalho aconteceu porque a maioria das estações meteorológicas somente dispunham de dados de radiação solar global. O modelo desenvolvido foi apoiado no modelo de Liu & Jordan (1963).

Para comparar a radiação em um plano inclinado com seguimento total do sol com um plano fixo, Abdallah & Nijmeh (2004) construíram um sistema com controle lógico programável (PLC) em Amman, Jordânia ($\phi = 32^\circ$ N). Piranômetros foram usados para medir a radiação global em diferentes ângulos, juntamente com um sistema de aquisição de dados -"data logger"- acoplado a um microcomputador; verificou-se um aumento médio de 41,34 % na radiação recebida pelo módulo fotovoltaico com seguimento total do sol em relação ao fixo em 32° e orientação Sul nos dias 7, 10, 11 e 12 de maio de 2001.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia utilizada tem como base os trabalhos de Liu & Jordan (1963), Klein (1977), Collares-Pereira e Rabl (1979), Duffie & Beckman (1980), Klein & Theilacker (1981), Erbs et al (1982), Jiménez & Castro (1982), Iqbal (1983), Nijegorodov et al (1994), El-Kassaby & Hassab (1994), Morcos (1994), Ibrahim (1995), Fraidenraich & Lyra (1995), Al-Sulaiman & Ismail (1997), Oliveira (1997), Yakup & Malik (2001), Vilela et al (2003), Jin et al (2004), Kacira et al (2004), Abdallah & Nijmeh (2004).

3.1. Fonte de dados

Os dados de radiação solar global diária no plano horizontal foram obtidos na Estação Agroclimatológica de Pelotas – Convênio EMBRAPA/UFPEL, localizada no município do Capão do Leão (Latitude: 31°52'00"S; Longitude: 52°21'24"W GRW; altitude: 13,24 m), e são relativos ao período de 1993 a 2002. A radiação solar global foi medida por piranômetro com sensor LI-COR (Lambda Instruments Corp.) modelo LI-200SB, com integrador LI-COR 510B, com constante de calibração 80 μ A/1000W.m⁻².

3.2. Radiação solar global em um plano inclinado

O método para calcular a radiação solar global em um plano inclinado, voltado para o Norte Geográfico, partindo da radiação solar global no plano horizontal, foi desenvolvido por Liu & Jordan (1963). Neste método, a radiação solar global é considerada isotrópica e, em uma superfície inclinada, é composta por três componentes: radiação direta, radiação difusa e a radiação refletida pelo solo (albedo). Conforme visto na revisão bibliográfica, este método, é usado por diversos pesquisadores e tem boa precisão para aplicações em engenharia. Aperfeiçoado por Klein, em 1977 passou a permitir que se calculasse a radiação solar global em um plano inclinado voltado para qualquer direção. Mais tarde, em 1981, Klein & Theilacker melhoraram ainda mais este estudo, apresentando um algoritmo para o cálculo da radiação solar global em superfícies com qualquer inclinação e voltada para qualquer direção.

Calculou-se a radiação difusa no plano horizontal usando-se as equações desenvolvidas por Collares-Perreira & Rabl (1979), já que as mesmas foram testadas por outros pesquisadores e bons resultados foram encontrados, conforme revisão bibliográfica.

Para estimar a radiação global e a radiação difusa em um plano inclinado, voltado para o Norte (ângulo azimutal $\gamma = 180^\circ$) são necessárias as seguintes definições:

3.2.1. Fator geométrico (R_b)

É a razão entre a radiação solar direta sobre uma superfície inclinada e a radiação solar direta sobre um plano horizontal. De acordo com o método desenvolvido por Liu e Jordan (1963) e citado por Duffie & Beckman (1980), para o hemisfério sul, deve ser aplicada a seguinte equação:

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + (\pi/180) \omega'_s \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + (\pi/180) \omega_s \sin \phi \sin \delta} \quad (1)$$

onde:

ϕ - latitude;

β - inclinação do módulo fotovoltaico em relação ao plano horizontal;

δ - declinação solar;

ω_s - ângulo horário do pôr-do-sol para a superfície horizontal;

ω'_s - ângulo horário do pôr-do-sol para a superfície inclinada.

A Declinação Solar (δ), em graus, foi obtida através da seguinte equação:

$$\delta = 23,45^\circ \operatorname{sen}\left(\frac{284 + DJ}{365} 360^\circ\right) \quad (2)$$

onde:

DJ - dia Juliano é o dia do ano contado a partir de primeiro de janeiro: dia juliano número 1; até o dia trinta e um de dezembro: dia juliano número 365.

O Ângulo Horário do pôr-do-sol para a superfície horizontal (ω_s), em graus, foi obtido pela equação:

$$\omega_s = \operatorname{arc\,cos}(-\operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \delta) \quad (3)$$

3.2.2. Ângulo horário do pôr-do-sol para a superfície inclinada (ω'_s)

É o ângulo horário do pôr-do-sol ajustado para a superfície inclinada. Segundo Duffie & Beckman (1980), para o hemisfério sul, foi calculado por:

$$\omega'_s = \min \left[\begin{array}{l} \operatorname{arc\,cos}(-\operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \delta) \\ \operatorname{arc\,cos}(-\operatorname{tg} (\phi + \beta) \operatorname{tg} \delta) \end{array} \right] \quad (4)$$

Sendo que \min significa o mínimo valor calculado pelas duas equações acima e os ângulos são medidos em graus.

3.2.3. Radiação solar global em uma superfície inclinada (H_β)

De acordo com o método desenvolvido por Liu e Jordan (1963) e aperfeiçoado por Klein (1977), o cálculo da radiação solar global em um plano inclinado, apresentado em Duffie & Beckman (1980), para o hemisfério sul é resultante da equação:

$$H_\beta = H \left(1 - \frac{H_d}{H} \right) R_b + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (5)$$

onde:

H - radiação solar global em uma superfície horizontal;

H_d - radiação solar difusa em uma superfície horizontal;

ρ - albedo.

Segundo Duffie & Beckman (1980), esta relação é válida para um período qualquer de tempo.

Assumiu-se que $\rho=0,25$, pois a maioria dos pesquisadores usa valores entre 0,20 e 0,25. Estes valores contemplam o índice de reflexão de um grande número de superfícies, conforme pode ser observado em Iqbal (1983). Sempre que possível, o ideal é usar-se o índice de reflexão medido para o local da instalação do módulo fotovoltaico.

3.2.4. Radiação extraterrestre (H_0)

É a radiação obtida no topo da atmosfera, isto é, incidente numa superfície horizontal fora da presença da atmosfera. De acordo com o desenvolvimento matemático apresentado em Vianello & Alves (2002), seu valor diário é calculado, em MJ.m^{-2} , pela seguinte expressão:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3600 \text{ CS}}{\pi} \left[1 + 0,033 \cos\left(\frac{360 \text{ DJ}}{365}\right) \right] \cdot \left[\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{2 \pi \omega_s}{360} \sin \phi \sin \delta\right) \right] \quad (6)$$

onde:

CS - constante solar, em W.m^{-2} ;

Obs: Dados recentes da OMM (Organização Meteorológica Mundial) indicam um valor médio de 1367 W.m^{-2} para a Constante Solar.

Os ângulos são medidos em graus.

3.2.5. Índice de limpidez atmosférica (K_t)

É definido como sendo a relação entre a radiação solar incidente na superfície terrestre e a radiação solar no topo da atmosfera, de acordo com Duffie & Beckman (1980):

$$K_t = \frac{H}{H_0} \quad (7)$$

3.2.6. Fator de radiação difusa (K_d)

A partir de uma série de dados experimentais Collares-Perreira & Rabl (1979) propuseram a seguinte relação a fim de estimar a contribuição da radiação solar difusa na radiação solar global incidente em um plano horizontal:

$$K_d = \frac{H_d}{H} \quad (8)$$

Para valores de radiação diária média mensal, a seguinte relação é válida:

$$K_d = 0,775 + 0,00653(\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455(\omega_s - 90)] \cos(115K_t - 103) \quad (9)$$

Os ângulos são medidos em graus.

3.2.7. Dia médio do mês

O dia médio do mês, conforme Klein (1977), torna mínimo o erro do valor que representa a radiação extraterrestre média mensal, principalmente nos meses de junho e dezembro. O dia médio do mês para cada mês do ano é apresentado na Tabela 1.

TABELA 1 – Dia médio do mês

mês	Jan	fev	mar	abr	maio	Jun	jul	ago	set	out	nov	dez
dia	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10

3.3. Radiação solar global em uma superfície inclinada voltada para qualquer direção

Com o objetivo de calcular a radiação solar global diária média mensal em uma superfície inclinada, em qualquer direção, foi usado o algoritmo desenvolvido por Klein & Theilacker (1981).

$$H_t = R H \quad (10)$$

$$R = D + \frac{H_d}{H} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (11)$$

$$D = \max \left[\begin{array}{l} 0, G(\omega_{ss}, \omega_{sr}) \quad se \quad \omega_{ss} \geq \omega_{sr} \\ 0, G(\omega_{ss}, -\omega_s) + G(\omega_s, \omega_{sr}) \quad se \quad \omega_{ss} < \omega_{sr} \end{array} \right] \quad (12)$$

$$G(\omega_1, \omega_2) = \frac{1}{2d} \left[\begin{aligned} & \left(\frac{bA}{2} - a'B \right) (\omega_1 - \omega_2) \frac{\Pi}{180} + (a'A - bB) (\text{sen } \omega_1 - \text{sen } \omega_2) \\ & - a'C (\cos \omega_1 - \cos \omega_2) + \left(\frac{bA}{2} \right) (\text{sen } \omega_1 \cos \omega_1 - \text{sen } \omega_2 \cos \omega_2) \\ & + \left(\frac{bC}{2} \right) (\text{sen}^2 \omega_1 - \text{sen}^2 \omega_2) \end{aligned} \right] \quad (13)$$

Sendo que ω_1 e ω_2 equivalem a ω_{sr} , ω_{ss} , ω_s e $-\omega_s$ conforme determina a expressão 12.

$$a' = a - \frac{H_d}{H} \quad (14)$$

$$|\omega_{sr}| = \min \left[\begin{aligned} & \omega_s \\ & \text{arc cos} \left(\frac{AB + \sqrt{A^2 - B^2 + C^2}}{A^2 + C^2} \right) \end{aligned} \right] \quad (15)$$

$$|\omega_{ss}| = \min \left[\begin{aligned} & \omega_s \\ & \text{arc cos} \left(\frac{AB - \sqrt{A^2 - B^2 + C^2}}{A^2 + C^2} \right) \end{aligned} \right] \quad (16)$$

$$\omega_{sr} = \left[\begin{aligned} & -|\omega_{sr}| \quad \text{se } (A > 0 \text{ e } B > 0) \text{ ou } (A \geq B) \\ & |\omega_{sr}| \quad \text{nos demais} \end{aligned} \right] \quad (17)$$

$$\omega_{ss} = \left[\begin{aligned} & |\omega_{sr}| \quad \text{se } (A > 0 \text{ e } B > 0) \text{ ou } (A \geq B) \\ & -|\omega_{sr}| \quad \text{nos demais} \end{aligned} \right] \quad (18)$$

$$A = \cos \beta + \tan \phi \cos \gamma \text{ sen } \beta \quad (19)$$

$$B = \cos \omega_s \cos \beta + \tan \delta \cos \gamma \sin \beta \quad (20)$$

$$C = \frac{\sin \beta \sin \gamma}{\cos \phi} \quad (21)$$

$$a = 0,409 + 0,501 \sin (\omega_s - 60) \quad (22)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \sin (\omega_s - 60) \quad (23)$$

$$d = \sin \omega_s - \frac{\Pi}{180} \omega_s \cos \omega_s \quad (24)$$

Onde:

ω_{sr} – ângulo horário de saída do sol;

ω_{ss} – ângulo horário de pôr-do-sol;

γ – desvio azimutal;

H_t – radiação solar global na superfície inclinada em qualquer direção;

R – razão entre a radiação solar global diária média mensal na horizontal e a radiação solar global diária média mensal na superfície inclinada.

Os ângulos são medidos em graus.

Cabe salientar que se “ γ ” for positivo, significa que o módulo está desviado para o Oeste e se “ γ ” for negativo, o módulo está desviado para o Leste.

A fim de adaptar as expressões (10) a (24) para o Hemisfério Sul, foi usado a equivalência dos meses do Hemisfério Norte com os meses do Hemisfério Sul, conforme Tabela 2, mostrada no item 3.4; as demais expressões usadas são as mesmas já definidas anteriormente para a direção do Norte Geográfico.

3.4. Melhor ângulo de inclinação para módulos fotovoltaicos

De acordo com o trabalho desenvolvido por Nijegorodov et al (1994), o melhor ângulo de inclinação para coletores solares, isto é, o ângulo que faz com que o mesmo receba a maior quantidade da radiação solar global, pode ser expresso por uma simples relação linear com a latitude do local. Salienta-se que estas relações foram originadas levando-se em conta que: $\rho = 0,2$; $K_t = 0,75$; $\gamma = 0^\circ$ e o dia médio do mês (Klein, 1977). O erro estimado das equações é de até $\pm 3^\circ$. Além destes fatores, deve-se considerar a correlação entre os meses do Hemisfério Norte com os meses do Hemisfério Sul.

TABELA 2 – Correlação entre os meses do Hemisfério Norte com os meses do Hemisfério Sul

Hemisfério Norte	Hemisfério Sul
janeiro	julho
fevereiro	agosto
março	setembro
abril	outubro
maio	novembro
junho	dezembro
julho	janeiro
agosto	fevereiro
setembro	março
outubro	abril
novembro	maio
dezembro	junho

Assim, desta correlação resultam as seguintes expressões lineares, conforme a Tabela 3.

TABELA 3 – Expressões lineares que determinam o melhor ângulo mensal em função da latitude, no Hemisfério Sul.

Mês	Expressão linear
janeiro	$\beta_N = -0,89 \phi - 30^\circ$
fevereiro	$\beta_N = -0,97 \phi - 17^\circ$
março	$\beta_N = -\phi - 2^\circ$
abril	$\beta_N = -\phi - 12^\circ$
maio	$\beta_N = -0,93 \phi + 25^\circ$
junho	$\beta_N = -0,87 \phi + 34^\circ$
julho	$\beta_N = -0,89 \phi + 29^\circ$
agosto	$\beta_N = -0,97 \phi + 17^\circ$
setembro	$\beta_N = -\phi + 4^\circ$
outubro	$\beta_N = -\phi - 10^\circ$
novembro	$\beta_N = -0,93 \phi - 24^\circ$
dezembro	$\beta_N = -0,87 \phi - 34^\circ$

onde:

β_N – melhor ângulo de inclinação para módulos fotovoltaicos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com este estudo foi obtido o melhor ângulo de inclinação e orientação para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas. Demonstrou-se a possibilidade de aumentar a radiação solar global recebida pelo módulo à medida que os ângulos corretos são usados. Salienta-se que nem todos os resultados foram comparados com os de outros pesquisadores, em função de existirem poucos trabalhos, principalmente para o Hemisfério Sul.

4.1. Melhor ângulo de inclinação mensal

Para o cálculo do melhor ângulo de inclinação mensal, foi utilizado a média mensal da radiação solar global diária. Partiu-se de valores totais diários, medidos por um período de 10 anos - 1993 a 2002 - na Estação Agroclimatológica de Pelotas. A partir destes valores, foi calculado a radiação extraterrestre diária para o dia médio do mês e a média mensal da radiação solar difusa diária. O dia médio do mês também foi utilizado para calcular outros dados, tais como o ângulo horário do pôr-do-sol e a declinação solar. Para cada dia médio do mês foi calculada a radiação solar global incidente no plano inclinado, fazendo variar o ângulo de inclinação de 0° a 90° , em intervalos de 1° . Foi considerado, nos cálculos, que o módulo está voltado para o Norte, isto é, com ângulo azimutal $\gamma = 180^\circ$. O melhor ângulo, conseqüentemente, é aquele que faz com que o módulo receba a maior

quantidade de radiação solar global durante aquele dia. Assim, foi gerado um valor de ângulo para cada mês do ano. No cálculo da média, não foi utilizado o dia 29 de fevereiro. O melhor ângulo de inclinação mensal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas, calculado pelo modelo de Liu & Jordan (1963), é apresentado na Tabela 4. O valor de radiação solar global no plano inclinado para o dia médio do mês foi multiplicado pelo número de dias do mês, a fim de se obter o total mensal, conforme apresentado na Tabela 5.

O total anual da radiação solar global incidente no módulo utilizando-se o melhor ângulo mensal e somando-se os valores mensais, foi de 5909,83 MJ.m⁻².

TABELA 4 – Melhor ângulo de inclinação mensal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas

mês	jan	fev	mar	abr	maio	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
ângulo	0°	9°	24°	41°	54°	59°	56°	46°	30°	13°	0°	0°

TABELA 5 – Total mensal da radiação solar global recebida no plano inclinado em MJ.m⁻², obtida através do melhor ângulo de inclinação mensal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas (Período 1993 - 2002)

Mês	Radiação MJ.m ⁻²
janeiro	640,62
fevereiro	513,44
março	525,03
abril	446,42
maio	427,13
junho	381,41
julho	367,09
agosto	412,63
setembro	425,64
outubro	483,08
novembro	606,37
dezembro	680,97

Se forem utilizadas as equações lineares de Nijegorodov et al (1994), serão obtidos outros valores, próximos aos resultantes do método desenvolvido por Liu & Jordan (1963) para o melhor ângulo de inclinação para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas. Cabe salientar que estas equações são bastante simplificadas e restritas; são válidas para qualquer latitude entre -60° e $+60^\circ$, mas possuem alguns índices fixos tais como: $\rho = 0,2$; $K_t = 0,75$; $\gamma = 0^\circ$; além disso, não levam em consideração a radiação solar global local, desprezando as características regionais que podem melhorar o desempenho do sistema.

O melhor ângulo de inclinação mensal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas, calculados pelas equações de Nijegorodov et al (1994), é apresentado na Tabela 6.

TABELA 6 – Melhor ângulo de inclinação mensal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas, calculados pelas equações de Nijegorodov et al (1994)

mês	jan	fev	mar	abr	maio	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
ângulo	$-1,6^\circ$	14°	30°	44°	55°	62°	57°	48°	36°	22°	6°	-6°

Com o objetivo de consolidar, por comparação, os resultados obtidos pelo método desenvolvido por Liu & Jordan (1963), estes foram confrontados com os ângulos de inclinação calculados pelas equações de Nijegorodov et al (1994), que, para um dia qualquer do ano, uma fórmula empírica é o resultado de uma simples correlação linear entre o ângulo ótimo e a latitude.

Desta forma, é possível observar que, o mês de outubro possui uma maior diferença: 9° ; outros meses possuem uma diferença de 6° , e os meses de maio e julho são os que possuem a menor diferença: 1° . Considerando que o método de Nijegorodov et al (1994) possui um erro de até 3° e que os valores calculados apresentam diferenças de até 9° , conclui-se que este método não se adapta a região de Pelotas, provavelmente por não considerar a radiação solar global, desprezando as características locais.

Ibrahim, em 1995, usou dados de radiação solar global no plano horizontal, coletados na cidade de Guzelyurt ($\phi = 35,18^\circ \text{ N}$), ilha de Chipre e aplicou o modelo isotrópico de Liu & Jordan (1963), verificando que o melhor ângulo para junho é 10° e para dezembro é 52° . Considerando que a latitude de Pelotas ($\phi = 31,87^\circ \text{ S}$) não difere muito da latitude de Guzelyurt e considerando também a correspondência dos meses do Hemisfério Norte com o Hemisfério Sul, verificou-se que os resultados não diferem muito, pois para a região de Pelotas os melhores ângulos são: 59° em junho e 0° em dezembro.

4.2. Melhor ângulo de inclinação sazonal

Para o cálculo do melhor ângulo de inclinação sazonal o ano foi dividido em quatro períodos de três meses; verão: dezembro, janeiro e fevereiro; outono: março, abril e maio; inverno: junho, julho e agosto; primavera: setembro, outubro e novembro; em cada período foi verificado qual o ângulo de inclinação do módulo que faz com que o mesmo receba mais radiação solar global, somando-se os totais mensais. O melhor ângulo de inclinação sazonal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas, calculado pelo modelo de Liu & Jordan (1963), é apresentado na Tabela 7, e o total mensal da radiação solar global recebida no plano inclinado é apresentada na Tabela 8.

O total anual da radiação solar global incidente no módulo utilizando-se o melhor ângulo sazonal e somando-se os valores mensais foi de $5857,81 \text{ MJ.m}^{-2}$.

TABELA 7 – Melhor ângulo de inclinação sazonal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas

estação	verão	outono	inverno	primavera
ângulo	0°	40°	54°	13°

TABELA 8 – Total mensal da radiação solar global recebida no plano inclinado em MJ.m^{-2} , obtida através do melhor ângulo de inclinação sazonal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas (Período 1993 - 2002)

Mês	Radiação MJ.m^{-2}
janeiro	640,62
fevereiro	509,73
março	512,02
abril	446,32
maio	417,48
junho	380,36
julho	366,92
agosto	410,02
setembro	412,81
outubro	483,08
novembro	597,47
dezembro	680,97

Compararam-se estes dados com os resultados obtidos por Ibrahim, em 1995, na cidade de Guzelyurt ($\phi = 35,18^\circ \text{ N}$), ilha de Chipre, o que pode ser observado na Tabela 9.

TABELA 9 – Melhor ângulo de inclinação sazonal para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas calculados pelo modelo isotrópico de Liu & Jordan (1963) e melhor ângulo de inclinação sazonal obtidos por Ibrahim, em 1995, para coletores solares na cidade de Guzelyurt ($\phi = 35,18^\circ \text{ N}$), ilha de Chipre

estação	verão	outono	inverno	primavera
Liu & Jordan	0°	40°	54°	13°
Ibrahim	14°	40°	48°	22°

Analisando a tabela onde foi feita a correspondência das estações do ano do Hemisfério Norte com o Hemisfério Sul, pode-se observar uma maior diferença no valor do ângulo de inclinação no verão. Mesmo Ibrahim, usando o

modelo isotrópico de Liu e Jordan (1963), obteve valores ligeiramente diferentes que se devem, principalmente, pela latitude e, conseqüentemente, pela radiação solar global diária, além de que Ibrahim usou $\rho = 0,2$ e o modelo desenvolvido por Page (1961) para estimar a radiação solar difusa.

4.3. Melhor ângulo de inclinação anual

O melhor ângulo de inclinação fixo para o ano, obtido pelo método desenvolvido por Liu & Jordan (1963), é aquele que, somando-se os valores mensais de radiação, faz com que o módulo receba a maior quantidade de energia. O ângulo de 26° faz com que o módulo receba mais energia durante o ano, comparado com outros valores de inclinação. O total mensal da radiação solar global recebida no plano inclinado, obtida através do melhor ângulo de inclinação anual para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas é apresentada na Tabela 10.

TABELA 10 – Total mensal da radiação solar global recebida no plano inclinado em MJ.m^{-2} , obtida através do melhor ângulo de inclinação anual para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas (Período 1993 - 2002)

Mês	Radiação MJ.m^{-2}
janeiro	602,17
fevereiro	499,60
março	524,90
abril	434,73
maio	388,71
junho	333,01
julho	329,02
agosto	393,52
setembro	424,86
outubro	475,63
novembro	571,25
dezembro	624,32

Com este ângulo de inclinação foi obtido 5601,72 MJ.m⁻² de radiação solar global anual no plano inclinado.

Comparando-se o melhor ângulo de inclinação anual com valores obtidos por outros pesquisadores, como Nijegorodov et al (1994), Ibrahim (1995), Oliveira (1997), Yakup & Malik (2001), verificou-se que o melhor ângulo para o ano é ligeiramente inferior ao valor da latitude local.

4.4. Ângulo de inclinação anual igual à latitude

Para este cálculo usou-se a inclinação do módulo fotovoltaico igual a 32°, valor aproximado da latitude do local da instalação do piranômetro que mediu os dados de radiação, base deste trabalho. O total anual da radiação solar global resultou da soma dos totais mensais, com o ângulo de 32°, obtidos pelo método desenvolvido por Liu & Jordan (1963). O total mensal da radiação solar global recebida no plano inclinado, obtida através de 32° de ângulo de inclinação fixo anual para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas é apresentada na Tabela 11.

TABELA 11 – Total mensal da radiação solar global recebida no plano inclinado em MJ.m⁻², obtida através de 32° de ângulo de inclinação fixo anual para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas (Período 1993 - 2002)

Mês	Radiação MJ.m ⁻²
janeiro	584,55
fevereiro	488,33
março	521,93
abril	442,03
maio	403,30
junho	348,82
julho	342,54
agosto	403,04
setembro	425,51
outubro	467,18
novembro	553,55
dezembro	601,35

Com este ângulo de inclinação foi obtido 5582,11 MJ.m⁻² de radiação solar global anual no plano inclinado.

4.5. Ângulo de inclinação zero

Para se obter o total anual da radiação solar global no plano horizontal foram somados os totais mensais no plano horizontal, conforme apresentado na Tabela 12.

Assim, com o módulo fotovoltaico na horizontal, foi obtido 5245,11 MJ.m⁻² de radiação solar global anual .

TABELA 12 – Total mensal da radiação solar global recebida no plano horizontal em MJ.m⁻², para módulos fotovoltaicos na região de Pelotas (Período 1993 - 2002)

Mês	Radiação MJ.m ⁻²
janeiro	640,62
fevereiro	509,73
março	493,54
abril	365,54
maio	291,13
junho	234,91
julho	241,72
agosto	318,34
setembro	386,78
outubro	475,47
novembro	606,37
dezembro	680,97

4.6. Radiação solar global em um plano inclinado com desvio azimutal

A fim de verificar a influência do desvio azimutal na quantidade de energia recebida pelo módulo fotovoltaico, usou-se o modelo desenvolvido por Klein & Theilacker (1981). Os cálculos partiram da radiação global diária média mensal no plano horizontal. Considerou-se um ângulo de inclinação fixo, $\beta = 26^\circ$, já que este é o melhor ângulo fixo para o ano. O desvio azimutal “ γ ” foi

variado de 0° a 90° em intervalos de 1°. Assim, verificou-se qual o valor da radiação solar global diária média mensal recebida pelo módulo inclinado e com diferentes desvios em relação ao Norte Geográfico. O valor diário médio, em cada mês, foi multiplicado pelo número de dias, a fim de se calcular o total mensal.

TABELA 13 – Radiação solar global mensal em MJ.m⁻², recebida pelo módulo inclinado com diferentes desvios azimutais (Período 1993 - 2002)

Radiação Solar Global Mensal (MJ.m ⁻²) em Função do Desvio Azimutal										
desvio	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
mês										
jan	608,98	609,04	609,19	609,37	609,45	609,35	609,02	608,41	607,51	606,32
fev	500,53	500,45	500,17	499,42	498,11	496,18	493,60	490,34	486,43	481,91
mar	522,35	521,64	519,38	515,63	510,46	503,95	496,21	487,34	477,50	466,87
abr	427,12	425,78	421,91	415,88	407,91	398,21	387,02	374,59	361,18	347,08
maio	378,55	376,91	371,98	364,05	353,70	341,29	327,17	311,71	295,30	278,30
jun	317,82	316,30	311,77	304,40	294,73	283,18	270,09	255,83	240,76	225,23
jul	318,15	316,73	312,48	305,59	296,55	285,73	273,45	260,06	245,87	231,24
ago	382,50	381,18	377,26	371,14	363,08	353,32	342,13	329,77	316,52	302,68
set	420,54	419,68	417,23	413,32	408,04	401,53	393,91	385,32	375,94	365,96
out	476,78	476,52	475,64	474,01	471,63	468,52	464,67	460,14	454,96	449,23
nov	577,64	577,82	578,33	578,96	579,34	579,34	578,85	577,76	576,05	573,72
dez	633,16	633,60	634,89	636,87	639,04	641,09	642,84	644,12	644,83	644,94

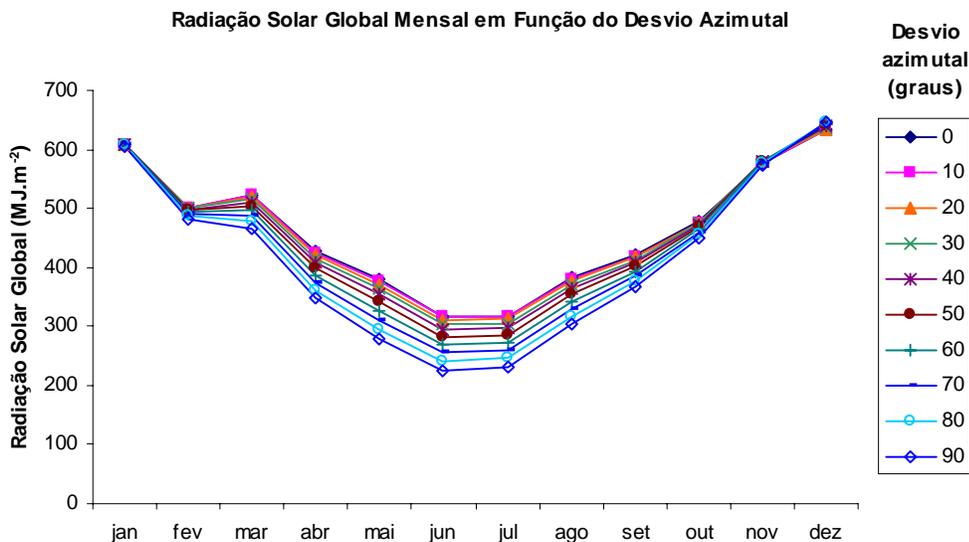


FIGURA 1 – Variação da radiação solar global mensal recebida pelo módulo inclinado com diferentes desvios azimutais

4.6.1. Perdas na radiação solar global em função do desvio azimutal

Conforme se observa na Figura 1, à medida que se aumenta o desvio azimutal, a quantidade de radiação solar global recebida pelo módulo tende a diminuir. O percentual de radiação solar global perdido por mês é o resultado da comparação entre a radiação global recebida pelo módulo com desvio azimutal e a radiação solar global recebida pelo módulo sem desvio azimutal. As perdas por mês são apresentadas na Figura 2 e na Tabela 14; as perdas por ano, em função do desvio azimutal, são apresentadas na Figura 3 e na Tabela 15.

TABELA 14 – Perdas da radiação solar global mensal em função do desvio azimutal

Perdas da Radiação Solar Global Mensal em Função do Desvio Azimutal									
desvio	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
mês									
jan	-0,01%	-0,04%	-0,06%	-0,08%	-0,06%	-0,01%	0,09%	0,24%	0,44%
fev	0,02%	0,07%	0,22%	0,48%	0,87%	1,38%	2,03%	2,82%	3,72%
mar	0,14%	0,57%	1,29%	2,28%	3,52%	5,00%	6,70%	8,59%	10,62%
abr	0,31%	1,22%	2,63%	4,50%	6,77%	9,39%	12,30%	15,44%	18,74%
maio	0,43%	1,74%	3,83%	6,57%	9,84%	13,57%	17,66%	21,99%	26,48%
jun	0,48%	1,90%	4,22%	7,26%	10,90%	15,02%	19,50%	24,25%	29,13%
jul	0,45%	1,78%	3,95%	6,79%	10,19%	14,05%	18,26%	22,72%	27,32%
ago	0,35%	1,37%	2,97%	5,08%	7,63%	10,56%	13,79%	17,25%	20,87%
set	0,20%	0,79%	1,72%	2,97%	4,52%	6,33%	8,37%	10,60%	12,98%
out	0,05%	0,24%	0,58%	1,08%	1,73%	2,54%	3,49%	4,58%	5,78%
nov	-0,03%	-0,12%	-0,23%	-0,29%	-0,29%	-0,21%	-0,02%	0,28%	0,68%
dez	-0,07%	-0,27%	-0,59%	-0,93%	-1,25%	-1,53%	-1,73%	-1,84%	-1,86%

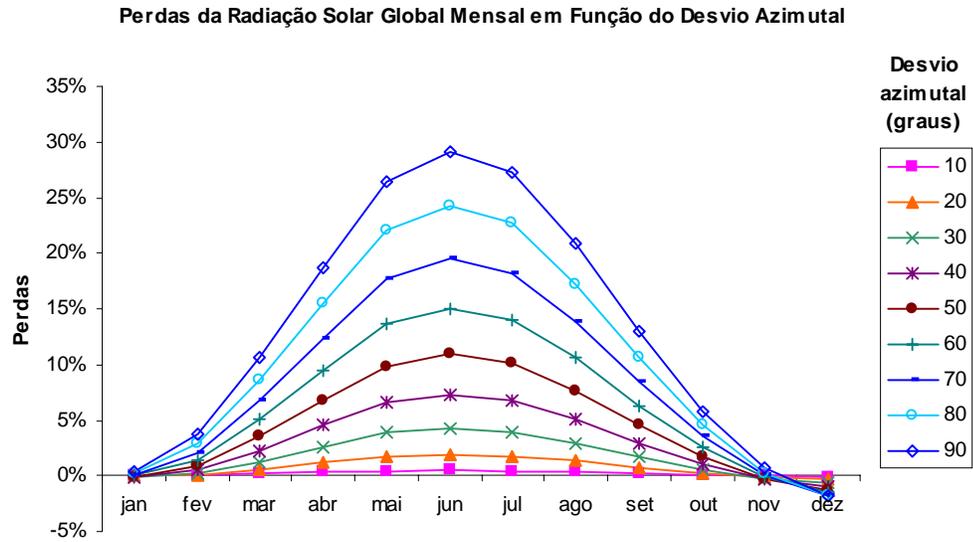


FIGURA 2 – Perdas da radiação solar global mensal em função do desvio azimutal

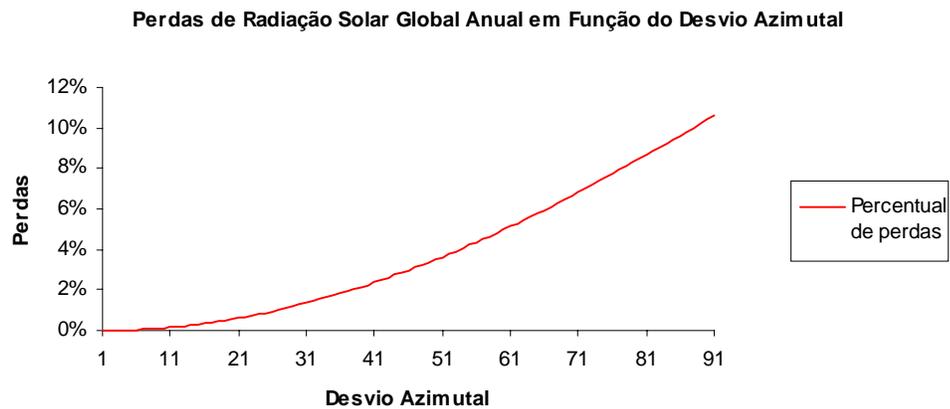


FIGURA 3 – Perdas de radiação solar global anual em função do desvio azimutal

TABELA 15 – Perdas de radiação solar global anual em função do desvio azimutal

Perdas da Radiação Solar Global Anual em Função do Desvio Azimutal									
desvio	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
perdas	0,15%	0,61%	1,36%	2,37%	3,64%	5,12%	6,81%	8,65%	10,62%

Conforme observado nas tabelas e gráficos anteriores, a maior perda de radiação solar global, 29,13%, ocorre no mês de junho, com desvio azimutal de 90°, enquanto que nos meses de novembro, dezembro e janeiro ocorreram pequenos ganhos na radiação solar global recebida pelo módulo em função do desvio azimutal, o que pode ser observado pelo sinal negativo nos resultados. Acredita-se que, além de ser um valor muito pequeno, isto ocorra em função do melhor aproveitamento da radiação solar global do nascer ou do pôr-do-sol, já que $\omega_s > 90^\circ$. Se for considerada a perda total durante o ano, o maior valor é de 10,62%, com desvio azimutal de 90°.

4.7. Ganho na quantidade de radiação solar global recebida à medida que diferentes inclinações foram usadas

Nesta etapa foram comparadas as quantidades de radiação solar global anual recebidas pelo módulo fotovoltaico à medida que diferentes inclinações foram adotadas ao longo do ano. Não foi considerado desvio azimutal.

4.7.1. Melhor ângulo mensal comparado ao plano horizontal

Ao se comparar a quantidade de radiação solar global anual recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo mensal com a quantidade de radiação solar global anual recebida pelo mesmo módulo posicionado no plano horizontal, observou-se um ganho de 12,7%. A diferença entre estes valores de radiação pode-se observar na Figura 4.

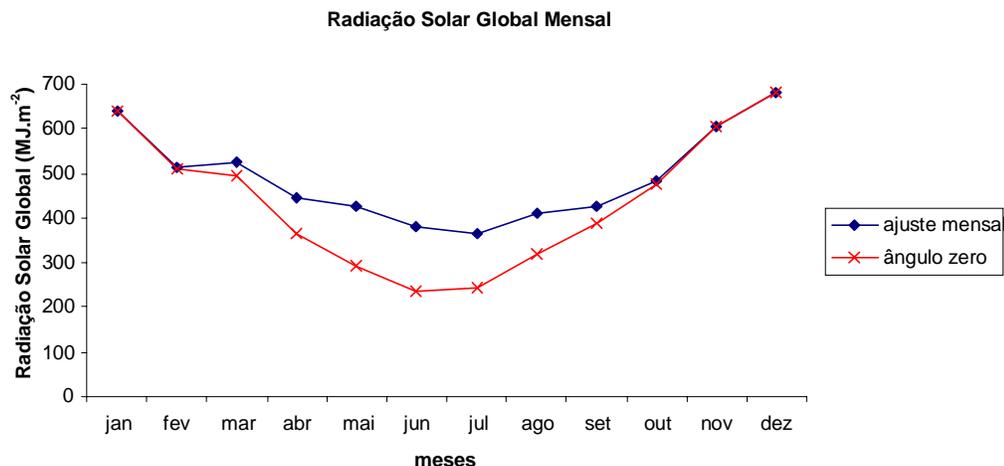


FIGURA 4 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo mensal e na posição horizontal (Período 1993-2002)

A fim de se validar o resultado obtido, comparou-se os resultados ao de Yakup & Malik (2001) que usaram um modelo matemático para determinar a radiação solar global em uma superfície inclinada e para também determinar o melhor ângulo de inclinação e orientação para coletores solares em Brunei Darussalam ($\phi = 4,9^{\circ}$ N). O trabalho foi baseado no modelo Liu & Jordan (1963) e os valores de radiação direta e difusa foram medidos. Quanto ao ganho de energia, observou-se um aumento de 4,5 % quando o módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo mensal é comparado com um módulo na horizontal. Pôde-se notar, no resultado, uma relativa diferença devido, muito provavelmente, pela latitude de Pelotas, já que em baixas latitudes, como em Brunei Darussalam, o ângulo de inclinação mensal do módulo fotovoltaico em relação à horizontal é menor que em latitudes maiores; conseqüentemente, a relação radiação solar global no plano inclinado comparada à radiação solar global na horizontal se torna também menor.

4.7.2. Melhor ângulo mensal comparado ao melhor ângulo anual

Quando comparada o total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo mensal com o total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo posicionado no melhor ângulo anual, observou-se um ganho de 5,5%. A diferença entre radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo de inclinação mensal em relação a radiação solar global recebida pelo mesmo módulo posicionado no melhor ângulo anual pode-se observar na Figura 5.

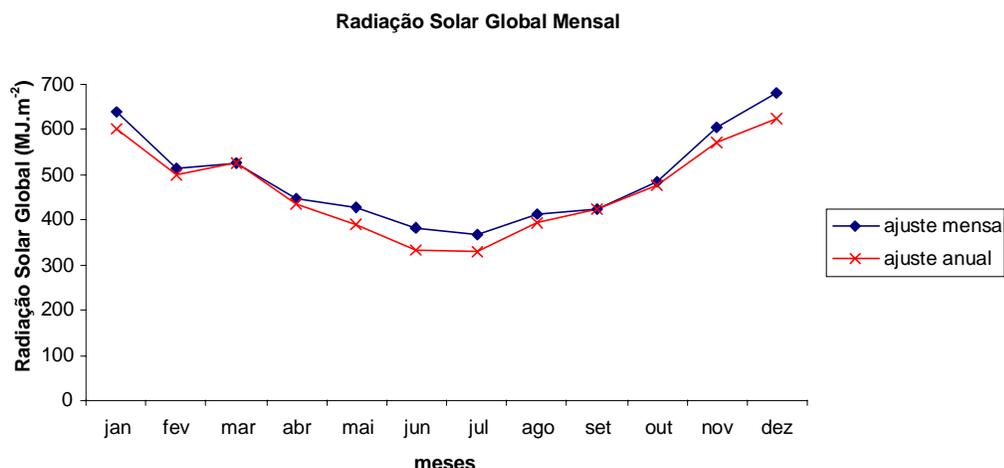


FIGURA 5 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo mensal e no melhor ângulo anual

Com o objetivo de se validar o resultado, comparou-se ao de Yakup & Malik (2001), pesquisadores que usaram o modelo isotrópico de Liu & Jordan (1963) - utilizaram os mesmos cálculos para Brunei Darussalam ($\phi = 4,9^\circ$ N), obtiveram um ganho 4,2 %. Como verificado no item anterior, em latitudes menores, têm-se ganhos menores.

4.7.3. Melhor ângulo mensal comparado ao ângulo igual à latitude

Confrontando os valores do total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico, posicionado no melhor ângulo mensal, com o total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo, posicionado no ângulo aproximadamente igual à latitude local (32°) observou-se um ganho de 5,9%, conforme pode ser observado na Figura 6.

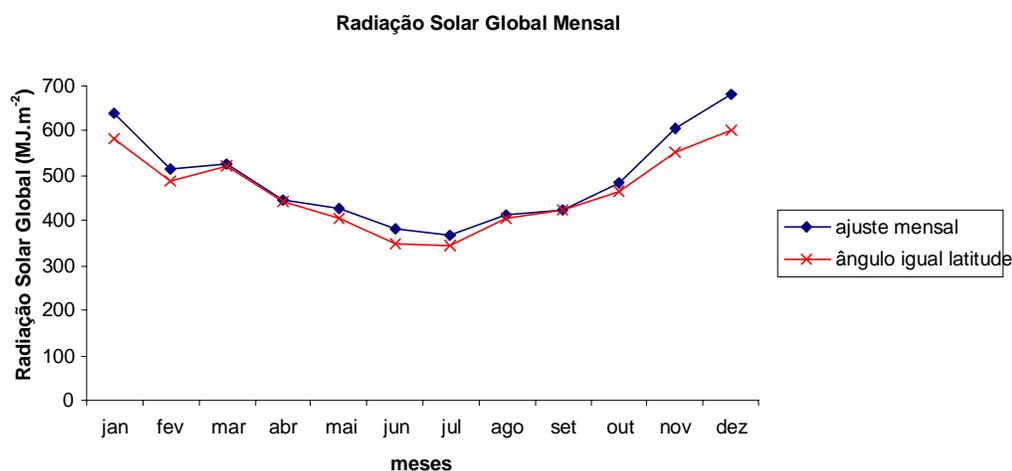


FIGURA 6 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo mensal e no ângulo igual à latitude

Comparando os resultados obtidos em Pelotas com os de Morcos, 1994, que usou o modelo isotrópico de Liu & Jordan (1963) e obteve um ganho 7,17 %, acredita-se que esta pequena diferença se deva ao fato dele ter usado $\rho=0,2$ e também porque há diferenças na radiação solar global e no cálculo da radiação solar difusa onde foi utilizado o modelo de Hottel (1976).

4.7.4. Melhor ângulo mensal comparado ao melhor ângulo sazonal

Verificou-se que o total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo mensal apresenta um ganho de 0,9% quando comparada ao total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo, posicionado no melhor ângulo sazonal. Esta diferença pode ser observada na Figura 7.

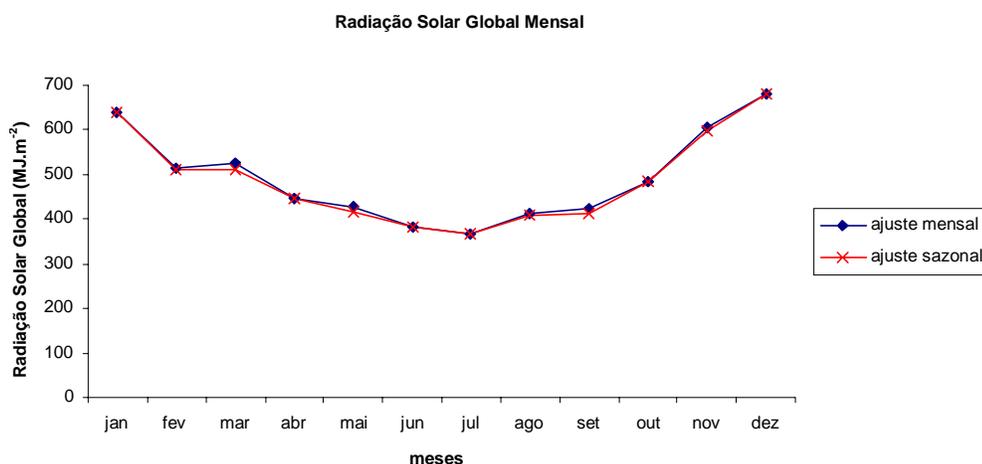


FIGURA 7 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo mensal e no melhor ângulo sazonal

Outros pesquisadores fizeram o mesmo tipo de comparação e também chegaram à conclusão semelhante. Ibrahim, 1995, em Guzelyurt ($\phi = 35,18^\circ$ N), ilha de Chipre, obteve um ganho menor que 1 %. Kacira et al (2004), em Sanliurfa, Turquia ($\phi = 37^\circ$ N), obteve um ganho de 1,1 %. Esta pequena diferença de valores é salientada pela maioria dos pesquisadores, fazendo com que um ajuste mensal do ângulo de inclinação, dependendo das

dificuldades técnicas, possa ser dispensado, usando-se o ajuste sazonal com bastante eficiência.

4.7.5. Melhor ângulo anual comparado ao ângulo igual à latitude

Ao se observar o total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo anual e o total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo posicionado no ângulo igual à latitude, verificou-se um ganho de 0,4%, conforme Figura 8.

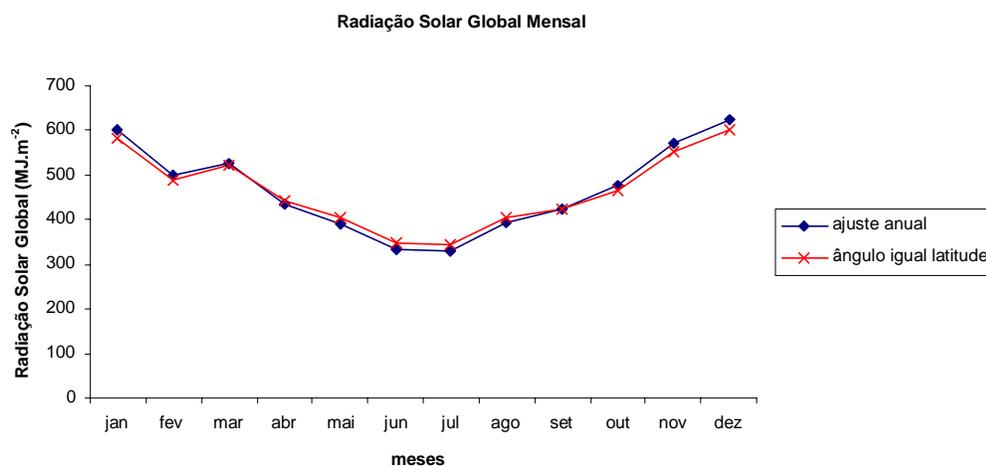


FIGURA 8 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo anual e no ângulo igual à latitude

Oliveira (1997) em sua dissertação de mestrado, usando dados de radiação solar global na cidade de São Paulo ($\phi = 23,5^\circ$ S) e aplicando o modelo isotrópico de Liu & Jordan (1963), concluiu que o melhor ângulo para o ano é de 21° , valor ligeiramente inferior a latitude local. O ganho na energia coletada pelo módulo fotovoltaico, posicionado no melhor ângulo anual, em relação ao ângulo igual à latitude local, é de aproximadamente 0,2 %, valor bastante próximo ao que se obteve, porém inferior, comprovando que em

latitudes menores o ganho tende a ser um pouco menor. Salienta-se que Oliveira (1997) usou $\rho=0,25$, o mesmo que se utilizou.

4.7.6. Melhor ângulo sazonal comparado ao plano horizontal

Ao se confrontar o total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal com o total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo posicionado no plano horizontal, observou-se um ganho de 11,7%, conforme se registra na Figura 9.

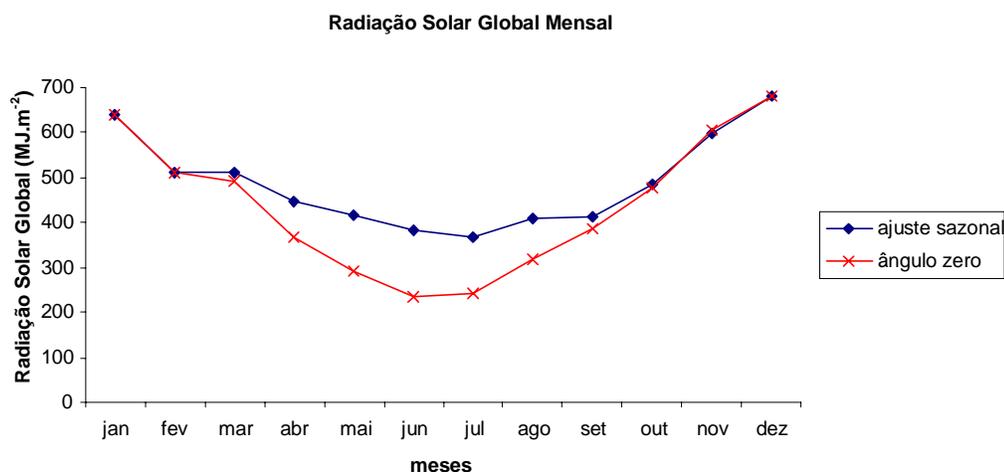


FIGURA 9 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo sazonal e na posição horizontal

Neste confronto observou-se um ganho de 11,7% em Pelotas, enquanto Yakup & Malik (2001), em Brunei Darussalam ($\phi = 4,9^\circ$ N) observaram um aumento de 3,9 % quando o módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal foi comparado com um módulo na horizontal. Chegou-se à conclusão de que esta diferença se deve, muito provavelmente devido à latitude, já que em baixa latitudes, como em Brunei Darussalam, o

ângulo de inclinação sazonal do módulo fotovoltaico em relação a horizontal é menor que em latitudes maiores, conseqüentemente a relação radiação solar global no plano inclinado comparada a radiação solar global na horizontal se torna também menor.

Oliveira (1997), conclui que o ganho na energia coletada pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal em relação ao plano horizontal é de aproximadamente 8,5 %. Desta maneira pode-se confirmar que com o aumento da latitude esta relação de ganho tende a aumentar.

4.7.7. Melhor ângulo sazonal comparado ao melhor ângulo anual

Comparando-se o total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal com o total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo posicionado no melhor ângulo anual observou-se um ganho de 4,6%, conforme observa-se na Figura 10.

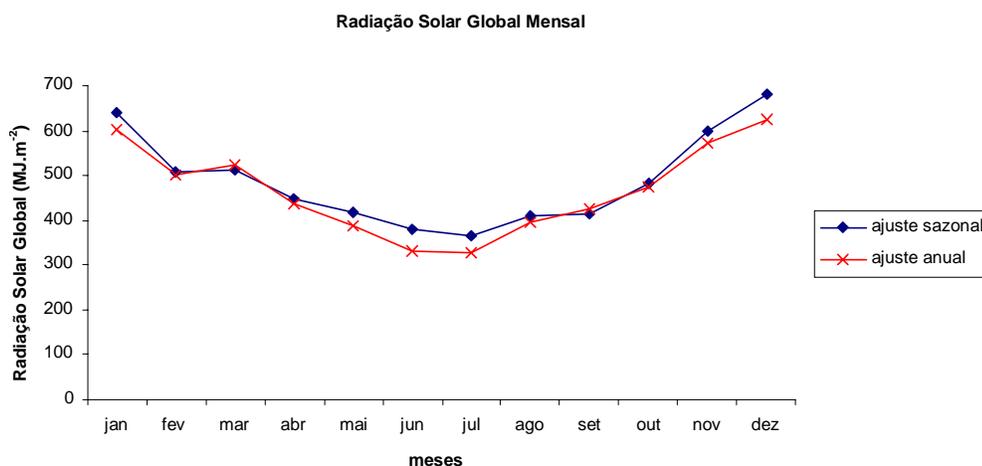


FIGURA 10 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo sazonal e no melhor ângulo anual

Ao fazerem comparações semelhantes, Yakup & Malik (2001) observaram um ganho de 3,6% quando o módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal é comparado com um módulo posicionado no melhor ângulo anual. Esta diferença se deve, muito provavelmente devido à latitude, conforme já comentado em itens anteriores.

Oliveira (1997), concluiu que o ganho na energia coletada pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal em relação ao módulo posicionado no melhor ângulo anual é de aproximadamente 4,2 %. Desta maneira verificou-se novamente que com o aumento da latitude esta relação de ganho tende a aumentar.

4.7.8. Melhor ângulo sazonal comparado ao ângulo igual à latitude

Ao se comparar o total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal com o total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo posicionado no ângulo aproximadamente igual à latitude, isto é, de 32° observou-se um ganho de 4,9%, conforme mostra-se na figura 11.

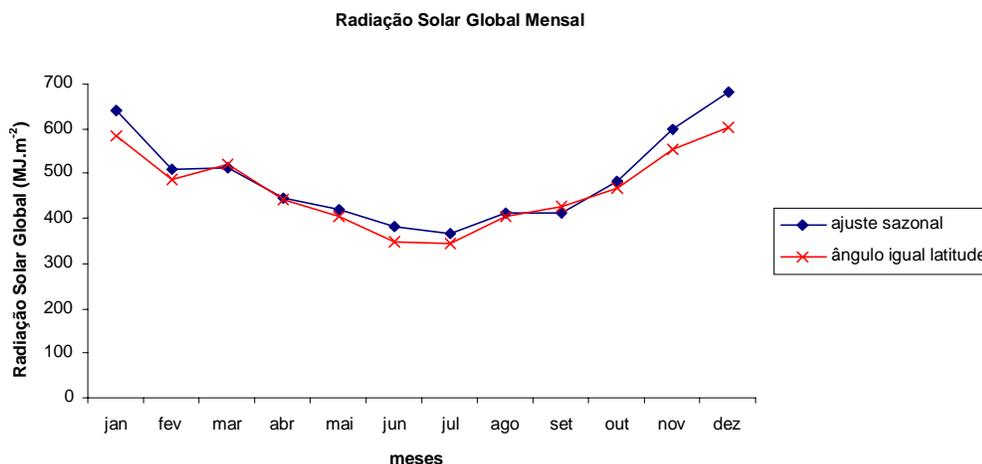


FIGURA 11 – Variação do total mensal da radiação solar global recebida pelo módulo posicionado no melhor ângulo sazonal e no ângulo igual à latitude

Quando comparado o total anual da radiação solar global recebida pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal com o total anual da radiação solar global recebida pelo mesmo módulo posicionado no ângulo aproximadamente igual à latitude, isto é, de 32° observou-se um ganho de 4,9%. Oliveira (1997) concluiu que o ganho na energia coletada pelo módulo fotovoltaico posicionado no melhor ângulo sazonal, em relação ao módulo posicionado no melhor ângulo anual, é de aproximadamente 4,4 %. Ficou confirmado que, com o aumento da latitude, esta relação de ganho tende a aumentar.

5. CONCLUSÕES

Com base nos objetivos propostos, nos dados de radiação solar global medidos entre 1993 e 2002, na região de Pelotas; nos cálculos realizados e na análise dos resultados, chegou-se às seguintes conclusões:

- a) O melhor ângulo de inclinação mensal para módulos fotovoltaicos, na região de Pelotas, varia entre 0° nos meses de novembro, dezembro e janeiro e 59° no mês de junho;
- b) Considerando-se o melhor ângulo de inclinação sazonal para módulos fotovoltaicos na mesma região, tem-se uma variação entre 0° no verão (dezembro, janeiro e fevereiro) e 54° no inverno (junho, julho e agosto);
- c) O melhor ângulo de inclinação anual para módulos fotovoltaicos é de 26° , valor ligeiramente inferior a latitude do local das medições;
- d) Para módulos fotovoltaicos posicionados com uma inclinação fixa em relação ao plano horizontal em 26° , um desvio azimutal de 90° causa perdas de 10,67 %, anualmente, na radiação solar global recebida;

- e) Com inclinação fixa em 26° e desvio azimutal de 90° , a perda máxima mensal ocorre no mês de junho, 29,13%, enquanto no mês de dezembro pode ocorrer pequeno ganho: 1,86 %;
- f) A diferença entre a radiação solar global anual, usando-se o melhor ângulo de inclinação mensal, comparada à radiação solar global anual usando-se o melhor ângulo de inclinação sazonal, é de 0,9%, podendo-se usar, portanto o ajuste sazonal do ângulo de inclinação sem grandes prejuízos na quantidade de energia solar recebida pelo módulo;
- g) Quando dificuldades de acesso ao módulo impedem ajustes constantes no ângulo de inclinação, o melhor ângulo anual se torna uma alternativa bastante viável, já que o melhor ângulo mensal e sazonal proporcionam ganhos de 5,5% e 4,6%, respectivamente, na quantidade de radiação solar global recebida pelo módulo, não implicando em grandes perdas de energia.

Assim sendo, conclui-se que o ajuste sazonal é o mais recomendável devido a condições de nebulosidade e radiação solar apresentadas na região de Pelotas, proporcionando um bom desempenho.

Sugestões:

- a) Medir a radiação difusa na região de Pelotas e comparar com os resultados obtidos através do modelo de Collares-Pereira & Rabl (1979), já que a mesma é bastante significativa nesta região, devido a grande quantidade de dias nublados e parcialmente nublados durante do ano, conforme Sacco & Assis (2003). Além disso, a radiação difusa no modelo isotrópico contribui para a diminuição do ângulo de inclinação do módulo, conforme Nijegorodov et al (1994);
- b) Ao projetar a instalação de módulos fotovoltaicos na região de Pelotas, considerar que a nebulosidade é bastante relevante, visto que o acúmulo dos dias com nuvens se sobressai aos dias claros, o que é perfeitamente

explicado pelas freqüentes incursões de frentes frias nessa região. Além disso, o potencial de insolação na cidade é baixo e não apresenta uma distribuição sazonal definida, conforme Sacco & Assis (2003);

- c) Estender este trabalho a módulos fotovoltaicos montados sobre um dispositivo de seguimento total do sol, já que podem receber entre 35% e 40% a mais de radiação solar global em um dia de céu claro, quando comparado a um módulo montado em um ângulo fixo igual a latitude local (Fraidenraich & Lyra, 1995).

6. REFERÊNCIAS

ABDALLAH, S.; NIJMEH, S. Two axis sun tracking system with PLC control. **Energy Conversion & Management**, v. 45, p. 1931 - 1939, 2004.

AL-SULAIMAM, F. A.; ISMAIL, B. Estimation of monthly average daily and hourly solar radiation impinging on a sloped surface using the isotropic sky model for Dhahran, Saudi Arabia. **Renewable Energy**, v. 11, p. 257 - 262, 1997.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO **Tutorial: Energia solar** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/abertura.htm>>. Acesso em: 03 nov. 2005.

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. **Solar Energy**, v. 22, p. 155 - 164, 1979.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar engineering of thermal processes**. New York: John Wiley & Sons, 1980. 705 p.

EL-KASSABY, M. M.; HASSAB, M. H. Investigation of a variable tilt angle australian type solar collector. **Renewable Energy**, v. 4, p. 327 - 332, 1994.

ERBS, D. G. et al Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, p. 293 - 302, 1982.

FRAIDENRAICH, N.; LYRA, F. **Energia Solar: Fundamentos e tecnologias de conversão heliotermoelétrica e fotovoltaica**. Recife, PE: Ed. Universitária da UFPE, 1995. 471 p.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, RJ: CRESESB-CEPEL, 1999. 204 p.

HOTTEL, H. C. A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres. **Solar Energy**, v.18, p. 129-134, 1976.

IBRAHIM, D. Optimum tilt angle for solar collectors used in Cyprus. **Renewable Energy**, v. 6, p. 813 - 819, 1995.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. New York: Academic Press, 1983. 390 p.

JIMÉNEZ, J. I.; CASTRO, Y. Solar radiation on sloping surfaces with different orientations in Granada, Spain. **Solar Energy**, v.28, p. 257-262, 1982.

JIN, J. et al Estimation of daily diffuse solar radiation in China. **Renewable Energy**, v. 29, p. 1537 - 1548, 2004.

KACIRA, M. et al Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Saliurfa, Turkey. **Renewable Energy**, v. 29, p. 1265 - 1275, 2004.

KLEIN, S. A. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 19, p. 325 - 329, 1977.

KLEIN, S.A.; THEILACKER, J.C. An algorithm for calculating monthly average radiation on inclined surfaces. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 103, p. 29-33, 1981.

LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. **Solar Energy**, v. 7, p. 53 - 74, 1963.

MARQUES, K. et al Análise do comportamento mensal do índice de limpidez. In: XI CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, 2000, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, RJ: UERJ, 2000.

MORCOS, V. H. Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in Assiut, Egypt. **Renewable Energy**, v. 4, p. 291 - 298, 1994.

NIJEGORODOV, N. et al Atmospheric transmittance models and an analytical method to predict the optimum slope of an absorber plate, variously oriented at any latitude. **Renewable Energy**, v. 4, p. 529 - 543, 1994.

OLIVEIRA, S. H. F. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos autônomos**: Ênfase na eletrificação de residências de baixo consumo. São Paulo, 1997. 120f. Dissertação (Mestrado em Energia – Energia Solar Fotovoltaica) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, USP, 1997.

SACCO, F.G. ; ASSIS, S. V. Avaliação da cobertura do céu usando distribuição de frequência. In: XIII CONGRESSO INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 2003, Pelotas. **Anais...** Pelotas, RS: UCPEL, 2003.

SACCO, F.G. ; ASSIS, S. V. Potencialidade da insolação para a cidade de Pelotas. In: XII CONGRESSO INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 2003, Pelotas. **Anais...** Pelotas, RS: UFPEL, 2003.

SAYIGH, A. A. M. **Solar energy engineering**. New York: Academic Press, 1977. 506 p.

SILVEIRA, V. P. et al Distribuição dos valores médios anuais da radiação solar global para a cidade de Pelotas/RS. In: XI CONGRESSO BRASILEIRO DE METEOROLOGIA, 2000, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, RJ: UERJ, 2000.

VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. **Meteorologia básica e aplicações**. Viçosa, MG: Universidade Federal de Viçosa, Imprensa Universitária, 2002. 449 p.

VILELA, O. C. et al Photovoltaic pumping systems driven by tracking collectors. Experiments and simulation. **Solar Energy**, v. 74, p. 45 - 52, 2003.

YAKUP, M. A. H. M.; MALIK, A. Q. Optimum tilt angle and orientation for solar collector in Brunei Darussalam. **Renewable Energy**, v. 24, p. 223 - 234, 2001.

7. ANEXO

TABELA 16 – Radiação solar global diária média mensal no plano horizontal em MJ.m⁻², calculada através dos valores medidos na Estação Agroclimatológica de Pelotas – Convênio EMBRAPA/UFPEL. (Período 1993 - 2002)

Mês	Radiação MJ.m ⁻²
janeiro	20,67
fevereiro	18,20
março	15,92
abril	12,18
maio	9,39
junho	7,83
julho	7,80
agosto	10,27
setembro	12,89
outubro	15,34
novembro	20,21
dezembro	21,97