

Utilizando redes neurais artificiais na análise de perda de potência de sistema solar fotovoltaico confrontando informações do manual do fabricante

Using artificial neural networks for power loss analysis of the photovoltaic solar system by comparing manufacturer datasheet information

Elisangela PINHEIRO [1](#); Adalberto LOVATO [2](#); Ricardo RUTHER [3](#)

Recebido: 07/10/2017 • Aprovado: 12/11/2017

Conteúdo

- [1. Introdução](#)
 - [2. Metodologia](#)
 - [3. Redes Neurais Artificiais aplicadas na área de energia solar fotovoltaica](#)
 - [4. Conclusões](#)
- [Referências bibliográficas](#)

RESUMO:

Este trabalho avalia o uso de redes neurais artificiais na análise de perda de potencia de um sistema instalado em Itiquira MT. Foram utilizados 14 meses de dados do sistema. A aplicação utilizou o algoritmo de Levenberg-Marquard, com 7 configurações (5, 10, 15, 20, 25, 30 e 60 neurônios). O algoritmo de LM obteve coeficiente de correlação superior a 0,97, revelando-se adequado a esse tipo de análise. A perda de potencia foi não linear, diferente do apresentado pelo fabricante.

Palavras-Chave: Energia solar fotovoltaica. Redes Neurais Artificiais. Análise de perda de potencia

ABSTRACT:

This paper talk about the use of artificial neural networks in the analysis of loss of power of a system installed in Itiquira MT. Were used 14 months of system data. The application used the LM algorithm, with 7 configurations (5, 10, 15, 20, 25, 30 and 60 neurons). The LM algorithm obtained a correlation coefficient greater than 0.97, proving to be adequate for this analysis. The loss of power was non-linear, different from that presented by the manufacturer.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Artificial neural networks. Power loss analysis

1. Introdução

O Brasil é um país que apresenta condições favoráveis para a geração de energia solar fotovoltaica. Apresenta uma estimativa de crescimento de aproximadamente 5% ao ano da

demanda energética brasileira para o período de 2010-2019 (EPE, 2010-2019). Esse aumento médio na potência instalada representa em média 3,3GW, a cada ano, inseridos na matriz elétrica brasileira, a Usina Hidroelétrica de Belo monte terá potência firme em média de 4,6GW (EPE, 2010), ou seja, a cada 16 meses, o Brasil precisará de um bloco de energia equivalente ao da usina do Xingu. As perdas elétricas do sistema entre geração, transmissão e distribuição, são em média 16% entre o gerador de energia e o consumidor (EPE, 2010-2019).

A geração de eletricidade a partir da radiação solar pode ser feita no local de consumo, evitando os custos e perdas de transmissão e distribuição como ocorrem nas usinas hídricas ou termoelétricas. O sistema fotovoltaico não possui partes móveis, o que possibilita uma Operação Manutenção e Reparo (OM&R) muito simplificada e índices muito baixos ou até mesmo nulos de indisponibilidade do sistema (DELUCCHI E JACOBSON, 2011).

Devido aos fabricantes disponibilizarem elevados períodos de garantia dos painéis fotovoltaicos de 20 a 30 anos em média, baixa OM&R e simplifica a instalação do sistema, a geração fotovoltaica se torna uma fonte energia apropriada para a integração junto as edificações. Países como Alemanha e Japão adotaram programas de incentivo à integração de sistemas fotovoltaicos nas edificações, há mais de 20 anos atrás (NASCIMENTO, 2013). O bom desenvolvimento destes programas e o contínuo aumento da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo mostram que esta forma de geração pode contribuir positivamente na complementação da matriz elétrica Brasileira, auxiliando por exemplo no alívio de carga de pontos críticos da rede elétrica (BRAUN, 2010).

Devido a elevada confiabilidade eletrônica de potencia de sistemas fotovoltaicos aliada as garantias de 20 a 30 anos de sua potencia nominal e decrescentes custos de aquisição do sistema, impulsiona a crescente capacidade de instalação a nível mundial. Diversos parâmetros de OM&R utilizados no dimensionamento e análise econômica dos sistemas são fornecidos pelo manual técnico dos fabricante dos equipamentos, como, degradação dos módulos FV ou MTBF dos inversores, são muitas vezes negligenciados. Portanto, os principais parâmetros utilizados são: degradação apresentada pelo módulo ao longo dos anos; indisponibilidade do sistema em função de falhas no gerador, inversor ou rede elétrica; vida útil dos inversores; limpeza do sistema em função do acúmulo de sujeira nos módulos, entre outros.

Grande parte dos sistemas utilizados como estudo de caso para determinação dos parâmetros de OM&R são instalados em regiões com características climáticas diferentes dos sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil. Neste caso, a utilização de parâmetros de OM&R podem levar a incertezas na avaliação econômica do sistemas fotovoltaicos visto que a maioria dos testes são realizadas em condições específicas de laboratório.

Portanto, este estudo se propõem a utilizar o algoritmo de *Levenberg-Marquart* de redes neurais artificiais, para comparar a degradação dos módulos fotovoltaicos conforme especificação do fabricante de um sistema fotovoltaico instalado no Brasil.

As contribuições deste artigo serão as seguintes:

- a. Avaliar se os métodos redes neurais são adequados para analisar a degradação de um sistema fotovoltaico instalado no Brasil.
- b. Realizar um comparativos com resultados obtidos por simulações de degradação de módulos fotovoltaicos com informações do fabricante.
- c. Mostrar o comportamento de degradação de seis diferentes tecnologias fotovoltaicas em relação as informações do datasheet do fabricante.

Este artigo está organizado em quatro seções, a seção 1 uma introdução e justificativa do desenvolvimento deste artigo. A seção 2 aborda a metodologia utilizada, a descrição do sistema fotovoltaico em estudo, os algoritmos utilizados para a construção das redes e análise de sensibilidade de seis diferentes tecnologias fotovoltaicas. A seção 3 apresenta a aplicabilidade das redes, os resultados obtidos e a análise de sensibilidade das tecnologias fotovoltaicas. A seção 4 apresenta as conclusões obtidas neste estudo.

2. Metodologia

Foi utilizado redes neurais artificiais para realizar análise de sensibilidade do sistema fotovoltaico localizado na Centro-Oeste do Brasil com Latitude 17°35'S e Longitude 54°54' O.

O estudo aqui proposto foi de elaborar algoritmos utilizando rede neural artificial para análise de perda de energia em relação as variações de temperatura.

O algoritmo de predição traz uma visão mais administrativa, de alteração na geração em relação a temperatura em determinado período.

Este estudo é necessário, pois é importante saber o percentual de perda em relação a temperatura ambiente em um determinado período do dia. Portanto, o algoritmo de predição poderá auxiliar na gestão e despacho de energia num sistema de *smart grid*.

O período de dados analisados nesta tese é parte do ano de 2015 e parte do ano de 2016, do sistema fotovoltaico instalado no interior do município de Itiquira no estado de Mato Grosso (MT) com o objetivo de analisar a perda de energia de seis diferentes tecnologias fotovoltaicas em relação com dos fabricantes de módulos .

2.1. Sistema Fotovoltaico e descrição dos módulos

O sistema fotovoltaico chamado de Módulo de Avaliação (MA) é um conjunto de painéis fotovoltaicos, composto por sete diferentes tecnologias disponíveis no mercado. A Figura 1 apresenta uma visão aérea da instalação típica . Um dos sistemas é móvel em dois eixos os demais são fixos. O sistema mostrado com o número 1 na figura usa tecnologia concentrated photovoltaic (CPV) instalado em estrutura móvel em dois eixos. O sistema 2 é de silício monocristalino (c-Si); 3 é de telureto de (CdTe); 4 são módulos de silício amorfo (a-Si); 5 módulos de disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS); 6 módulos de silício policristalino (pSi); 7 módulos de silício amorfo em heterojunção com silício microcristalino (a-Si/ μ c-Si); e, o módulo 8 mostra a estação solarimétrica. O MA ocupa uma área de aproximadamente 2.280 m² (60x38m).

O presente estudo não aborda a tecnologia de células concentradas.

Os módulos dos sistemas fixos são posicionados com inclinação igual a latitude local e voltados para o norte geográfico.

A potência elétrica dos sistemas fixos é de aproximadamente 9 kWp cada. As diferentes áreas de módulos representam as diferentes eficiências de conversão de cada tecnologia. Assim, tecnologias com menor eficiência ocupam área maior.

Figura 1

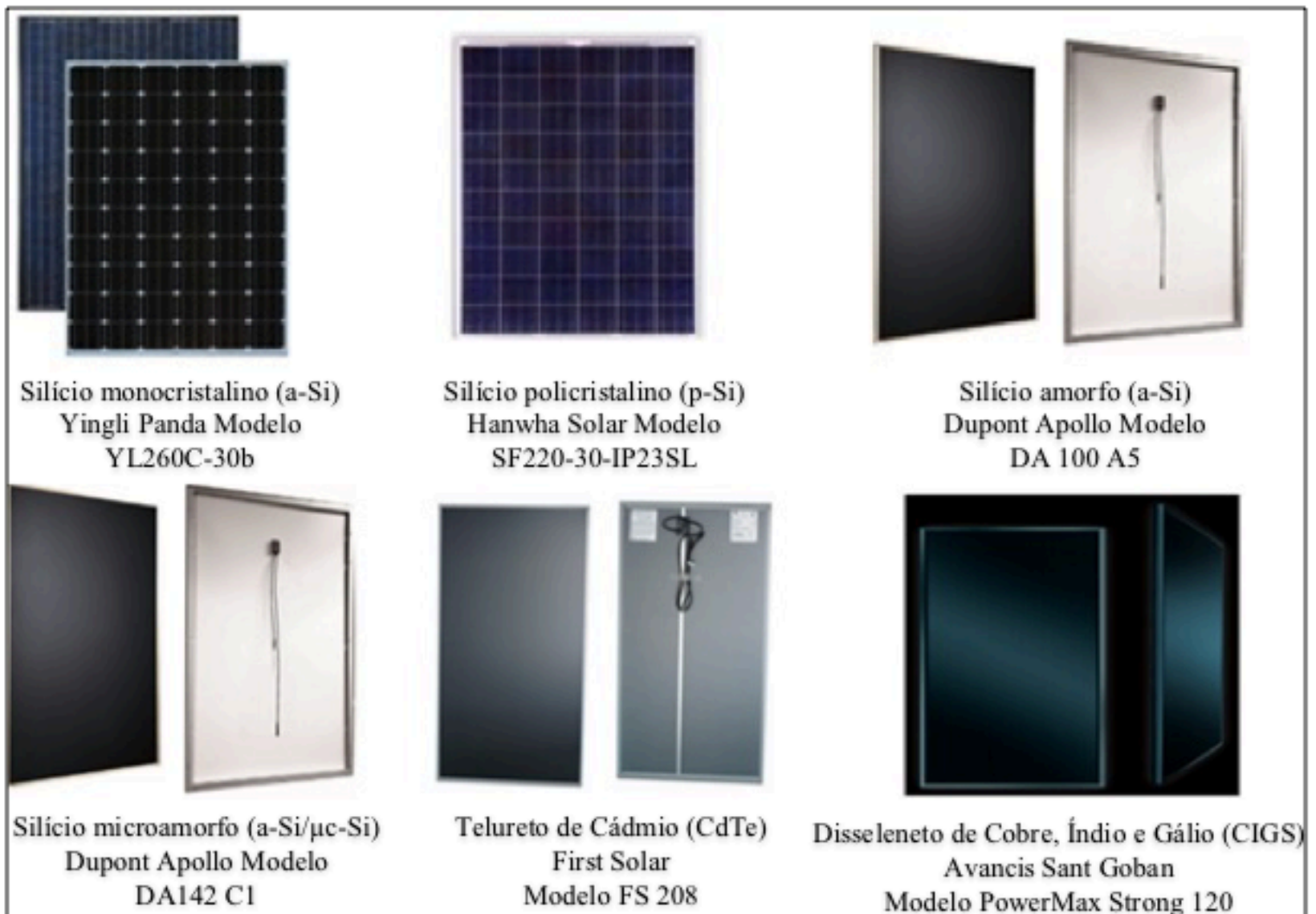
Imagem aérea do MA de Capivari de Baixo - SC, com indicação da localização de cada sistema FV (1. CPV, 2. c-Si, 3. CdTe, 4. a-Si, 5. CIGS, 6. p-Si, 7. a-Si/ μ c-Si e 8 a localização da estação solarimétrica.



Fonte: Fotovoltaica/UFSC, (2014).

 A Figura 2 mostra as seis tecnologias analisadas e seus respectivos fabricantes.

Figura 2
 Seis tipos distintos de módulos utilizados para análise de desempenho sob as mais adversas condições.



Fonte: Elaborado pela autora conforme informações no datasheet dos

A Tabela 1 apresenta os dados de tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto circuito (I_{sc}), tensão nas STC (V_{mpp}), corrente nas STC (I_{mpp}), coeficientes de temperatura para V_{oc} e I_{sc} (α e β , respectivamente), incerteza para o valor informado pelo fabricante para a potência nas STC (P_{mpp}).

Tabela 1
Informações elétricas relevantes das seis tecnologias.

Tecnologias	Tensão de circ. aberto (V_{oc})	Corrente de curto circuito (I_{sc})	Tensão nas STC (V_{mpp})	Corrente nas STC (I_{mpp}),	Coeficiente de temp. I_{oc} (α)	Coeficiente de temp. V_{oc} (β)
c-Si	35,5	7,18	38,6	8,91	+0,04%/°C	-0,31%/°C
CdTe	85,1	1,00	91,5	1,22	+0,04%/°C	-0,25%/°C
a-Si	90	1,12	97	1,77	+0,095%/°C	-,30%/°C
CIGS	53,3	2,51	56,9	3,19	0,1 mA/°C	-170/mV/°C
p-Si	33,5	6,74	36,8	8,44	+0,04%/°C	-0,32%/°C
a-Si/ μ c-Si	145	1,15	157	1,42	+0,09%/C	-0,35%/°C

Fonte: Elaborado pela autora, com base em informações dos *datasheets* dos fabricantes de módulos.

2.2. Algoritmo de redes neurais artificiais Levenberg-Marquardt

Foram utilizadas redes neurais do tipo supervisionadas, o modelo foi perceptron e o treinamento foi realizado com o algoritmo Levenberg Marquardt. Este método conforme apresentado por alguns pesquisadores tem se mostrado mais adequado para este tipo de estudo na área de energia solar e como função de ativação dos neurônios foi utilizada a função sigmoide (FIORIN et al., 2011; MARTINS et al., 2012; Chatziagorakis et al. 2014). O número de camadas ocultas foram duas, conforme (MELLIT et al., 2009; MARTINS et al., 2012). A medida de desempenho da rede foi dada pelo Erro Quadrático Médio (Mean Squarer Error - MSE) e pelo coeficiente de correlação R.

Os parâmetros utilizados na arquitetura da rede são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2
Arquitetura da rede neural proposta para este estudo.

Critérios	Quantitativos definidos
Número de entradas	(3)
Número de neurônios na camada escondida	{5, 10, 15, 20, 25, 30, 60}
Número de neurônios na camada de saída:	(1)

Função de ativação	Função sigmoide:
Função de ativação da camada de saída	<i>Purelin</i>
Algoritmo de rede neural	Levenberg-Marquardt
Critério de parada	Número de época
Medida de erro adotado	Erro Quadrático Médio (EQM) e Correlação (R)

As variáveis de entrada da rede (Inputs) foram utilizadas: irradiação global, temperatura ambiente e hora do dia. E como variável de saída a geração de energia.

Para a elaboração, treinamento, simulação e predição das redes foi utilizado o software MATLAB versão R2015b, *License Student*. Primeiramente, foi realizada a seleção de dados de entrada e saída da rede, assim como, a configuração do treinamento e dos testes das redes.

Posteriormente, foram desenvolvidos os modelos e selecionados os parâmetros para o treinamento, em seguida, foram apresentados os modelos treinados e destacados os melhores resultados de erro e a escolha do melhor modelo de rede neural, e por fim, efetivada a simulação de geração de energia e comparada em relação a energia medida.

Do total de dados medidos do MA de Itiquira, 70%, foram utilizados para treinamento, 15% para validação e 15% para testar a rede. A seleção dos dados foi randômica.

Para todas as fases de simulações, os períodos de medições utilizados foram das 07h00min horas da manhã até 18h00min do horário solar.

Realizados os treinamentos da rede considerada a mais adequada, foi aquela que apresentou uma correlação superior 0,90 em comparação com os valores de target, desta forma, os valores dos pesos ($W's$) nas camadas ocultas atingiram seus melhores ajustes. A rede estava pronta para realizar as simulações.

Após escolhida à rede que apresentou melhores resultados foi realizado um teste, no qual se selecionou um dia aleatório do ano. Com eles foi realizada uma simulação para comparar os valores de saída da rede com os valores reais ocorridos.

Confirmada a confiabilidade pelos testes foi realizada a análise de sensibilidade. Desta vez, como entradas da rede foram selecionados valores mínimos realmente ocorridos foram feitas simulações e os resultados comparados com valores reais.

Da mesma forma, se analisou a sensibilidade, simulando com valores máximos.

2.3. Análise de sensibilidade das tecnologias

A análise de sensibilidade tem por objetivo avaliar quanto de perda de energia pode ocorrer num sistema fotovoltaico. Portanto, se considerou a perda percentual à cada grau centígrado ($^{\circ}C$) para as seis diferentes tecnologias conforme, apresentado no manual de cada uma, informada pelos seus fabricantes (*datasheet*), que contém as características de desempenho de cada tecnologia.

A temperatura interfere fortemente as características elétricas, pois a tensão dos módulos diminui proporcionalmente com o aumento de temperatura (RUTHER et al., 2008). Altas temperaturas ambientes, além de impactar no desempenho elétrico do sistema, também podem degradar as células, reduzindo a vida útil dos painéis Os materiais encapsulantes que protegem a célula FV também são vulneráveis aos efeitos prolongados das altas temperaturas (SEFID et al., 2012) .

Se pretende analisar com a análise de sensibilidade, por exemplo, se a temperatura ambiente passar de $35^{\circ}C$ para $36^{\circ}C$ a perda de geração de energia é conforme especifica o datasheet?

Ou ainda, se passar dos 12°C para 11°C, vai ser igual ao datasheet e ou conforme especificação do fabricante? A Tabela 3 mostra os percentuais de perda das seis tecnologias conforme a especificado pelos fabricantes em seus datasheets.

Tabela 3

Valores considerados para analisar a perda de produção de energia.

Tecnologias	Coefficiente de temperatura do máximo pico de potência (Pmpp)
c-Si	-0,41%/°C
CdTe	-0,25%/°C
a-Si	-0,30%/°C
CIGS	-0,39%/°C
p-Si	-0,45%/°C
a-Si/ μ c-Si	-0,30%/°C

A janela de temperatura é o intervalo de valores entre as temperaturas mínimas e máximas medidas no Módulo de Avaliação de Itiquira-MT. Neste caso, a temperatura mínima foi de 13°C e a temperatura máxima de 40°C.

Na simulação da sensibilidade variou-se a temperatura entre 13 e 40 °C centígrados. O valor das outras duas variáveis hora do dia e irradiação, permaneceram fixos.

Os valores para as tecnologias de c-Si, CdTe, a-si, CIGS e a-Si/ μ c-Si forma do dia 14/03/2016 e para a tecnologia p-Si valores do dia 08/01/2016 medidos no MA. A Tabela 4 apresenta para cada tecnologia os valores da irradiação e o intervalo de variação da temperatura. Os valores dentro dos colchetes para a tecnologia de c-Si são hora do dia (13:00), Temperatura (13°C, 14°C, 15°C ...40°C) e Irradiação (774). As demais tecnologias seguem o mesmo padrão.

Tabela 4

Valores utilizados para análise de sensibilidade das tecnologias.

Tecnologia	Entrada
c-Si	Simulação=[13.00;T13-40°C;Irrad(774)];
CdTe	Simulação=[11.00;T13-40°C;Irrad(571)];
a-Si	Simulação=[10.00;T13-40°C;Irrad(774)];
CIGS	Simulação=[12.00;T13-40°C;Irrad(774)];
p-Si	Simulação=[12.00;T13-40°C;Irrad(1033)];
a-Si/ μ c-Si	Simulação=[10.00;T13-40°C;Irrad(673)];

3. Redes Neurais Artificiais aplicadas na área de energia

solar fotovoltaica

Contabilizando os dados, totalizaram 252.134 registros. Cada registro é composto de 4 variáveis para cada uma das seis tecnologias fotovoltaicas, totalizando 6.051.216 dados. Este conjunto de dados foram tratados e depurados antes de serem importados para o software MATLAB. Foram excluídos registros incompletos ou aqueles onde havia confundimento com a energia necessária para operação dos circuitos eletroeletrônicos.

3.1. Algoritmo de Levenberg-Marquardt

Para cada tecnologia fotovoltaica foi construída sete redes com 5, 10, 15, 20, 25, 30 e 60 neurônios, totalizando 42 redes do algoritmo de Levenberg-Marquardt. Destas sete redes, foi selecionada a que apresentou a melhor correlação para cada tecnologia. Para a tecnologia de silício amorfo (a-si) a melhor rede foi com 60 neurônios, para a tecnologia de silício policristalino (p-si) e Disseleneto de Gálio, Cobre e Índio, foi a rede com 25 neurônios, para a microamorfo (a-si/ μ c-si) e Telureto de Cadmio a rede 30 neurônios e para a de silício monocristalino a rede com 15 neurônios.

A Tabela 5 apresenta os valores de correlação para cada tecnologia, se pode observar que a correlação foi superior a 0,90.

Tabela 5
Redes selecionadas para cada tecnologia fotovoltaica.

Tecnologia	Neurônios	EQM(MSE)	Época	Levenberg-Marquardt	
				Treinamento	Todos
a-si	60	0,0067	205	0,906	0,906
p-si	25	260602	80	0,973	0,973
CIGS	25	288581	151	0,971	0,971
a-si/ μ c-si.	30	274042	68	0,968	0,968
c-si	15	275286	62	0,967	0,967
CdTe	30	249372	101	0,974	0,974

Após seleccionada as melhores redes para cada tecnologia, foi realizada a análise de sensibilidade conforme apresenta a seção 3.2.

3.2. Análise de Sensibilidade

As construções da análise de sensibilidade propõem avaliar a perda de energia que pode ocorrer num sistema fotovoltaico em relação à temperatura ambiente. Normalmente, os módulos FV possuem garantias oferecidos em contratos de 5 a 10 anos contra defeitos de problemas de fabricação. As garantias de produto estão relacionadas a trincas e rachaduras nos vidros, descolamento da caixa de conexão, delaminação das camadas encapsulantes (NASCIMENTO, 2013). Mas não tem garantias para perdas de potência do sistema, portanto é importante estudar e saber o quanto de perda real de energia um sistema pode ter em relação a temperatura ambiente.

De acordo com os fabricantes de módulos as perdas de energia em relação as temperaturas ocorrem de forma linear, e cada tecnologia tem o percentual correspondente ao material da qual foi fabricada conforme já apresentado na Tabela 3.

As tecnologias de silício, monocristalinas, policristalinas e também a tecnologia de filme fino CIGS, são as tecnologias que apresentam maiores percentuais de perdas de potência com a elevada temperatura ambiente. Já para as tecnologias de filme fino de amorfo, micro-amorfo e CdTe as perdas de potencia são menores.

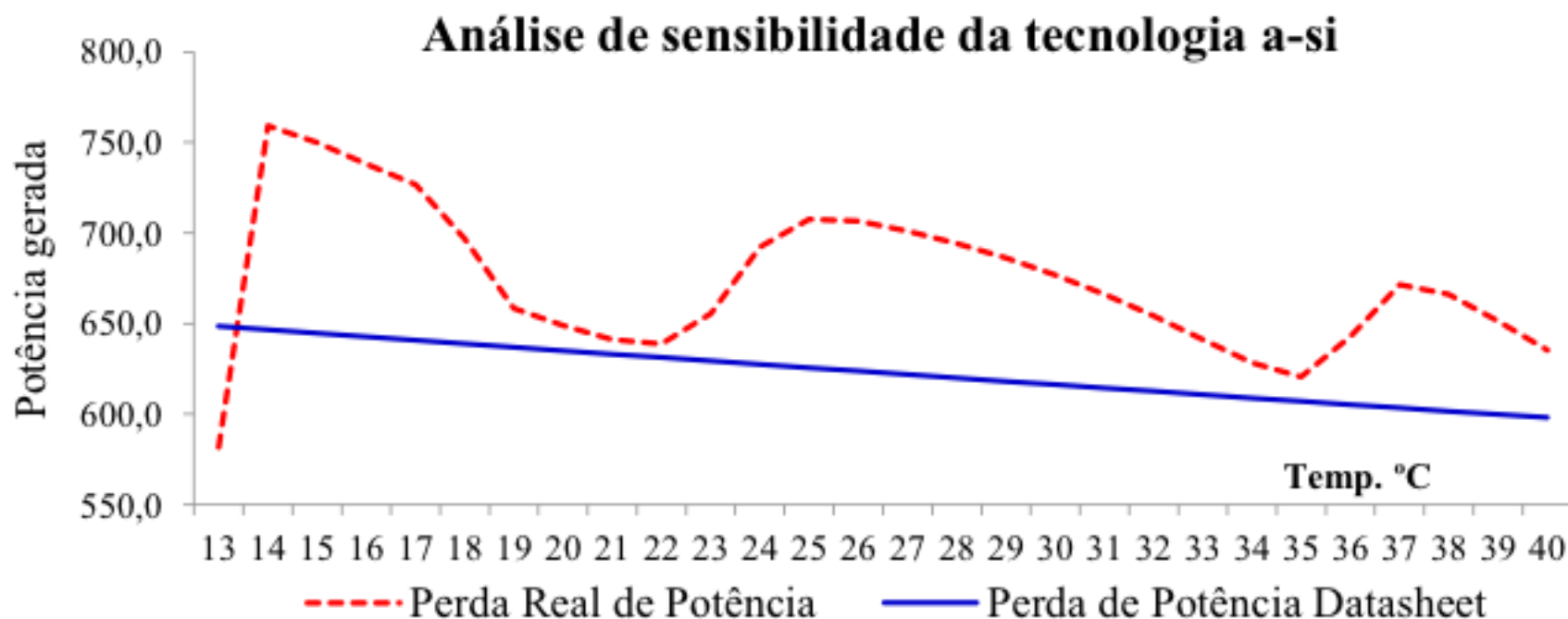
Neste estudo os resultados da análise de sensibilidade estão no Apêndice A das planilhas 1 até a 6.

As Figuras 3 até a 8 mostram que a perda de potência real para este sistema não acontece de forma linear representado pela linha lisa na cor azul, mas sim, de forma não linear conforme pode ser visto na linha pontilhada na cor vermelha. Observa-se que na simulação a potência tem comportamento diferente, da degradação apresentada pelos fabricantes de módulos.

Para a tecnologia a-Si, as condições foram do meio dia local, com irradiação 774,36 W/m² e a potência de referência foi de 598,80W para uma temperatura de 29,8°C, a simulação ocorreu de 13°C até 40 °C. Vide Figura 3.

Figura 3

Análise de Comparativo de potência medida e simulada para a-Si.

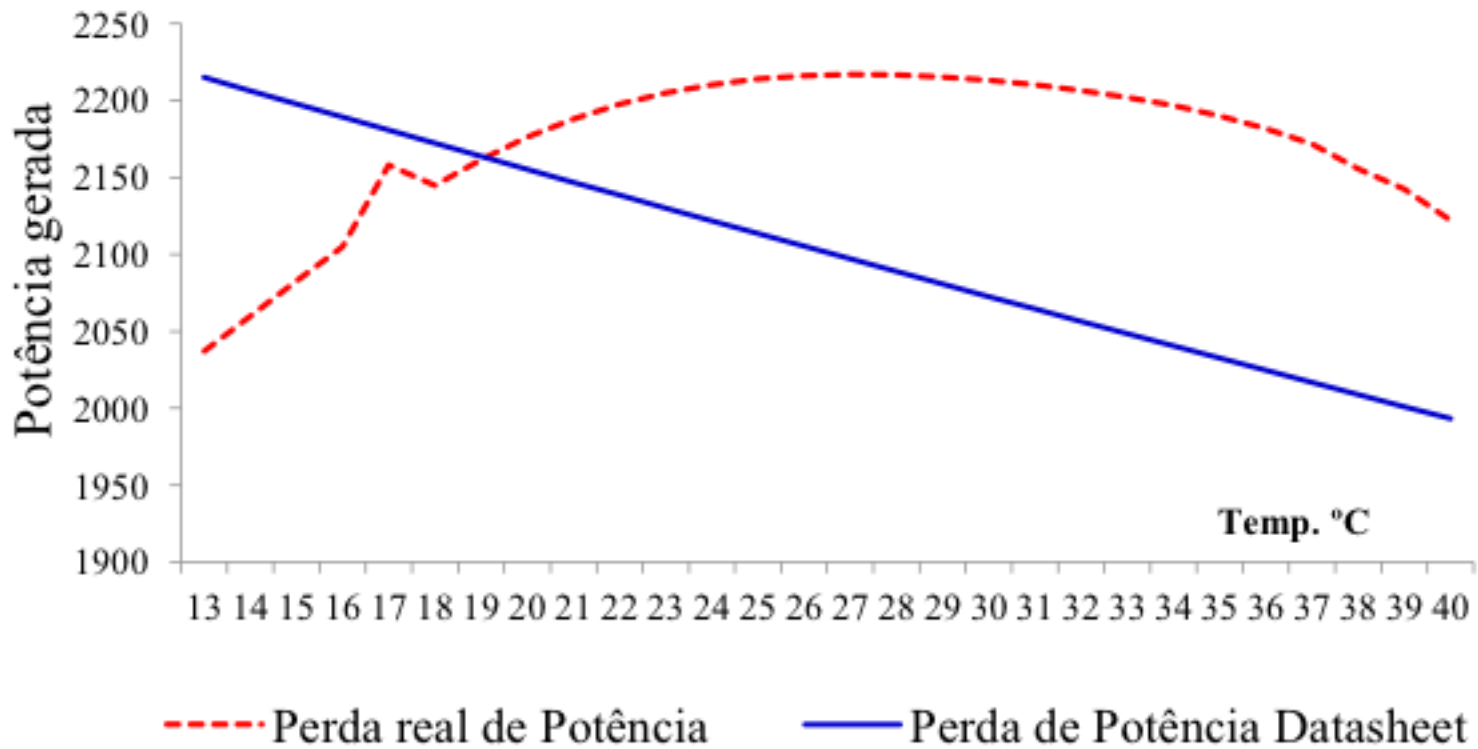


Para a tecnologia p-Si, as condições também foram do meio dia, a temperatura de 29,3 °C a irradiação 1033 W/m² e 2215 W de potência conforme mostra a Figura 4.

Figura 4

Análise de Comparativo de potência medida e simulada para p-Si.

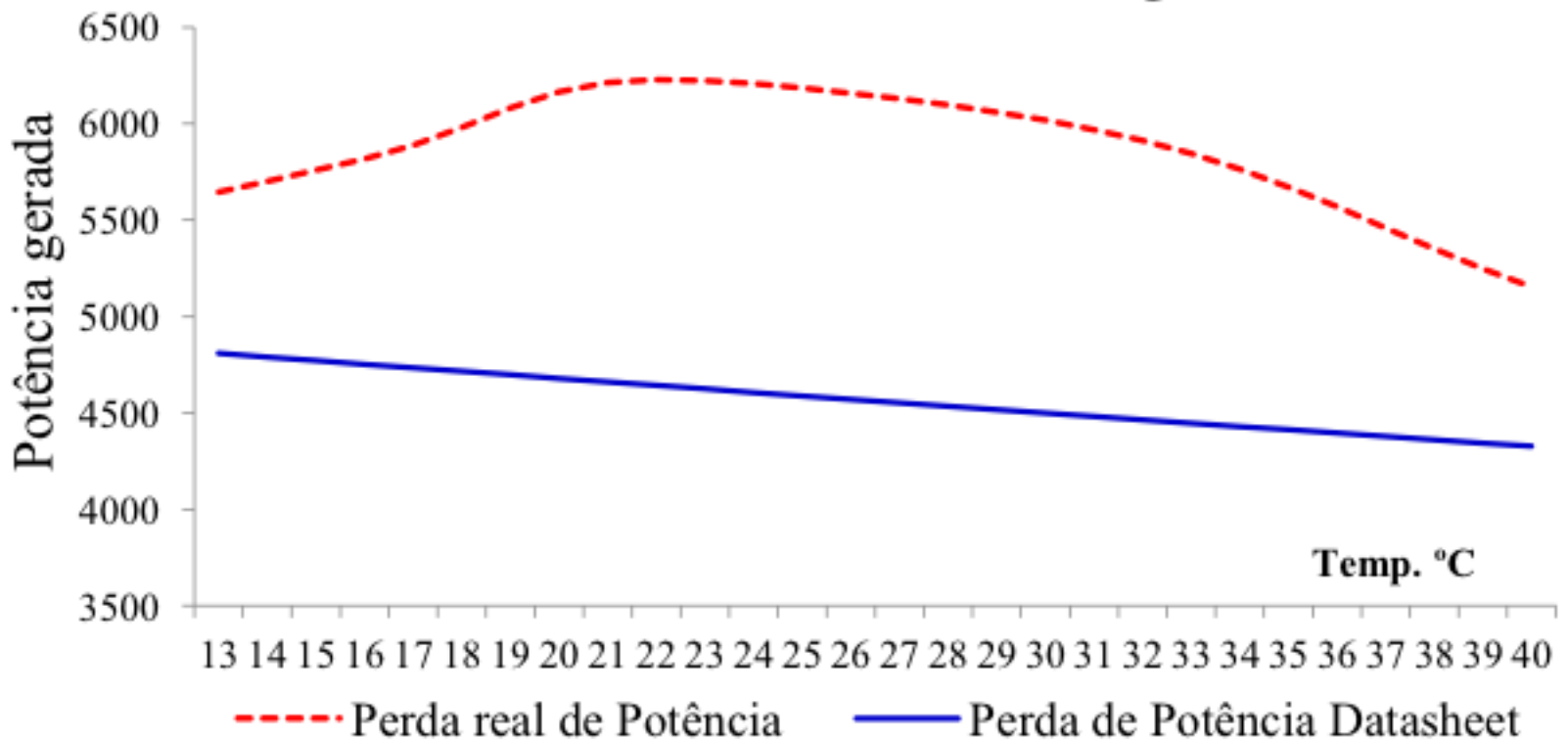
Análise de sensibilidade da tecnologia p-Si



Para a tecnologia CIGS, as condições foram do meio dia, a temperatura de 29,8 °C a irradiação 774 W/m² e uma potência de 4809 W, conforme mostra a Figura 4.

Figura 5
Análise de Comparativo de potência medida e simulada para CIGS.

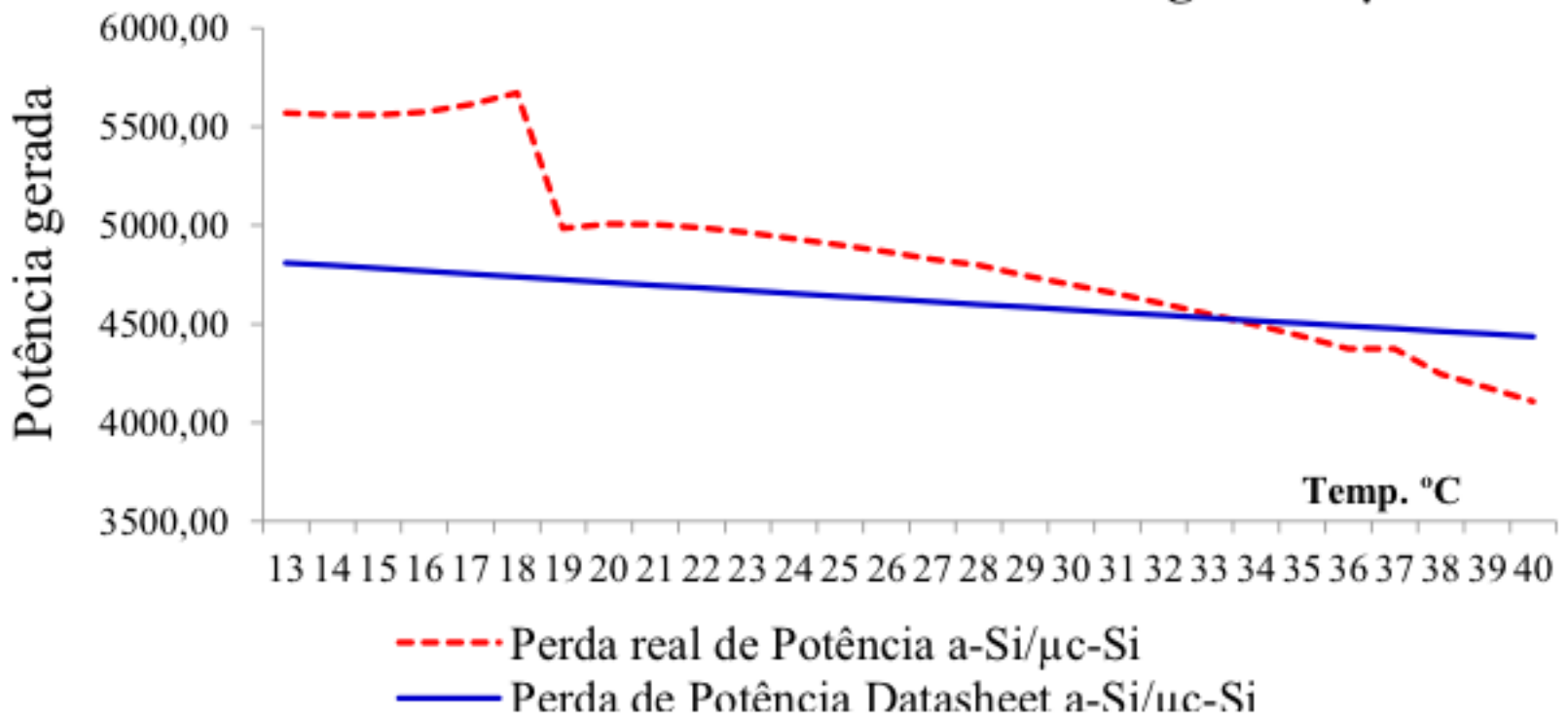
Análise de sensibilidade da tecnologia CIGS



Para a tecnologia a-Si/ μ c-Si, as condições foram do horário das 10 horas da manhã, a temperatura de 27,7 °C a irradiação 673 W/m² e uma potência de 4599 W, conforme mostra a Figura 6.

Figura 6
Análise de Comparativo de potência medida e simulada para a-Si/ μ c-Si.

Análise de sensibilidade da tecnologia a-Si/ μ c-Si

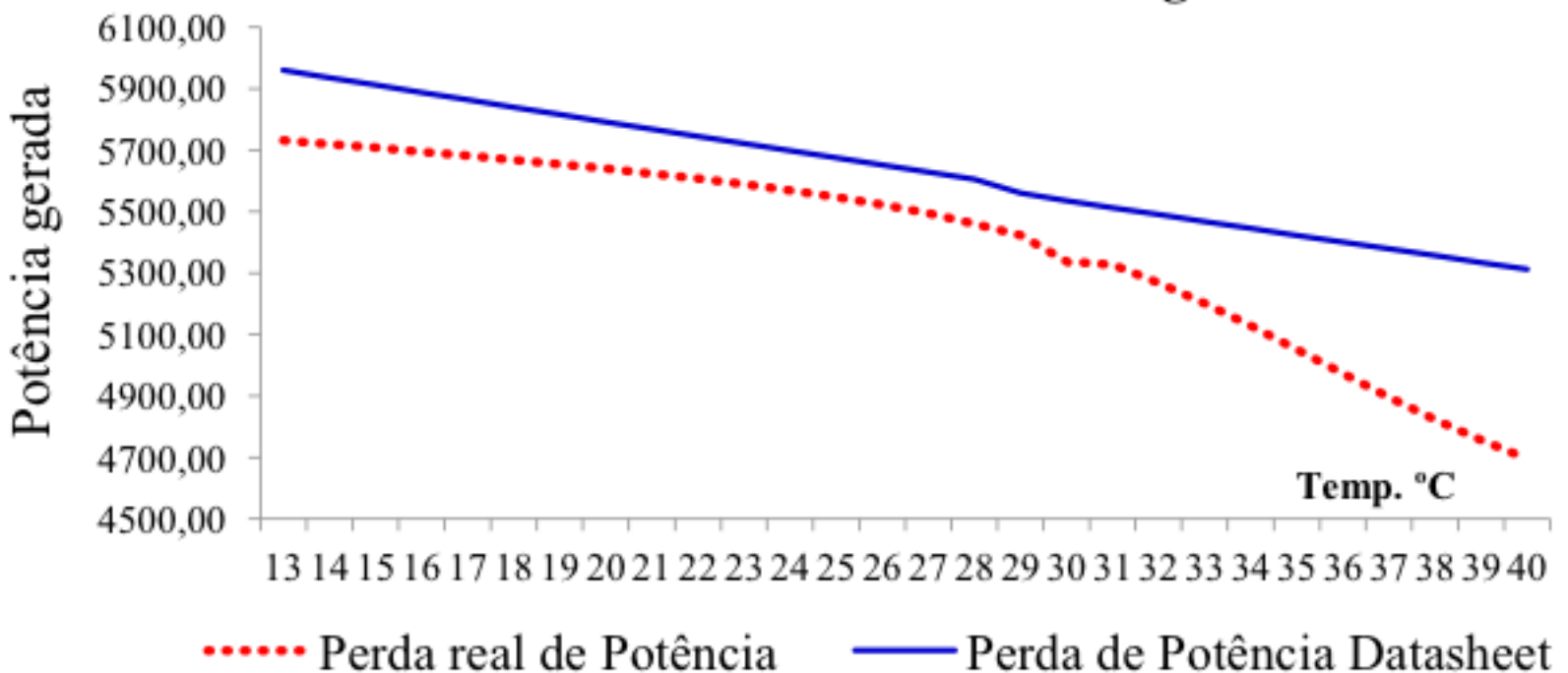


Para a tecnologia c-Si, as condições foram das 13 horas da tarde, a temperatura de 30,8 °C a irradiação 774 W/m² e uma potência de 5560 W, conforme mostra a Figura 7.

Figura 7

Análise de Comparativo de potência medida e simulada para c-Si.

Análise de sensibilidade da tecnologia c-Si

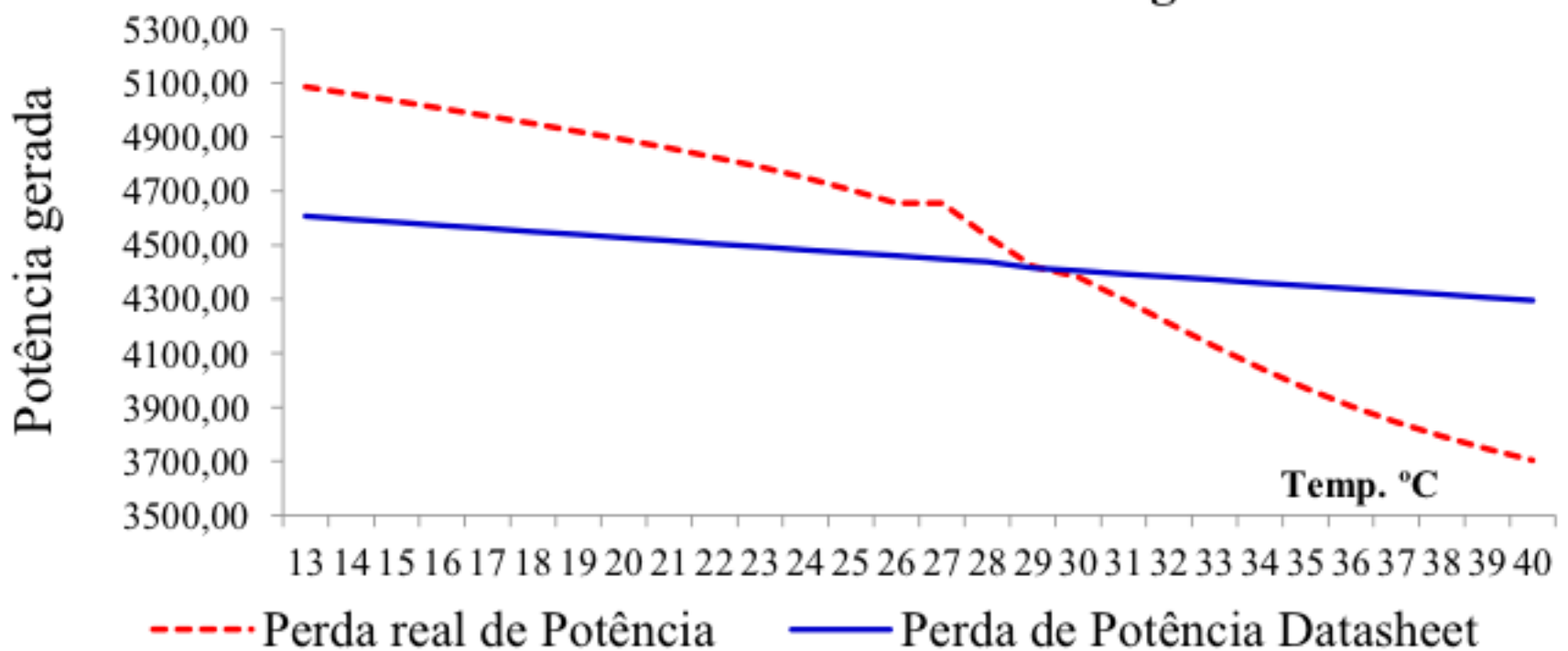


Para a tecnologia CdTe, as condições foram das 11 horas, a temperatura de 29,4 °C a irradiação 571 W/m² e uma potência de 4436 W, conforme mostra a Figura 8.

Figura 8

Análise de Comparativo de potência medida e simulada para CdTe.

Análise de sensibilidade da tecnologia CdTe



4. Conclusões

Com o desenvolvimento de redes neurais artificiais buscou-se avaliar a adequação do algoritmo *Levenberg Marquart* para analisar a degradação de um sistema fotovoltaico instalado na região centro oeste do Brasil. As redes foram construídas com arquiteturas de uma camada de entrada com três variáveis, uma camada escondida com 5, 10, 15, 20, 25, 30 e 60 neurônios. A função de transferência foi a *log Sigmóide* e a de saída foi a *purelin*. O algoritmo de treinamento foram *Levenberg-Marquardt*. Considerando os valores de entrada, irradiação incidente, temperatura ambiente, e horários, comprovou-se que as redes propostas são capazes de realizar adequadas análises que no presente estudo atingiram resultados de correlação superiores a 0,90. Conforme resultados obtidos, conclui-se que o método *Levenberg-Marquardt* é adequado para analisar a degradação de um sistema fotovoltaico composto de seis diferentes tecnologias. Conclui-se também que a perda de potência real para este sistema fotovoltaico não acontece de forma linear conforme especificação dos fabricantes, mas sim, de forma não linear, ou seja, tem comportamento diferente, da degradação apresentada pelos fabricantes de módulos.

Referências bibliográficas

- AVANCIS SANT GOBAN. Modelo Power Max Strongs 120 datasheet tecnologia de Disseleneto de Cobre, índio e Gálio (CIGS), 2016.
- DUPONT APOLLO MODELO. Dupont Apollo Modelo DA 100 A5 datasheet tecnologia de Silícios amorfo (a-Si), 2016.
- DUPONT APOLLO MODELO. Dupont Apollo Modelo DA 142 C1 datasheet tecnologia de Silícios amorfo (a-Si/ μ c-Si), 2016.
- BRAUN, P. **A integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana**. Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Florianópolis - SC, 2010. 257 p.
- CHATZIAGORAKIS.P., GEORGOULAS. PAPADOPOULOU, S. ELMASIDES,C., GIAOURIS, D., Seferlis, P., Sirakoulis, CH.G., KARAFYLLIDIS, I., PAPADOPOULOS, A. I., STERGIPOULOS, F., ZIOGOU, C., IPSAKIS, D., Voutetakis, S. e ANDREADIS, I. **Application of Neural Networks Solar Radiation Prediction for Hybrid Renewable Energy Systems**. *Engineering Applications of Neural Networks*, v. 459, p. 133-144, 2014.
- DELUCCHI, M. A.; JACOBSON, M. Z. **Providing all global energy with wind, water, and**

solar power, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies. *Energy Policy*. Issue 3, v.39, p.1170- 1190, 2011.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **Plano Decenal de Energia**.2010-2019.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE. **ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO - Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte**. 2010.

FIORIN, D. V.; MARTINS, F. R.; SCHUCH, N. J. **Aplicações de redes neurais e previsões de disponibilidade de recursos energéticos solares.** *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 33, n. 1, p. 1309 1-1309 20, 2011.

FIRST SOLAR. Modelo FS 208 datasheet tecnologia Telureto de Cádmio (CdTe), 2016.

FOTOVOLTAICA/UFSC, 2014. Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar Fotovoltaica - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Módulos de Avaliação, 2014. Disponível em: <<http://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/fotov/blog/2014/10/01/modulos-de-avaliacao/>>.

HANWHA SOLAR. Modelo SF220-30-IP23 SL datasheet tecnologia Silício policristalino (p-Si), 2016.

MATLAB, 2015. MATrix LABoratory. Versão R2015, License Student.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; GUARNIERI, R. A. **Solar radiation forecast using artificial neural networks.** *International Journal of Energy Science*, v. 2, n. December, p. 217–227, 2012.

MELLIT, A.; KALOGIROU, S. A.; HONTORIA, L.; SHAARI, S. **Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems: A review.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 2, p. 406–419, 2009. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032108000051>> . .

NASCIMENTO, L. R. **A avaliação de longo prazo de um sistema fotovoltaico integrado à edificação urbana e conectado à rede elétrica pública**, 2013. Universidade Federal de Santa Catarina.

RUTHER, R.; CUETO, J. DEL; TAMIZH-MANI, G.; et al. **Performance test of amorphous silicon modules in different climates - year four:Progress in undestanding exposure history stabilization effects.** *Photovoltaic Specialists Conference, 2008*, p. 1–5, 2008.

SEFID, S. S. S. .; MIRBAGHERI, S. M.; MOUSAVI, S. M. H.; SEFID, S. E. S. G. **Investigation of solar cells lifetime in Iran.** *IEEE International Conference on.*, p. 1–5, 2012.

YNGLI PANDA. Modelo YL 206C-30b datasheet tecnologia Silício monocristalino (c-Si), 2016.

Anexos

APÊNDICE A – Planilhas dos valores encontrados para análise de sensibilidade das tecnologias fotovoltaicas.

Planilha 1

Perda real de potência versus perda de potência Data Sheet para a-Si (perda de -0,30%°C).

Temp.°C	Perda Real de Potência a-Si	Perda de Potência Data Sheet a-Si
13	581,9	648,5
14	759,1	646,6
15	750,0	644,6
16	738,1	642,7

17	726,7	640,8
18	696,8	638,9
19	658,3	636,9
20	649,0	635,0
21	641,2	633,1
22	638,8	631,2
23	655,3	629,3
24	692,2	627,4
25	707,6	625,6
26	706,4	623,7
27	701,0	621,8
28	694,2	620,0
29	686,2	618,1
30	676,7	616,2
31	666,0	614,4
32	654,1	612,5
33	641,2	610,7
34	628,2	608,9
35	620,6	607,1
36	642,7	605,2
37	671,5	603,4
38	666,1	601,6
39	651,4	599,8
40	635,3	598,0

Planilha 2

Perda real de potência versus perda de potência Data Sheet para p-Si (perda de -0,45%°C).

Temp.°C	Perda real de Potência p-Si	Perda de Potência Data Sheet p-Si
13	5732,00	5960,51
14	5720,10	5936,17
15	5707,90	5911,93
16	5695,30	5887,79
17	5682,20	5863,75
18	5668,60	5839,81
19	5654,40	5815,96
20	5639,60	5792,21
21	5623,80	5768,56
22	5607,00	5745,01
23	5588,90	5721,55
24	5569,00	5698,19
25	5547,00	5674,92
26	5522,20	5651,75
27	5493,90	5628,67
28	5461,20	5605,69
29	5423,10	5560,00
30	5338,10	5535,56
31	5327,20	5512,87
32	5268,00	5490,26
33	5201,40	5467,75

34	5128,60	5445,34
35	5051,60	5423,01
36	4973,20	5400,78
37	4896,20	5378,63
38	4823,20	5356,58
39	4756,30	5334,62
40	4696,10	5312,75

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Planilha 3

Perda real de potência versus perda de potência Data Sheet para CIGS (perda de -0,39%°C).

Temp.°C	Perda real de Potência CIGS	Perda de Potência Data Sheet CIGS
13	5646,2	4809,00
14	5702,7	4790,24
15	5758,2	4771,56
16	5816,6	4752,95
17	5888,8	4734,42
18	5981,9	4715,95
19	6083,5	4697,56
20	6165,7	4679,24
21	6212,3	4660,99
22	6227,7	4642,81
23	6223,1	4624,71
24	6207,2	4606,67
25	6185,1	4588,70

26	6159	4570,81
27	6129,5	4552,98
28	6096,8	4535,23
29	6060	4517,54
30	6018,2	4499,92
31	5969,7	4482,37
32	5912,6	4464,89
33	5844,7	4447,48
34	5764,6	4430,13
35	5672	4412,85
36	5569,1	4395,64
37	5460,4	4378,50
38	5351,9	4361,42
39	5248,6	4344,41
40	5153,4	4327,47

Fonte: desenvolvido pelo autor.

Planilha 4

Perda real de potência versus perda de potência Data Sheet para a-si/ μ c-si(perda de -0,30% $^{\circ}$ C).

Temp. $^{\circ}$ C	Perda real de Potência a-Si/ μ c-Si	Perda de Potência Data Sheet a-Si/ μ c-Si
13	5570,00	4810,36
14	5560,00	4795,97
15	5558,00	4781,63
16	5573,00	4767,32
17	5613,00	4753,06
18	5671,50	4738,85

19	4986,10	4724,67
20	5007,30	4710,54
21	5004,40	4696,45
22	4987,10	4682,41
23	4962,10	4668,40
24	4932,60	4654,44
25	4900,00	4640,52
26	4865,10	4626,64
27	4827,60	4612,80
28	4799,00	4599,00
29	4745,00	4585,20
30	4700,00	4571,45
31	4652,90	4557,73
32	4602,80	4544,06
33	4549,90	4530,43
34	4494,40	4516,84
35	4436,30	4503,29
36	4375,50	4489,78
37	4375,50	4476,31
38	4246,60	4462,88
39	4178,80	4449,49
40	4108,90	4436,14

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Perda real de potência versus perda de potência Data Sheet para c-si (perda de -0,41%°C).

Temp.°C	Perda real de Potência c-Si	Perda de Potência Data Sheet c-Si
13	5732,00	5960,51
14	5720,10	5936,17
15	5707,90	5911,93
16	5695,30	5887,79
17	5682,20	5863,75
18	5668,60	5839,81
19	5654,40	5815,96
20	5639,60	5792,21
21	5623,80	5768,56
22	5607,00	5745,01
23	5588,90	5721,55
24	5569,00	5698,19
25	5547,00	5674,92
26	5522,20	5651,75
27	5493,90	5628,67
28	5461,20	5605,69
29	5423,10	5560,00
30	5338,10	5535,56
31	5327,20	5512,87
32	5268,00	5490,26
33	5201,40	5467,75
34	5128,60	5445,34
35	5051,60	5423,01

36	4973,20	5400,78
37	4896,20	5378,63
38	4823,20	5356,58
39	4756,30	5334,62
40	4696,10	5312,75

Fonte: desenvolvido pelos autores.

Planilha 6

Perda real de potência versus perda de potência Data Sheet para CdTe (perda de -0,25%°C).

Temp.°C	Perda real de Potência CdTe	Perda de Potência Datasheet CdTe
13	5086,40	4607,48
14	5060,20	4595,99
15	5033,60	4584,53
16	5006,50	4573,10
17	4978,80	4561,69
18	4950,50	4550,32
19	4921,30	4538,97
20	4890,90	4527,65
21	4859,10	4516,36
22	4825,40	4505,10
23	4789,00	4493,86
24	4749,20	4482,66
25	4705,00	4471,48
26	4655,20	4460,33
27	4655,20	4449,20
28	4534,20	4438,11

29	4420,90	4416,00
30	4382,40	4404,48
31	4297,60	4393,47
32	4210,80	4382,49
33	4125,30	4371,53
34	4044,60	4360,60
35	3970,50	4349,70
36	3904,10	4338,83
37	3845,10	4327,98
38	3792,60	4317,16
39	3745,40	4306,37
40	3702,40	4295,60

Fonte: desenvolvido pelos autores.

-
1. Engenheira de Produção, doutoranda do curso de Engenharia Civil do programa de pós graduação da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil. Email elisangelapinheiros@gmail.com
 2. Departamento de Engenharia Mecânica e Engenharia de Produção da Faculdade Horizontina, Rio Grande do Sul, Brasil. Email proflovatosr@gmail.com
 3. Programa de pós-graduação em Engenharia Civi da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil.
 4. Mean time between failures (tempo médio entre falhas).
 5. A foto apresentada é do MA de Capivari Baixo, em Tubarão – Santa Catarina, que tem configuração idêntica.
 6. Dataheet é um documento que apresenta de forma detalhada, todos os dados e características técnicas dos módulos fotovoltaicos.
-

Revista ESPACIOS. ISSN 0798 1015
Vol. 39 (Nº 07) Año 2018

[Índice]

[No caso de você encontrar quaisquer erros neste site, por favor envie e-mail para webmaster]