

João Vitor de Navarro Moreira

MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE PEQUENO

PORTE:

**Proposição de modelos intra-horários, direto e
reverso, avaliados sob diferentes condições de
nebulosidade**

Belo Horizonte

2018

João Vitor de Navarro Moreira

**MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA USINA
FOTOVOLTAICA DE PEQUENO PORTE:
Proposição de modelos intra-horários, direto e reverso,
avaliados sob diferentes condições de nebulosidade**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica, na área de concentração de Energia e Sustentabilidade.

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Orientador: Matheus Pereira Porto

Coorientador: Braz de Jesus Cardoso Filho

Belo Horizonte

2018

M838m

Moreira, João Vitor de Navarro.

Modelagem matemática de uma usina fotovoltaica de pequeno porte [manuscrito] : proposição de modelos intra-horários, direto e reverso, avaliados sob diferentes condições de nebulosidade / João Vitor de Navarro Moreira. - 2018.

106 f., enc.: il.

Orientador: Matheus Pereira Porto.

Coorientador: Braz de Jesus Cardoso Filho.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 95-106.

Bibliografia: f. 83-94.

1. Engenharia mecânica - Teses. 2. Geração de energia fotovoltaica - Teses. 3. Modelagem matemática - Teses. I. Porto, Matheus Pereira. II. Cardoso Filho, Braz de Jesus. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA

Av. Antônio Carlos, 6627 - Campus Universitário
31270-901 – Belo Horizonte – MG
Tel.: +55 31 3409.5145
E-mail: cpgmec@demec.ufmg.br

**"MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA USINA FOTOVOLTAICA
DE PEQUENO PORTE: PROPOSIÇÃO DE MODELOS INTRA-
HORÁRIOS, DIRETO E REVERSO, AVALIADOS SOB DIFERENTES
CONDIÇÕES DE NEBULOSIDADE"**

JOÃO VITOR DE NAVARRO MOREIRA

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de "**Mestre em Engenharia Mecânica**", na área de concentração de "**Energia e Sustentabilidade**".

Dissertação aprovada no dia 26 de fevereiro de 2018.

Por:

Prof. Matheus Pereira Porto

Orientador - Departamento de Engenharia Mecânica/UFMG

Prof. Braz de Jesus Cardoso Filho

Departamento de Engenharia Elétrica/UFMG

Profa. Cristiana Brasil Maia

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais/PUC-MINAS

Prof. Luís Guilherme Monteiro Oliveira

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais/PUC-MINAS

Prof. Marcio Fonte Boa Cortez

Departamento de Engenharia Mecânica/UFMG

Resumo

A tecnologia fotovoltaica é uma das alternativas de geração de eletricidade que mais tem contribuído para o crescimento da componente renovável da matriz elétrica mundial. A fonte é incentivada em muitos países. O governo do Brasil promove a expansão da tecnologia por meio de leilões, além de, recentemente, ter regulamentado a modalidade de produção descentralizada de energia elétrica por parte do consumidor. A chamada geração distribuída tem experimentado um crescimento exponencial no país, tendo a energia fotovoltaica como a fonte utilizada na maioria dos projetos. O presente trabalho está inserido nesse contexto, apresentando a modelagem matemática da parte de geração de uma usina fotovoltaica através de dois modelos. O primeiro, chamado de modelo direto, é aplicado para estimar a potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico a partir de parâmetros ambientais, incluindo a radiação solar. O modelo pode ser utilizado no monitoramento, em tempo real, do desempenho de usinas fotovoltaicas. O segundo, chamado de modelo reverso, é aplicado para estimar a radiação solar a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico. O modelo é uma forma alternativa de obter a radiação solar incidente em locais que não dispõem de outros meios para medir a grandeza. Ambos os modelos, propostos para uma resolução temporal maior que horária, são avaliados sob diferentes condições de nebulosidade através de dados de uma usina fotovoltaica de pequeno porte localizada na cidade de Belo Horizonte, Brasil. O resultado indica que os modelos direto e reverso são adequados aos objetivos propostos de estimar potência elétrica e radiação solar. O erro não sistemático é inferior 15% para condições de céu claro e céu parcialmente nublado. O valor é maior apenas para condição de céu nublado. O resultado também indica tendências opostas para a resposta de cada modelo. O erro sistemático é positivo para o modelo direto e negativo para o modelo reverso, revelando que o primeiro tende a sobrestimar a resposta ao passo que a resposta tende a ser subestimada pelo segundo. Os dois modelos ainda apresentam resultados que são semelhantes. Os valores de erro sistemático, erro não sistemático, erros absolutos médio e máximo e desvio padrão são próximos, indicando que a estimativa da radiação solar a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico é tão possível quanto é possível estimar potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico a partir de parâmetros ambientais.

Palavras-chaves: geração distribuída; energia fotovoltaica; modelagem matemática; validação experimental.

Abstract

The photovoltaic technology is an alternative to generate energy that has a major contribution on the growing share of renewable sources in the overall energy production market. Its development is encouraged in several countries. The Brazilian government develops the technology through public auctions and, recently, regulated the possibility for consumers generate their own energy. On-site generation has exponentially increased its presence in the country, having photovoltaic technology as the source for most of the projects. In this context, this work presents the mathematical modelling of a photovoltaic power plant's generation stage throughout two models. The first one, called direct model, is applied to predict the power output from a photovoltaic module given environment parameters, such as solar radiation. The model can be used in real-time monitoring of photovoltaic power plants. The second one, called reverse model, is applied to predict the solar radiation given the photovoltaic module's voltage and current. The model is an alternative way to obtain solar radiation incident where there is no other method to measure it. Both models, proposed for a time resolution greater than hourly, are evaluated for different cloudiness conditions by comparison to data acquired from a small-scale photovoltaic power plant located in Belo Horizonte, Brazil. The results indicate that direct and reverse models are appropriated as prediction methods for power output and solar radiation. The non-systematic error is smaller than 15% on clear sky and cloudy sky. The number is larger only for overcast conditions. The results also indicate opposite tendencies for each model's response. The systematic error is positive for direct model and negative for reverse model, revealing that the first one tends to overestimate the response while the response tends to be underestimate by the second one. The two models yet present similar results. The values of systematic error, non-systematic error, maximum and average absolute errors and standard deviation are close figures, indicating that predict solar radiation given the photovoltaic module's voltage and current is just as possible as predict the power output from a photovoltaic module given environment parameters.

Key-words: on-site generation, photovoltaic energy, mathematical model, experimental validation.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Números da geração distribuída no Brasil	17
Figura 2 – Visão aérea de uma região da cidade de Belo Horizonte	19
Figura 3 – Ângulos da geometria solar	26
Figura 4 – Frações direta e difusa da radiação global	28
Figura 5 – Componentes da radiação solar incidente sobre uma superfície inclinada	28
Figura 6 – Modelos de céu	29
Figura 7 – Balanço de energia aplicado ao módulo fotovoltaico	33
Figura 8 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica	37
Figura 9 – Curvas características de um módulo fotovoltaico	41
Figura 10 – Efeito das resistências sobre a curva I-V	42
Figura 11 – Curva I-V para diferentes condições operativas	42
Figura 12 – Curvas características de módulo fotovoltaico falho	43
Figura 13 – Fluxograma do modelo direto	46
Figura 14 – Fluxograma do modelo reverso	47
Figura 15 – Perfil diário da radiação solar para diferentes resoluções temporais . . .	50
Figura 16 – Visão aérea da Usina	51
Figura 17 – Visão geral dos módulos fotovoltaicos.	52
Figura 18 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos para cada inversor.	53
Figura 19 – Instrumentação da Usina	54
Figura 20 – Sombreamento do piranômetro	56
Figura 21 – Perfil da radiação solar para um dia de céu sem nuvens	57
Figura 22 – Perfil da radiação solar antes e depois do tratamento de dados	57
Figura 23 – Índice de atenuação atmosférica do local da Usina	60
Figura 24 – Radiação solar incidente no local da Usina	61
Figura 25 – Perfil de radiação solar para diferentes condições de nebulosidade . . .	62
Figura 26 – Perfil de radiação solar para dados horários e dados de cinco minutos .	63
Figura 27 – Valores de erro da resposta do modelo radiométrico	64
Figura 28 – Valores de erro relativos ao dia do ano	65
Figura 29 – Valores de erro relativos à hora do dia	65
Figura 30 – Valores de erro da resposta do modelo térmico	66
Figura 31 – Valores de erro correlacionados ao parâmetro indicativo da nebulosidade	67
Figura 32 – Curvas I-Vs e P-Vs para um dia de céu claro	69
Figura 33 – Perfil de radiação solar para cada tipo de dia	71
Figura 34 – Resposta do modelo direto para um dia de céu claro	72

Figura 35 –Resposta do modelo direto para um dia de céu nublado	72
Figura 36 –Resposta do modelo direto para um dia de céu parcialmente nublado	73
Figura 37 –Resposta do modelo reverso para um dia de céu claro	77
Figura 38 –Resposta do modelo reverso para um dia de céu nublado	77
Figura 39 –Resposta do modelo reverso para um dia de céu parcialmente nublado	78
Figura 40 –Termogramas do módulo fotovoltaico	105

Lista de tabelas

Tabela 1 – Dados técnicas do módulo fotovoltaico	52
Tabela 2 – Parâmetros obtidos pela estação meteorológica	53
Tabela 3 – Parâmetros obtidos pela célula de referência	54
Tabela 4 – Dados técnicos do piranômetro	54
Tabela 5 – Critérios de qualificação dos dados de variáveis ambientais.	55
Tabela 6 – Valores de erro da resposta do modelo elétrico	68
Tabela 7 – Medidas estatísticas da resposta do modelo direto	73
Tabela 8 – Valores de erro da resposta do modelo direto	74
Tabela 9 – Medidas estatísticas da resposta do modelo reverso	75
Tabela 10 – Valores de erro da resposta do modelo reverso	75
Tabela 11 – Coeficiente de correlação	76
Tabela 12 – Parâmetros ambientais na hora do ensaio termográfico	105
Tabela 13 – Dados técnicos da termocâmara	106
Tabela 14 – Parâmetros de configuração da termocâmara	106

Sumário

1	Introdução	15
1.1	Motivação do trabalho	17
1.2	Objetivo do trabalho	19
1.3	Estrutura do documento	20
2	Estado da arte	21
3	Revisão teórica	25
3.1	Modelo radiométrico	25
3.1.1	Geometria solar	25
3.1.2	Radiação solar	27
3.1.3	Céu isotrópico	29
3.1.4	Céu anisotrópico	30
3.1.5	Radiação extraterrestre	31
3.2	Modelo térmico	32
3.2.1	Regime permanente	34
3.2.2	Temperatura nominal de operação da célula	35
3.2.3	Regime transiente	36
3.3	Modelo elétrico	36
3.3.1	Modelo de um diodo	38
3.3.2	Modelo de dois diodos	40
3.3.3	Formulação reversa	40
3.3.4	Curvas características I-V e P-V	41
4	Metodologia	45
4.1	Simulação	45
4.1.1	Modelo direto	45
4.1.2	Modelo reverso	46
4.1.3	Considerações assumidas na modelagem matemática	47
4.2	Experimentação	51
4.2.1	Usina Tesla	51
4.2.2	Aquisição de dados	53
4.2.3	Tratamento de dados	55
4.2.4	Análise de incerteza	58
5	Resultados e discussão	59

5.1	Considerações iniciais	59
5.2	Resultados específicos	62
5.3	Resultados gerais	71
6	Conclusão	79
6.1	Recomendação para trabalhos futuros	80
	Referências	83
	 Apêndices	 95
	APÊNDICE A Coeficiente convectivo	97
A.1	Convecção natural	97
A.2	Convecção forçada	98
A.3	Convecção mista	99
	APÊNDICE B Coeficiente radiativo	101
	APÊNDICE C Eficiência óptica	103
	APÊNDICE D Ensaio termográfico	105

1 Introdução

A demanda por eletricidade é crescente. O consumo mundial dos últimos três anos ultrapassou 20.000 TWh após anos seguidos de aumentos da ordem de 3% (EIA, 2016a). A eletricidade é, inclusive, a forma de uso final de energia que teve o maior crescimento da última década (EIA, 2016b). O panorama para os próximos anos não é diferente. A produção de energia elétrica poderá ultrapassar a marca de 25.000 TWh ainda na presente década, atingindo 36.500 TWh ao final de 2040 (EIA, 2016b).

A produção de eletricidade necessária para garantir o atendimento da demanda é obtida através de tecnologias baseadas em diferentes fontes de energia. A composição atual da matriz mundial aponta um percentual maior de fontes de origem fóssil (IEA, 2016). O percentual de fontes renováveis, porém, está aumentando ano após ano. Em 2016, a potência acrescentada representou uma expansão da capacidade instalada de cerca de 9% (REN21, 2016). A taxa é superior ao aumento da demanda por eletricidade como um todo, indicando um avanço das fontes renováveis frente às outras alternativas. A tendência observada no último ano é reafirmada nas projeções para 2050, quando o grau de penetração das fontes renováveis na matriz elétrica mundial poderá atingir até 80% (REN21, 2013). A “renovabilidade” total, isto é, 100% da demanda atendida por fontes renováveis, já é considerada entre especialistas (REN21, 2017).

A tendência de crescimento das fontes renováveis é explicado, entre outros fatores, pela redução do custo das tecnologias (IRENA, 2016). O avanço observado nos últimos anos também é parte de um esforço para reduzir as emissões de gases de efeito estufa¹. O Brasil, por exemplo, propôs uma redução de 37% até 2025 e 43% até 2030, comparativamente ao nível de 2005 (MMA, 2016). As ações previstas pelo Governo incluem uma política de incentivo às fontes alternativas. O objetivo é atingir o patamar de 23% de “renovabilidade” da matriz elétrica do país até 2030, excluída a parcela da hidreletricidade, expandindo, portanto, a participação das demais opções energéticas (EPE, 2016b).

A fonte solar, destacadamente, a energia fotovoltaica, é uma das alternativas para geração de energia elétrica que está inserida no contexto introduzido. A fonte é, dentre as aquelas consideradas renováveis, a responsável pela maior adição anual de potência elétrica à capacidade instalada mundial (IRENA, 2017a; IRENA, 2017b). Em 2016, o montante acrescentado totalizou 76 GW (SPE, 2017). O crescimento expressivo observado no último

¹ O Acordo de Paris é um tratado internacional firmado na 21ª Conferência das Partes (COP-21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, em inglês), evento realizado em dezembro de 2015, cujo objetivo é limitar o aumento da temperatura média global (ONU, 2015).

ano é indício da expansão projetada para a próxima década, existindo estudos que indicam que a energia fotovoltaica, antes do final de 2020, já poderá ter atingido a marca de 500 GW (SPE, 2017).

O crescimento da energia fotovoltaica também é resultado de políticas públicas de incentivo. O governo do Brasil, por exemplo, promove a expansão da fonte por meio de leilões, tendo realizado quatro certames que comercializaram energia elétrica proveniente de projetos do tipo. O montante contratado totalizou cerca de 4 GW de capacidade instalada, distribuídos em cerca de 120 projetos (EPE, 2014; EPE, 2015; EPE, 2016a; EPE, 2017). A chamada geração centralizada é determinante para estruturação do setor por meio da contratação regular de uma quantidade significativa de energia, demandando a indústria nacional de fornecedores e prestadores de serviço (WWF, 2015a).

O governo do Brasil, adicionalmente, aprovou, recentemente, mudanças regulatórias, viabilizando a produção descentralizada de energia elétrica por parte do consumidor. A chamada geração distribuída contribui, complementarmente, para o avanço da energia fotovoltaica através da contratação de sistemas de menor porte (WWF, 2015b). A opção é definida como “produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras” (ANEEL, 2016a). A potência para enquadramento na modalidade é limitada em 3 MW para fonte hídrica e 5 MW para as demais fontes, sendo classificada como minigeração ou microgeração em vista do limiar de 75 kW.

A opção do consumidor gerar a própria energia é viabilizada por meio de um mecanismo de compensação de créditos (*net metering*, em inglês). O mecanismo é definido como “arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa” (ANEEL, 2016b). Este permite, simplificadamente, a troca física entre energia produzida e energia consumida por uma determinada unidade consumidora. O saldo, caso exista, é convertido em créditos que poderão ser utilizados para quitar débitos subsequentes.

O marco inicial da geração distribuída no país é a publicação da Resolução Normativa n° 482 de 2012. A Resolução Normativa n° 687 de 2015 modificou o dispositivo anterior, promovendo uma série de aperfeiçoamentos no texto. O texto vigente, originado em 2012 e modificado em 2015, constitui a base regulatória da modalidade de geração própria por parte dos consumidores, tendo permitido o desenvolvimento da modalidade, resultando no crescimento exponencial observado nos últimos anos. A Figura 1 mostra os números da geração distribuída no Brasil (ANEEL, 2017b).

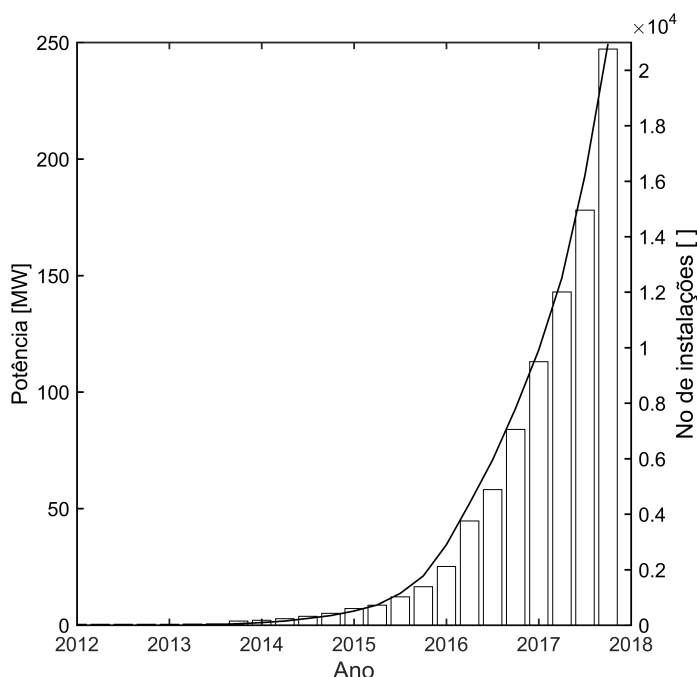


Figura 1 – Números da geração distribuída no Brasil. O gráfico de barras é referente à potência instalada (eixo da esquerda). O gráfico de linha é referente ao número de instalações (eixo da direita). No final de 2017, existiam cerca de 21.000 unidades, totalizando, aproximadamente, 250 MW. A energia fotovoltaica responde por cerca de 99% do número de instalações e, aproximadamente, 70% da potência instalada.

As projeções para os próximos anos apontam para continuidade da expansão da geração distribuída no país. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), ente responsável pela regulação e fiscalização do Setor Elétrico Brasileiro, estima que, ao final de 2024, haverá um total de 886.700 unidades, totalizando cerca de 3,2 GW (ANEEL, 2017a). Os números são referentes apenas às instalações fotovoltaicas. A geração distribuída, mantidas as proporções atuais, responderá por mais de 4,5 GW, divididos em, aproximadamente, 900.000 unidades.

1.1 Motivação do trabalho

A expansão da energia fotovoltaica através de unidades de geração distribuída irá aumentar o grau de complexidade da operação das redes elétricas. O problema já é objeto de discussão, sendo, ainda, tema de projetos financiados pelas próprias concessionárias de energia elétrica, exemplificado por (ALMEIDA et al., 2017), (QUIROGA et al., 2017) e (TARANTO et al., 2017). Os trabalhos discutem a modalidade de produção descentralizada de energia elétrica, tendo o objetivo de investigar o impacto nas redes elétricas. Os trabalhos foram recentemente apresentados em um evento do Setor Elétrico Brasileiro de divulgação de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)².

² IX CITENEL (Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica), realizado em agosto de 2017.

Os trabalhos citados confirmam a atualidade da discussão, além de evidenciar a importância do assunto para o Setor Elétrico Brasileiro e, mais especificamente, para o segmento de distribuição de energia elétrica. Os fluxos de potência das redes elétricas serão cada vez mais imprevisíveis uma vez que as unidades consumidoras que optarem pela geração distribuída irão apresentar um comportamento dual, ora comportamento como carga, ora comportando como gerador. A imprevisibilidade é ainda maior ao considerar que a maioria dos projetos de geração distribuída são sistemas de energia fotovoltaica, cuja geração é caracterizada pela intermitência.

A modelagem matemática que é apresentada nesse trabalho pode ser aplicada para endereçar a questão. O modelo proposto pode ser utilizado em combinação com métodos de previsão (*forecast*), antecipando a geração das instalações de geração distribuída. O resultado esperado é um aumento de confiabilidade e estabilidade no fornecimento de eletricidade por parte da distribuidora local a partir de uma tomada de decisão mais assertiva na operação da rede elétrica.

Os métodos de previsão (*forecast*) incluem desde técnicas estatísticas mais simples até o processamento, em tempo real, de imagens de satélites. O objetivo é antecipar a radiação solar incidente em um determinado ponto e, assim, estimar, minutos antes, a geração das usinas fotovoltaicas. O método de maior interesse nesse trabalho consiste em estimar a geração de uma usina fotovoltaica a partir da geração de usinas fotovoltaicas que estão próximas³.

A modelagem matemática apresentada neste trabalho pode ser utilizado de forma complementar ao referido método na medida que o modelo proposto pode estimar a radiação solar incidente em um determinado ponto a partir da geração da própria usina fotovoltaica. O modelo proposto é, assim, uma forma alternativa de obter a radiação solar incidente em locais que não dispõem de outros meios para medir a grandeza. A informação da condição de nebulosidade do local é, portanto, obtido através a partir da geração das instalações de geração distribuída.

A Figura 2 apresenta uma visão aérea de uma região da cidade de Belo Horizonte, destacando, pontualmente, a localização de instalações existentes de geração distribuída, as quais, aplicando o modelo proposto, podem ser referência de dados de radiação solar. O número já é considerável somente para área que foi apresentada, totalizando cerca de 100 pontos. A região metropolitana de Belo Horizonte, por sua vez, apresenta mais de 600 pontos (ANEEL, 2017a). O número é maior que o total de estações automáticas da rede de monitoramento climático do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). As 578 estações automáticas estão, ainda, distribuídas em todo o território nacional, sendo que apenas três estão localizadas na região metropolitana de Belo Horizonte⁴.

³ (NOBRE et al., 2016) é um exemplo de trabalho que aplica um método semelhante.

⁴ Os códigos da OMM (Organização Meteorológica Mundial) são 86800, 86799 e 86821.

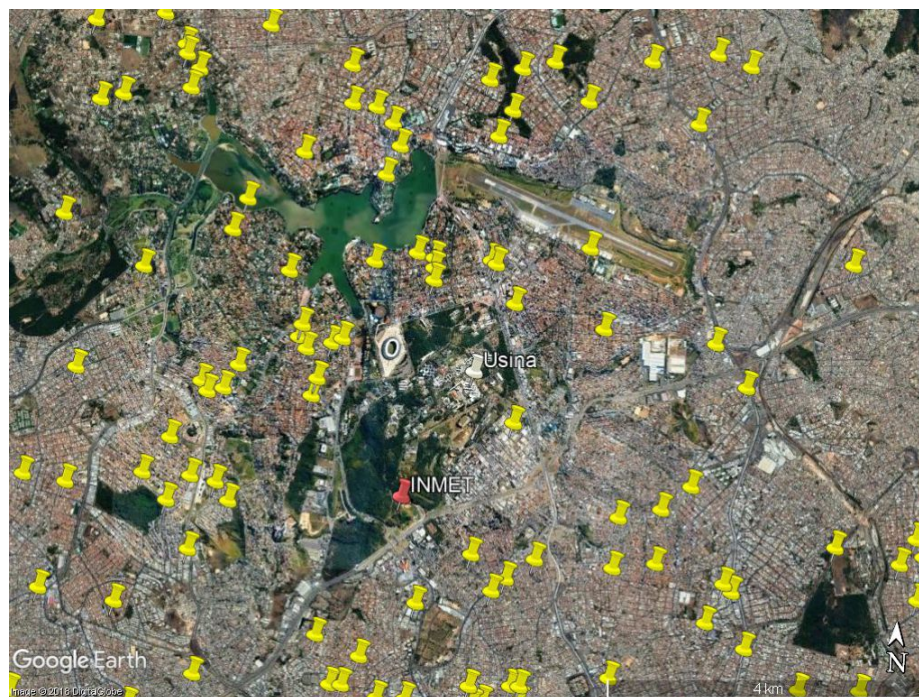


Figura 2 – Visão aérea de uma região da cidade de Belo Horizonte. As instalações de geração distribuída a partir da energia fotovoltaica são apontados por marcadores da cor amarela. O marcador da cor branca apresenta a localização da usina fotovoltaica que é avaliada neste trabalho. O marcador da cor vermelha é uma estação de monitoramento climático.

O número de instalações de geração distribuída a partir da energia fotovoltaica aumentará nos próximos anos, ultrapassando as centenas de milhares, caso projeções oficiais relativas a geração distribuída sejam confirmadas. A região metropolitana de Belo Horizonte, por sua vez, contaria com cerca de 27.000 pontos, considerando, simplificada, a proporcionalidade que existe hoje entre aquelas já existentes e o total de unidades do país. Os dados apresentados apenas confirmam o potencial ganho de informação que é obtido a partir da modelagem matemática proposta neste trabalho, cujo resultado pode ter inúmeras aplicações, dentre as quais, os métodos de previsão (*forecast*), objeto de interesse particular do autor.

1.2 Objetivo do trabalho

O objetivo do trabalho é realizar a modelagem matemática da parte de geração de uma usina fotovoltaica através do desenvolvimento de dois modelos: (i) o primeiro, chamado de modelo direto, é aplicado para estimar a potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico a partir de parâmetros ambientais, incluindo a radiação solar; (ii) o segundo, chamado de modelo reverso, é aplicado para estimar a radiação solar a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico.

1.3 Estrutura do documento

O documento é estruturado em seis capítulos. O primeiro capítulo é a introdução, incluindo, além da contextualização, a motivação do trabalho. O segundo capítulo apresenta referências da literatura que objetivam estabelecer o estado da arte. As referências são artigos técnico-científicos publicados recentemente que abordam aspectos correlatos ao trabalho realizado. O terceiro capítulo é a revisão teórica, apresentando e discutindo as formulações que são base da modelagem matemática. As referências utilizadas são, na sua grande maioria, livros-texto. O quarto capítulo apresenta a metodologia, incluindo, além das considerações assumidas na modelagem matemática, a parte experimental. A usina fotovoltaica que é avaliada neste trabalho é apresentada. Os resultados obtidos são apresentados e discutidos no quinto capítulo. O sexto e último capítulo é a conclusão do trabalho, incluindo recomendações que objetivam contribuir para o avanço da pesquisa.

2 Estado da arte

A energia solar fotovoltaica tem sido objeto de interesse da comunidade científica há quase 180 anos. O efeito de transformar “luz” em energia elétrica foi descoberto em 1839 por Alexandre Edmond Becquerel¹. A primeira célula fotovoltaica de aplicação comercial, contudo, foi somente apresentada após mais de um século. O dispositivo foi desenvolvido pelo laboratório Bell, sendo apresentado em um artigo publicado em 1954². A tecnologia evoluiu desde então. (TYAGI et al., 2013) e (RAZYKOV et al., 2011) apresentam, destacando, além do aumento da eficiência, a redução dos custos. Os principais tipos de tecnologia são discutidos por (CHAAR; LAMONT; ZEIN, 2011). (PŁACZEK-POPKO, 2017) apresenta características construtivas do equipamento. As aplicações, incluindo questões práticas das instalações, são apresentadas por (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011). (HOSENUZZAMAN et al., 2015) apresentam aspectos políticos, ambientais e econômicos. O contexto do Brasil é apresentado por (FERREIRA et al., 2018).

O desempenho de usinas fotovoltaicas é discutido, entre outros, por (SHARMA; CHANDEL, 2013). Os autores apresentam parâmetros utilizados para avaliar as instalações. As usinas fotovoltaicas instaladas no Brasil são discutidas por (DIAS et al., 2017). Os autores utilizam uma correlação para estimar a expectativa de produção de energia. A formulação referenciada é proposta por (ASTE et al., 2013). A expressão, contudo, é adaptada através de coeficientes determinados para as condições dos locais das instalações. (ROUMPAKIAS; STAMATELOS, 2017) é mais um exemplo de trabalho que utiliza correlação para estimar a expectativa de produção de energia de usinas fotovoltaicas. (PARRA et al., 2017), por sua vez, apresentam uma relação de expressões que são aplicadas por diferentes autores, cujos resultados são comparados aos obtidos por formulações mais elaboradas baseadas na modelagem matemática do módulo fotovoltaico.

A modelagem matemática do módulo fotovoltaico é discutida por diferentes autores. (PAVAN; MELLIT; LUGHI, 2014), por exemplo, apresentam uma expressão explícita de fácil resolução. A formulação é empírica. Os principais modelos, contudo, são desenvolvidos a partir de um modelo físico. (TIAN et al., 2012a) é uma referência que utiliza o modelo de um diodo e cinco parâmetros. O modelo de dois diodos e sete parâmetros é utilizado por (ELBASET; ALI; SATTAR, 2014). Ambas modelagens, contudo, são, muitas vezes, simplificadas para um número menor de parâmetros, resultando em formulações que são apresentadas, por exemplo, por (HUMADA et al., 2016). (JORDEHI, 2016) apresenta métodos aplicados para determinação de cada um dos parâmetros. As diferentes técnicas utilizadas são apresentadas por (CHIN; SALAM; ISHAQUE, 2015).

¹ O experimento realizado por Alexandre Edmond Becquerel é discutido por (WILLIAMS, 1960).

² O dispositivo tinha uma eficiência de 6% (CHAPIN; FULLER; PEARSON, 1954).

As formulações completas de cinco parâmetros e sete parâmetros dos modelos de um diodo e dois diodos também são discutidas por (BARTH et al., 2016). Os autores abordam, entre outros fatores, o efeito da temperatura de operação sobre o desempenho do módulo fotovoltaico. O efeito também é discutido por (SKOPLAKI; BOUDOUVIS; PALYVOS, 2008) e (SKOPLAKI; PALYVOS, 2009). Os autores apresentam diferentes expressões utilizadas para correlacionar eficiência à temperatura de operação. A correlação também é discutida por (RADZIEMSKA, 2003).

A temperatura de operação do módulo fotovoltaico é ainda determinada por diferentes métodos. (OLUKAN; EMZIANE, 2014), por exemplo, utilizam da técnica de elementos finitos. Outros autores propõem aplicar regressão linear³. Ambos os casos são exemplos de modelos empíricos. O modelo físico, por sua vez, é obtido de um balanço de energia aplicado ao módulo fotovoltaico. A formulação é desenvolvida por (AKHSASSI et al., 2017). Os autores apresentam o desenvolvimento para condição de regime permanente. A condição de regime transiente é apresentada por (JONES; UNDERWOOD, 2001). A formulação também é desenvolvida por (LOBERA; VALKEALAHTI, 2013). (LOBERA; VALKEALAHTI, 2014) apresentam uma modelagem matemática que é ainda mais completa ao aplicar o balanço de energia conjuntamente ao modelo de um diodo e cinco parâmetros, constituindo, assim, um modelo termo-elétrico⁴.

O balanço de energia também é aplicado para condição de ensaio da temperatura nominal de operação da célula. A expressão é ainda simplificada, resultando em uma simples correlação entre temperatura de operação, temperatura ambiente e radiação solar. A formulação foi inicialmente proposta por pesquisadores do Laboratório de Propulsão à Jato (JPL, na sigla em inglês)⁵. A expressão simplificada do balanço de energia para condição de ensaio da temperatura nominal de operação da célula é referenciada, entre outros, por (MALIK; DAMIT, 2003) e (GARCÍA; BALENZATEGUI, 2004).

O efeito da temperatura de operação do módulo fotovoltaico sobre o desempenho do equipamento também é abordado por (CUCE; CUCE; BALI, 2013). Os autores, complementarmente, também abordam o efeito da radiação solar. A grandeza que, obviamente, é imprescindível para avaliação do desempenho de um módulo fotovoltaico, é, por vezes, estimada através de correlações. As principais são apresentados por (TEKE; YILDIRIM; CELIK, 2015). (JAHANI; Dinpashoh; Nafchi, 2017) apresentam expressões matemáticas aplicadas para determinar o valor médio diário. O valor para outras bases de tempo é determinado por expressões matemáticas que são apresentadas por (ZHANG et al., 2017).

³ A regressão linear é aplicada para correlacionar a temperatura de operação do módulo fotovoltaico às variáveis climáticas do local. O método, entre outros, é apresentado por (RISSER; FUENTES, 1983) e reproduzido por (SERVANT, 1986).

⁴ O enfoque termodinâmico da energia fotovoltaica é objeto de muitas publicações disponíveis na literatura. (RAWAT; LAMBA; KAUSHIK, 2017) é um exemplo.

⁵ A expressão é apresentada por (ROSS, 1981). (STULTZ, 1979), por sua vez, apresenta trabalhos anteriores de caracterização da resposta térmica do módulo fotovoltaico.

A radiação solar de uma determinada localidade, contudo, é, geralmente, obtida por meio de instrumentação. A técnica, entretanto, exige cuidados. (OLANO et al., 2015), por exemplo, discutem a calibração do piranômetro. A utilização do instrumento para medições em campo é discutida por (LESTER; MYERS, 2006).

O piranômetro, usualmente, é instalado alinhado ao horizonte, obtendo o valor da radiação solar no plano horizontal. A transposição para uma superfície inclinada é possível através de expressões matemáticas. As principais são discutidas por (YANG, 2016). (YANG et al., 2013) discutem a aplicação reversa das formulações, permitindo estimar a radiação solar no plano horizontal a partir do valor obtido para uma superfície inclinada. (HOUSMANS; IPE; BERTRAND, 2017) é mais um exemplo de trabalhos que aplicam as formulações de forma reversa. A mesma lógica também pode ser empregada para estimar a radiação solar incidente na superfície do módulo fotovoltaico a partir de grandezas elétricas do equipamento. (CHOOSAKUL; BANGLIENG; BARNTHIP, 2013), por exemplo, propõem uma formulação simplificada a partir da corrente de saída do módulo fotovoltaico. A corrente de curto circuito, contudo, usualmente, é mais utilizada para estimar radiação solar. A tensão de circuito aberto, por sua vez, é utilizada para estimar temperatura de operação. Ambas as grandezas elétricas são utilizadas para obter a condição operativa de uma instalação fotovoltaica. O método é proposto por (MARTÍNEZ-MORENO et al., 2012) e reproduzido por (CARRILLO et al., 2017).

O método apresentado pela literatura para estimar radiação solar e temperatura de operação a partir das grandezas elétricas do módulo fotovoltaico é, contudo, limitado ao exigir que o equipamento seja curto-circuitado ou desconectado. A exigência impõe uma condição de potência nula ao equipamento. A modelagem matemática que é proposta neste trabalho, por sua vez, permite estimar radiação solar e temperatura de operação a partir dos valores de tensão e corrente de saída do módulo fotovoltaico. O equipamento não é curto-circuitado, tampouco é desconectado. O modelo proposto, portanto, é aplicado para condição operativa de potência não nula, superando a principal limitação da formulação que é apresentada na literatura consultada.

O modelo proposto neste trabalho é, ainda, desenvolvido a partir de uma formulação que considera, igualmente, os modelos radiométrico, térmico e elétrico. As referências que foram citadas anteriormente, salvo quando expresso o contrário, apresentam apenas um dos três modelos. Os trabalhos que discutem o modelo elétrico, por exemplo, introduzem formulações simplificadas para estimar a temperatura de operação. O modelo térmico não é propriamente discutido. A temperatura de operação, inclusive, é, geralmente, obtida por meio de instrumentação. A instrumentação também é utilizada para obter a radiação solar no plano do módulo fotovoltaico. O modelo radiométrico não é aplicado.

O presente trabalho, portanto, é uma referência extensiva da modelagem matemática da parte de geração de uma usina fotovoltaica. O modelo direto é mais completo que as formulações apresentadas na literatura consultada, integrando, igualmente, os modelos radiométrico, térmico e elétrico. O modelo reverso, por sua vez, é distinto das formulações apresentadas na literatura consultada, sendo aplicado para condição operativa de potência não nula. Ambos modelos, direto e reverso, propostos para uma resolução temporal maior que horária, são avaliados para diferentes condições de nebulosidade. As referências que foram citadas, por vezes, apresentam resultados para maiores intervalos de tempo ou até restringem a avaliação aos dias de nenhuma ou pouca nebulosidade.

3 Revisão teórica

Este capítulo apresenta a revisão teórica a partir de uma abordagem prática e objetiva que é suficiente ao trabalho^{1,2}. As seções seguintes abordam, separadamente, os modelos que são base da modelagem matemática, a saber, modelos radiométrico, térmico e elétrico.

3.1 Modelo radiométrico

O modelo radiométrico é aplicado para determinar a radiação solar incidente sobre uma superfície inclinada, transpondo o valor obtido no plano horizontal, chamada de radiação global.

O termo radiação global é normatizado (ABNT, 2013). A mesma norma ainda define radiação total como aquela incidente sobre uma superfície inclinada. Ambos, radiação global e radiação total, contudo, por vezes, são termos considerados equivalentes (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 10). A radiação solar é ainda padronizada como irradiância e irradiação (ISO, 1999). A irradiância é reportada em termos de fluxo de potência. A irradiação é reportada em termos de fluxo de energia.

3.1.1 Geometria solar

As Equações 3.1 e 3.2 apresentam relações geométricas utilizadas para determinar os ângulos de incidência do Sol (DUFFIE; BECKMAN, 2013, seção 1.6). A primeira equação é função do ângulo em relação à normal do plano horizontal, chamado de zênite. A segunda equação é função do ângulo em relação à normal da superfície.

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (3.1)$$

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_z - \gamma) \quad (3.2)$$

As Equações 3.1 e 3.2 são relações geométricas entre ângulos que determinam a posição do Sol para hora do dia e dia do ano.

¹ A literatura dispõe de inúmeras referências que apresentam abordagens distintas àquela apresentada no trabalho. Os aspectos químico-físicos da radiação solar, por exemplo, são abordados por (CHEN, 2011).

² A literatura também dispõe de várias referências que extrapolam o escopo do trabalho. O sistema híbrido termo-fotovoltaico, por exemplo, é discutido por (TIWARI; DUBEY, 2010).

ϕ é a latitude do local. Os valores para os hemisférios norte e sul são, respectivamente, positivo e negativo. δ é chamado de declinação solar. O ângulo é indicativo do dia do ano, variando entre 0° e $\pm 23,45^\circ$ para, respectivamente, equinócios e solstícios. ω é o ângulo representativo da hora do dia, igual 0° para o meio dia solar. As demais horas são determinadas a partir do meio dia solar, igual 15° para cada acréscimo de uma hora. Os valores são negativos para antes do meio dia solar e positivos para depois do meio dia solar. A Figura 3 apresenta os demais ângulos da geometria solar³.

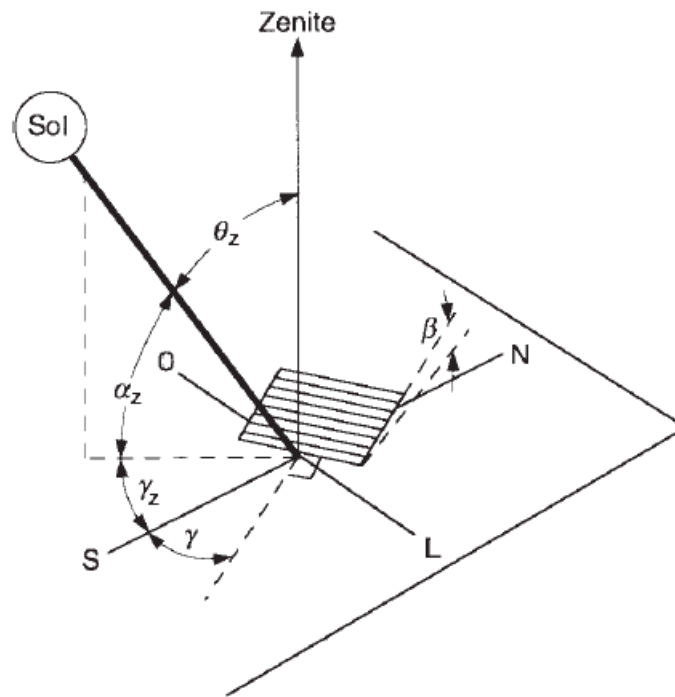


Figura 3 – Ângulos da geometria solar. θ é o ângulo de incidência do Sol em relação à normal da superfície. θ_z é o ângulo de incidência do Sol em relação à normal do plano horizontal, chamado de zênite, igual 0° ao meio dia solar e 90° para as horas de nascer e pôr do Sol. α_z é o ângulo complementar à θ_z , chamado de ângulo de altitude do Sol. γ_z é o ângulo azimutal do Sol, calculado em relação à projeção do Sol no plano horizontal, igual 0° ao Sul e 180° ao Norte, negativo ao Leste e positivo ao Oeste. γ é o ângulo azimutal da superfície. β é o ângulo de inclinação da superfície. Adaptado de (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 13).

A Equação 3.3 é derivada das Eqs. 3.1 e 3.2. A expressão é utilizada para determinar o ângulo de incidência do Sol, para qualquer superfície, inclinada ou não. O ângulo de zênite, por exemplo, é calculado, simplesmente, ao assumir que a superfície está no plano horizontal (β igual 0°).

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \phi \sin \delta \cos \beta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \cos \beta + \cos \delta \sin \omega \sin \beta \sin \gamma \\ & + \sin \phi \cos \delta \sin \beta \cos \gamma - \cos \phi \sin \delta \sin \beta \cos \gamma \end{aligned} \quad (3.3)$$

³ O trabalho utiliza a convenção de sinais adotada por (DUFFIE; BECKMAN, 2013). (IQBAL, 1983), outra referência muito consultada, apresenta uma convenção de sinais que é diferente. O sinal do ângulo azimutal, por exemplo, é oposto ao indicado no texto.

As formulações introduzidas são aplicadas quando o Sol estiver “acima do horizonte”. A condição é atendida durante o intervalo entre as horas de nascer e pôr do Sol. O período é determinado pela Eq. 3.4, função do ângulo horário para as horas de nascer e pôr do Sol, representado por ω_o . A expressão é obtida a partir das Eq. 3.1, simplificada para condição de Sol “sobre o horizonte”, quando o ângulo de zênite é igual 90° .

$$N = \frac{2}{15} \arccos \omega_o = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (3.4)$$

N é o número de horas do período de insolação, o qual, para uma determinada latitude, é função, unicamente, do dia do ano. O dia do ano é determinado pela declinação solar. O referido ângulo é definido pela abertura que a semi-reta de vértice no centro da Terra e direção do Sol faz com o plano do Equador. A declinação solar é calculada pela Eq. 3.5. n é o número sequencial do dia do ano, igual 1 para primeiro de Janeiro e 365 para 31 de Dezembro⁴.

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (n + 284) \right] \quad (3.5)$$

A Equação 3.5, proposta por (COOPER, 1969), é amplamente referenciada. A expressão é considerada apropriada para maioria das aplicações (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 9). A Equação 3.6, proposta por (SPENCER, 1971), por sua vez, é uma formulação alternativa obtida a partir de série de Fourier. A expressão é indicada para cálculos computacionais (IQBAL, 1983, p. 7). A expressão também apresenta uma maior acurácia (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 9).

$$\delta = \frac{180}{\pi} (0,006918 - 0,399912 \cos B + 0,070257 \sin B - 0,006758 \cos 2B + 0,000907 \sin 2B - 0,002697 \cos 3B + 0,001480 \sin 3B) \quad (3.6)$$

$$B = \frac{360}{365} (n - 1)$$

3.1.2 Radiação solar

A radiação global, aquela obtida no plano horizontal, é composta por duas frações. A primeira é chamada de radiação direta e representa a fração proveniente diretamente do Sol. A fração proveniente das demais direções é chamada de radiação difusa. A radiação

⁴ O ano bissexto, por convenção, também possui 365 dias. 28 e 29 de Fevereiro são equivalentes, igual 59.

difusa é ocasionada pelas condições atmosféricas do local, principalmente, nebulosidade (IQBAL, 1983, capítulo 8). Os dias de nenhuma ou pouca nebulosidade, contudo, também apresentam radiação difusa ocasionada por efeitos causados pelas próprias moléculas do ar (IQBAL, 1983, capítulos 6). A Figura 4 ilustra as frações direta e difusa da radiação global.

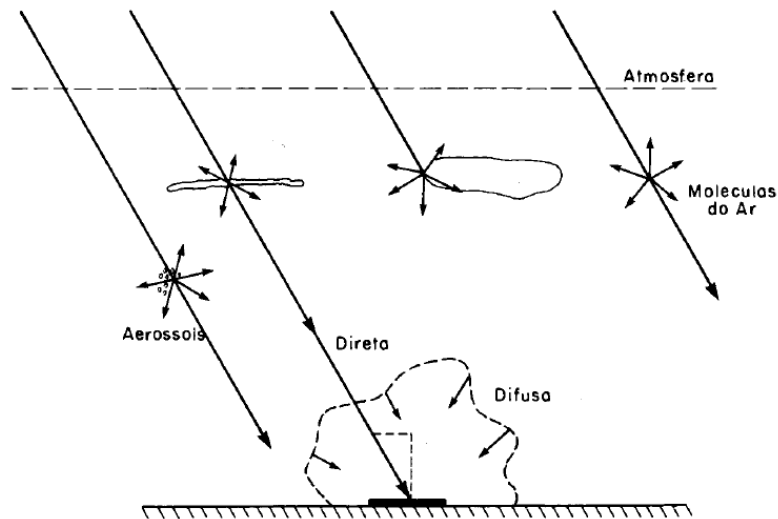


Figura 4 – Frações direta e difusa da radiação global. Adaptado de (IQBAL, 1983, p. 216).

A radiação solar incidente sobre uma superfície inclinada apresenta, além das frações direta e difusa, uma componente adicional que é relacionada à parcela refletida pelo solo⁵. As três componentes são apresentadas na Fig. 5.

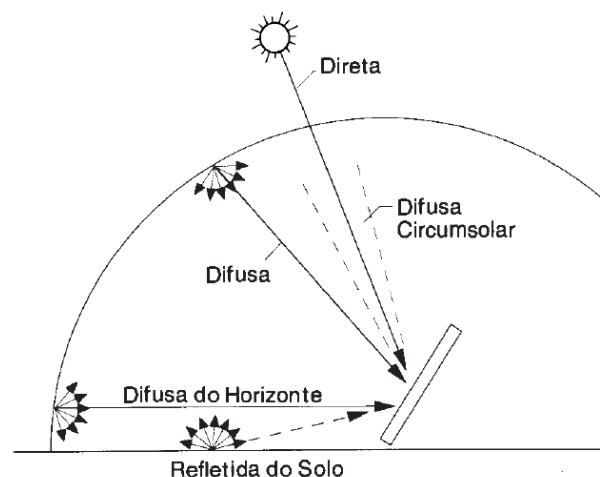


Figura 5 – Componentes da radiação solar incidente sobre uma superfície inclinada, destacando, além das frações direta e difusa, a parcela refletida pelo solo. Os efeitos pontuais do horizonte e circunvizinho ao Sol também são destacados. Adaptado de (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 91).

⁵ A parcela refletida pelo solo, além do fator de visão entre superfície inclinada e solo, é determinado pelo albedo. Ambos os parâmetros, fator de visão e albedo, são discutidos, detalhadamente, por (IQBAL, 1983, capítulos 9 e 10).

A radiação difusa, por depender das condições atmosféricas do local, incluindo nebulosidade, é altamente variável. A modelagem matemática da radiação difusa, portanto, não é simples, sendo, inclusive, a diferença que existe entre as formulações apresentadas para o modelo radiométrico⁶. A radiação difusa é modelada matematicamente a partir de diferentes modelos de céu, cujos principais são apresentados na Fig. 6.

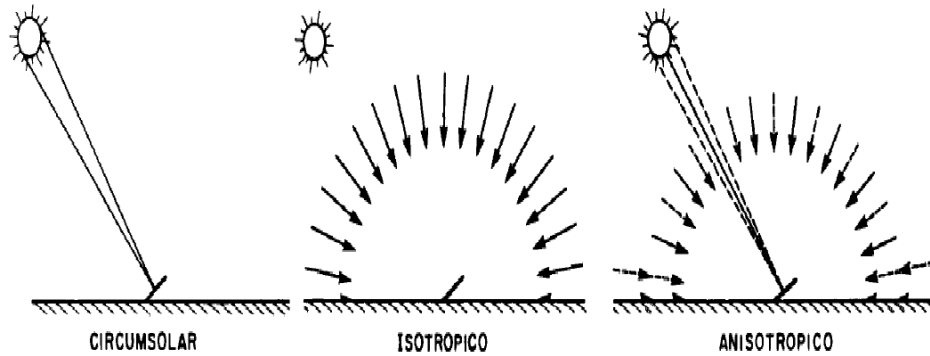


Figura 6 – Modelos de céu. O modelo circumsolar considera existir somente a radiação solar proveniente diretamente do Sol. A consideração é uma simplificação. O valor obtido é sobrestimado. O modelo isotrópico considera existir uniformidade de intensidade ao longo de todo o céu. A consideração é, sobretudo, possível para condições de maior nebulosidade. O modelo anisotrópico considera efeitos pontuais do horizonte e circunvizinho ao Sol, evidenciados, principalmente, para condições de menor nebulosidade. Adaptado de (IQBAL, 1983, p. 314).

3.1.3 Céu isotrópico

A Equação 3.7 apresenta a formulação aplicada ao modelo de céu isotrópico. A expressão é proposta por (LIU; JORDAN, 1963), referenciado por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, seção 2.15).

$$G_T = G_{G,dir} R_{dir} + G_{G,dif} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho G_G \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.7)$$

A Equação 3.7 é utilizada para determinar a radiação solar incidente sobre uma superfície inclinada. Os dois primeiros termos são referentes à transposição das radiações direta e difusa. O último termo é a parcela refletida pelo solo. ρ é a refletividade do solo. A superfície é assumida como perfeitamente difusa. O fator de visão é função do ângulo de inclinação da superfície, representado por β . S é a radiação solar. Os subscritos G e T indicam global e total. Os subscritos dir e dif indicam direta e difusa. R_{dir} é chamado de fator geométrico, calculado pela Eq. 3.8 (DUFFIE; BECKMAN, 2013, seção 1.8).

$$R_{dir} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.8)$$

⁶ As diferentes formulações do modelo radiométrico são discutidas por (GUEYMARD; MYERS, 2014). A referência é parte de uma coletânea de trabalhos apresentada por (BADESCU, 2014).

A Equação 3.8, contudo, é indicada para as horas centrais do dia. Os valores obtidos para as horas próximas ao horário de nascer e pôr do Sol não são consistentes (IQBAL, 1983, p. 77). A Equação 3.9 é uma formulação alternativa indicada para o referido período do dia (DUFFIE; BECKMAN, 2013, seção 2.4).

$$R_{dir} = \frac{a}{b}$$

$$\begin{aligned}
 a = & (\sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma) \frac{\pi}{180} (\omega_2 - \omega_1) \\
 & + (\cos \delta \cos \phi \cos \beta + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma) (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) \\
 & - (\cos \delta \sin \beta \sin \gamma) (\cos \omega_2 - \cos \omega_1) \\
 & e \\
 b = & (\cos \phi \cos \delta) (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + (\sin \phi \sin \delta) \frac{\pi}{180} (\omega_2 - \omega_1)
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

3.1.4 Céu anisotrópico

O modelo de céu anisotrópico considera que a intensidade da radiação difusa não é uniforme ao longo do céu, existindo efeitos pontuais do horizonte e circunvizinho ao Sol. A modelagem matemática de cada um dos referidos efeitos é, exatamente, a diferença que existe entre as expressões matemáticas. A Equação 3.10 é proposta por Hay, Davies, Klucher, Reindl, conhecido pela sigla HDKR, resultado da continuação do trabalho de diferentes autores, apresentado por (REINDL; BECKMAN; DUFFIE, 1990). A Equação 3.11 é proposta por (PEREZ et al., 1990). As duas formulações são referenciadas por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, seção 2.16). As expressões matemáticas, contudo, são rearranjadas para evidenciar cada componente da radiação solar, facilitando a comparação entre as formulações, cuja diferença é restrita ao termo da radiação difusa.

$$G_T = G_{G,dir} R_{dir} + G_{G,dif} \left[\left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - F_1) [1 + F_2 \sin^3(\beta/2)] + R_{dir} F_1 \right] + \rho G_G \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \tag{3.10}$$

$$G_T = G_{G,dir} R_{dir} + G_{G,dif} \left[\left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) (1 - F_1) + F_2 \sin \beta + \frac{a}{b} F_1 \right] + \rho G_G \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \tag{3.11}$$

O termo a é igual ao cosseno do ângulo de incidência, limitado em 90° . O termo b é igual ao cosseno do ângulo de zênite, limitado em 85° . A razão entre os dois é igual R_{dir} para maioria das horas do dias. O valor é diferente apenas para as horas próximas ao horário de nascer e pôr do Sol. F é um fator representativo dos efeitos responsáveis pela anisotropia da radiação difusa. F_1 é relacionado ao efeito circunvizinho ao Sol. F_2 é relacionado ao efeito do horizonte. Os respectivo fatores, quando aplicados à Eq. 3.10, são determinados a partir da radiação global. O primeiro é igual à razão entre a radiação direta e a radiação extraterrestre. O segundo é igual à raiz quadrada da razão entre a radiação direta e a radiação global. Os mesmos parâmetros, quando aplicados à Eq. 3.11, são determinados a partir das Eqs. 3.12 e 3.13.

$$F_1 = \left(C_{11} + \Delta C_{12} + \frac{\pi}{180} \theta_z C_{13} \right) \quad (3.12)$$

$$F_2 = \left(C_{21} + \Delta C_{22} + \frac{\pi}{180} \theta_z C_{23} \right) \quad (3.13)$$

Δ é um parâmetro indicativo da condição do céu, cujo valor é igual à razão entre a radiação difusa e a radiação extraterrestre de incidência normal, sendo, ainda, multiplicada pela massa de ar⁷. C é um coeficiente empírico, cujos valores são tabelados⁸. A tabela é parametrizada a partir de um parâmetro representativo da claridade do céu, calculado pela Eq. 3.14.

$$\zeta = \frac{(G_{G,dir,n} + G_{G,dif})/G_{G,dif} + 5.535 \times 10^{-6} \times \theta_z^3}{1 + 5.535 \times 10^{-6} \times \theta_z^3} \quad (3.14)$$

3.1.5 Radiação extraterrestre

As expressões matemáticas dos modelos de céu isotrópico e céu anisotrópico são das componentes da radiação global. A radiação direta é calculada da diferença para radiação global. A radiação difusa, por sua vez, é estimada através de correlações⁹. As correlações, geralmente, são função do índice de atenuação atmosférica¹⁰.

⁷ A massa de ar é uma medida da distância percorrida pela radiação solar através da atmosfera terrestre, igual ao inverso da cosseno do ângulo de zênite.

⁸ A tabela é apresentada por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 94).

⁹ (ERBS; KLEIN; DUFFIE, 1982) apresenta uma correlação, que é amplamente utilizada, obtida a partir de dados de cinco estações meteorológicas, sendo quatro localizadas nos Estados Unidos e uma localizada na Austrália. A correlação aplicada no trabalho, contudo, é proposta por (FREITAS; FERREIRA; PORTO, 2015). A formulação é adaptada para realidade do Brasil, obtida a partir de dados de cinco estações meteorológicas distribuídas pelo território do país.

¹⁰ O índice de atenuação atmosférica é apresentado por (IQBAL, 1983, p. 249) e (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 72).

O índice de atenuação atmosférica é igual a razão entre a radiação solar incidente ao nível terrestre e a radiação solar incidente sobre a atmosfera da Terra, chamada de radiação extraterrestre. A radiação extraterrestre é calculada pela Eq. 3.15 (DUFFIE; BECKMAN, 2013, seção 1.10).

$$G_o = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{SC} \left[1 + 0,033 \left(\frac{360}{365} n \right) \right] \times \left(\cos \phi \cos \delta \sin(\omega_2 - \omega_1) + \frac{\pi}{180} (\omega_2 - \omega_1) \sin \phi \sin \delta \right) \quad (3.15)$$

G_{SC} é a constante solar, igual 1.367 Wm^{-2} . O valor, referenciado por (IQBAL, 1983, p. 53) e (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 6), é adotado pela Rede de Monitoramento de Radiação Solar (*Baseline Surface Radiation Network*, em inglês) do Centro Mundial de Monitoramento de Radiação Solar (*World Radiation Monitoring Center*, em inglês)¹¹. A constante solar, contudo, não é, propriamente, uma constante, variando devido à excentricidade da órbita da Terra, além da própria dinâmica do Sol, havendo períodos de maior e menor atividade solar.

3.2 Modelo térmico

O modelo térmico é aplicado para estimar a temperatura de operação do módulo fotovoltaico para diferentes condições ambientais definidas por radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento. A formulação é baseada em um balanço de energia¹². A parcela da radiação solar que é absorvida pela célula fotovoltaica é transformada em energia elétrica e energia térmica. A geração interna de calor é desconsiderada para fins de simplificação. A Figura 7 ilustra o balanço de energia aplicado ao módulo fotovoltaico.

¹¹ O valor adotado pela Administração Nacional da Aeronáutica e Espaço dos Estados Unidos (*National Aeronautics and Space Administration*, em inglês) é outro, igual 1.353 Wm^{-2} .

¹² O balanço de energia aplicado ao módulo fotovoltaico é discutido, entre outros, por (FUENTES, 1987). (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004), por sua vez, propõe uma formulação alternativa, determinando a temperatura de operação do módulo fotovoltaico em função da exponencial da velocidade do vento.

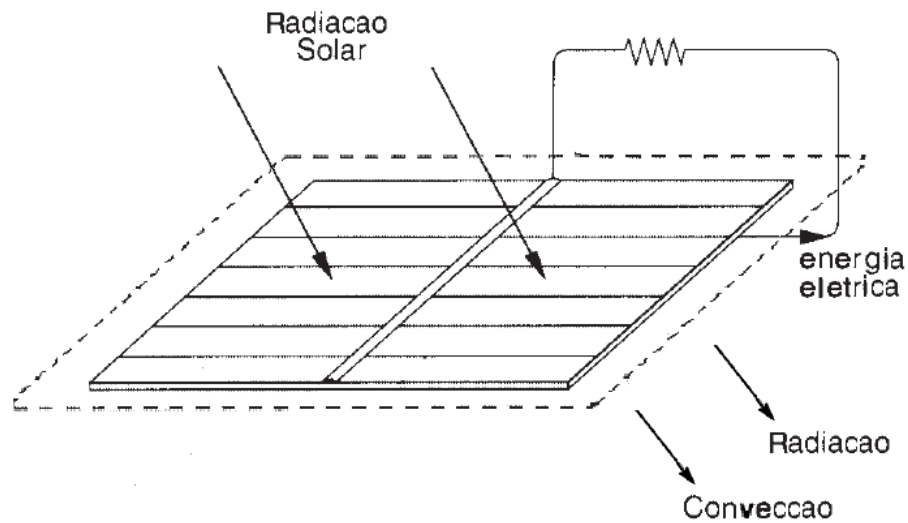


Figura 7 – Balanço de energia aplicado ao módulo fotovoltaico. A parcela da radiação solar que é absorvida pela célula fotovoltaica é transformada em energia elétrica e energia térmica. A energia térmica é dissipada na forma de calor através de mecanismos de transferência de calor, principalmente, convecção e radiação. As superfícies do equipamento definem a fronteira de controle. Adaptado de (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 747).

O balanço de energia é desenvolvido tanto para condição de regime permanente quanto para condição de regime transiente. A condição é determinada pelo intervalo de tempo necessário para estabilizar a variação de temperatura que é provocada pelos mecanismos de transferência de calor. O intervalo de tempo é determinado pelo valor da constante de tempo¹³. O parâmetro é calculado pela Eq. 3.16 (INCROPERA et al., 2011, seção 5.1).

$$\Gamma = \frac{mc_p}{AU_L} \quad (3.16)$$

A constante de tempo é igual a razão entre as capacidades de armazenar energia térmica e dissipar calor. O numerador é igual à capacidade térmica do corpo. m é a massa. c_p é o calor específico. O denominador é igual à taxa de calor que é transferida do corpo para o ambiente. A é a área superficial do corpo. U_L é o coeficiente global de transferência de calor, cujo valor é igual ao inverso da resistência térmica equivalente. A resistência térmica equivalente inclui, além da resistência de condução, as resistências de convecção e radiação. Ambos são determinados a partir dos respectivos coeficientes, os quais são calculados para uma placa plana de superfície inclinada em relação ao plano horizontal¹⁴.

¹³ A resposta de um sistema de primeira ordem, semelhante ao introduzido, é admitido igual ao valor final após um intervalo de tempo igual à três constantes de tempo (LIPTAK, 1995, capítulo 1).

¹⁴ (KAPLANI; KAPLANIS, 2014) é um referência que aborda o módulo fotovoltaico como uma placa plana de superfície inclinada em relação ao plano horizontal.

Os APÊNDICES A e B apresentam os cálculos dos coeficientes convectivos, além de considerações assumidas na modelagem matemática de ambos. A resistência de condução, por sua vez, é obtida pela lei de Fourier (INCROPERA et al., 2011, seção 3.1).

3.2.1 Regime permanente

A Equação 3.17 apresenta a formulação do balanço de energia para a condição de regime permanente. A formulação é proposta, entre outros, por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, capítulo 23).

$$(\tau\alpha)G - [\eta G + U_L(T_{op} - T_o)] = 0 \quad (3.17)$$

O termo $(\tau\alpha)G$ é a parcela da radiação solar absorvida pela célula fotovoltaica. G é igual ao fluxo de potência da radiação solar que incide sobre o plano da superfície do equipamento. $(\tau\alpha)$ é a eficiência óptica do equipamento. O parâmetro é determinado a partir das propriedades ópticas dos materiais, função do ângulo de incidência, variando, portanto, ao longo do dia, além de ser diferente para cada componente da radiação solar. A formulação utilizada para determinar a eficiência óptica do equipamento é apresentada no APÊNDICE C.

Os demais termos da Eq. 3.17 são todos saídas do balanço de energia. O termo $U_L(T_{op} - T_o)$ é a parcela da energia solar transformada em energia térmica que é dissipada na forma de calor. T_{op} é a temperatura de operação do equipamento. T_o é a temperatura ambiente. O termo ηG é a parcela da radiação transformada em energia elétrica. η é a eficiência da conversão fotovoltaica, função da temperatura de operação. A Equação 3.17, portanto, é implícita.

A eficiência da conversão fotovoltaica, contudo, é estimada para condição operativa a partir do valor informado pelo fabricante para condição padrão de ensaio (*Standard Test Conditions*, em inglês)¹⁵. O cálculo é apresentado na Eq. 3.18.

$$\eta = \eta_{STC}[1 - cT(T_{op} - T_{STC}) + cG \log_{10}(G)] \rightarrow \eta_{STC}[1 - cT(T_{op} - T_{STC})] \quad (3.18)$$

cT e cG são coeficientes. O primeiro é função da temperatura de operação. O segundo é função da radiação solar. O termo, contudo, é, normalmente, desconsiderado. A formulação resultante é uma expressão linear, proposta por (EVANS, 1981), referenciado por (EVANS W. A. FACINELLI, 1981).

¹⁵ A condição padrão de ensaio é temperatura de célula de 25 °C, radiação solar de 1.000 Wm^{-2} e espectro solar para a massa de ar igual a 1,5 (IEC, 2016a; IEC, 2016b).

3.2.2 Temperatura nominal de operação da célula

A formulação do balanço de energia para a condição de regime permanente é aplicada para condição de ensaio da temperatura nominal de operação da célula (*Nominal Operating Cell Temperature*, em inglês)¹⁶. A formulação é apresentada na Eq. 3.19.

$$(\tau\alpha)G_{NOCT} - U_{L,NOCT}(T_{op,NOCT} - T_{o,NOCT}) = 0 \quad (3.19)$$

A Equação 3.19 é idêntica ao balanço de energia para uma condição operativa, excetuando o termo da expressão relativo à parcela da radiação que é transformada em energia elétrica, a qual é anulada uma vez que a eficiência da conversão fotovoltaica é igual a zero para condição de ensaio de carregamento nulo. O equipamento não está conectado à nenhuma carga. A formulação de aplicação geral, a qual é válida para o equipamento que está conectado à carga, é obtida da combinação das Eqs. 3.19 e 3.17, resultando na Eq. 3.20. A expressão é, adicionalmente, simplificada, resultando na Eq. 3.21. A expressão final é explícita.

$$T_{op} = T_o + (T_{op,NOCT} - T_{o,NOCT}) \frac{G}{G_{NOCT}} \frac{U_{L,NOCT}}{U_L} \left[1 - \frac{\eta}{(\tau\alpha)} \right] \quad (3.20)$$

$$T_{op} = T_o + (T_{op,NOCT} - T_{o,NOCT}) \frac{G}{G_{NOCT}} \quad (3.21)$$

A Equação 3.20 é indicada quando a montagem do equipamento é semelhante àquela prevista no ensaio, conforme apontado por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, capítulo 23, p. 758). A montagem sobre uma estrutura de sustentação permite a circulação do ar na parte posterior do módulo fotovoltaico, aumentando os efeitos da convecção, contribuindo para um maior arrefecimento do equipamento. A formulação não é indicada, portanto, para equipamentos que são instalados diretamente sobre telhados¹⁷.

¹⁶ A temperatura nominal de operação da célula é a temperatura média de equilíbrio de uma célula fotovoltaica de um módulo fotovoltaico. A condição de ensaio é radiação solar de 800 Wm^{-2} , temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ e velocidade do vento de 1 m/s , além de carregamento nulo (IEC, 2016a; IEC, 2016b). O valor é, obrigatoriamente, informado pelo fabricante do equipamento (INMETRO, 2011).

¹⁷ As chamadas instalações fotovoltaicas integradas aos edifícios são objeto de muitas publicações do Instituto Nacional de Normas dos Estados Unidos (NIST, em inglês). (DAVIS; FANNEY; DOUGHERTY, 2001) e (FANNEY; DOUGHERTY; DAVIS, 2003) são exemplos.

A Equação 3.21, por sua vez, é questionável. O valor do termo $\frac{\eta}{(\tau\alpha)}$, o qual é desprezado, é significativo dependendo das condições operativas. O termo $\frac{U_{L,NOCT}}{U_L}$, por sua vez, não é igual 1. A velocidade do vento não é constante ao longo do dia, igual ao valor admitido durante o ensaio. A expressão, contudo, é amplamente utilizada. A formulação é referenciada, entre outros, por (MARKVART; CASTANER, 2003, seção IIIa), (WENHAM et al., 2007, capítulo 5) e (SMETS et al., 2016, capítulo 20).

3.2.3 Regime transiente

A Equação 3.22 apresenta a formulação do balanço de energia para a condição de regime. A expressão matemática é igual àquela introduzida para a condição de regime permanente, incluindo um termo para representar a variação temporal da temperatura de operação. O termo, chamado de termo transiente, é igual ao produto da constante de tempo pelo coeficiente global de transferência de calor, permitindo reescrever a expressão anterior, resultando na Eq. 3.23. O termo transiente é introduzido para representar a oscilação da temperatura de operação ao longo do tempo. t é a variável relacionado tempo.

$$(\tau\alpha)G - [\eta G + U_L(T_{op} - T_o)] = \frac{mc_p}{A} \frac{\partial T_{op}}{\partial t} \quad (3.22)$$

$$(\tau\alpha)G - [\eta G + U_L(T_{op} - T_o)] = U_L \Gamma \frac{\partial T_{op}}{\partial t} \quad (3.23)$$

A expressões matemáticas para a condição de regime transiente também são aplicadas para a condição de regime permanente. As formulações são iguais quando o intervalo de tempo for suficiente para estabilizar a variação de temperatura de operação provocada pelos mecanismos de transferência de calor. O termo transiente é anulado, igualando as Eqs. 3.22 e 3.23 à Eq. 3.17.

3.3 Modelo elétrico

O modelo elétrico é aplicado para estimar a potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico para uma condição operativa determinada por temperatura de operação e radiação solar incidente sobre a superfície do equipamento. A potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico é função de tensão e corrente de saída do equipamento, calculada pela Eq. 3.24.

$$P = I \times V \quad (3.24)$$

Os valores de tensão e corrente de saída do equipamento são obtidos a partir da associação de células fotovoltaicas¹⁸. As células fotovoltaicas são representadas por um diodo¹⁹. Os princípios físicos de ambos dispositivos são semelhantes²⁰. A Figura 8 apresenta o circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.

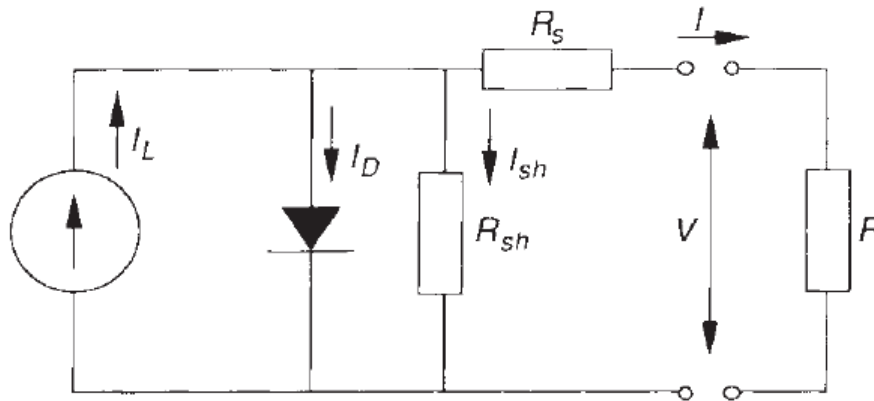


Figura 8 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica. I_L é a corrente fotogerada pela célula fotovoltaica. I_D é a corrente do diodo, representativa das perdas próprias ao processo de conversão da “luz” em eletricidade. I_{sh} é a corrente derivada pela resistência paralela. R_{sh} é a resistência paralela. R_s é a resistência série. R é a resistência da carga. I e V são corrente e tensão sobre a carga. Adaptado de (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 750).

O modelo elétrico é resultado da modelagem matemática do circuito elétrico equivalente representado na Fig. 8. A literatura apresenta um série de formulações²¹. O trabalho introduz a formulação proposta por (SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006), referenciado por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, capítulo 23). A formulação proposta é conhecida como modelo de um diodo e cinco parâmetros. O modelo de dois diodos e sete parâmetros, é, complementarmente, introduzido. Ambos são base de outras formulações que são obtidas a partir da simplificação do número de parâmetros²².

¹⁸ A potência do módulo fotovoltaico é igual ao somatório das potências de cada célula fotovoltaica. A tensão é igual ao somatório das tensões daquelas que estão conectadas em série. A corrente é igual ao somatório das correntes daquelas que estão conectadas em paralelo.

¹⁹ O diodo é um dispositivo muito utilizado na indústria eletro-eletrônica, constituído por um material semicondutor de extremidades polarizadas (GRAF, 1999). A célula fotovoltaica é um dispositivo semelhante. O material utilizado é semicondutor. As extremidades são polarizadas. A célula fotovoltaica, contudo, produz eletricidade a partir da “luz”. O diodo produz o efeito contrário, emitindo luz quando percorrido por uma corrente elétrica.

²⁰ Os materiais semicondutores são discutidos por (SCHRODER, 2006). (SZE; NG, 2007) discutem tanto o diodo emissor de luz quanto a célula fotovoltaica.

²¹ (GREEN, 1982) e outros trabalhos do autor são sempre citados nas referências que foram consultados, cabendo, aqui, uma citação direta.

²² O Capítulo 2 apresenta o estado da arte, incluindo referências de trabalhos de revisão das formulações disponíveis na literatura para o modelo elétrico.

3.3.1 Modelo de um diodo

A Equação 3.25 é a expressão matemática do modelo de um diodo, referenciada, entre outros, por (TIAN et al., 2012b). A formulação é obtida pela lei de Kirchhoff ou lei dos nós. O circuito elétrico é aquele apresentado na Fig. 8.

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.25)$$

O primeiro termo é a corrente fotogerada (I_L). O parâmetro é representativo do efeito fotovoltaico. O segundo termo é a corrente do diodo (I_D). O parâmetro é função exponencial da corrente de saturação reversa (I_o). A expressão do diodo ideal, porém, é modificada, introduzindo um parâmetro de idealidade (a). O terceiro termo é a corrente derivada pela resistência paralela (I_{sh}). O parâmetro é expresso através da lei de Ohm, função das resistências série e paralela (R_s e R_{sh}).

Os referidos parâmetros são obtidos através de um sistema de equações. As Equações 3.26 e 3.27 são aplicadas às condições de circuito aberto e curto circuito. As expressões são obtidas da Eq. 3.25 para, respectivamente, corrente zero e tensão máxima e corrente máxima e tensão zero. A Equação 3.28, por sua vez, é a expressão em relação ao ponto de máxima potência. O ponto de máxima potência, adicionalmente, oferece mais uma formulação. A Equação 3.29 é resultado da derivada da potência em relação à tensão, cujo valor é igual a zero.

$$0 = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (3.26)$$

$$I_{sc} = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{I_{sc}R_s}{a}\right) - 1 \right] - I_{sc} \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (3.27)$$

$$I = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{R_{sh}} \quad (3.28)$$

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\frac{I_o}{a} \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{a}\right) + \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{R_s I_o}{a} \exp\left(\frac{V_{mp} + I_{mp}R_s}{a}\right) + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (3.29)$$

A quinta e última equação necessária para determinar os cinco parâmetros é obtida da expressão para condição de circuito aberto, corrigindo o valor da tensão para condição operativa a partir do valor da tensão para condição padrão de ensaio através do coeficiente de temperatura que é informado pelo fabricante do equipamento. Os demais parâmetros também são corrigidos para a condição operativa. A corrente fotogerada é calculada pela Eq. 3.30. O efeito da temperatura de operação, geralmente, é desconsiderado. O resultado é uma função linear da radiação solar. A corrente de saturação reversa, por sua vez, é, sobretudo, função da temperatura de operação. O parâmetro é calculado pela Eq. 3.31. O subscrito 0 é referente aos valores para condição padrão de ensaio, os quais são informados pelo fabricante do equipamento.

$$I_L = \frac{G}{G_0} [I_{L0} + cT_{sc}(T_{op} - T_{op0})] \rightarrow \frac{G}{G_0} I_{L0} \quad (3.30)$$

$$\frac{I_o}{I_{o0}} = \left(\frac{T_{op}}{T_{op0}} \right)^3 \exp \left(\frac{E_{g0}}{kT_{op0}} - \frac{E_g}{kT_{op}} \right) \quad (3.31)$$

A Equação 3.30 é uma simples correlação. A Equação 3.31, por sua vez, é obtida a partir da teoria do diodo²³. k é a constante de Boltzmann. E_g é o *bandgap* do silício, igual 1,12 eV para condição padrão de ensaio. O valor para condição operativa é corrigido pela Eq. 3.32.

$$\frac{E_g}{E_{g0}} = 1 - 0,000268(T_{op} - T_{op0}) \quad (3.32)$$

As resistências série e paralela são, respectivamente, constante e proporcional à radiação solar incidente sobre a superfície do equipamento. O parâmetro de idealidade, por sua vez, é proporcional à temperatura de operação, calculado pela Eq. 3.33.

$$a = f \frac{kT_{op}}{q} NC_s \quad (3.33)$$

NC_s é o número de células fotovoltaicas do módulo fotovoltaico que estão conectadas em série. q é a carga elementar. f é o fator de idealidade, cujo valor é igual 1 para o diodo ideal. O valor para um diodo real é maior que 1 e menor que 2, conforme apontado por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 749).

²³ A formulação introduzida é apresentada por (MESSENGER; VENTRE, 2003, capítulo 10). (LUQUE; HEGEDUS, 2003, capítulo 3) apresenta uma formulação alternativa que também é função de constantes específicas para cada tipo de material da célula fotovoltaica.

3.3.2 Modelo de dois diodos

A Equação 3.34 é a expressão matemática do modelo de dois diodos, referenciada, entre outros, por (MARKVART; CASTANER, 2003, seção IIIa) e (LUQUE; HEGEDUS, 2003, capítulo 3). A formulação, porém, é adaptada para introduzir o parâmetro de idealidade.

$$I = I_L - I_{o1} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_1} \right) - 1 \right] - I_{o2} \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a_2} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.34)$$

A Equação 3.34 é igualmente obtida pela primeira lei de Kirchhoff ou lei dos nós. O circuito elétrico equivalente é aquele apresentado na Fig. 8, porém, adicionando um segundo diodo paralelo ao primeiro diodo através de uma outra derivação de corrente.

3.3.3 Formulação reversa

Os modelos de um diodo e dois diodos, além de depender de características construtivas do módulo fotovoltaico, são, única e exclusivamente, função de temperatura de operação e radiação solar incidente sobre a superfície do equipamento. Os dois parâmetros, portanto, podem ser estimados a partir das grandezas elétricas de saída do módulo fotovoltaico. As formulações são apresentadas nas Eqs. 3.35 e 3.36. A primeira, função da corrente de curto circuito, é utilizada para determinar a radiação solar incidente sobre a superfície do equipamento. A segunda, função da tensão de circuito aberto, é utilizada para determinar a temperatura de operação. cT_{sc} e cT_{oc} são os coeficientes de temperatura para, respectivamente, corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto.

$$G = G_0 \frac{I_{sc}}{I_{sc0}} \frac{1}{[1 + cT_{sc}(T_{op} - T_{op0})]} \quad (3.35)$$

$$T_{op} = \frac{NC_s^{-1}(V_{oc} - V_{oc0}) + cT_{oc}T_{op0}}{f \frac{k}{q} \ln \frac{G}{G_0} + cT_{oc}} \quad (3.36)$$

As Equações 3.35 e 3.36 são formulações reversas uma vez que determinam aqueles que, normalmente, são parâmetros de entrada. As expressões matemáticas são referenciadas por (TYUTYUNDZHIEV; MARTINEZ, 2015). A referência é um documento técnico elaborado no âmbito de um programa de avaliação de instalações fotovoltaicas da Comissão Europeia. A Equação 3.36 é, ainda, padronizada (IEC, 2011).

A relação que existe dos parâmetros que determinam a condição operativa às grandezas elétricas de saída do módulo fotovoltaico é demonstrada através das curvas características I-V e P-V.

3.3.4 Curvas características I-V e P-V

As curvas que caracterizam o funcionamento do módulo fotovoltaico são apresentadas na Fig. 9.

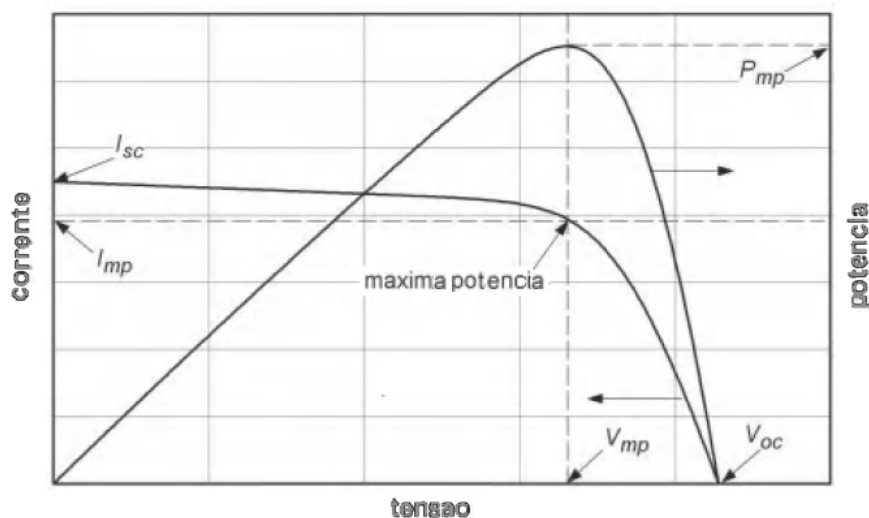


Figura 9 – Curvas características de um módulo fotovoltaico. P_{mp} , V_{mp} e I_{mp} são potência, tensão e corrente do ponto de máxima potência. V_{oc} e I_{sc} são, respectivamente, tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito. Adaptado de (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 748).

A curva P-V é, obviamente, obtida a partir da curva I-V. A curva I-V, por sua vez, é função das características elétricas da célula fotovoltaica, dependendo de aspectos construtivos do dispositivo²⁴. Os valores de tensão e corrente do ponto de máxima potência, tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito determinam o fator de forma da curva I-V²⁵.

O fator de forma igual a unidade indicaria que não existem perdas internas ao equipamento. A tensão seria igual a tensão de circuito aberto. A corrente seria igual a corrente de curto-circuito. A potência seria a máxima. O fator de forma, contudo, é, sempre, menor que a unidade. As perdas internas ao equipamento existem e são associadas às resistências série e paralela. O efeito de ambas sobre o formato da curva I-V é apresentado na Fig. 10.

²⁴ Os valores típicos de tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito para condição padrão de ensaio de uma célula fotovoltaica de silício de 1 cm^2 , por exemplo, são, respectivamente, 0,6 V e 30 mA (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 748). Os valores do módulo fotovoltaico, por sua vez, é resultado da associação série e paralelo das células fotovoltaicas.

²⁵ O fator de forma é calculado pela seguinte expressão.

$$FF = \frac{V_{mp}I_{mp}}{V_{oc}I_{sc}}$$

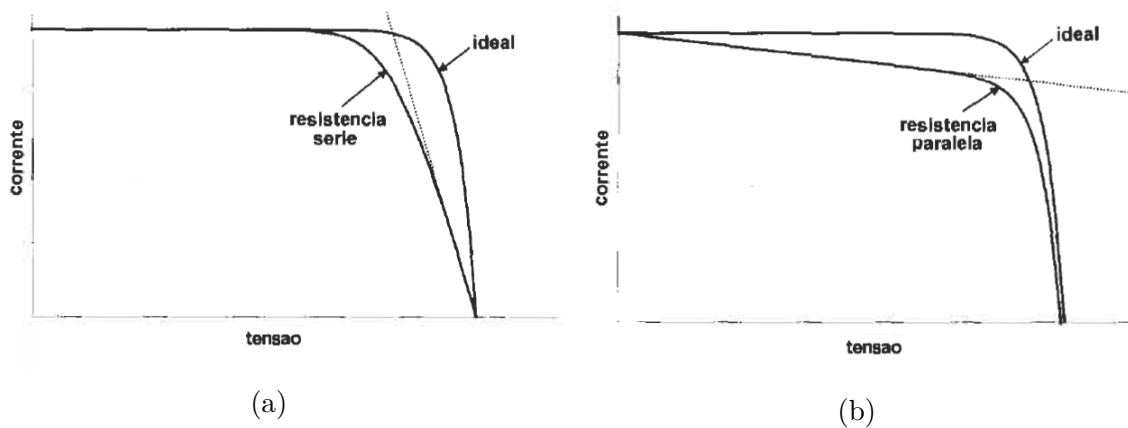


Figura 10 – Efeito das resistências sobre a curva I-V. (a) é referente a resistência série. (b) é referente a resistência paralela. Ambas afetam o formato do gráfico ao determinar a inclinação das curvas sobre os eixos. Adaptado de (MARKVART; CASTANER, 2003, p. 79).

A curva I-V também é determinada pela condição operativa. A correlação à radiação solar incidente sobre o equipamento é positiva para ambas as grandezas elétricas, porém, significativa, sobretudo, para a corrente de curto circuito. A tensão de circuito aberto é correlacionada, principalmente, à temperatura de operação. A correlação é negativa. A tensão de circuito aberto diminui com o aumento da temperatura de operação. A corrente de curto circuito, por sua vez, aumenta, porém, proporcionalmente, menos. O resultado é que o aumento da temperatura de operação resulta na redução da potência produzida pelo equipamento²⁶.

O formato da curva I-V, portanto, é modificado por ambos os parâmetros, temperatura de operação e radiação solar incidente sobre o equipamento. A curva I-V para diferentes condições operativas é apresentada na Fig. 11.

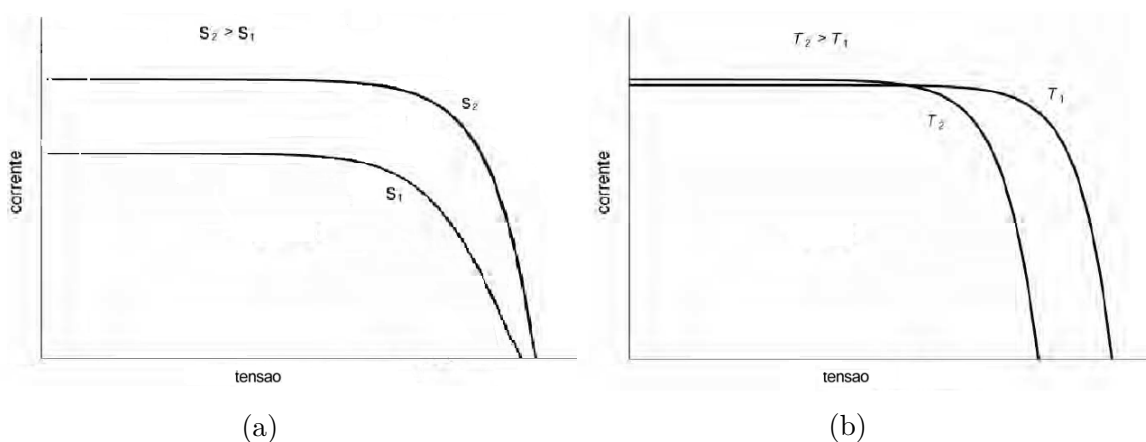


Figura 11 – Curva I-V para diferentes condições operativas. (a) é referente à radiação solar. (b) é referente à temperatura de operação. Ambos modificam o formato do gráfico ao determinar os valores de, respectivamente, corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto. Adaptado de (WENHAM et al., 2007, p. 60).

²⁶ (DUPRE; VAILLON; GREEN, 2016) discutem os efeitos da temperatura de operação sobre o desempenho de um módulo fotovoltaico, abordando, inclusive, os princípios físicos.

A Figura 9 apresenta os perfis típicos das curvas I-V e P-V. As curvas características de um módulo fotovoltaico que tem uma célula fotovoltaica defeituosa é apresentado pela na Fig. 12.

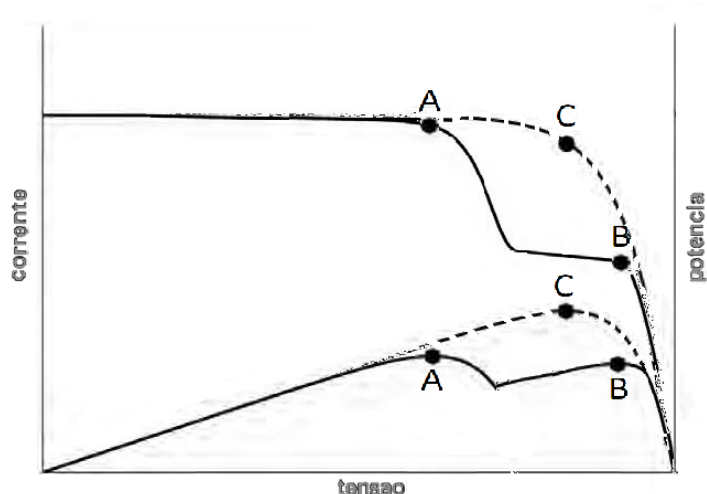


Figura 12 – Curvas características de módulo fotovoltaico falho. A linha tracejada apresenta os perfis típicos das curvas I-V e P-V. As curvas características de um módulo fotovoltaico que tem uma célula fotovoltaica defeituosa são apresentadas pela linha sólida. O exemplo considera que o equipamento é constituído pela associação série e paralela de células fotovoltaicas. Adaptado de (WENHAM et al., 2007, p. 46).

Os perfis típicos das curvas características apresentam um único ponto de inflexão (ponto “C” da Fig. 12). O ponto é determinado como aquele no qual é possível extrair a máxima potência do equipamento. O ponto é estabelecido como ponto operativo pelo seguidor de máxima potência. O dispositivo, caso esteja operando corretamente, estabelece o ponto operativo como aquele ponto de tensão e corrente que fornece a máxima potência (DUFFIE; BECKMAN, 2013, seção 23.5). As curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico que apresenta uma célula fotovoltaica defeituosa, contudo, possuem mais de um ponto de inflexão (pontos “A” e “B” da Fig. 12). Ambos são possíveis pontos operativos para o seguidor de máxima potência. O resultado é que, além da perda de potência da célula fotovoltaica defeituosa, o módulo fotovoltaico pode ainda estar operando em um ponto diferente daquele no qual é possível extrair a máxima potência do equipamento.

4 Metodologia

Este capítulo apresenta a metodologia do trabalho, contendo duas seções. A primeira é referente à simulação, incluindo as considerações assumidas na modelagem matemática. A segunda é referente à experimentação. A usina fotovoltaica que é avaliada neste trabalho é apresentada.

4.1 Simulação

A modelagem matemática é base da simulação¹. As expressões matemáticas dos modelos radiométricos, térmico e elétrico são desenvolvidas, resultando em dois modelos, os quais são descritos na sequência.

4.1.1 Modelo direto

O primeiro modelo proposto é aplicado para estimar a potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico. A radiação solar incidente sobre o equipamento é determinada pelo modelo radiométrico a partir do valor obtido para o plano horizontal. A radiação global, além dos demais parâmetros ambientais, a saber, temperatura ambiente e velocidade do vento, são utilizados para determinar a temperatura de operação do equipamento através do modelo térmico. Ambos, temperatura de operação e radiação solar incidente sobre o equipamento, são entradas do modelo elétrico. As saídas são tensão e corrente do módulo fotovoltaico. A Figura 13 apresenta o fluxograma do modelo direto.

O modelo elétrico, o qual é composto por um sistema de equações não lineares, é tratado através de método numérico. O algoritmo utilizado é o algoritmo de Levenberg–Marquardt². A condição inicial é determinada a partir das informações fornecidas pelo fabricante, além de valores típicos para células fotovoltaicas de silício. A resistência paralela, por exemplo, é, inicialmente, igual a 100 ohms. A resistência série, por sua vez, é obtida pela expressão para o ponto de máxima potência (Eq. 3.28). O último termo é desconsiderado em razão da ordem de grandeza. A mesma lógica é aplicada para obter a corrente de saturação reversa. O parâmetro, porém, é obtido da expressão para condição de circuito aberto (Eq. 3.26). A corrente fotogerada, por sua vez, é aproximada pela corrente de curto circuito. O parâmetro de idealidade é obtido pela própria expressão (Eq. 3.33). O fator de idealidade, cujo valor varia entre 1 e 2, é assumido igual 1,5.

¹ (RAM et al., 2018) apresenta uma série de ferramentas computacionais utilizadas na simulação de módulos fotovoltaicos. O MATLAB foi utilizado neste trabalho.

² (TOSSA et al., 2014) é um exemplo de trabalho que também utiliza o algoritmo de Levenberg–Marquardt para simulação de um módulo fotovoltaico. O algoritmo de Newton–Raphson, o qual, geralmente, é utilizado, não convergiu.

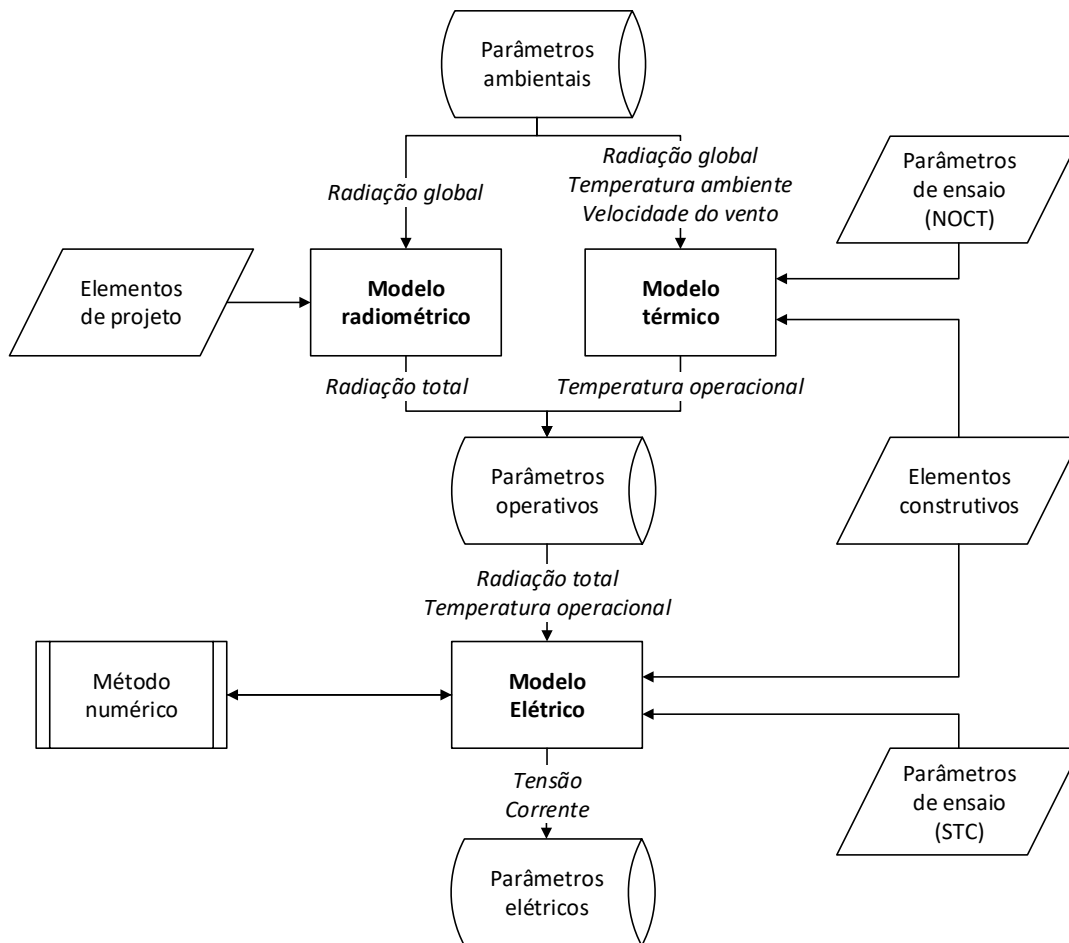


Figura 13 – Fluxograma do modelo direto. As entradas são radiação global, temperatura ambiente e velocidade do vento. As saídas são tensão e corrente do módulo fotovoltaico.

4.1.2 Modelo reverso

O segundo modelo proposto é aplicado para estimar a radiação solar a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico. A temperatura de operação também é estimada. A radiação solar, inicialmente, é obtida para a superfície inclinada do equipamento. O valor é transposto para o plano horizontal através da aplicação reversa do modelo radiométrico. A Figura 14 apresenta o fluxograma do modelo reverso.

Os modelos térmico e elétrico são, simultaneamente, resolvidos através de um método numérico³. O algoritmo de Levenberg–Marquardt é, novamente, utilizado. O sistema de equações, contudo, inclui um maior número de expressões do que o modelo direto. O resultado é que o tempo de processamento é maior para o modelo reverso.

³ Os métodos numéricos são discutidos, exaustivamente, por (BURDEN; FAIRES, 2011).

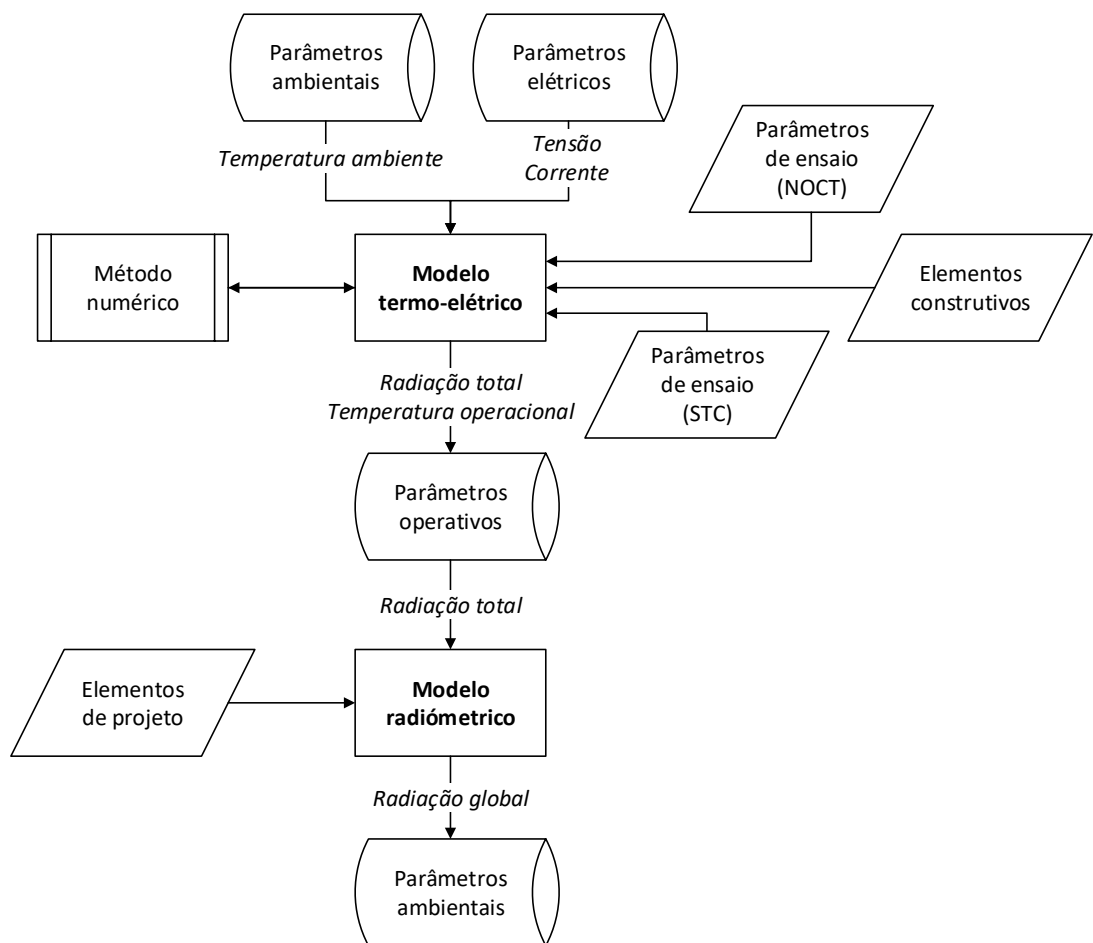


Figura 14 – Fluxograma do modelo reverso. As entradas são tensão e corrente do módulo fotovoltaico. A saída são radiação solar, além da temperatura de operação.

4.1.3 Considerações assumidas na modelagem matemática

As considerações assumidas na modelagem matemática são discutidas na sequência para cada um dos modelos que integram os modelos direto e reverso.

Modelo elétrico

O modelo elétrico é aplicado para determinar a potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico. A formulação considerada na modelagem matemática parte do princípio que a condição operativa é uniforme para toda a instalação⁴ A temperatura de operação, considerando a proximidade dos equipamentos, é admitida igual. A radiação solar, por sua vez, é igual para o caso de não ocorrer sombreamento parcial da instalação⁵.

⁴ Os modelos propostos calculam o resultado para um módulo fotovoltaico ao passo que os dados disponíveis são referentes ao arranjo. A parte experimental do trabalho é apresentada na Seção 4.2.

⁵ O sombreamento parcial de módulos fotovoltaicos é discutido, entre outras, por (JENA; RAMANA, 2015). (DAS et al., 2017) discute maneiras de mitigar o efeito sobre a instalação. As estratégias para determinar o ponto operativo sob tais condições são discutidas por (MOHAPATRA et al., 2017), (KANDEMIR; CETIN; BOREKCI, 2017) e (LYDEN; HAQUE, 2015).

O sombreamento parcial decorrente do movimento das nuvens é desconsiderado, admitindo, assim, que toda a instalação é sombreada quando há uma passagem de nuvem sobre o instrumento de medição da radiação solar. O sombreamento parcial das estruturas do entorno também não é considerado na modelagem matemática. O intervalo dos dados que é utilizado no trabalho é restrito às horas centrais do dia visto que o efeito é observado apenas nos períodos próximos dos horários de nascer e pôr do Sol. O intervalo dos dados é restrito às horas de 08:00 à 16:00.

A formulação aplicada ao trabalho também parte do princípio que o módulo fotovoltaico não contém células fotovoltaicas defeituosas que causam os chamados *hot spots* ou pontos quentes. A detecção da falha requer um ajuste na modelagem matemática⁶. O ajuste é feito nos dados de saída do modelo elétrico. As grandezas elétricas que são determinadas para o ponto de máxima potência são, posteriormente, corrigidas, considerando a falha. A tensão é reduzida na proporção do número de células fotovoltaicas que são curto circuitadas. A corrente é mantida inalterada.

As células fotovoltaicas que são curto circuitadas são aquelas que estão conectadas em série com a célula fotovoltaica defeituosa. A potência do módulo fotovoltaico, portanto, pode, inclusive, ser nula, caso o equipamento não tenha nenhum dispositivo para isolar a célula fotovoltaica defeituosa. O módulo fotovoltaico que é avaliado, por exemplo, possui 60 células fotovoltaicas conectadas em série, contando com três diodos de *bypass*. A existência de uma célula fotovoltaica defeituosa, portanto, poderá causar uma queda de potência de 1/3, resultante do curto circuito de 20 das 60 células fotovoltaicas do módulo fotovoltaico.

O modelo elétrico ainda considera o decaimento natural de desempenho do módulo fotovoltaico, admitindo uma queda de potência igual 50% daquela apontada pelo fabricante do equipamento, segundo termo de garantia. O efeito é discutido, entre outros, por (PHINIKARIDES et al., 2014). (MANI; PILLAI, 2010), por sua vez, discute a perda de desempenho do módulo fotovoltaico devido a deposição de particulados sobre o equipamento. O efeito não é considerado na modelagem matemática.

Modelo térmico

O modelo térmico é aplicado para estimar a temperatura de operação do módulo fotovoltaico a partir de parâmetros ambientais. A formulação considerada na modelagem matemática é baseada em um balanço de energia para condição de regime transiente. A condição de regime permanente não é indicada para o caso. O intervalo de tempo entre dois dados não é suficiente para estabilizar a variação de temperatura de operação que é provocada pelos mecanismos de transferência de calor que atuam sobre o equipamento. A resolução temporal dos dados é menor que a constante de tempo calculada para as condições ambientais, cujos valores variam de 6 minutos até 21 minutos.

⁶ O resultado da conexão de células fotovoltaicas que não são idênticas, incluindo o caso de uma célula fotovoltaica defeituosas, é abordado, entre outros, por (WENHAM et al., 2007, capítulo 5).

A formulação para temperatura nominal de operação da célula, a qual é desenvolvida a partir de um balanço de energia para regime permanente, é, contudo, testada e validada. A simplicidade da equação contribui para convergência do método numérico utilizado para resolução dos modelos propostos, diminuindo a exigência computacional⁷. O resultado da formulação é, ainda, uma equação explícita. A formulação para condição de regime transiente, por sua vez, é uma equação implícita que requer um método alternativo de resolução. A resolução consiste em calcular o valor no tempo t a partir do valor calculado no tempo $t - 1$. A condição inicial é obtida igualando temperaturas de operação e ambiente, admitindo, para a hora inicial do dia, um equilíbrio térmico entre equipamento e entorno. O termo diferencial da expressão matemática é aproximado por limite.

O modelo térmico, adicionalmente, considera temperaturas superficiais iguais para fins de cálculo dos coeficientes convectivo e radiativo⁸. O efeito condutivo é considerado no cálculo da resistência equivalente. A resistência de condução, por sua vez, é calculada a partir de elementos construtivos do equipamento, assumindo temperaturas superficiais uniformes, fluxo unidirecional e regime permanente.

Modelo radiométrico

O modelo radiométrico é aplicado para estimar a radiação solar incidente sobre uma superfície inclinada, transpondo o valor obtido no plano horizontal. As formulações consideradas na modelagem matemática são apresentadas para uma base horária⁹. A resolução temporal não é apropriada ao objetivo do trabalho. O valor médio horário não reproduz a variabilidade da radiação solar que é necessária para avaliar os modelos propostos sob diferentes condições de nebulosidade. A Figura 15 apresenta o perfil diário da radiação solar, evidenciando a diferença que existe entre curvas obtidas para diferentes resoluções temporais.

O modelo radiométrico é adaptado, para qualquer resolução temporal, através do ajuste dos ângulos horários. Exemplificando, considerando, além da convenção de sinais, que uma hora é equivalente à 15° , ω , ω_1 e ω_2 para um intervalo de uma hora, referente ao período de 11:30 à 12:30, são iguais, respectivamente, 0° , $-7,5^\circ$ e $+7,5^\circ$. Os valores para um intervalo de cinco minutos da mesma hora central, referentes ao período de 11:57:30 e 12:02:30, são iguais, respectivamente, 0° , $-0,625^\circ$ e $+0,625^\circ$.

⁷ O tempo para computar um único dia do modelo reverso é superior cinco horas para um CPU de 3 GB de memória de processamento.

⁸ A diferença de temperatura entre as faces frontal e posterior do módulo fotovoltaico é da ordem de $2,5^\circ\text{C}$ (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004, p. 20).

⁹ A maioria das referências da literatura discuti a aplicação horária. A aplicação para menores intervalos de tempo é pouco discutida. (GUEYMARD, 2009) é um exemplo. O autor propõe aplicar a formulação para dados de 1 minuto.

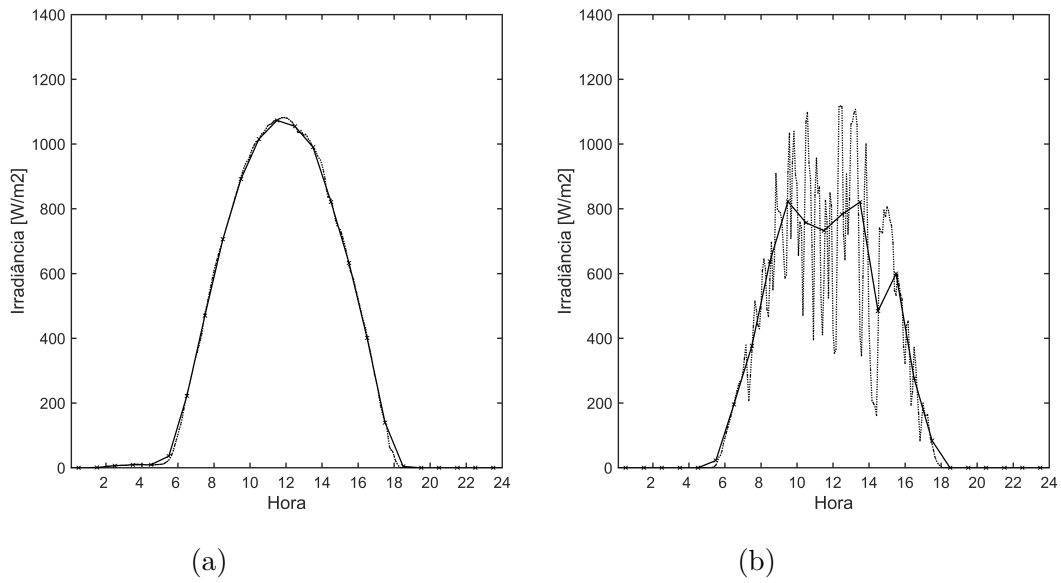


Figura 15 – Perfil diário da radiação solar para diferentes resoluções temporais. As linhas pontilhada e sólida são, respectivamente, dados de cinco minutos e dados horários. As curvas são semelhantes para o dia de céu sem nuvens. O dia de céu com nuvens, por sua vez, apresenta curvas que são, notadamente, distintas. (a) é um dia de céu sem nuvens. (b) é um dia de céu com nuvens.

A modelagem matemática, por fim, requer uma última consideração. As expressões matemáticas introduzidas são aplicadas para a hora solar enquanto os dados adquiridos por meio de instrumentação são referenciados à hora local. Ambos padrões de hora são correlacionados pela Eq. 4.1.

$$hora_{solar} = hora_{local} + 4(Longitude_{padrao} - Longitude_{geografica}) + E \quad (4.1)$$

E é obtido em minutos, calculado pela Eq. 4.2. A expressão é proposta por (SPENCER, 1971), referenciada por (IQBAL, 1983, p. 11) e (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 11).

$$E = 2,292(0,0075 - 0,1868 \cos B + 3,2077 \sin B - 1,4615 \cos 2B - 4,089 \sin 2B) \quad e \quad (4.2)$$

$$B = \frac{360}{365}(n - 1)$$

4.2 Experimentação

Os modelos propostos são validados através de dados obtidos para uma usina fotovoltaica de pequeno porte¹⁰. As informações técnicas da instalação, incluindo um descritivo da instrumentação, são apresentadas na sequência.

4.2.1 Usina Tesla

A Usina Tesla é resultado de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) realizado dentro de um programa institucionalizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)¹¹. A instalação está localizada na cidade de Belo Horizonte na Escola de Engenharia da UFMG (Universidade Federal de Minas Gerais)¹². A visão aérea do local é apresentada na Fig. 16.



Figura 16 – Visão aérea da Usina. O local da instalação é apontado por um marcador. A Usina é orientada para o norte geográfico, deslocados sete graus ao leste.

A Usina contém 152 módulos fotovoltaicos de silício policristalino, totalizando 37,2 KWp, além de outros dois exemplares que estão desconectados. A Figura 17 apresenta a visão geral dos módulos fotovoltaicos. A Tabela 1 apresenta os dados técnicos dos equipamentos, segundo informações de placa.

¹⁰ O monitoramento de instalações fotovoltaicas foi, recentemente, padronizado (IEC, 2017a; IEC, 2017b; IEC, 2017c).

¹¹ O projeto é resultado da Chamada de Projetos Estratégicos de número 13, cujo título é “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”. O código do registro do projeto no sistema informatizado da ANEEL é 0047-0060/2011.

¹² As coordenadas geográficas são 19,869680° ao Sul e 43,961660° ao Oeste.



Figura 17 – Visão geral dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 1 – Dados técnicas do módulo fotovoltaico.

Fabricante	Yingli
Modelo	YL245-29b
Dimensões [mm]	1650 x 990 x 40
Área [m^2]	1,6335
Eficiência [%]	15
Potência [Wp]	245
Tensão de máxima potência [V]	30,2
Corrente de máxima potência [A]	8,11
Tensão de circuito aberto [V]	37,8
Corrente de curto circuito [A]	8,63

*Valores dos parâmetros elétricos obtidos para condição padrão de ensaio (*Standard Test Conditions*, em inglês.)

A Figura 18 apresenta todos os 154 módulos fotovoltaicos da Usina. Os dados utilizados para validação dos modelos propostos, contudo, são restritos aos exemplares que compõem os *strings* “S1” e “S2”. O respectivo arranjo é aquele com o maior histórico de dados¹³. O *string* “S3”, por sua vez, possui, por um determinado período de tempo, dados comprometidos. Os módulos fotovoltaicos do referido *string* estavam conectados incorretamente¹⁴.

¹³ Os dados são disponibilizados desde 22/10/2016.

¹⁴ O erro foi identificado em 10/01/2017 e corrigido em 10/02/2017.

S1	S1	S1	S1	S1	S2	S2	S2	S2	S2	S3	S3	S3	S3
S1	S1	S1	S1	S1	S2	S2	S2	S2	S2	S3	S3	S3	S3
S1	S1	S1	S1	S1	S2	S2	S2	S2	S2	S3	S3	S3	S3

F1	F1	F1	F2	F2	F3	F3	F4	F4	F4	F5	F5	S3	S3
F1	F1	F1	F2	F2	F3	F3	F4	F4	F4	F5	F5	S3	P2
F1	F1	F2	F2	F2	F3	F3	F3	F4	F4	F5	F5	F5	P1
F1	F1	F2	F2	F2	F3	F3	F3	F4	F4	F5	F5	F5	J3

J1	J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3	J3
J1	J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3	J3
J1	J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3
J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3

Figura 18 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos para cada inversor. Os 152 módulos fotovoltaicos estão divididos em três arranjos classificados por letras. Os números são referentes aos *strings*. “S1” a “S3” são 3 *strings* de 15 módulos fotovoltaicos que compõem um primeiro arranjo. “F1” a “F5” são 5 *strings* de 10 módulos fotovoltaicos que compõem um segundo arranjo. “J1” a “J3” são 3 *strings* de 19 módulos fotovoltaicos que compõem um terceiro e último arranjo. “P1” e “P2” são os dois exemplares que estão desconectados.

4.2.2 Aquisição de dados

A instrumentação da Usina inclui uma estação meteorológica para obtenção de parâmetros ambientais, além de uma célula de referência para obtenção de parâmetros operativos do módulo fotovoltaico^{15,16}. A estação meteorológica, incluindo o piranômetro, está instalada distanciada cerca de 20 metros do centro da área dos módulos fotovoltaicos, além de estar elevada em cerca de 10 metros¹⁷. A célula de referência, por sua vez, está posicionada no centro da área dos módulos fotovoltaicos, instalada sobre os equipamentos, inclinada em relação ao plano horizontal por um ângulo de 25 °. Os instrumentos são apresentados na Fig. 19. As Tabelas 2 e 3 apresentam as grandezas obtidas por cada equipamento, incluindo faixa de medição e incerteza de medição, segundo informações do manual. A Tabela 4 apresenta os dados técnicos do piranômetro.

Parâmetro	Faixa de medição	Incerteza de medição
Temperatura [°C]	-50 a +60	±0,2
Umidade [%]	0 a 100	±2
Pressão [hPa]	300 a 1200	±1,5
Velocidade do vento [m/s]	0 a 60	±0,3 ou ±3%
Direção do vento [°]	0 a 359,9	±3

¹⁵ A célula de referência é constituída por um célula fotovoltaica de silício do tipo monocristalino. O dispositivo é curto circuitado. A radiação solar é estimada a partir do valor da corrente de curto circuito. A temperatura é obtida por um termistor acoplado na parte posterior da célula fotovoltaica.

¹⁶ A célula de referência é um dispositivo padronizado (IEC, 2015; IEC, 2009).

¹⁷ A velocidade de vento livre, obtido pela instrumentação, é corrigida para determinar a velocidade do vento que está incidindo sobre os módulos fotovoltaicos. A expressão é proposta por (SCHWINGSHACKL et al., 2013).

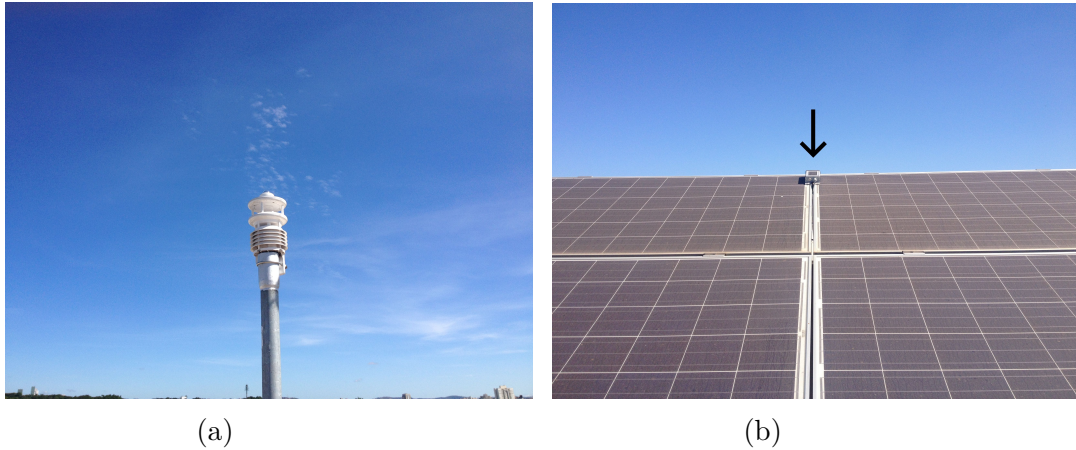


Figura 19 – Instrumentação da Usina. (a) é a estação meteorológica, incluindo o piranômetro. (b) é a célula de referência.

Tabela 3 – Parâmetros obtidos pela célula de referência (IMT Si-RS485-TC-T).

Parâmetro	Faixa de medição	Incerteza de medição
Temperatura [°C]	-40 a +90	±2
Radiação solar [W/m^2]	*	±5%

*O manual não apresenta informações da faixa de medição da radiação solar.

Tabela 4 – Dados técnicos do piranômetro.

Fabricante	Kipp & Zonen
Modelo	CMP3
Classificação	Segunda classe*
Incerteza [%]	3,4**
Faixa espectral [nm]	300 a 2.800
Intervalo de medição [W/m^2]	0 a 2.000
Intervalo de operação [°C]	-40 a +80
Não-estabilidade [%/ano]	1
Não-linearidade [%]	1
Sensibilidade [%]	5
Erro de inclinação [%]	3
Erro direcional [W/m^2]	20

*Classificação segundo padronização (ISO, 1990).

**Valor informado no certificado de calibração do instrumento.

A instrumentação apresentada é certificada, incluindo o equipamento de maior criticidade. A certificação do piranômetro é válida por dois anos de exposição ao ambiente¹⁸. O equipamento foi instalado em fevereiro de 2016¹⁹. O histórico de dados utilizado no trabalho, contudo, é iniciado em junho de 2016. Os dados do período anterior são disponibilizados para uma resolução temporal maior que aquela necessária para avaliar os modelos propostos sob diferentes condições de nebulosidade.

¹⁸ O período de dois anos é uma recomendação da padronização (ISO, 1990). Os procedimentos de calibração do equipamento também são padronizados (ISO, 1992).

¹⁹ O equipamento até foi testado antes, ficando exposto ao ambiente por alguns poucos dias.

O intervalo de dados foi reconfigurado para a máxima resolução temporal possível, igual uma amostra para cada cinco minutos. A resolução temporal é uma limitação da plataforma de acesso aos dados. A taxa de amostragem do piranômetro, segundo informações do manual, é menor, igual uma amostra por minuto.

4.2.3 Tratamento de dados

Os dados, adicionalmente, são tratados, garantindo, assim, uma maior confiabilidade das medições realizadas por meio da instrumentação. Os parâmetros ambientais são qualificados segundo metodologia aplicada pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisa Espacial)²⁰. Os critérios de qualificação que foram considerados no trabalho são sumarizados na Tab. 5.

Tabela 5 – Critérios de qualificação dos dados de variáveis ambientais.

Parâmetro	Valor mínimo	Valor máximo	Variação mínima	Variação máxima
Temperatura [°C]	3,1*	37,4*	0,5 por 12 horas	5 por 1 hora
Velocidade do vento [m/s]	0	25	0,5 por 12 horas 0,1 por 1 hora	-
Direção do vento [°]	0	360	10 por 18 horas 0,1 por 3 horas	-

*Valores históricos para Belo Horizonte segundo normal climatológica de 1961-1990.

Os dados do piranômetro, por sua vez, são consistidos segundo metodologia adotado pela Rede de Monitoramento de Radiação Solar (*Baseline Surface Radiation Network*, em inglês) do Centro Mundial de Monitoramento de Radiação Solar (*World Radiation Monitoring Center*, em inglês). O valor mínimo admitido para radiação global é igual 4 Wm^{-2} ou 2 Wm^{-2} , negativos. O valor máximo, por sua vez, é determinado pela Eq. 4.3. G_{SC} é a constante solar, cujo valor é discutido na Seção 3.1.5. θ_z é o ângulo de zênite. O respectivo ângulo é introduzido na Seção 3.1.1. C_1 e C_2 são constantes, iguais 1,5 e 100 ou 1,2 e 50. Os limites mais restritivos são utilizados no trabalho.

$$G_{max} = G_{SC} \cos^{1,2} \theta_z \times C_1 + C_2 \quad (4.3)$$

²⁰ A metodologia é utilizada pelo Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA). Os critérios de qualificação também são aplicados pelo Centro de Recursos Meteorológicos (*Meteorological resource center*, em inglês).

Os dados de radiação global são, adicionalmente, corrigidos por conta de uma inconsistência relacionada ao sombreamento do piranômetro. O efeito é ocasionado por uma antena de para-raio que está posicionada do lado do equipamento. O sombreamento do piranômetro é registrado na Fig. 20. A Figura 21 apresenta o perfil de radiação solar para um dia de céu sem nuvens, evidenciando o efeito.

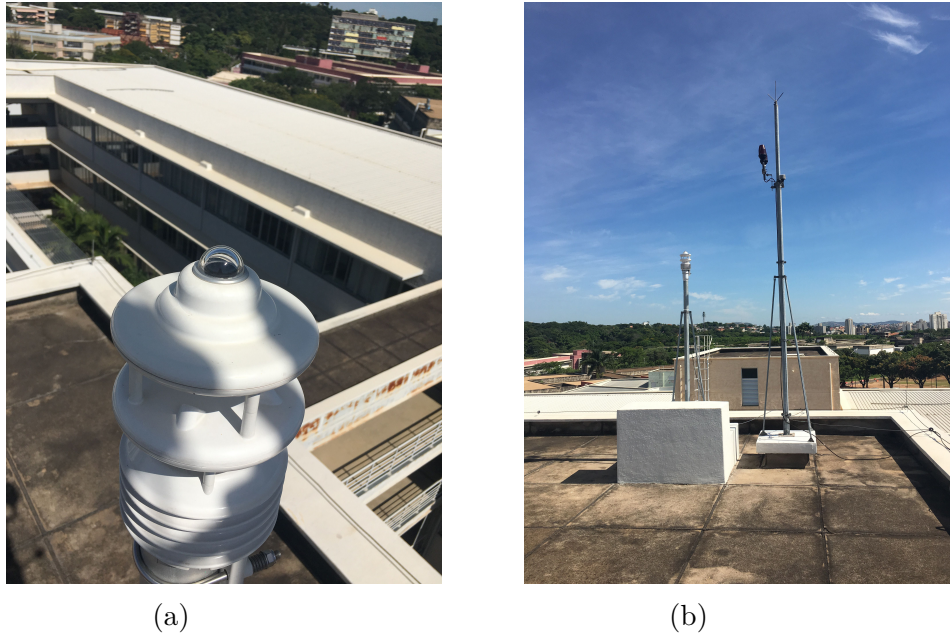


Figura 20 – Sombreamento do piranômetro. O efeito é registrado em (a). (b) apresenta a posição do equipamento ao lado da antena de para-raio.

A metodologia aplicada para correção do efeito do sombreamento sobre o piranômetro parte do princípio que os dados obtidos pelo referido instrumento são correlacionados aos dados obtidos pela célula de referência. Os valores inconsistentes são detectados por um filtro determinado pelo valor médio diário da razão entre os dados obtidos por cada um dos instrumentos, considerando, ainda, uma banda de aceitação de um desvio padrão. O fator de ajuste é o próprio valor médio diário, o qual é aplicado para as condições de céu com nuvem. Os dias de céu sem nuvem são corrigidos aplicando interpolação linear. A Figura 22 apresenta o resultado da aplicação da metodologia para o mesmo dia da Fig. 21.

A metodologia descrita anteriormente foi, ainda, testada para dias com diferentes condições de nebulosidade. O resultado obtido para todo histórico de dados utilizados no trabalho é comparado aos dados de uma estação de monitoramento climático que está distanciada cerca de dois quilômetros²¹. A diferença do valor médio diário de radiação solar diminuiu de 0,173 para 0,113 $kWh/m^2/dia$. O desvio padrão também diminuiu. O valor reduziu de 0,260 para 0,221. A dispersão entre os dados foi reduzida. O coeficiente de correlação foi elevado de 0,969 para 0,977. O valor próximo de 1, inclusive, é mais um indicativo da consistência do histórico de dados utilizados no trabalho, indicando que os valores são muito próximos dos dados obtidos pela estação de monitoramento climático.

²¹ As coordenadas geográficas são 19.883945° ao Sul e 43.969396° ao Oeste.

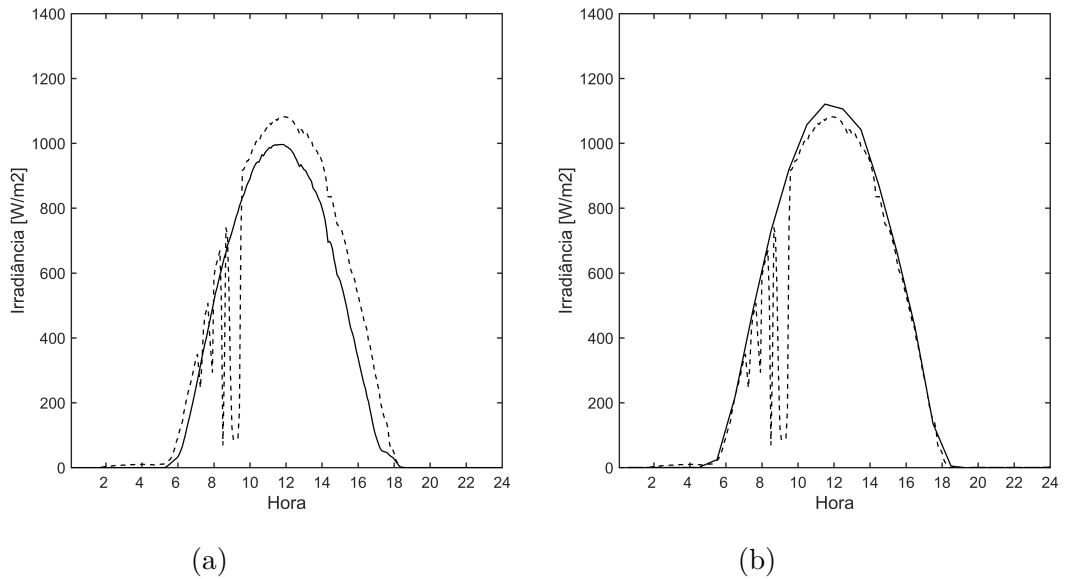


Figura 21 – Perfil da radiação solar para um dia de céu sem nuvens. (a) apresenta dados de instrumentos que estão distanciados por menos de 20 metros. A linha tracejada é obtida do piranômetro. A linha sólida é obtida da célula de referência. Os dois instrumentos obtêm a radiação solar para planos diferentes, explicando a diferença de valores. (b) apresenta dados de uma estação de monitoramento climático que está distanciada cerca de dois quilômetros. A linha tracejada é obtida do piranômetro da Usina. A linha sólida é obtida do piranômetro da estação. Ambos obtêm valores de radiação solar no mesmo plano. O efeito do sombreamento é evidenciado pelo comportamento da grandeza ao longo do dia.

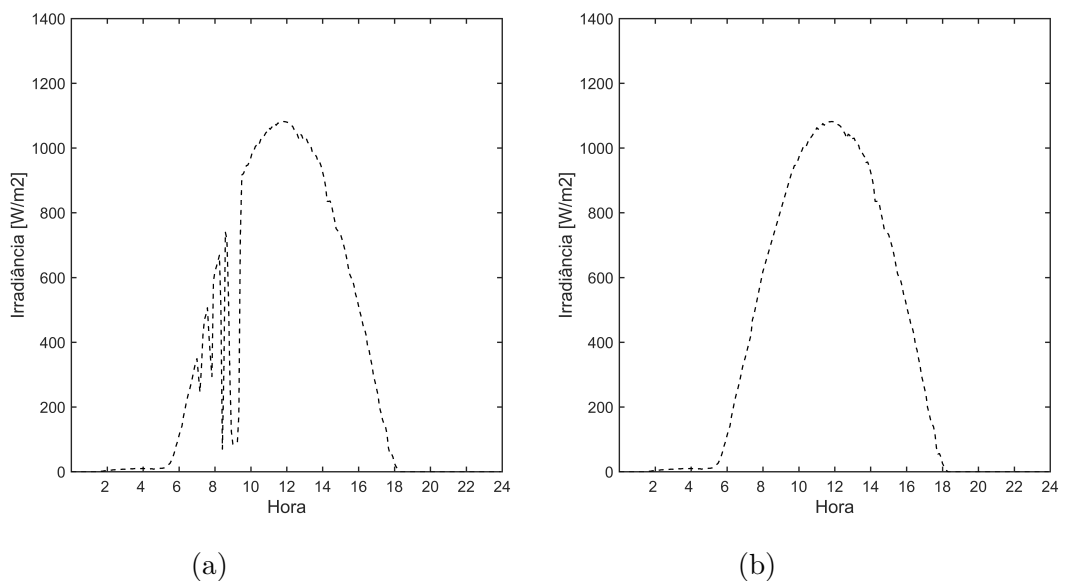


Figura 22 – Perfil da radiação solar antes e depois do tratamento de dados. (a) apresenta os dados brutos. (b) apresenta os dados tratados.

4.2.4 Análise de incerteza

O método aplicada para tratamento da incerteza é baseado em uma abordagem numérica. A abordagem analítica não é considerada em razão da complexidade dos modelos propostos, os quais são compostos por uma série de etapas de cálculo, incluindo um sistema de equações não lineares que é tratado através de método numérico. O Guia para Expressão da Incerteza de Medição (*Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*, em inglês), por exemplo, não foi utilizado por requerer a determinação de derivadas parciais que, para os modelos propostos, não é uma tarefa simples. O próprio uso de ferramentas para determinação de incerteza, caso do *Engineering Equation Solver*, não é, simplesmente, aplicado ao caso. A abordagem analítica, embora muito referenciada, não é, portanto, utilizada no trabalho²².

O método utilizado, por sua vez, é uma simplificação do Método de Monte Carlo. O Método de Monte Carlo é um método estocástico de amostragem aleatória de valores. A técnica é utilizada, entre outras aplicações, para determinação de incerteza (DONATELLI; KONRATH, 2005). A incerteza do resultado é determinada a partir dos resultados possíveis que são obtidos através da replicação dos cálculos para valores aleatoriamente atribuídos aos dados de entrada. A aleatoriedade é associada à distribuição probabilística que representa a incerteza de medição daquela grandeza. O Método de Monte Carlo, contudo, não é integralmente reproduzido. O número mínimo de iterações para produzir um resultado representativo é da ordem de dezenas de milhares ao passo que o tempo de processamento que é requerido para resolução dos modelos propostos é significativo. O método alternativo que é utilizado, por sua vez, requer apenas algumas poucas iterações. Os modelos propostos são calculados um número de vezes igual as combinações possíveis dos valores médios, máximos e mínimos dos dados de entrada, os quais são determinados pela incerteza de medição de cada uma das grandezas²³. O modelo direto, função de radiação solar e temperatura ambiente por exemplo, é calculado nove vezes. O modelo reverso, por sua vez, é calculado 27 vezes. O modelo reverso é função de temperatura ambiente, tensão e corrente.

²² A abordagem analítica para determinação da incerteza é discutida, entre outros, por (COUTO, 2008).

²³ A incerteza admitida para tensão e corrente é igual 1%. As incertezas das demais grandezas, a saber, radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento, são apresentadas no Item 4.2.2.

5 Resultados e discussão

Este capítulo apresenta os resultados do trabalho divididos em duas seções. A seção de resultados específicos contém uma avaliação individualizada dos modelos radiométrico, térmico e elétrico. A avaliação dos modelos direto e reverso é apresentada na seção de resultados gerais.

5.1 Considerações iniciais

A resposta de cada modelo é avaliada utilizando métricas estatísticas que comparam o valor estimado (dado estimado) com valor obtido por meio de instrumentação (dado empírico). O erro sistemático ou (*mean bias error*) é calculado pela Eq. 5.1. O valor, positivo ou negativo, indica tendências de subestimação ou sobrestimação da resposta da simulação. A correspondência entre dados estimados e empíricos, por sua vez, é obtida através do erro não sistemático ou (*root mean square error*), calculado pela Eq. 5.2. O valor é uma medida da proximidade da resposta da simulação aos dados obtidos em campo¹. As duas métricas estatísticas, MBE e RMSE, são utilizadas em trabalhos de radiação solar para avaliar a resposta de modelos (STONE, 1993) e (STONE, 1994).

$$MBE = \frac{1}{n} \sum_1^n (X_{estimado} - X_{empirico}) \quad (5.1)$$

$$RMSE = \left[\frac{1}{n} \sum_1^n (X_{estimado} - X_{empirico})^2 \right]^{1/2} \quad (5.2)$$

$X_{estimado}$ e $X_{empirico}$ são, respectivamente, dado estimado e dado empírico. n é o mesmo para as Eqs. 5.1 e 5.2, igual ao número de pontos avaliados. A avaliação da resposta dos modelos para um determinado dia, por exemplo, é obtida a partir de 96 pontos (n igual a 96), considerando a resolução temporal de cinco minutos, além do intervalo de dados de oito horas². O resultado obtido pelas Eqs. 5.1 e 5.2 é, ainda, apresentado em termos percentuais relativos ao valor médio do parâmetro que está sendo avaliado, segundo prática comum para reportar o resultado (GUEYMARD, 2014). A avaliação da resposta do modelo radiométrico para um determinado dia, por exemplo, é apresentada em termos percentuais do valor médio diário da radiação solar.

¹ (THEVENARD, 2010) apresenta um amplo estudo sobre previsão da produção de energia de usinas fotovoltaicas. (THEVENARD; PELLAND, 2013) é mais um trabalho do autor.

² A avaliação dos modelos é restrita às horas centrais dos dias devido ao sombreamento parcial dos módulos fotovoltaicos que é provocado pelas estruturas do entorno da instalação.

A amostra contém um total de 527 dias que foram admitidos como válidos de um histórico de 579 dias referente ao período de 01/06/2016 à 31/12/2017. Os dias que foram descartados apresentaram três ou mais dados consecutivos ou totalizaram 12 ou mais dados considerados inválidos³. As falhas equivalem ao limite de 15 minutos sequenciais ou 1 hora ao longo de um dia. O histórico de dados elétricos, contudo, é, ainda, mais restrito, contendo um total de 395 dias⁴. O número de dias, contudo, é significativo, compreendendo um período que é suficiente para avaliar os modelos propostos sob diferentes condições de nebulosidade. As condições de nebulosidade são caracterizadas com base no índice de atenuação atmosférica⁵. Os valores do parâmetro são apresentados nas Fig. 23. A Figura 24 apresenta valores de radiação solar.

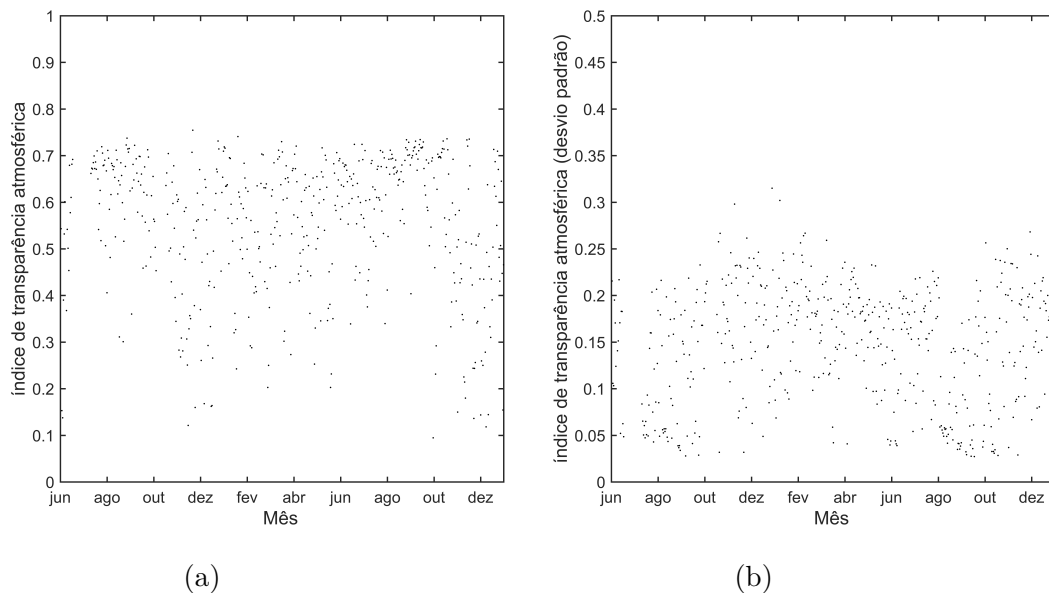


Figura 23 – Índice de atenuação atmosférica do local da Usina. (a) apresenta o valor médio diário. (b) apresenta o desvio padrão dos valores ao longo do dia.

As Figuras 23 e 24 apresentam valores que sugerem um comportamento sazonal. Os maiores valores de radiação solar e índice de atenuação atmosférico são observados no verão/outono. O período também apresenta uma maior dispersão dos valores médios diários da radiação solar, além dos maiores valores de desvio padrão do índice de atenuação atmosférico. O inverno/primavera, por sua vez, apresenta números opostos. A avaliação sugere que o verão/outono é caracterizado por maiores valores e uma maior variabilidade de radiação solar ao passo que uma menor variabilidade e menores valores de radiação solar são característicos do inverno/primavera.

³ A metodologia de tratamento de dados é apresentada na Seção 4.2.

⁴ Os dados elétricos são obtidos desde 22/10/2016. 10 dias foram descartados desde então.

⁵ O índice de atenuação atmosférica é apresentado na Seção 3.1.

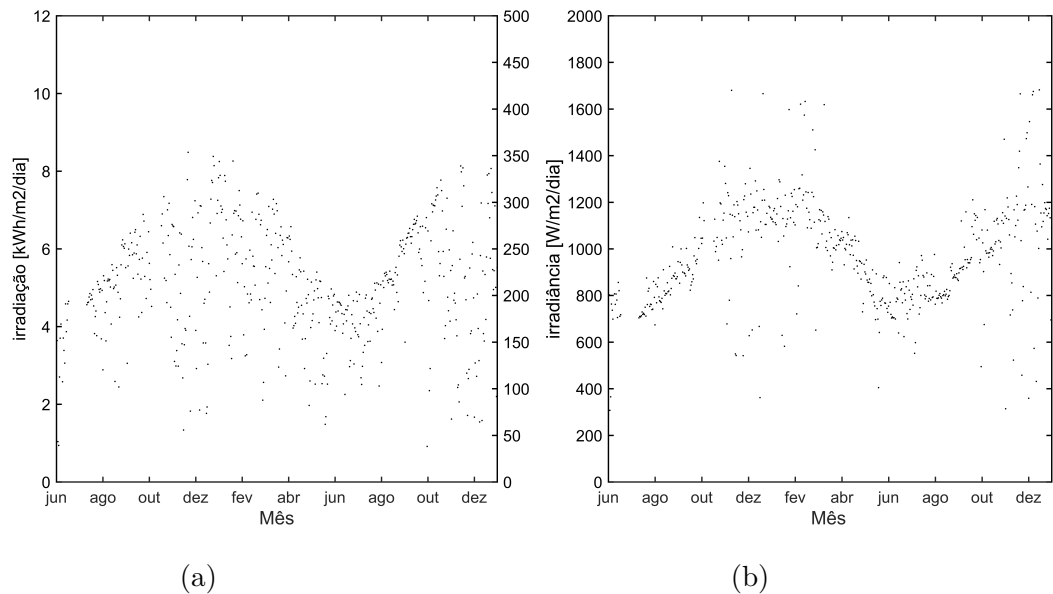


Figura 24 – Radiação solar incidente no local da Usina. (a) apresenta os valores médios diários. (b) apresenta os valores máximos.

Os valores apresentados nas Figs. 23 e 24 também sugerem um considerável potencial de aproveitamento da energia solar⁶. A maioria dos dias da amostra apresenta valores médios diários do índice de atenuação atmosférica entre 0,60 e 0,70, existindo casos que superam 0,75. Os números indicam uma condição de baixa nebulosidade que é confirmada pelos valores de radiação solar. A amostra contém vários dias que superam $7,0 \text{ kWhm}^{-2}\text{dia}^{-1}$, incluindo casos que superam $8,0 \text{ kWhm}^{-2}\text{dia}^{-1}$. Os valores são considerados altos para aproveitamento da energia solar. A amostra, todavia, também contém dias de valores baixos que são praticamente nulos. O menor valor foi observado em 30/09/2017, igual $0,9 \text{ kWhm}^{-2}\text{dia}^{-1}$. O maior valor, igual $8,5 \text{ kWhm}^{-2}\text{dia}^{-1}$, foi observado em 20/11/2016. O valor médio para o período é, aproximadamente, igual a $5,0 \text{ kWhm}^{-2}\text{dia}^{-1}$.

Os valores máximos de radiação solar para certos dias do histórico, os quais extrapolam o valor da constante solar, são pontuais. O resultado é, provavelmente, efeito de borda de nuvem⁷. Os dias nos quais o fenômeno parece ter ocorrido são evidenciados na Fig. 24 por apresentarem valores muito acima do comportamento observado para os demais dias da amostra (*outliers*). Os números, contudo, são admitidos como válidos de acordo com critérios adotados por instituições que são referências⁸. Os modelos direto e reverso, todavia, são avaliados para um conjunto de dias que não apresentam tal excepcionalidade.

⁶ Os valores compreendem dados relativos às 24 horas do dia. A restrição às horas centrais do dia é considerada apenas para fins de cálculo das métricas estatísticas utilizadas para avaliar os modelos propostos.

⁷ O efeito de borda de nuvem ocorre quando a radiação solar incidente é concentrada ao atravessar a atmosfera. O céu age como uma lente, direcionando a radiação solar para um ponto específico, explicando o valor obtido pela instrumentação.

⁸ A metodologia de tratamento de dados é apresentada na Seção 4.2.

Os modelos propostos são avaliados para dias representativos das diferentes condições de nebulosidade. A caracterização do dia é determinada a partir de um parâmetro indicativo da nebulosidade do local, igual a razão entre desvio padrão e média diário do índice de atenuação atmosférica. O dia de céu claro apresenta os menores valores do parâmetro. O resultado é determinado pela combinação de um desvio padrão baixo e uma média diária alta do índice de atenuação atmosférica, caracterizando, assim, um dia de menor variabilidade e maior valores de radiação solar. O dia de céu nublado, por sua vez, é determinado pelo oposto, além de também considerar um limite superior para o valor instantâneo da radiação solar de 750 Wm^{-2} . O dia de céu parcialmente nublado, por fim, é determinado por um desvio padrão baixo e uma média diária alta do índice de atenuação atmosférica, admitindo, ainda, um limite inferior de 0,60, caracterizando, assim, um dia de maiores valores de radiação solar, além de uma maior variabilidade. A Figura 25 apresenta o perfil de radiação solar para cada um dos tipos de dias, exibindo três dias extraídos da amostra, os quais são caracterizados de acordo com a parametrização apresentada como aqueles dias de céu mais claro, céu mais nublado e céu mais parcialmente nublado.

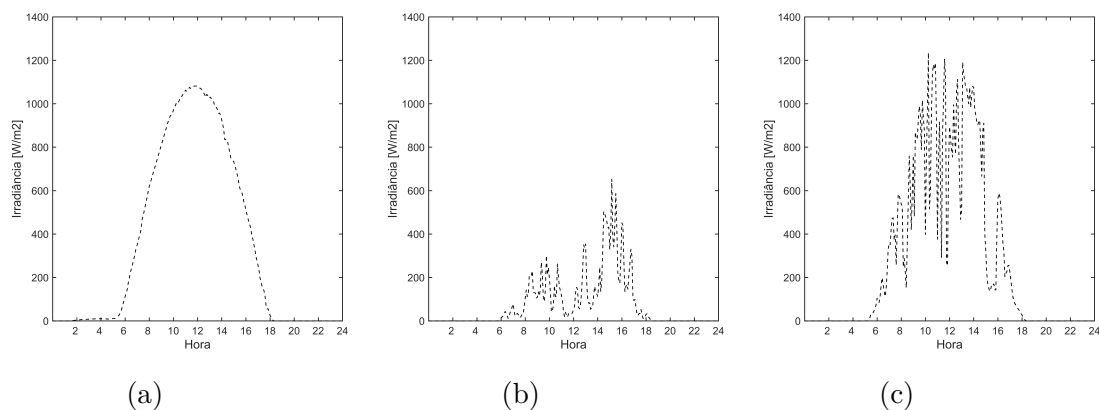


Figura 25 – Perfil de radiação solar para diferentes condições de nebulosidade. (a) é um exemplo de dia de céu claro. (b) é um exemplo de dia de céu nublado. (c) é um exemplo de dia de céu parcialmente nublado.

5.2 Resultados específicos

Os resultados específicos apresentam uma avaliação individualizada das formulações propostas para cada um dos modelos que integram os modelos direto e reverso.

Modelo radiométrico

O modelo radiométrico é avaliado sob diferentes condições de nebulosidade e, para tanto, as formulações apresentadas na revisão teórica são adaptadas para um resolução temporal maior que horária. O valor médio horário não reproduz a variabilidade da radiação solar que é característica de um dia parcialmente nublado. Os dias de céu claro e, por vezes, o dia de céu nublado, ao apresentarem um comportamento diário com pouca ou

nenhuma intermitência, até podem ser modelados a partir dos dados horários, utilizando da interpolação para estimar os valores intermediários. O menor intervalo de tempo, contudo, também é mais adequado para ambos os casos. O modelo radiométrico, portanto, é adaptado para que seja aplicado para qualquer resolução temporal⁹.

A Figura 26 apresenta o resultado do modelo radiométrico para dados horários e dados de cinco minutos para todos os três tipos de céu. A sobreposição das curvas para o dia de céu claro é indicativo de que a formulação adaptada é adequada, permitindo que o modelo radiométrico seja avaliado para diferentes resoluções temporais.

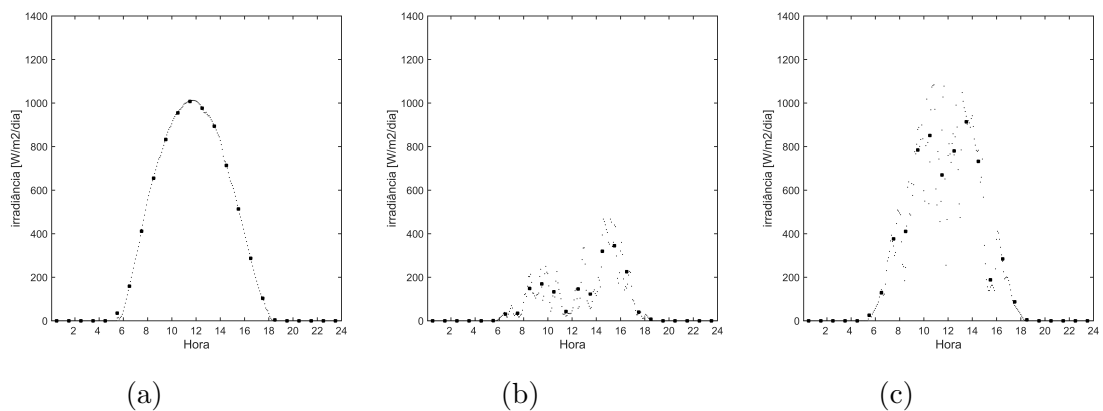


Figura 26 – Perfil de radiação solar para dados horários e dados de cinco minutos. (a) é um exemplo de dia de céu claro. (b) é um exemplo de dia de céu nublado. (c) é um exemplo de dia de céu parcialmente nublado.

O modelo radiométrico é avaliado para diferentes condições de nebulosidade a partir das três formulações introduzidas na revisão teórica¹⁰. A Figura 27 apresenta os valores de erro para todos os 527 dias da amostra, correlacionando os números de MBE e RMSE ao parâmetro indicativo da nebulosidade.

O resultado apresentado na Fig. 27, letras “a1”, “b1” e “c1”, indica uma tendência de sobrestimação do modelo radiométrico que é mais evidente para os modelos de céu anisotrópico (HDKR e Perez). Os valores de MBE para as duas formulações são negativos para maioria dos dias. O modelo de céu isotrópico (Liu e Jordan), por sua vez, não apresenta uma tendência que seja evidente, embora, para menores valores do parâmetro indicativo de nebulosidade, a maioria dos dias apresenta valores negativos de MBE. O resultado pode indicar uma tendência de subestimação do modelo de céu isotrópico para condições de céu claro.

⁹ A adaptação do modelo radiométrico é discutida no Item 4.1.3.

¹⁰ A literatura até sugere que os modelos de céu anisotrópico são mais adequados para condições de céu claro. O modelo de céu isotrópico, por sua vez, geralmente, é destacado pela facilidade de aplicação. A formulação que é aplicada ao trabalho, contudo, é determinada por uma avaliação própria ao local da instalação.

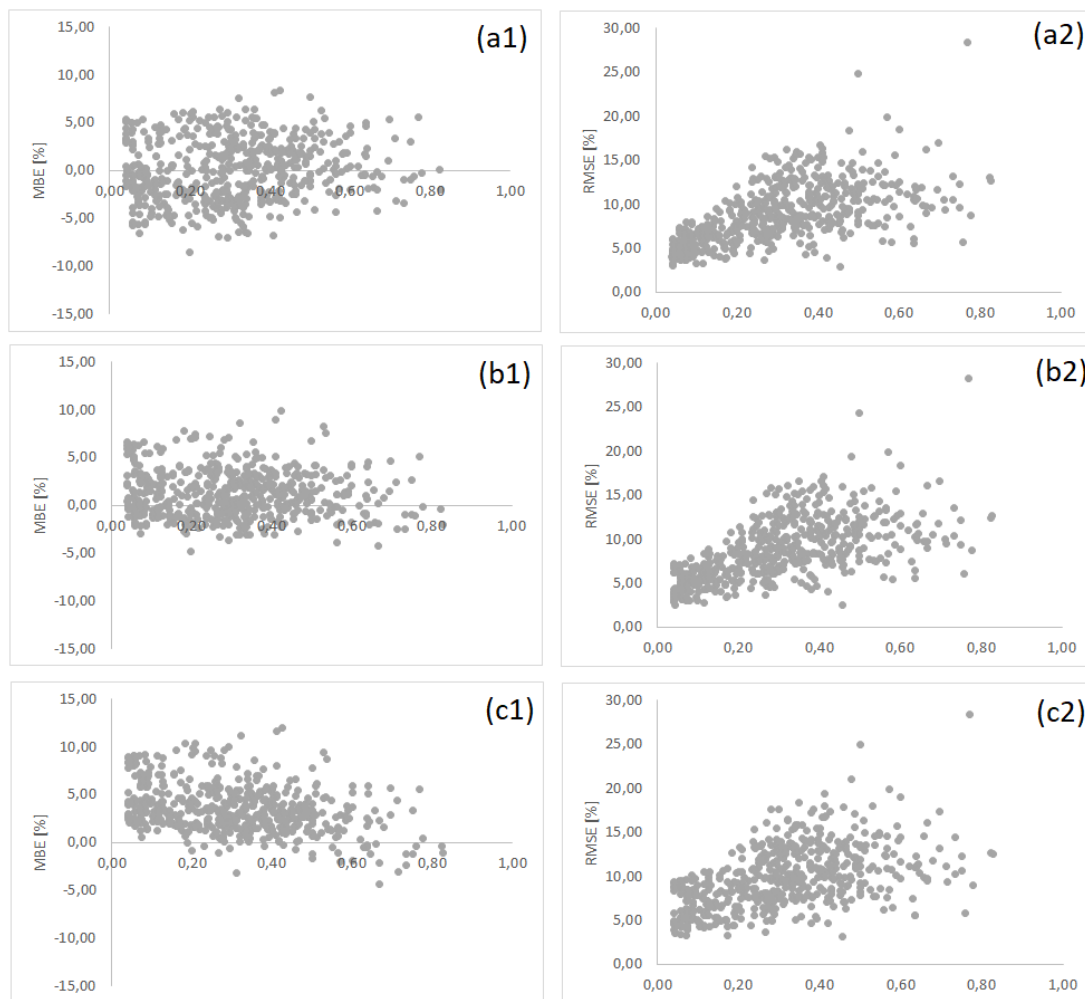


Figura 27 – Valores de erro da resposta do modelo radiométrico. Os números de MBE e RMSE são correlacionados ao parâmetro indicativo da nebulosidade. (a) é referente ao modelo de Liu e Jordan. (b) é referente ao modelo de HDKR. (c) é referente ao modelo de Perez.

O resultado apresentado na Fig. 27, letras “a2”, “b2” e “c2”, indica que todas as três formulações proposta são adequadas. Os valores de RMSE, independente da formulação, são menores que 15% para mais de 90% da amostra. Os valores de RMSE ainda apresentam um padrão. Os menores valores de RMSE são obtidos para menores valores do parâmetro indicativo da nebulosidade ao passo que maiores valores do parâmetro indicativo da nebulosidade apresentam os maiores valores de RMSE. A correlação entre ambos é positiva. O resultado indica que a correspondência entre dados estimados e empíricos é maior para os dias de céu claro, diminuindo com o aumento da nebulosidade.

O modelo radiométrico também é avaliado sob um enfoque temporal. As Figuras 28 e 29 apresentam os valores de erro da resposta das três formulações. A Figura 28 apresenta os números de MBE e RMSE relacionados ao dia do ano. O resultado é agrupado por mês. A Figura 29 apresenta os números de MBE e RMSE relacionados à hora do dia. O resultado é apresentado para as oito horas centrais do dia.

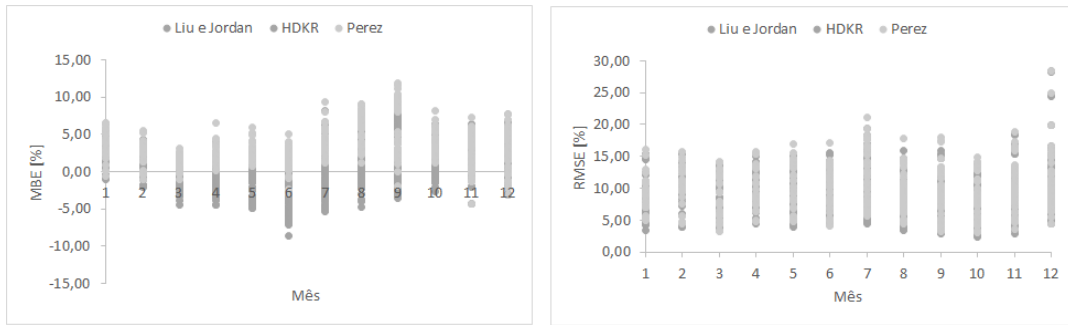


Figura 28 – Valores de erro relativos ao dia do ano. Os 527 números (total de dias da amostra) são obtidos a partir de 96 pontos (12 intervalos de cinco minutos para cada hora e oito horas por dia).

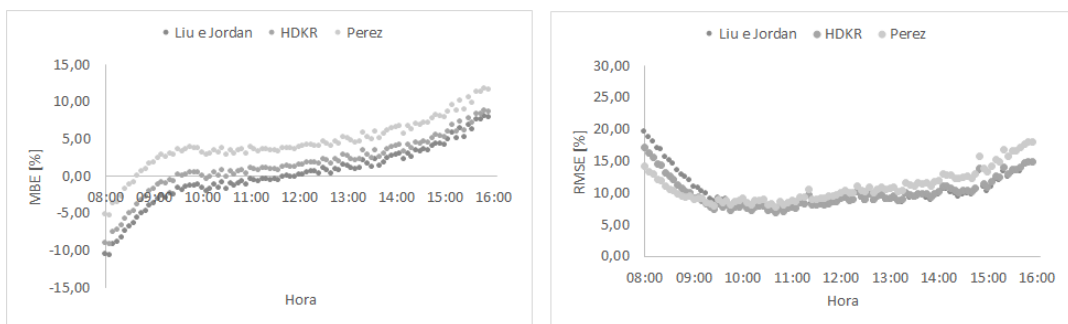


Figura 29 – Valores de erro relativos à hora do dia. Os 96 números (12 intervalos de cinco minutos para cada hora e oito horas por dia) são obtidos a partir de 527 pontos (total de dias da amostra).

A Figura 28 indica que apenas o modelo de céu isotrópico (Liu e Jordan) apresenta um comportamento sazonal, o qual é observado nos valores de MBE, apresentando números positivos para os meses do verão ao passo que os demais meses do ano apresentam números negativos. Já os valores de RMSE não apresentam qualquer padrão. A mesma aleatoriedade é observado para os valores de MBE e RMSE dos modelos de céu anisotrópico (HDKR e Perez). O resultado pode sugerir que não existe uma relação direta da resposta ao dia do ano. A resposta, aparentemente, parece mais relacionado às condições de nebulosidade.

A Figura 29, por sua vez, indica que existe uma relação da resposta do modelo radiométrico à hora do dia. Os valores de MBE indicam a mesma tendência para todas as três formulações. A resposta é subestimada apenas nas horas iniciais do dia. As demais horas do dia apresentam tendência de sobrestimação da resposta. Já os valores de RMSE indicam que a correspondência entre dados estimados e empíricos é maior nas horas centrais do dia, além de também indicar que existe uma formulação mais adequada para cada período do dia. O resultado pode sugerir que, ao invés de aplicar apenas uma, a aplicação conjunta de todas as três formulações do modelo radiométrico é mais indicada ao caso. A resposta, novamente, parece mais relacionada às condições de nebulosidade. O céu do local, geralmente, é pouco nublado durante a manhã ao passo que a nebulosidade aumenta ao longo do dia, podendo explicar a razão de existir uma formulação mais adequada para cada período do dia.

Modelo térmico

O modelo térmico é avaliado sob diferentes condições ambientais, correlacionando os números de MBE e RMSE às variáveis que afetam o comportamento térmico do módulo fotovoltaico¹¹. As variáveis são temperatura ambiente e velocidade do vento. A Figura 30 apresenta os valores de erro da resposta para cada um dos 527 dias da amostra.

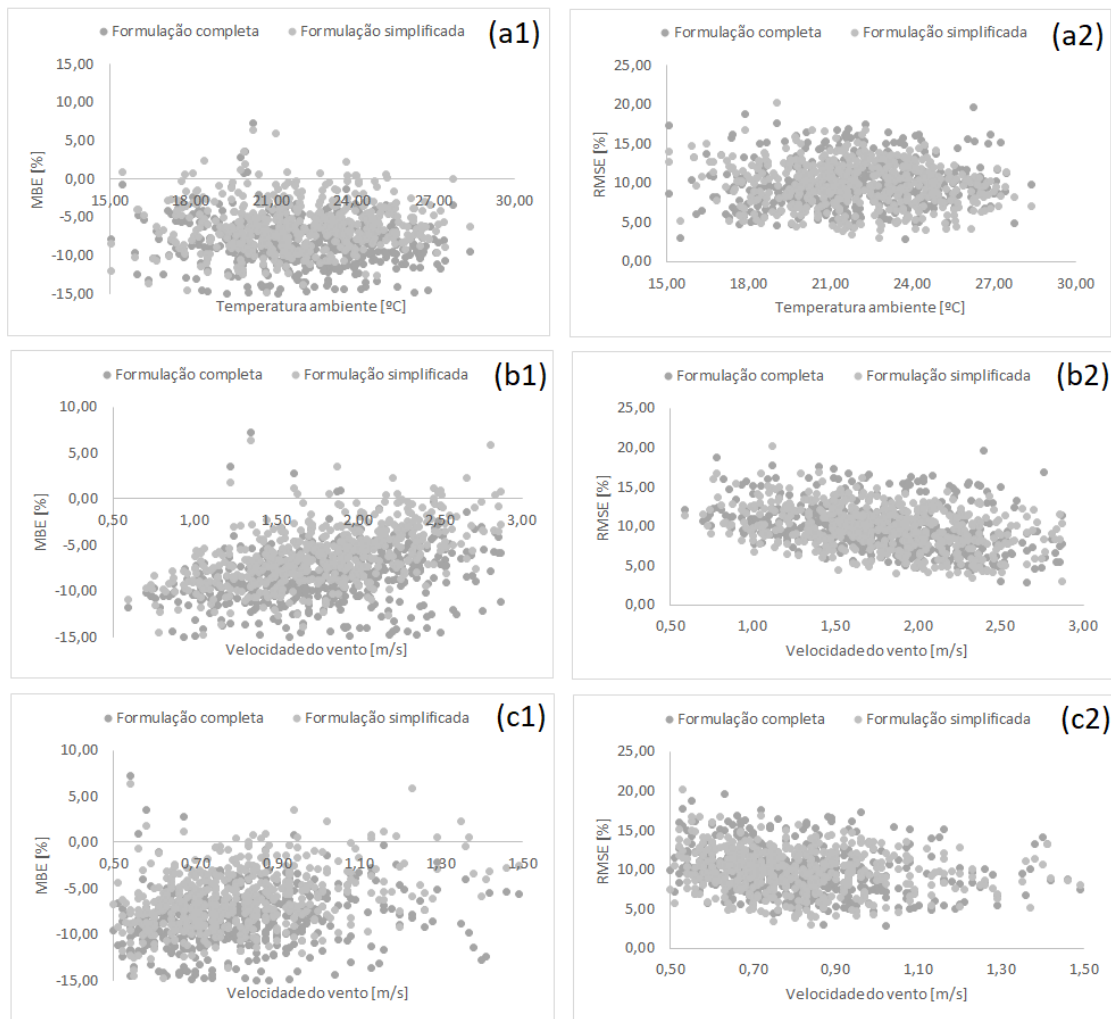


Figura 30 – Valores de erro da resposta do modelo térmico. (a) é correlacionado ao valor médio da temperatura ambiente. (b) é correlacionado ao valor médio da velocidade do vento. (c) é correlacionado ao desvio padrão da velocidade do vento.

A Figura 30 apresenta o resultado para as duas formulações que são propostas para o modelo térmico. A primeira, um balanço de energia para regime transiente, é completa ao modelar os efeitos convectivos e radiativos. A segunda, um balanço de energia para regime permanente, é, ainda, simplificada. Os efeitos convectivos e radiativos não são modelados.

¹¹ O comportamento térmico do módulo fotovoltaico é estabelecido pelo termo da expressão do balanço de energia que representa a parcela da radiação solar transformada em energia térmica que é dissipada na forma de calor. O termo é função do coeficiente global de transferência de calor.

As respostas das duas formulações do modelo térmico, contudo, são semelhantes. Os valores de MBE são negativos para ambas formulações, indicando uma tendência de subestimação da resposta do modelo térmico. Os valores de RMSE são da mesma ordem, além de não evidenciarem qualquer padrão em relação às variáveis que foram avaliadas. A exceção é o valor médio da velocidade do vento. A resposta do modelo térmico, aparentemente, é correlacionado ao parâmetro. A correlação, contudo, é fraca.

A resposta semelhante para as duas formulações do modelo térmico sugere não haver precedência entre ambas¹². O resultado não permite afirmar que uma formulação é mais indicada do que a outra, independente da variável utilizada para avaliar o modelo térmico. A avaliação do modelo térmico sob diferentes condições de nebulosidade, diferentemente, além de apresentar um padrão, também indica uma certa precedência entre as duas formulações. A Figura 31 apresenta os valores de erro da resposta do modelo térmico, correlacionando os números de MBE e RMSE ao parâmetro indicativo da nebulosidade.

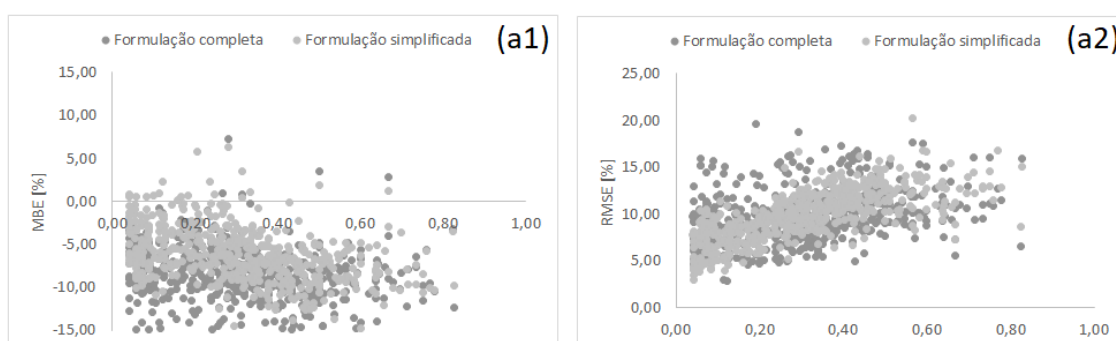


Figura 31 – Valores de erro correlacionados ao parâmetro indicativo da nebulosidade.

A Figura 31 sugere que a correspondência entre dados estimados e empíricos é maior para condição de céu claro. Os menores valores de RMSE são obtidos para os menores valores do parâmetro indicativo da nebulosidade. O padrão é mais evidente para a formulação simplificada¹³. Os números obtidos para a formulação completa, contudo, são próximos.

A resposta ainda indica que o modelo térmico pode ser aplicadas para qualquer condição de céu. Os valores de RMSE, independente da formulação, apresenta números menores que 15% para mais de 90% da amostra. Os valores de MBE, mais uma vez, apresenta números negativos para quase toda a amostra, indicando que os dados estimados são, sistematicamente, menores que os dados empíricos. A temperatura de operação é subestimada pelo modelo térmico.

¹² A formulação completa, teoricamente, é capaz de melhor reproduzir a variação da temperatura de operação que é provocada pelos mecanismos de transferência de calor. O resultado, contudo, não confirmou a teoria.

¹³ A formulação simplificada é desenvolvida a partir de um balanço de energia para regime permanente aplicado para uma condição de ensaio. O ambiente é controlado. A radiação solar é constante. A condição é mais semelhante para um dia de céu claro.

Modelo elétrico

A formulação inicial do modelo elétrico considera que módulo fotovoltaico não contém nenhuma célula fotovoltaica defeituosa. A consideração é verificada utilizando técnica de termografia. O método utilizado nesse trabalho permitiu identificar uma célula fotovoltaica defeituosa de um módulo fotovoltaico. O descritivo do ensaio termográfico, incluindo os termogramas que evidenciam a falha, é apresentado no APÊNDICE A.

A Tabela 6 apresenta os valores de erro da resposta do modelo elétrico para duas simulações. A primeira negligencia a falha, assumindo que todos os módulo fotovoltaicos do arranjo são idênticos a partir da consideração que o efeito de uma célula fotovoltaica defeituosa é pequeno dentro de um arranjo de 15 módulos fotovoltaicos que contêm, cada um, 60 células fotovoltaicas. A segunda simulação considera a falha a partir de um ajuste que é feito nos dados de saída do modelo elétrico. As grandezas elétricas que são determinadas para o ponto de máxima potência são posteriormente corrigidas considerando a falha¹⁴. Ambas simulações são avaliadas para um conjunto de dias de céu claro. A condição é ideal uma vez que a possibilidade dos 15 módulos fotovoltaicos estarem sob iguais condições operativas é maior.

Tabela 6 – Valores de erro da resposta do modelo elétrico [% da potência].

Data*	MBE	MBE	RMSE	RMSE
	Simulação 1	Simulação 2	Simulação 1	Simulação 2
20/11/2016	4,16	0,32	4,75	1,48
17/03/2017	7,26	2,65	7,56	2,97
04/04/2017	6,49	1,91	6,77	2,26
31/05/2017	11,47	6,67	12,26	8,31
29/06/2017	12,64	7,79	13,68	9,75
11/07/2017	12,81	7,96	13,72	9,63
26/08/2017	9,47	4,76	9,64	4,88
17/09/2017	12,84	7,99	13,06	8,12
18/10/2017	7,83	3,19	8,10	3,41
13/11/2017	5,46	0,92	5,84	1,50

*Os meses de dezembro, janeiro e fevereiro não apresentaram um único dia considerado de céu claro.

¹⁴ As considerações assumidas na modelagem matemática são apresentadas no Item 4.1.3.

A Tabela 6 apresenta números que indicam que considerar a falha é mais adequado do que assumir que todos os módulos fotovoltaicos do arranjo são idênticos. Os valores de RMSE são menores para segunda simulação. Os números são até 5 p.p. inferiores aos obtidos pela primeira simulação, indicando que uma maior correspondência entre dados estimados e empíricos. Os valores de RMSE são, inclusive, menores para todas as datas, sugerindo que a falha existia muito antes de ter sido identificada¹⁵.

A Tabela 6 também apresenta números que indicam a tendência de sobrestimação da resposta do modelo elétrico. Os dados estimados são, sistematicamente, maiores que os dados empíricos. O resultado pode indicar que o módulo fotovoltaico não está operando no ponto de máxima potência. A condição que é assumida na modelagem matemática, contudo, não é uma limitação. O modelo elétrico é completo, permitindo extrair todos os pontos operativos a partir das curvas características do módulo fotovoltaico. As curvas I-Vs e P-Vs para um dia de céu claro são apresentadas na Fig. 32.

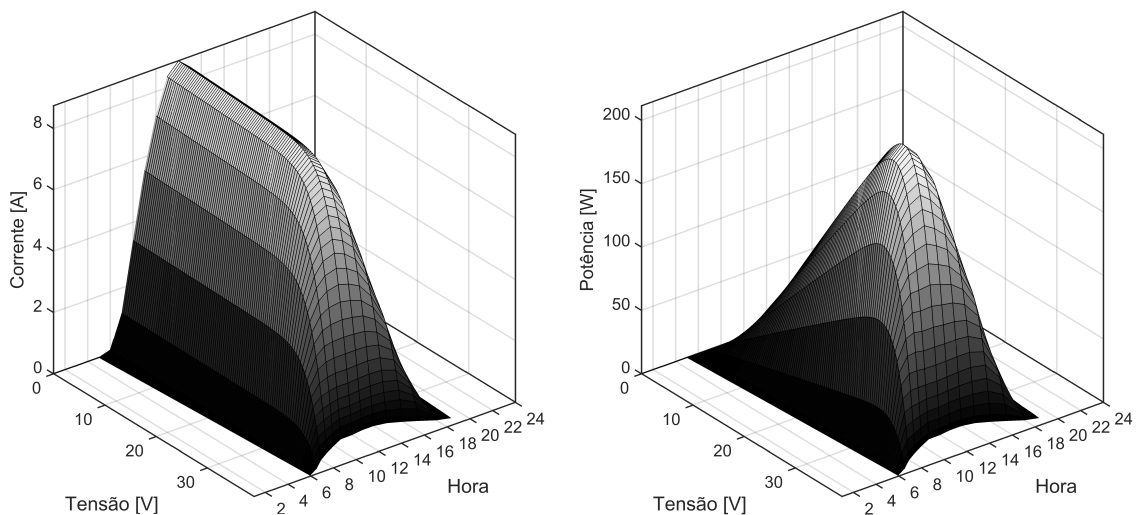


Figura 32 – Curvas I-Vs e P-Vs para um dia de céu claro. Ambas são extraídas da formulação proposta para o modelo elétrico.

A consideração que o módulo fotovoltaico está operando no ponto de máxima potência, além de ser a única possível devido a falta de instrumentação necessária para validar as curvas características, é aceitável. Os valores de RMSE são inferiores 10% para todas as grandezas elétricas, incluindo, além da potência, tensão e corrente.

¹⁵ A falha foi identificada no dia 25/09/2017.

Resumo da avaliação dos modelos radiométrico, térmico e elétrico

A avaliação individualizada das formulações propostas para cada um dos modelos que integram os modelos direto e reverso permite que sejam feitas as seguintes inferências:

- A formulação adaptada do modelo radiométrico é adequada para simular diferentes resoluções temporais, permitindo que os modelos direto e reverso sejam avaliados até para condições de nebulosidade que são caracterizadas pela intermitência da radiação solar.
- O resultado do modelo radiométrico sugere não existir uma relação da resposta ao dia do ano, indicando que os modelos direto e reverso podem ser avaliados para qualquer data.
- O resultado do modelo radiométrico sugere existir uma relação da resposta à hora do dia, indicando, ainda, que os modelos direto e reverso devem considerar a aplicação conjunta das três formulações¹⁶.
- As duas formulações do modelo térmico apresentam respostas semelhantes, sugerindo não haver uma precedência entre ambas, indicando, assim, que os modelos direto e reverso podem considerar qualquer uma das duas formulações¹⁷.
- A simulação do modelo elétrico que admite existir um equipamento falho apresenta menores valores de erro, sugerindo que os modelos geral e reverso devem considerar a falha ao invés de assumir que todos os módulos fotovoltaicos são idênticos¹⁸.
- As simulações do modelo elétrico apresentam valores de erro aceitáveis, indicando que os modelos geral e reverso podem considerar que o módulo fotovoltaico está operando no ponto de máxima potência.

¹⁶ Os modelos de Perez e HDKR são aplicados, respectivamente, entre 08:00 e 09:00 e 09:00 e 12:00. O modelo de Liu and Jordan, por sua vez, é utilizado no restante do dia.

¹⁷ A formulação simplificada é utilizada. A equação é explícita, facilmente resolvida, contribuindo para convergência do método numérico utilizado para resolução dos modelos direto e reverso. A equação também é função de um número menor de variáveis, contribuindo, assim, para redução da incerteza associada ao resultado, além de uma maior reprodutibilidade. A velocidade do vento, por exemplo, é uma grandeza que, por vezes, não é obtida, limitando a aplicação da formulação completa, cujas expressões utilizadas para estimar o efeito convectivo são, ainda, questionáveis. A própria literatura afirma que expressões matemáticas amplamente utilizadas para determinar o coeficiente convectivo são imprecisas para aplicações práticas, incorrendo em erros de até 25% (INCROPERA et al., 2011, seção 7.2.6).

¹⁸ A falha é considerada através de um ajuste nos dados de saída do modelo elétrico.

5.3 Resultados gerais

Os resultados gerais apresentam a avaliação dos modelos direto e reverso. Ambos são avaliados sob diferentes condições de nebulosidade a partir de três dias extraídos da amostra para cada tipo de dia. Os dias selecionados são aqueles que, segundo a parametrização introduzida nas considerações iniciais, apresentam as condições mais extremas de céu claro, céu nublado e céu parcialmente nublado. O perfil de radiação solar para todos os dias é apresentado na Fig. 33.

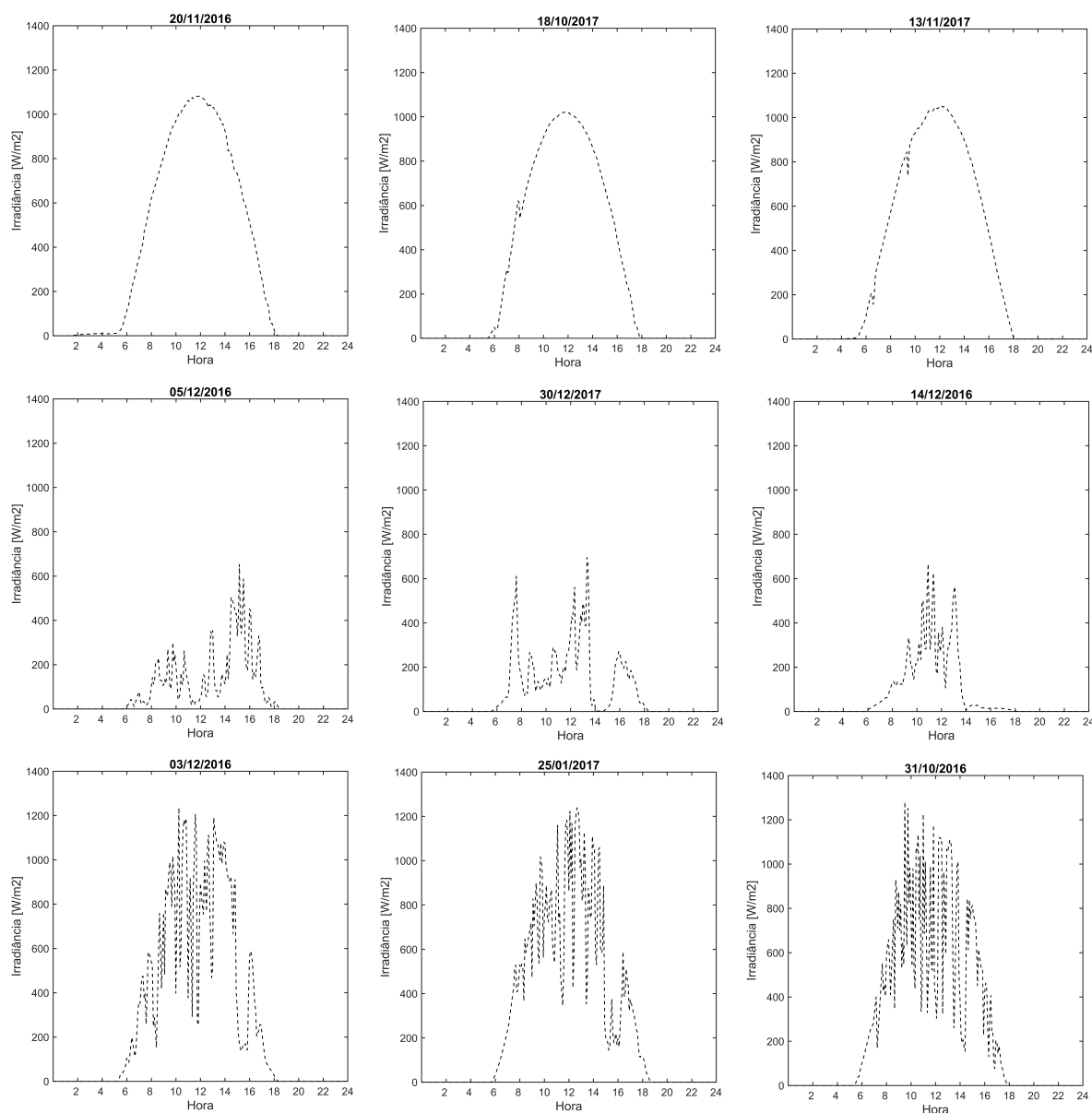


Figura 33 – Perfil de radiação solar para cada tipo de dia.

Os modelos direto e reverso são avaliados na sequência, considerando a incerteza associada aos resultados¹⁹.

¹⁹ A análise de incerteza é apresentada na Seção 4.2.

As Figuras 34, 35 e 36 apresentam a resposta do modelo direto, em termos de fluxo de potência, exibindo um exemplo de cada tipo de dia. O intervalo de dados é restrito às oito horas centrais do dia.

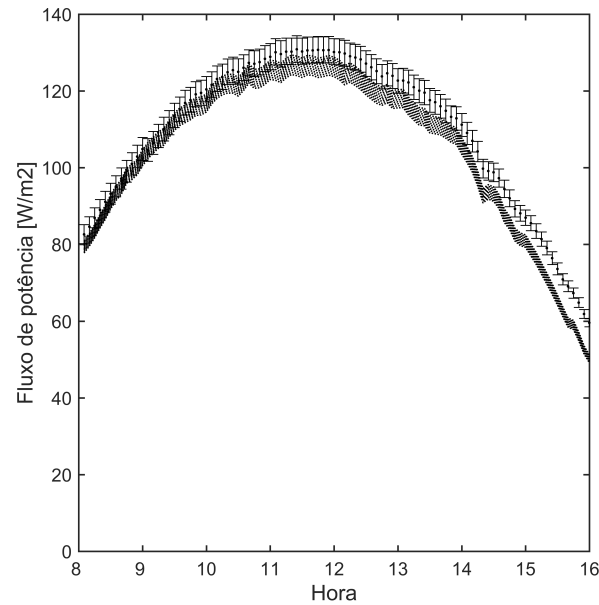


Figura 34 – Resposta do modelo direto para um dia de céu claro. Os pontos avulsos são dados estimados. Os dados empíricos são representados pelas linhas pontilhadas. A faixa indica valores possíveis devido a incerteza da medição.

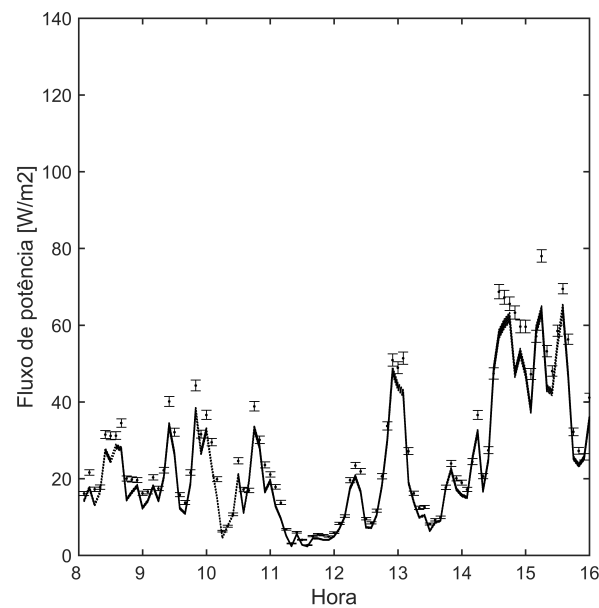


Figura 35 – Resposta do modelo direto para um dia de céu nublado. Os pontos avulsos são dados estimados. Os dados empíricos são representados pelas linhas pontilhadas. A faixa indica valores possíveis devido a incerteza da medição.

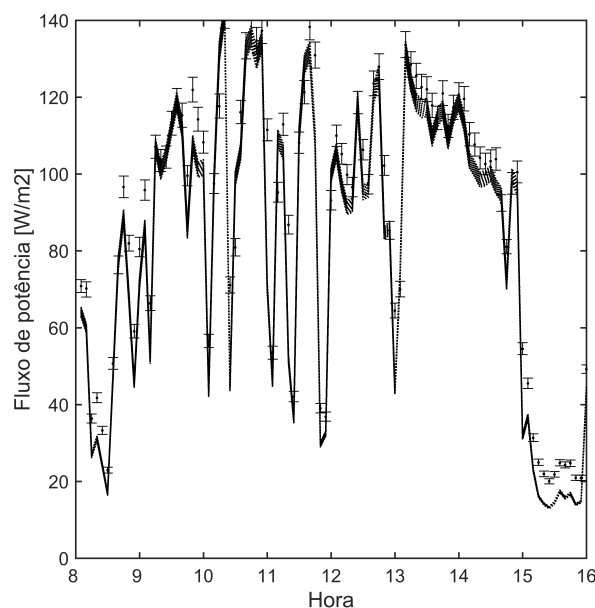


Figura 36 – Resposta do modelo direto para um dia de céu parcialmente nublado. Os pontos avulsos são dados estimados. Os dados empíricos são representados pelas linhas pontilhadas. A faixa indica valores possíveis devido a incerteza da medição.

As respostas obtidas para cada tipo de céu indicam que é possível aplicar o modelo direto sob diferentes condições de nebulosidade. Os perfis diários dos dados estimados e empíricos são semelhantes, inclusive, para condição de céu parcialmente nublado. A variabilidade da potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico é, portanto, reproduzida pela modelagem matemática. A estabilidade da resposta para um dia de céu claro, contudo, aparentemente, é favorável ao resultado. O resultado do modelo direto é apresentado nas Tabs. 7 e 8.

Tabela 7 – Medidas estatísticas da resposta do modelo direto [W/m^2].

Data	Tipo de dia	Desvio padrão	Erro médio	Erro máximo
20/11/2016	Céu claro	2,06	4,68	9,46
18/10/2017	Céu claro	3,06	5,74	11,27
13/11/2017	Céu claro	2,18	7,23	12,34
05/12/2016	Céu nublado	3,11	3,77	15,91
30/12/2017	Céu nublado	3,12	3,55	17,32
14/12/2016	Céu nublado	3,32	3,83	14,04
03/12/2016	Céu parcialmente nublado	7,04	7,83	40,80
25/01/2017	Céu parcialmente nublado	4,91	8,04	22,06
31/10/2016	Céu parcialmente nublado	6,94	10,44	34,77

Tabela 8 – Valores de erro da resposta do modelo direto [%].

Data	Tipo de dia	MBE	RMSE	RMSEmín*	RMSEmáx*
20/11/2016	Céu claro	4,42	4,83	2,39	10,69
18/10/2017	Céu claro	5,42	6,35	2,59	12,15
13/11/2017	Céu claro	7,11	7,56	3,33	13,34
05/12/2016	Céu nublado	15,82	21,16	14,39	28,62
30/12/2017	Céu nublado	14,81	19,93	13,03	27,80
14/12/2016	Céu nublado	14,28	19,10	12,33	26,86
03/12/2016	Céu parcialmente nublado	7,43	12,55	9,32	17,58
25/01/2017	Céu parcialmente nublado	8,21	11,35	7,26	16,93
31/10/2016	Céu parcialmente nublado	9,71	14,91	10,37	20,58

*Os valores máximos e mínimos decorrem da incerteza associada aos resultados.

Os erros absolutos médio e máximo, além do desvio padrão, são menores para o dia de céu claro. O dia de céu parcialmente nublado, o qual é caracterizado pela maior variabilidade da resposta, apresenta um maior desvio padrão. Os erros absolutos médio e máximo também são maiores, indicando que, ao longo do dia, existem pontos que apresentam desvios significativos entre dados estimados e empíricos. O resultado pode indicar que a radiação solar obtida pelo piranômetro não é a radiação solar incidente sobre instalação. A passagem de uma nuvem sobre o instrumento não irá, imediatamente, avançar sobre toda a área dos módulos fotovoltaicos. A consideração é, portanto, uma limitação da modelagem matemática. O erro obtido é, contudo, aceitável. O RMSE é inferior 15%. O erro é ainda menor para condição de céu claro. O tipo de dia é, inclusive, aquele que apresenta o menor erro. O maior erro é obtido para condição de céu nublado. O RMSE é da ordem de 20%.

Os três tipos de dia apresentam a mesma tendência. Os valores de MBE são positivos para todas as condições de céu, indicando que os dados estimados são, sistematicamente, maiores que os dados empíricos. O resultado indica que a Usina está produzindo uma quantidade de energia menor que aquela prevista pelo modelo, podendo sugerir que a instalação está operando abaixo da expectativa²⁰. O resultado, contudo, também pode ser atribuído à modelagem matemática. A avaliação individualizada dos modelos térmico e radiométrico indicaram tendências de subestimar a temperatura de operação do módulo fotovoltaico e sobrestimar a radiação solar incidente sobre o equipamento²¹. Ambas as tendências contribuem para sobrestimar a potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico.

²⁰ O resultado até pode indicar que o desempenho dos módulos fotovoltaicos não é o melhor possível. Tal afirmação, contudo, requer uma investigação maior que extrapola o escopo do presente trabalho.

²¹ A tendência de sobrestimação do modelo radiométrico é mais evidente nos modelos de céu anisotrópico. O modelo de céu isotrópico até apresenta uma tendência de subestimação para condições de céu claro. O respectivo modelo, contudo, é aplicado apenas nos horários do dia que a nebulosidade é maior. Os horários do dia que as condições são típicas de um dia de céu claro são modelados pelo modelos de céu anisotrópico.

A avaliação anterior indica que o modelo direto pode ser aprimorado a partir dos modelos térmico e radiométrico. O modelo elétrico também deve ser considerado. O ajuste feito nos dados de saída para considerar a célula fotovoltaica defeituosa é uma simplificação. A falha não é modelada. O modelo direto, portanto, também pode ser aprimorado a partir do modelo elétrico.

O modelo reverso, por sua vez, apresenta, obviamente, a tendência oposta. Os valores de MBE são negativos para todas as condições de céu, indicando que os dados estimados são, sistematicamente, menores que os dados empíricos. As demais métricas estatísticas apresentam números próximos aos obtidos para o modelo direto. O RMSE também é inferior 15% para a condição de céu parcialmente nublado, menor para condição de céu claro e maior para condição de céu nublado. Os erros absolutos médio e máximo, além do desvio padrão, também são menores para condição de céu claro. Os maiores valores, novamente, são obtidos para condição de céu parcialmente nublado. O resultado do modelo reverso é apresentado nas Tabs. 9 e 10.

Tabela 9 – Medidas estatísticas da resposta do modelo reverso [W/m^2].

Data	Tipo de dia	Desvio padrão	Erro médio	Erro máximo
20/11/2016	Céu claro	14,53	32,89	72,57
18/10/2017	Céu claro	28,51	60,86	101,63
13/11/2017	Céu claro	17,49	86,57	115,48
05/12/2016	Céu nublado	24,15	23,34	140,28
30/12/2017	Céu nublado	24,13	26,48	118,69
14/12/2016	Céu nublado	23,02	23,20	102,32
03/12/2016	Céu parcialmente nublado	55,42	64,14	343,36
25/01/2017	Céu parcialmente nublado	35,19	62,39	165,50
31/10/2016	Céu parcialmente nublado	58,25	85,00	252,15

Tabela 10 – Valores de erro da resposta do modelo reverso [%].

Data	Tipo de dia	MBE	RMSE	RMSEmín*	RMSEmáx*
20/11/2016	Céu claro	-3,63	3,97	01,93	7,01
18/10/2017	Céu claro	-7,17	7,91	05,30	10,71
13/11/2017	Céu claro	-9,69	10,03	05,95	14,19
05/12/2016	Céu nublado	-11,47	18,08	14,06	22,34
30/12/2017	Céu nublado	-12,73	17,41	13,06	21,50
14/12/2016	Céu nublado	-10,63	15,57	11,94	19,63
03/12/2016	Céu parcialmente nublado	-6,47	11,51	09,47	14,12
25/01/2017	Céu parcialmente nublado	-7,06	9,93	07,43	12,86
31/10/2016	Céu parcialmente nublado	-9,23	14,46	11,60	17,50

*Os valores máximos e mínimos são decorrentes do resultado associado às incertezas.

Os valores de MBE e RMSE, erros absolutos médio e máximo e desvio padrão da resposta do modelo reverso são próximos aos obtidos para a resposta do modelo direto, indicando que a estimativa da radiação solar a partir de grandezas elétricas do módulo fotovoltaico é tão possível quanto é possível estimar potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico a partir de parâmetros ambientais.

A semelhança das respostas também é indicativo que os dois modelos apresentam as mesmas limitações. O modelo reverso, portanto, assim como o modelo direto, é aprimorado a partir dos modelos radiométrico, térmico e elétrico. As duas formulações, contudo, já apresentam resultados satisfatórios, incluindo, além dos números já discutidos, uma alta correlação entre dados estimados e empíricos. O coeficiente de correlação, independentemente do tipo de dia, é, para os dois modelos, maior que 0,90. Os valores são apresentados na Tab. 11.

Tabela 11 – Coeficiente de correlação.

Data	Tipo de dia	Modelo direto	Modelo reverso
20/11/2016	Céu claro	0,991	0,993
18/10/2017	Céu claro	0,970	0,966
13/11/2017	Céu claro	0,988	0,976
05/12/2016	Céu nublado	0,978	0,973
30/12/2017	Céu nublado	0,986	0,986
14/12/2016	Céu nublado	0,985	0,985
03/12/2016	Céu parcialmente nublado	0,952	0,958
25/01/2017	Céu parcialmente nublado	0,965	0,972
31/10/2016	Céu parcialmente nublado	0,920	0,921

A avaliação dos modelos propostos indica que o modelo reverso é tão aplicável quanto é o modelo direto. A radiação solar é, assim, estimada a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico²².

²² O modelo reverso também estima a temperatura de operação do módulo fotovoltaico. O resultado, porém, não é investigado. O parâmetro em si não é objeto de interesse deste trabalho.

A resposta do modelo reverso, em termos de irradiância, é apresentada pelas Figs. 37, 38 e 39. Os dias são os mesmos apresentados para o modelo direto.

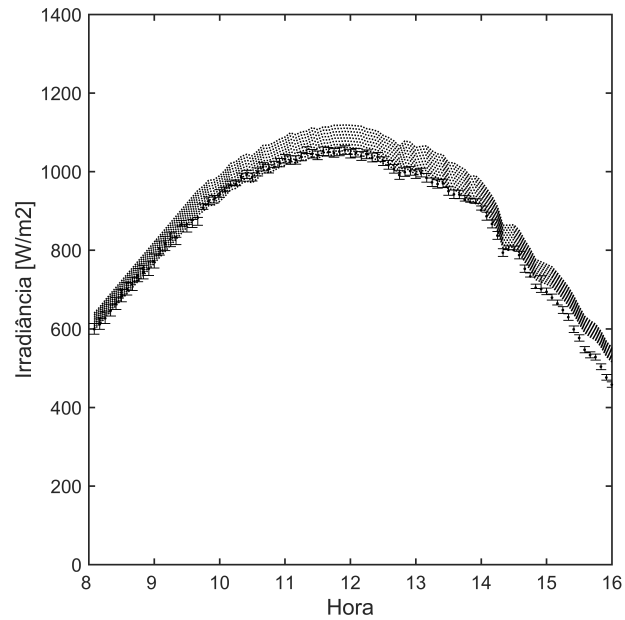


Figura 37 – Resposta do modelo reverso para um dia de céu claro. Os pontos avulsos são dados estimados. Os dados empíricos são representados pelas linhas pontilhadas. A faixa indica valores possíveis devido a incerteza da medição.

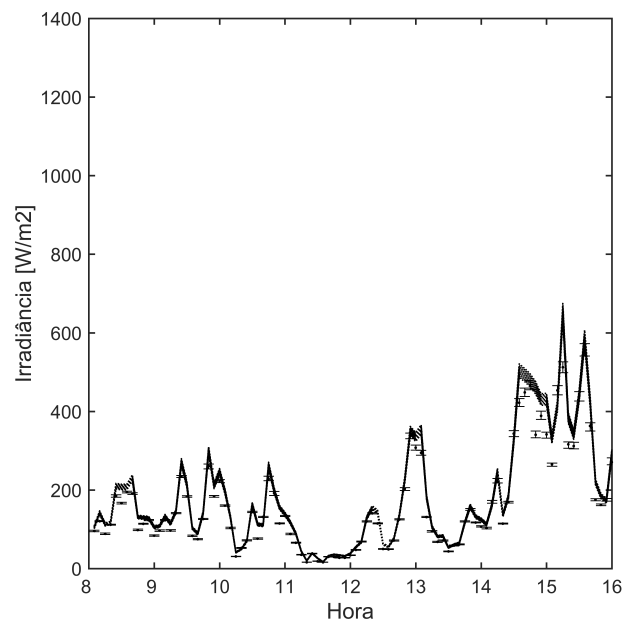


Figura 38 – Resposta do modelo reverso para um dia de céu nublado. Os pontos avulsos são dados estimados. Os dados empíricos são representados pelas linhas pontilhadas. A faixa indica valores possíveis devido a incerteza da medição.

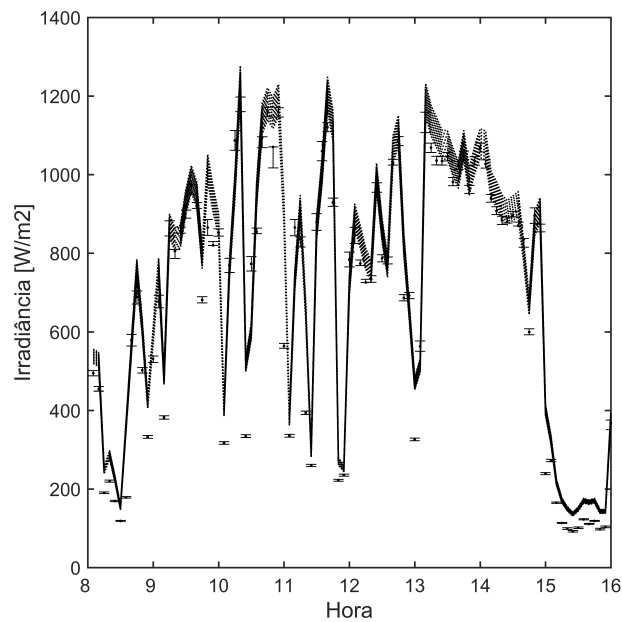


Figura 39 – Resposta do modelo reverso para um dia de céu parcialmente nublado. Os pontos avulsos são dados estimados. Os dados empíricos são representados pelas linhas pontilhadas. A faixa indica valores possíveis devido a incerteza da medição.

As respostas obtidas para cada tipo de céu indicam que também é possível aplicar o modelo reverso sob diferentes condições de nebulosidade. Os perfis diários dos dados estimados e empíricos são semelhantes, inclusive, para condição de céu parcialmente nublado. A variabilidade característica da radiação solar é, portanto, reproduzida pela modelagem matemática. A resposta para condição de céu parcialmente nublado, porém, apresenta pontos que apresentam erros significativos para baixos valores de radiação solar. O resultado pode ser atribuído ao método numérico uma vez que a convergência é menor para tais casos. A limitação, contudo, não é observada na resposta para condição de céu nublado, cujos valores de radiação solar também são baixos, indicando que o erro, além do valor da grandeza, também é relacionado à variabilidade da resposta. A resposta para condição de céu parcialmente nublado, contudo, é suficiente para estimar a radiação global, indicando, mesmo que subestimando o valor, os instantes que ocorrem a passagem de uma nuvem sobre instalação.

6 Conclusão

O presente trabalho apresenta a modelagem matemática da parte de geração de uma usina fotovoltaica através de dois modelos. O primeiro, chamado de modelo direto, é aplicado para estimar a potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico a partir de parâmetros ambientais, incluindo a radiação solar. O segundo, chamado de modelo reverso, é aplicado para estimar a radiação solar a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico. Ambos os modelos, propostos para uma resolução temporal maior que horária, são avaliados sob diferentes condições de nebulosidade através dos dados de uma usina fotovoltaica de pequeno porte.

O resultado obtido indica que os modelos direto e reverso são adequados aos objetivos propostos de estimar potência elétrica e radiação solar. O erro não sistemático é inferior 15% para a maioria dos dias. O valor é maior apenas para condição de céu nublado. As condições de céu claro e céu parcialmente nublado, porém, são aqueles de maior relevância para avaliação de uma usina fotovoltaica, apresentando, ao longo do dia, valores mais significativos de radiação solar, além de dinâmicas próprias. O dia de céu claro é caracterizado pela estabilidade da radiação solar enquanto a variabilidade da radiação solar é característica de um dia de céu parcialmente nublado. Ambas condições são relevantes para avaliação de uma usina fotovoltaica.

O resultado também indica tendências opostas para a resposta de cada modelo. O erro sistemático é positivo para o modelo direto e negativo para o modelo reverso, revelando que o primeiro tende a sobrestimar a resposta ao passo que a resposta tende a ser subestimada pelo segundo. O resultado é mais um indicativo da correspondência que existe entre formulações que são, fundamentalmente, opostas.

Os dois modelos ainda apresentam respostas que são semelhantes. Os valores de erro sistemático, erro não sistemático, erros absolutos médio e máximo e desvio padrão são próximos, indicando que a estimativa da radiação solar a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico é tão possível quanto é possível estimar potência elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico a partir de parâmetros ambientais.

O modelo reverso, cuja formulação é distinta daquela que é apresentada na literatura consultada, é, portanto, testado e validado posto que o modelo direto também é. A radiação solar é, assim, estimada a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico. A formulação é aplicada para condição operativa de potência não nula, superando a principal limitação das formulações disponíveis na literatura consultada que requerem que o equipamento seja curto-circuitado ou desconectado.

As respostas obtidas para dias de céu claro, céu nublado e céu parcialmente nublado também indicam que é possível aplicar os modelos propostos sob diferentes condições de nebulosidade. O comportamento ao longo dos dias é o mesmo para dados estimados e dados empíricos, sugerindo que a modelagem realizada é suficiente para reproduzir o perfil diário da radiação solar, inclusive, a variabilidade característica de um dia de maior nebulosidade.

A reprodutibilidade da variabilidade da radiação solar é necessária para muitas das aplicações. O monitoramento, em tempo real, do desempenho de uma usina fotovoltaica, por exemplo, requer que a produção de energia seja estimada à cada instante, caso possível através da aplicação do modelo direto. O modelo reverso, por sua vez, é uma forma alternativa para obter valores de radiação solar incidente em locais que não dispõem de outros meios para obter a grandeza. A instrumentação para medição da radiação solar não é sempre uma opção possível devido ao custo. Os bancos de dados públicos, por vezes, não são adequados ao objetivo do trabalho que será realizado. A rede de monitoramento climático do INMET, por exemplo, conta com 578 estações automáticas, das quais, três estão localizadas na região metropolitana de Belo Horizonte. O número pode não ser suficiente dependendo da aplicação. A resolução temporal dos dados também pode ser uma limitação. Os dados são disponibilizados para intervalos horários. O modelo reverso, por sua vez, estima radiação solar para uma resolução temporal limitada pela taxa de amostragem de grandezas elétricas, a qual, geralmente, é da ordem de segundos. O modelo reverso ainda estima radiação solar para todo local que tenha uma instalação fotovoltaica, requerendo, apenas, dados de tensão e corrente, além de informações de projeto.

6.1 Recomendação para trabalhos futuros

O autor sugere que a replicação dos modelos direto e reverso considere a modelagem matemática que foi apresentada como um todo, incluindo os passos para definir as formulações dos modelos radiométrico, térmico e elétrico. As inferências que foram feitas neste trabalho a partir da avaliação individualizada de cada um, obviamente, são específicas ao caso que foi avaliado. A formulação mais adequada para estimar a radiação solar incidente sobre o equipamento pode não ser a aplicação conjunta das três formulações apresentadas para o modelo radiométrico. O resultado para uma outra condição de céu também pode indicar uma outra relação entre resposta, hora do dia e dia do ano. A formulação simplificada do modelo térmico pode não ser tão adequada para estimar a temperatura de operação do módulo fotovoltaico quanto a formulação completa, podendo existir uma precedência entre ambas. O ajuste feito nos dados de saída do modelo elétrico pode não ser necessário visto que falha identificada é específica ao caso que foi avaliado. A consideração que o módulo fotovoltaico está operando no ponto de máxima potência é, ainda, uma suposição que deve ser checada.

A definição para cada caso das formulações dos modelos radiométrico, térmico e elétrico não significa qualquer limitação à replicação dos modelos direto e reverso. A modelagem matemática que foi apresentada é totalmente replicável. A ressalva feita anteriormente apenas pretende atentar o leitor quanto à especificidade das formulações que são base dos modelos propostos. Os modelos direto e reverso, essencialmente, são modelos de aplicação geral.

O autor, por fim, sugere, como trabalho correlato, que o resultado obtido com a aplicação do modelo reverso, cuja formulação é distinta daquela apresentada na literatura consultada, seja comparado ao resultado obtido através das expressões matemáticas que são aplicadas para estimar radiação solar a partir de tensão e corrente do módulo fotovoltaico. O objetivo é reafirmar a superioridade da formulação proposta, cuja aplicabilidade já é comprovadamente superior ao não requerer que o equipamento seja curto-circuitado ou desconectado.

Referências

- ABNT. *Energia solar fotovoltaica — Terminologia, Associação Brasileira de Normas Técnicas*. [S.l.], 2013. NBR 10899:2013. Disponível em: <<http://www.abntcatalogo.com.br>>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 25.
- AKHSASSI, M. et al. Experimental investigation and modeling of the thermal behavior of a solar pv module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 2017. ISSN 0927-0248. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024817303689>>. Citado na página 22.
- ALMEIDA, M. P. et al. Contribuições do projeto de desenvolvimento de competências e avaliação de arranjos técnicos e comerciais em geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede para o setor elétrico brasileiro. In: *IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 17.
- ANEEL. *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. ed. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 16.
- ANEEL. *Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012*, Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], 2016. Atualizado em 01/03/2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 16.
- ANEEL. *Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*, Agência Nacional de Energia Elétrica. [S.l.], 2017. 0056/2017-SRD/ANEEL. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>>. Acesso em: junho, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- ANEEL. *Outorgas e registros de geração: unidades consumidoras com geração distribuída*, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd>>. Acesso em: janeiro, 2018. Citado na página 16.
- ASTE, N. et al. A simplified model for the estimation of energy production of pv systems. *Energy*, v. 59, p. 503 – 512, 2013. ISSN 0360-5442. Citado na página 21.
- BADESCU, V. *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface: Recent Advances*. Heidelberg: Springer, 2014. Citado na página 29.
- BARTH, N. et al. Pv panel single and double diode models: Optimization of the parameters and temperature dependence. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 148, p. 87 – 98, 2016. ISSN 0927-0248. Solar Cells and Storage. Citado na página 22.
- BUERHOP, C. et al. Reliability of ir-imaging of pv-plants under operating conditions. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 107, n. Supplement C, p. 154 – 164, 2012. ISSN 0927-0248. Citado na página 105.

BURDEN, R. L.; FAIRES, J. D. *Numerical Analysis*. 9. ed. Boston: Cengage Learning, 2011. Citado na página 46.

CARRILLO, J. M. et al. Uncertainties on the outdoor characterization of pv modules and the calibration of reference modules. *Solar Energy*, v. 155, n. Supplement C, p. 880 – 892, 2017. ISSN 0038-092X. Citado na página 23.

CHAAR, L. E.; LAMONT, L.; ZEIN, N. E. Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 5, p. 2165 – 2175, 2011. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.

CHAPIN, D.; FULLER, C.; PEARSON, G. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. *Journal of Applied Physics*, v. 25, p. 676 – 677, 1954. Citado na página 21.

CHEN, J. *Physics of solar energy*. New Jersey: John Wiley & Sons, 2011. Citado na página 25.

CHIN, V. J.; SALAM, Z.; ISHAQUE, K. Cell modelling and model parameters estimation techniques for photovoltaic simulator application: A review. *Applied Energy*, v. 154, p. 500 – 519, 2015. ISSN 0306-2619. Citado na página 21.

CHOOSAKUL, N.; BANGLIENG, C.; BARNTHIP, N. Reproduced solar radiation derived from electric current of solar cell for daytime meteorological study. *Energy Procedia*, v. 34, p. 109 – 115, 2013. ISSN 1876-6102. 10th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium. Citado na página 23.

COOPER, P. The absorption of radiation in solar stills. *Solar Energy*, v. 12, n. 3, p. 333 – 346, 1969. ISSN 0038-092X. Citado na página 27.

COUTO, P. R. G. *A estimativa da incerteza de medição pelos métodos de ISO GUM 95 e simulação de Monte Carlo*, Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. [S.l.], 2008. Citado na página 58.

CUCE, E.; CUCE, P. M.; BALI, T. An experimental analysis of illumination intensity and temperature dependency of photovoltaic cell parameters. *Applied Energy*, v. 111, p. 374 – 382, 2013. ISSN 0306-2619. Citado na página 22.

DAS, S. K. et al. Shading mitigation techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 78, n. Supplement C, p. 369 – 390, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página 47.

DAVIS, M. W.; FANNEY, A. H.; DOUGHERTY, B. P. Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures. *The Journal of Solar Energy Engineering*, v. 123, n. 2, p. 200 – 210, 2001. ISSN ? Citado na página 35.

DIAS, C. L. de A. et al. Performance estimation of photovoltaic technologies in brazil. *Renewable Energy*, v. 114, p. 367 – 375, 2017. ISSN 0960-1481. Citado na página 21.

DONATELLI, G. D.; KONRATH, A. C. *Simulação de Monte Carlo na avaliação de incertezas de medição*, Universidade Federal de Santa Catarina. [S.l.], 2005. Citado na página 58.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. 4. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013. Citado 19 vezes nas páginas 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 39, 41, 43, 50, 101, 103 e 104.

DUPRE, O.; VAILLON, R.; GREEN, M. A. *Thermal behavior of photovoltaic devices: physics and engineering*. Heidelberg: Springer, 2016. Citado na página 42.

EIA. *Global Energy Statistical Yearbook, Energy Information Administration*. 2016. Disponível em: <<https://yearbook.enerdata.net/>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

EIA. *International Energy Outlook, Energy Information Administration*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

ELBASET, A. A.; ALI, H.; SATTAR, M. A.-E. Novel seven-parameter model for photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 130, p. 442 – 455, 2014. ISSN 0927-0248. Citado na página 21.

EPE. *Leilão de Energia de Reserva de 2014: Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos, Empresa de Pesquisa Energética*. [S.l.], 2014. EPE-DEE-150/2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 16.

EPE. *1º Leilão de Energia de Reserva de 2015: Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos, Empresa de Pesquisa Energética*. [S.l.], 2015. EPE-DEE-127/2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 16.

EPE. *2º Leilão de Energia de Reserva de 2015: Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos, Empresa de Pesquisa Energética*. [S.l.], 2016. EPE-DEE-023/2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 16.

EPE. *O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia, Empresa de Pesquisa Energética*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/EPEpublicapremissas.aspx>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

EPE. *Leilões de Energia Nova de 2017, Empresa de Pesquisa Energética*. [S.l.], 2017. EPE-DEE-102/2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: janeiro, 2018. Citado na página 16.

ERBS, D.; KLEIN, S.; DUFFIE, J. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*, v. 28, n. 4, p. 293 – 302, 1982. ISSN 0038-092X. Citado na página 31.

EVANS, D. Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy*, v. 27, n. 6, p. 555 – 560, 1981. ISSN 0038-092X. Citado na página 34.

EVANS W. A. FACINELLI, L. P. K. D. L. *Simplified Design Guide for Estimating Photovoltaic Flat Array and System Performance, Sandia National Laboratories*. [S.l.], 1981. SAND80-7185. Disponível em: <prod.sandia.gov>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 34.

- FANNEY, A. H.; DOUGHERTY, B. P.; DAVIS, M. W. Short-term characterization of building integrated photovoltaic panels. *The Journal of Solar Energy Engineering*, v. 125, n. 2, p. 13 – 20, 2003. ISSN ? Citado na página 35.
- FERREIRA, A. et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, p. 181 – 191, 2018. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.
- FREITAS, A. M. de; FERREIRA, W. M.; PORTO, M. P. Performance evaluation of correlations to estimate the diffuse component from global irradiance using experimental data from sonda stations in brazil. In: *23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering*. [S.l.: s.n.], 2015. Citado na página 31.
- FUENTES, M. K. *A Simplified Thermal Model for Flat-Plate Photovoltaic Arrays*, Sandia National Laboratories. [S.l.], 1987. SAND85-0330. Disponível em: <prod.sandia.gov>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 32.
- GARCÍA, M. A.; BALENZATEGUI, J. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations. *Renewable Energy*, v. 29, n. 12, p. 1997 – 2010, 2004. ISSN 0960-1481. Citado na página 22.
- GRAF, R. F. *Modern dictionary of electronics*. 7. ed. Boston: Newnes, 1999. Citado na página 37.
- GREEN, M. A. *Solar cells: operating principles, technology, and system applications*. Prentice-Hall: New York, 1982. Citado na página 37.
- GUEYMARD, C.; MYERS, D. Validation and ranking methodologies for solar radiation models. In: *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface: Recent Advances*. Heidelberg: Springer, 2014. Citado na página 29.
- GUEYMARD, C. A. Direct and indirect uncertainties in the prediction of tilted irradiance for solar engineering applications. *Solar Energy*, v. 83, n. 3, p. 432 – 444, 2009. ISSN 0038-092X. Citado na página 49.
- GUEYMARD, C. A. A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 39, n. Supplement C, p. 1024 – 1034, 2014. ISSN 1364-0321. Citado na página 59.
- HOSENUZZAMAN, M. et al. Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 284 – 297, 2015. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.
- HOUSMANS, C.; IPE, A.; BERTRAND, C. Tilt to horizontal global solar irradiance conversion: An evaluation at high tilt angles and different orientations. *Renewable Energy*, v. 113, p. 1529 – 1538, 2017. ISSN 0960-1481. Citado na página 23.
- HU, Y. et al. Identifying pv module mismatch faults by a thermography-based temperature distribution analysis. *IEEE Transactions on Device and Materials Reliability*, v. 14, n. 4, p. 951 – 960, 2014. ISSN 1558-2574. 10th Eco-Energy and Materials Science and Engineering Symposium. Citado na página 105.

HUMADA, A. M. et al. Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 494 – 509, 2016. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.

IEA. *Key World Energy Statistics, International Energy Agency*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

IEC. *Photovoltaic devices - Part 4: Reference solar devices - Procedures for establishing calibration traceability International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2009. IEC 60904-4:2009. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: setembro, 2017. Citado na página 53.

IEC. *Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2011. IEC 60904-5:2011. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: setembro, 2017. Citado na página 40.

IEC. *Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for photovoltaic reference devices International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2015. IEC 60904-2:2015. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: setembro, 2017. Citado na página 53.

IEC. *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - design qualification and type approval - part 1: test requirements International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2016. IEC 61215-1:2016. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: julho, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.

IEC. *Terrestrial photovoltaic (PV) modules - design qualification and type approval - part 2: test procedures International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2016. IEC 61215-2:2016. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: julho, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.

IEC. *Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2017. IEC 61724-1:2017. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: setembro, 2017. Citado na página 51.

IEC. *Photovoltaic system performance - Part 2: Capacity evaluation method International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2017. IEC TS 61724-2:2017. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: setembro, 2017. Citado na página 51.

IEC. *Photovoltaic system performance - Part 3: Energy evaluation method International Electrotechnical Commission*. [S.l.], 2017. IEC TS 61724-3:2017. Disponível em: <<https://webstore.iec.ch/>>. Acesso em: setembro, 2017. Citado na página 51.

INCROPERA, F. P. et al. *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*. 7. ed. New Jersey: John Wiley & Son, 2011. Citado 5 vezes nas páginas 33, 34, 70, 97 e 101.

INMETRO. *Requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial*. [S.l.], 2011. Portaria 004/2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao>>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 35.

IQBAL, M. *An introduction to solar radiation*. Ontario: Academic Press, 1983. Citado 8 vezes nas páginas 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 e 50.

IRENA. *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, International Renewable Energy Agency. [S.l.], 2016. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

IRENA. *Renewable Capacity Highlights*, International Renewable Energy Agency. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_stats_highlights_2017.pdf>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

IRENA. *Renewable Capacity Statistics*, International Renewable Energy Agency. [S.l.], 2017. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2017.pdf>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

ISO. *Specification and classification of instruments for measuring hemispherical solar and direct solar radiation*, International Organization for Standardization. [S.l.], 1990. ISO 9060:1990. Disponível em: <<https://www.iso.org/store.html>>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 54.

ISO. *Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer*, International Organization for Standardization. [S.l.], 1992. ISO 9847:1992. Disponível em: <<https://www.iso.org/store.html>>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 54.

ISO. *Solar energy, vocabulary*, International Organization for Standardization. [S.l.], 1999. ISO 9488:1999. Disponível em: <<https://www.iso.org/store.html>>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 25.

JAHANI, B.; Dinpashoh, Y.; Nafchi, A. R. Evaluation and development of empirical models for estimating daily solar radiation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 73, p. 878 – 891, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página 22.

JENA, D.; RAMANA, V. V. Modeling of photovoltaic system for uniform and non-uniform irradiance: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52, n. Supplement C, p. 400 – 417, 2015. ISSN 1364-0321. Citado na página 47.

JONES, A.; UNDERWOOD, C. A thermal model for photovoltaic systems. *Solar Energy*, v. 70, n. 4, p. 349 – 359, 2001. ISSN 0038-092X. Citado na página 22.

JORDEHI, A. R. Parameter estimation of solar photovoltaic (pv) cells: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 61, n. Supplement C, p. 354 – 371, 2016. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.

KANDEMIR, E.; CETIN, N. S.; BOREKCI, S. A comprehensive overview of maximum power extraction methods for pv systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 78, n. Supplement C, p. 93 – 112, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página 47.

KAPLANI, E.; KAPLANIS, S. Thermal modelling and experimental assessment of the dependence of pv module temperature on wind velocity and direction, module orientation and inclination. *Solar Energy*, v. 107, p. 443 – 460, 2014. ISSN 0038-092X. Citado na página 33.

- KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. *Photovoltaic array performance model, Sandia National Laboratories*. [S.l.], 2004. SAND2004-3535. Disponível em: <prod.sandia.gov>. Acesso em: julho, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 32, 49 e 103.
- LESTER, A.; MYERS, D. A method for improving global pyranometer measurements by modeling responsivity functions. *Solar Energy*, v. 80, n. 3, p. 322 – 331, 2006. ISSN 0038-092X. Citado na página 23.
- LIPTAK, B. G. *Process Control*. 3. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 1995. Citado na página 33.
- LIU, B.; JORDAN, R. The long-term average performance of flat-plate solar-energy collectors. *Solar Energy*, v. 7, n. 2, p. 53 – 74, 1963. ISSN 0038-092X. Citado na página 29.
- LOBERA, D. T.; VALKEALAHTI, S. Dynamic thermal model of solar pv systems under varying climatic conditions. *Solar Energy*, v. 93, p. 183 – 194, 2013. ISSN 0038-092X. Citado na página 22.
- LOBERA, D. T.; VALKEALAHTI, S. Inclusive dynamic thermal and electric simulation model of solar pv systems under varying atmospheric conditions. *Solar Energy*, v. 105, p. 632 – 647, 2014. ISSN 0038-092X. Citado na página 22.
- LUQUE, A.; HEGEDUS, S. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. New Jersey: John Wiley & Sons, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- LYDEN, S.; HAQUE, M. Maximum power point tracking techniques for photovoltaic systems: A comprehensive review and comparative analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 52, n. Supplement C, p. 1504 – 1518, 2015. ISSN 1364-0321. Citado na página 47.
- MALIK, A.; DAMIT, S. J. B. H. Outdoor testing of single crystal silicon solar cells. *Renewable Energy*, v. 28, n. 9, p. 1433 – 1445, 2003. ISSN 0960-1481. Citado na página 22.
- MANI, M.; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic (pv) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 9, p. 3124 – 3131, 2010. ISSN 1364-0321. Citado na página 48.
- MARKVART, T.; CASTANER, L. *Practical handbook of photovoltaics: fundamentals and applications*. Oxford: Elsevier, 2003. Citado 3 vezes nas páginas 36, 40 e 42.
- MARTÍNEZ-MORENO, F. et al. On the testing of large pv arrays. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 20, n. 1, p. 100–105, 2012. ISSN 1099-159X. Citado na página 23.
- MESSENGER, R.; VENTRE, J. *Photovoltaic system engineering*. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2003. Citado na página 39.
- MMA. *Ratificação do Acordo de Paris, Ministério de Meio Ambiente*. [S.l.], 2016. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/images/arquivos/clima/convencao/indc-/NotaTecnicaMMA_RatificacaoAcordoParis.pdf>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

MOHAPATRA, A. et al. A review on mppt techniques of pv system under partial shading condition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 80, n. Supplement C, p. 854 – 867, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página 47.

MORETON, R.; LORENZO, E.; NARVARTE, L. Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria. *Solar Energy*, v. 118, n. Supplement C, p. 28 – 40, 2015. ISSN 0038-092X. Citado na página 105.

NOBRE, A. M. et al. Pv power conversion and short-term forecasting in a tropical, densely-built environment in singapore. *Renewable Energy*, v. 94, p. 496 – 509, 2016. ISSN 0960-1481. Citado na página 18.

OLANO, X. et al. The influence of sky conditions on the standardized calibration of pyranometers and on the measurement of global solar irradiation. *Solar Energy*, v. 121, p. 116 – 122, 2015. ISSN 0038-092X. ISES Solar World Congress 2013 (SWC2013) Special Issue. Citado na página 23.

OLUKAN, T. A.; EMZIANE, M. A comparative analysis of pv module temperature models. *Energy Procedia*, v. 62, n. Supplement C, p. 694 – 703, 2014. ISSN 1876-6102. 6th International Conference on Sustainability in Energy and Buildings, SEB-14. Citado na página 22.

ONU. *Acordo de Paris, Organização das Nações Unidas*. [S.l.], 2015. Disponível em: <http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 3, p. 1625 – 1636, 2011. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.

PARRA, I. de la et al. Pv performance modelling: A review in the light of quality assurance for large pv plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 78, p. 780 – 797, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.

PAVAN, A. M.; MELLIT, A.; LUGHI, V. Explicit empirical model for general photovoltaic devices: Experimental validation at maximum power point. *Solar Energy*, v. 101, p. 105 – 116, 2014. ISSN 0038-092X. Citado na página 21.

PEREZ, R. et al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, v. 44, n. 5, p. 271 – 289, 1990. ISSN 0038-092X. Citado na página 30.

PHINIKARIDES, A. et al. Review of photovoltaic degradation rate methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 40, n. Supplement C, p. 143 – 152, 2014. ISSN 1364-0321. Citado na página 48.

PRITCHARD, P. J. *Fox and McDonald's Introduction to Fluid Mechanics*. 8. ed. New Jersey: John Wiley & Son, 2011. Citado na página 98.

PIACZEK-POPKO, E. Top pv market solar cells 2016. *Opto-Electronics Review*, v. 25, n. 2, p. 55 – 64, 2017. ISSN 1230-3402. Citado na página 21.

- QUIROGA, G. A. et al. Avaliação dos impactos de geração distribuída diante de diferentes cenários de penetração. In: *IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 17.
- RADZIEMSKA, E. The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells. *Renewable Energy*, v. 28, n. 1, p. 1 – 12, 2003. ISSN 0960-1481. Citado na página 22.
- RAM, J. P. et al. Analysis on solar pv emulators: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, n. Part 1, p. 149 – 160, 2018. ISSN 1364-0321. Citado na página 45.
- RAWAT, R.; LAMBA, R.; KAUSHIK, S. Thermodynamic study of solar photovoltaic energy conversion: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, n. Supplement C, p. 630 – 638, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página 22.
- RAZYKOV, T. et al. Solar photovoltaic electricity: current status and future prospects. *Solar Energy*, v. 85, n. 8, p. 1580 – 1608, 2011. ISSN 0038-092X. Progress in Solar Energy. Citado na página 21.
- REINDL, D.; BECKMAN, W.; DUFFIE, J. Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, v. 45, n. 1, p. 9 – 17, 1990. ISSN 0038-092X. Citado na página 30.
- REN21. *Global Futures Report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*. [S.l.], 2013. Disponível em: <<http://www.ren21.net/ren21-renewables-global-futures-report-gfr-launched/>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.
- REN21. *Global Status Report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.ren21.net/gsr-2017/>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.
- REN21. *Global Futures Report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.ren21.net/future-of-renewables/global-futures-report/>>. Acesso em: junho, 2017. Citado na página 15.
- RISSER, V.; FUENTES, M. Linear regression analysis of flat-plate photovoltaic system performance data. In: *E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference*. [S.l.: s.n.], 1983. Citado na página 22.
- ROSS, R. Design techniques for flat-plate photovoltaic arrays. In: *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 1981. Citado na página 22.
- ROUMPAKIAS, E.; STAMATELOS, A. Comparative performance analysis of grid-connected photovoltaic system by use of existing performance models. *Energy Conversion and Management*, v. 150, p. 14 – 25, 2017. ISSN 0196-8904. Citado na página 21.
- SCHRODER, D. K. *Semiconductor material and device characterizations*. 3. ed. New Jersey: John Wiley & Son, 2006. Citado na página 37.
- SCHWINGSHACKL, C. et al. Wind effect on pv module temperature: analysis of different techniques for an accurate estimation. *Energy Procedia*, v. 40, p. 77 – 86, 2013. ISSN 1876-6102. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 97.

- SERVANT, J.-M. Calculation of the cell temperature for photovoltaic modules from climatic data. In: *Congress of the International Solar Energy Society*. [S.l.: s.n.], 1986. Citado na página 22.
- SHARMA, V.; CHANDEL, S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 27, p. 753 – 767, 2013. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.
- SJERPS-KOOMEN, E.; ALSEMA, E.; TURKENBURG, W. A simple model for pv module reflection losses under field conditions. *Solar Energy*, v. 57, n. 6, p. 421 – 432, 1996. ISSN 0038-092X. Citado na página 103.
- SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A.; PALYVOS, J. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 92, n. 11, p. 1393 – 1402, 2008. ISSN 0927-0248. Citado na página 22.
- SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 614 – 624, 2009. ISSN 0038-092X. Citado na página 22.
- SMETS, A. et al. *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. Cambridge: UIT, 2016. Citado na página 36.
- SOTO, W. D.; KLEIN, S.; BECKMAN, W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 78 – 88, 2006. ISSN 0038-092X. Citado na página 37.
- SPE. *Global Market Outlook For Solar Power, Solar Powe Europe*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.solarpowereurope.org/reports/global-market-outlook-2017>>. Acesso em: junho, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- SPENCER, J. Fourier series representation of the position of the sun. *Search*, v. 2, n. 5, p. 172 – 172, 1971. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 50.
- STONE, R. Improved statistical procedure for the evaluation of solar radiation estimation models. *Solar Energy*, v. 51, n. 4, p. 289 – 291, 1993. ISSN 0038-092X. Citado na página 59.
- STONE, R. A nonparametric statistical procedure for ranking the overall performance of solar radiation models at multiple locations. *Energy*, v. 19, n. 7, p. 765 – 769, 1994. ISSN 0360-5442. Citado na página 59.
- STULTZ, J. W. Thermal performance testing and analysis of photovoltaic modules in natural sunlight. In: *Terrestrial Energy Systems Conference*. [S.l.: s.n.], 1979. Citado na página 22.
- SZE, S. M.; NG, K. K. *Physics of semiconductor devices*. 3. ed. New Jersey: John Wiley & Son, 2007. Citado na página 37.
- TARANTO, G. N. et al. Modelagem dinâmica para avaliação do impacto de fontes alternativas no sistema de distribuição de energia. In: *IX Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*. [S.l.: s.n.], 2017. Citado na página 17.

TEKE, A.; YILDIRIM, H. B.; CELIK, O. Evaluation and performance comparison of different models for the estimation of solar radiation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 50, p. 1097 – 1107, 2015. ISSN 1364-0321. Citado na página 22.

THEVENARD, D. *Uncertainty in long-term photovoltaic yield prediction*, *CanmetENERGY*. [S.l.], 2010. Citado na página 59.

THEVENARD, D.; PELLAND, S. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. *Solar Energy*, v. 91, p. 432 – 445, 2013. ISSN 0038-092X. Citado na página 59.

TIAN, H. et al. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. *Solar Energy*, v. 86, n. 9, p. 2695 – 2706, 2012. ISSN 0038-092X. Citado na página 21.

TIAN, H. et al. *A Detailed Performance Model for Photovoltaic Systems*, *National Renewable Energy Laboratory*. [S.l.], 2012. NREL/JA-5500-54601. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/research/>>. Acesso em: julho, 2017. Citado na página 38.

TIWARI, G.; DUBEY, S. *Fundamentals of Photovoltaic Modules and their Applications*. Cambridge: The Royal Society of Chemistry, 2010. Citado na página 25.

TOSSA, A. K. et al. A new approach to estimate the performance and energy productivity of photovoltaic modules in real operating conditions. *Solar Energy*, v. 110, n. Supplement C, p. 543 – 560, 2014. ISSN 0038-092X. Citado na página 45.

TYAGI, V. et al. Progress in solar pv technology: research and achievement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 20, p. 443 – 461, 2013. ISSN 1364-0321. Citado na página 21.

TYUTYUNDZHIEV, N.; MARTINEZ, F. *Description of testing kits, Photovoltaic Cost Reduction, Reliability, Operational performance, Prediction and Simulation*. [S.l.], 2015. Disponível em: <<http://cordis.europa.eu/projects/>>. Acesso em: setembro, 2017. Citado na página 40.

WENHAM, S. et al. *Applied photovoltaics*. 2. ed. London: Earthscan, 2007. Citado 4 vezes nas páginas 36, 42, 43 e 48.

WILLIAMS, R. Becquerel photovoltaic effect in binary compounds. *The Journal of Chemical Physics*, v. 32, p. 1505 – 1514, 1960. Citado na página 21.

WWF. *Desafios e Oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas*, *Fundo Mundial para a Natureza*. 1. ed. [S.l.], 2015. Citado na página 16.

WWF. *Mecanismos de suporte para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira: modelos e sugestão para uma transição acelerada*, *Fundo Mundial para a Natureza*. 1. ed. [S.l.], 2015. Citado na página 16.

YANG, D. Solar radiation on inclined surfaces: Corrections and benchmarks. *Solar Energy*, v. 136, p. 288 – 302, 2016. ISSN 0038-092X. Citado na página 23.

YANG, D. et al. Evaluation of transposition and decomposition models for converting global solar irradiance from tilted surface to horizontal in tropical regions. *Solar Energy*, v. 97, p. 369 – 387, 2013. ISSN 0038-092X. Citado na página 23.

ZHANG, J. et al. A critical review of the models used to estimate solar radiation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 70, p. 314 – 329, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página [22](#).

Apêndices

APÊNDICE A – Coeficiente convectivo

O coeficiente convectivo é calculado pela Eq. A.1, função do número de Nuselt¹. κ é a condutividade térmica do ar. L_c é o comprimento característico, igual a razão entre área e perímetro.

$$h_{conv} = \frac{\kappa \overline{Nu}}{L_c} \quad (\text{A.1})$$

O número de Nuselt é adimensional, igual a razão entre efeitos convectivo e condutivos que coexistem durante a transferência de calor entre fluido e superfície. O valor é estimado através de expressões empíricas para cada tipo de escoamento e geometria. O módulo fotovoltaico, por exemplo, é aproximado por uma placa plana de superfície inclinada em relação ao plano horizontal. O efeito admitido sobre a face posterior é devido unicamente à convecção natural. O confinamento da estrutura de sustentação do módulo fotovoltaico impõe uma restrição ao movimento do ar, limitando o fluxo forçado, além de concentrar ar quente próximo ao equipamento, reforçando o fluxo natural. O efeito admitido sobre a face frontal do módulo fotovoltaico, por sua vez, é devido ambos tipos de fluxo. O movimento do ar sobre o equipamento é livre, coexistindo convecção natural e convecção forçada. As formulações aplicadas para cada caso são referenciadas por (INCROPERA et al., 2011, capítulos 7 e 9).

A.1 Convecção natural

A convecção natural é causada pelo desequilíbrio de forças resultante de um diferencial de massa específica causado por um gradiente de temperatura. As Equações A.2 e A.3 são obtidas para condições do escoamento determinadas pelo número de *Rayleigh*.

$$\overline{Nu} = \left[0.825 + \frac{0.387 Ra^{1/6}}{(1 + (0.492/Pr)^{9/16})^{8/27}} \right]^2 \quad \text{para } Ra \leq 10^9 \quad (\text{A.2})$$

$$\overline{Nu} = \left[0.680 + \frac{0.670 Ra^{1/4}}{(1 + (0.492/Pr)^{9/16})^{4/9}} \right] \quad \text{para } Ra > 10^9 \quad (\text{A.3})$$

¹ A literatura dispõe de formulações alternativas para determinar o coeficiente convectivo que são muito utilizadas em razão da simplicidade. As expressões são lineares, função, unicamente, da velocidade do vento (SCHWINGSHACKL et al., 2013).

As Equações A.2 e A.2, contudo, são indicadas apenas para o arrefecimento da face posterior da superfície. O efeito sobre a face frontal da superfície, por sua vez, é estimado, sendo que o valor é, necessariamente, superior ao obtido pelas expressões. O movimento do ar sobre o equipamento é livre, favorecendo a transferência de calor.

O número de *Rayleigh*, calculado segundo Eq. A.4, é ajustado através de um termo adicional, função do ângulo de inclinação da superfície, o qual é representado por β .

$$Ra = GrPr = \frac{B(T_s - T_o)L_c^3}{\nu\mu}g \cos(\beta) \quad (\text{A.4})$$

Gr é o número de *Grashof*². Pr é o número de *Prandtl*, igual a razão entre viscosidade cinemática e difusidade térmica, representado, respectivamente, por ν e μ . Ambos são propriedades do ar, cujos valores são determinados para a temperatura média das temperaturas superficial e ambiente, chamada de temperatura de filme, cujo inverso é igual B . T_s é a temperatura superficial. T_o é a temperatura ambiente. g é a gravidade.

A.2 Convecção forçada

A convecção forçada é causada pelo vento. As formulações introduzidas são específicas para cada tipo de escoamento. A Equação A.5 é aplicada para escoamento laminar. A Equação A.6 é aplicada para escoamento turbulento. Ambas formulações somente são válidas quando a temperatura superficial é uniforme.

$$\overline{Nu} = \frac{0.680Re^{1/2}Pr^{1/3}}{[1 + (0.047/Pr)^{2/3}]^{1/4}} \quad (\text{A.5})$$

$$\overline{Nu} = 0,680Re^{1/2}Pr^{1/3} \quad (\text{A.6})$$

O regime do escoamento é determinado pelo número de *Reynolds*, calculado pela Eq. A.7, função da velocidade do vento, representada por u . A transição entre tipos de escoamento é determinado pelo número de *Reynolds*, considerando, para o caso de um fluido externo, incompressível e viscoso, o valor de 500.000 (PRITCHARD, 2011).

$$Re = \frac{uL_c}{\nu} \quad (\text{A.7})$$

² O número de *Grashof* é calculado pela seguinte expressão.

$$Gr = \frac{B(T_s - T_o)L_c^3}{\nu^2}g$$

A.3 Convecção mista

A convecção mista é indicada quando coexistem convecção natural e convecção forçada, obtendo um valor médio do número de Nusselt que é representativo de ambos efeitos convectivos. A formulação é indicada ao caso haja visto que as importâncias dos respectivos efeitos variam ao longo do dia por conta da variação da velocidade do vento. O número médio de Nusselt para um escoamento misto é calculado pela Eq. A.8.

$$\overline{Nu} = \overline{Nu}_{u=0}^n \pm \overline{Nu}_{u \neq 0}^n \quad (\text{A.8})$$

$\overline{Nu}_{u=0}$ e $\overline{Nu}_{u \neq 0}$ são o número médio de Nusselt para, respectivamente, escoamento natural e escoamento forçado. A relação entre ambos determina o sinal da Eq. A.8. O sinal é positivo para efeitos aditivos, obtidos quando os fluxos são paralelos de iguais sentido e direção ou transversais, relação que é admitida ao caso. O escoamento natural é direcionado no sentido da normal da superfície do módulo fotovoltaico. O escoamento forçado, por sua vez, é assumido paralelo à superfície do módulo fotovoltaico.

APÊNDICE B – Coeficiente radiativo

O coeficiente radiativo é determinado de forma indireta, função do calor total transferido entre placa plana, céu e solo. O resultado é um valor equivalente referenciado para temperatura ambiente¹. O calor total é calculado através da expressão linearizada da troca radiativa líquida de um objeto totalmente envolvido por uma fronteira. A Equação B.1 é aplicada para superfícies difusas de temperaturas homogêneas. T_s é a temperatura superficial. T_o é a temperatura ambiente. A é a área superficial.

$$h_{rad} = \frac{\dot{Q}}{A(T_s - T_o)} \quad (\text{B.1})$$

\dot{Q} é a taxa de calor da troca radiativa obtido para placa plana e céu, considerando efeito rerradiante do solo². A formulação é apresentada por (INCROPERA et al., 2011, p. 888). A expressão, contudo, é simplificada, considerando a extensão da “área do céu”, resultando na Eq. B.2.

$$\frac{\dot{Q}}{A} = \frac{\sigma(T_s^4 - T_{ceu}^4)}{\frac{1-\epsilon}{\epsilon A} + \frac{1}{FV_1 A + [(1/FV_2 A) + (1/FV_1 A_{ceu})]^{-1}} + \frac{1-\epsilon_{ceu}}{\epsilon_{ceu} A_{ceu}}} \rightarrow \frac{\sigma(T_s^4 - T_{ceu}^4)}{\frac{1-\epsilon}{\epsilon A} + \frac{1}{(FV_1 + FV_2)A}} \quad (\text{B.2})$$

σ é a constante de Stefan-Boltzmann. ϵ é a emissividade da superfície. O valor é assumido constante. FV é o fator de visão, obtido pelas Eqs. B.3 e B.4. Os sinais são, respectivamente, positivo e negativo para face superior do equipamento. Os sinais são opostos para face posterior do equipamento.

$$FV_1 = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (\text{B.3})$$

$$FV_2 = \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (\text{B.4})$$

¹ A determinação de um valor único do coeficiente radiativo englobando todos os efeitos presentes não é obtido de forma direta. As temperaturas do entorno do equipamento são diferentes. O problema é simplificado ao considerar uma única temperatura de referência, igual, por exemplo, temperatura ambiente. A consideração, contudo, é questionável. A diferença da temperatura do céu para temperatura ambiente pode ser de até 30 °C (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 148).

² O solo é considerado uma superfície rerradiante ao assumir que o efeito convectivo é nulo. A suposição é possível visto que a temperatura do solo é próxima da temperatura ambiente. A outra condição necessária é admitir que o solo é termicamente isolado.

APÊNDICE C – Eficiência óptica

A eficiência óptica é determinada pela fração da radiação solar que é transmitida através do vidro e absorvida pela célula fotovoltaica. O parâmetro é calculado pela Eq. C.1. A expressão é referenciada por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, capítulo 5). A formulação considera um única interface entre ar e vidro¹. A consideração é aceitável ao caso, segundo apontado por (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 232).

$$(\tau\alpha) = (\tau_r\tau_a)\alpha \quad (\text{C.1})$$

A Equação C.1 é função de propriedades ópticas dos materiais. α é a absortividade da célula fotovoltaica. O valor é considerado constante. O efeito do espectro solar também não é considerado². O termo restante da Eq. C.1 é a fração da radiação solar que é transmitida através do vidro³. τ_a é representativo das perdas por absorção. O termo é obtido pela lei de Bouguer, calculada pela Eq. C.2. τ_r é representativo das perdas por reflexão. O termo é calculado a partir das Eqs. C.3 e C.4. A primeira expressão considera a múltipla refletividade interna ao próprio vidro. O efeito é desconsiderado pela segunda expressão.

$$\tau_a = \exp\left(\frac{eK}{\cos\theta_2}\right) \quad (\text{C.2})$$

$$\tau_r = \frac{1}{2} \left(\frac{1-r_1}{1+r_1} + \frac{1-r_2}{1+r_2} \right) \quad (\text{C.3})$$

$$\tau_r = \frac{1}{2}(r_1 + r_2) \quad (\text{C.4})$$

¹ A formulação aplicada aos coletores solares é diferente. O espaço que existe entre cobertura e superfície absorvedora ocasiona efeitos adicionais que devem ser considerados no cálculo.

² O efeito do espectro solar é considerado, por exemplo, por (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2004). O autor propõe ajustar a formulação introduzida adicionando um termo que é função da massa de ar.

³ As perdas ópticas são discutidas, entre outros, por (SJERPS-KOOMEN; ALSEMA; TURKENBURG, 1996).

e é espessura do vidro. K é o coeficiente de extinção cujo valor é função da composição do vidro⁴. r_1 e r_2 são as componentes perpendicular e paralela da reflexão, obtidos pelas expressões de Fresnel. Os parâmetros são calculados pelas Eqs. C.5 e C.6.

$$r_1 = \frac{\sin^2(\theta_2 - \theta_1)}{\sin^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (\text{C.5})$$

$$r_2 = \frac{\tan^2(\theta_2 - \theta_1)}{\tan^2(\theta_2 + \theta_1)} \quad (\text{C.6})$$

θ_1 é o ângulo de incidência. O valor para a radiação direta é igual ao ângulo de incidência do Sol, o qual é obtido através de expressões introduzidas na Seção 3.1.1. Os valores das demais parcelas da radiação solar são calculados pela Eqs. C.7 e C.8. A primeira expressão é utilizada para determinar o valor para a radiação difusa, variando entre 55° e 60°. A segunda expressão é utilizada para determinar o valor para a parcela refletida pelo solo, igual 90° para superfície horizontal e, aproximadamente, 60° para superfície vertical. Os dois valores são ângulos equivalentes teóricos (DUFFIE; BECKMAN, 2013, p. 212). β é o ângulo de inclinação da superfície.

$$\theta_1 = 59,7 - 0,138800\beta + 0,001497\beta^2 \quad (\text{C.7})$$

$$\theta_1 = 90,0 - 0,578800\beta + 0,001497\beta^2 \quad (\text{C.8})$$

θ_2 é o ângulo de refração, obtido pela lei de Snell, calculado pela Eq. C.9. i é o índice de refração do meio, cujo valor é unitário para o ar e igual 1,526 para o vidro.

$$i_1 \sin \theta_1 = i_2 \sin \theta_2 \quad (\text{C.9})$$

⁴ A cor do vidro visto pela lateral é indicativo do valor do coeficiente de extinção. 4 m^{-1} é típico de vidros de cor branca. 32 m^{-1} é típico de vidros de cor verde.

APÊNDICE D – Ensaio termográfico

A técnica de termografia é utilizada para detectar falhas através da identificação dos chamados *hot spots* ou pontos quentes. O método consiste obter termogramas do equipamento como um todo. A falha é detectada caso seja observado um sobreaquecimento pontual, indicando uma dissipação de calor localizada na célula fotovoltaica defeituosa. O método é discutido, entre outros, por (HU et al., 2014; BUERHOP et al., 2012) e (MORETON; LORENZO; NARVARTE, 2015).

A Figura 40 apresenta as faces frontal e posterior do módulo fotovoltaico que contém uma célula fotovoltaica defeituosa, visivelmente, sobreaquecida. As imagens foram obtidas entre 13:20 e 13:25 do dia 25/09/2017. Os parâmetros ambientais na hora do ensaio são apresentados na Tab. 12.

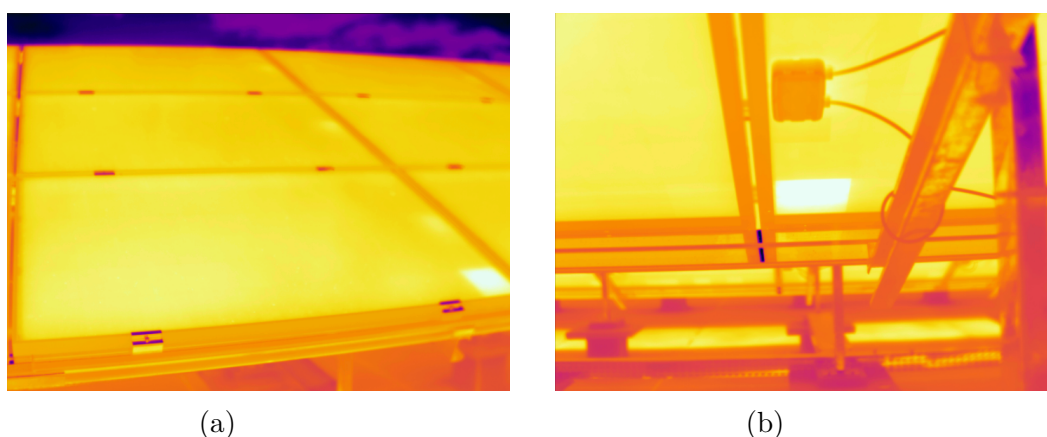


Figura 40 – Termogramas do módulo fotovoltaico. O equipamento contém uma célula fotovoltaica defeituosa, visivelmente, sobreaquecida. (a) apresenta a face frontal do equipamento. (b) apresenta a face posterior do equipamento.

Tabela 12 – Parâmetros ambientais na hora do ensaio termográfico.

Radiação global [W/m^2]	933
Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]	24
Umidade relativa do ar [%]	38

Os dados técnicos da termocâmara utilizada para obter as imagens são apresentados na Tab. 13. A Tabela 14 apresenta parâmetros da configuração do equipamento.

Tabela 13 – Dados técnicos da termocâmara.

Fabricante	Flir
Modelo	SC 660
Faixa espectral [μm]	7,5 a 13,0
Intervalo de medição [$^{\circ}\text{C}$]	-40 a +1500
Intervalo de operação [$^{\circ}\text{C}$]	-15 a +50
Precisão absoluta [$^{\circ}\text{C}$]	± 2
Precisão relativa [%]	± 2
Sensibilidade [mk]	30

Tabela 14 – Parâmetros de configuração da termocâmara.

Emissividade []	0,95
Temperatura refletida [$^{\circ}\text{C}$]	24*

*Valor da temperatura ambiente.

A avaliação qualitativa apresentada é suficiente ao objetivo do trabalho. A chamada termografia quantitativa, a qual exige uma série de considerações adicionais, não é abordada. O valor exato da temperatura não é uma informação necessária para detectar a falha. A simples constatação de um delta de temperatura já é suficiente para constatar que o módulo fotovoltaico contém uma célula fotovoltaica defeituosa.