

Development of a methodology for estimating the daily generation of electricity from photovoltaic systems based on operating history and meteorological networks

Desenvolvimento de metodologia para estimativa da geração diária de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos a partir de histórico de operação e redes meteorológicas

Article Info:

Article history: Received 2023-01-07 / Accepted 2023-08-01 / Available online 2023-08-03

doi: 10.18540/jcecv19iss6pp16265-01e



Raffaella Zandomenego

ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2642-801X>

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Brasil

E-mail: raffaella.zan@hotmail.com

Giuliano Arns Rampinelli

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6034-046X>

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Brasil

E-mail: giuliano.rampinelli@ufsc.br

Resumo

Há muitos debates acontecendo sobre transição energética e do desenvolvimento de novas tecnologias, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos vem se tornando cada vez mais atrativa e competitiva, sendo um dos principais agentes de transformação para a transição energética. Desta forma, a previsão de geração de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos se torna essencial, pois contribui para a mitigação da intermitência e incerteza do recurso solar. Da mesma forma, a previsão de geração de energia elétrica é importante para o planejamento e modelagem das futuras usinas fotovoltaicas. De tal modo, o objetivo geral desta dissertação foi desenvolver, modelar e validar uma metodologia para previsão da geração diária de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos a partir de histórico de operação e redes meteorológicas para os horizontes de 24, 48 e 72 horas. O período de análise foi de 5 meses, compreendido entre agosto e novembro de 2022. Os dados de previsão meteorológica foram obtidos a partir da plataforma da EPAGRI e foram divididos em cinco perfis de previsão: sol, nublado, nublado + chuva, chuva e sol + chuva. O sistema de referência do presente estudo, foi um sistema fotovoltaico de 17,6 kWp instalado no telhado de uma unidade consumidora na área rural de Tubarão (SC). Para analisar e comparar o desempenho da metodologia de previsão de geração de sistemas fotovoltaicos proposta nesta dissertação foi utilizado o método da persistência como modelo de referência, além da utilização de indicadores de erros de precisão como o MAE, RMSE e MAPE. Os valores de MAE, RMSE e MAPE para o horizonte de 24 horas obteve os melhores resultados, com destaque para o mês de agosto que apresentou os valores 7,46 kWh, 10,83 kWh e 20,87% respectivamente. A metodologia apresentada se mostrou promissora e com informações relevantes para estudos posteriores.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Previsão de geração de energia elétrica. Redes meteorológicas.

Abstract

There are many debates going on about energy transition and the development of new technologies, the generation of electricity from photovoltaic systems is becoming increasingly attractive and competitive, being one of the main agents of transformation for the energy transition. In this way, the prediction of electricity generation from photovoltaic systems becomes essential, as it contributes to mitigating the intermittency and uncertainty of the solar resource. Likewise, the

prediction of electric power generation is important for the planning and modeling of future photovoltaic plants. In this way, the general objective of this dissertation was to develop, model and validate a methodology for predicting the daily generation of electricity from photovoltaic systems based on the operation history and meteorological networks for the horizons of 24, 48 and 72 hours. The period of analysis was 5 months, between August and November 2022. The weather forecast data were obtained from the EPAGRI platform and were divided into five forecast profiles: sunny, cloudy, cloudy + rain, rain and sun + rain. The reference system of the present study was a 17.6 kWp photovoltaic system installed on the roof of a consumer unit in the rural area of Tubarão (SC). To analyze and compare the performance of the methodology for predicting the generation of photovoltaic systems proposed in this dissertation, the persistence method was used as a reference model, in addition to the use of precision error indicators such as MAE, RMSE and MAPE. MAE, RMSE and MAPE values for the 24-hour horizon obtained the best results, with emphasis on the month of August, which presented values of 7.46 kWh, 10.83 kWh and 20.87% respectively. The presented methodology proved to be promising and with relevant information for further studies.

Keywords: Photovoltaic system. Electricity generation prediction. weather networks.

1. Introdução

As questões climáticas estão tomando cada vez mais espaço nas discussões de fóruns mundiais, abrindo lugar para a inserção de fontes limpas e renováveis na matriz elétrica. Em paralelo, ações são realizadas para minimizar os impactos dos gases do efeito estufa, bem como o acesso à energia elétrica por fontes renováveis, como é o exemplo da Organização das Nações Unidas (ONU), que estipulou os 17 objetivos para o desenvolvimento sustentável (ODS), entre eles, o objetivo número 7 (ONU, 2020). A ODS 7 tem como principal objetivo assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia elétrica e vem como uma ferramenta para incentivar a adoção da transição energética e para estimular a inserção de medidas para de fato a transição elétrica ocorrer (ONU, 2020).

A matriz elétrica brasileira já é majoritariamente renovável, com maior representatividade da energia hídrica. Contudo, há impactos importantes causados pelas hidrelétricas, como o desmatamento, realocação de pessoas e animais para a construção dos reservatórios artificiais, a liberação de metano da decomposição da matéria orgânica dentro desses reservatórios, além da dependência do ciclo de chuvas. Sendo assim, é de grande importância a diversificação da matriz elétrica brasileira (Fearnside, 2015).

A partir destes debates e do desenvolvimento de novas tecnologias, a geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos vem se tornando cada vez mais atrativa e competitiva para que seja um facilitador da transição energética no setor. Ainda que a inserção de energia solar fotovoltaica no sistema elétrico venha enfrentando um aumento gradual, ela passa por alguns desafios, como a sobrecarga na rede, armazenamento, intermitência da fonte de geração e aumento da demanda no horário de pico (MME, 2018). O aumento da penetração da energia fotovoltaica introduz também desafios para a estabilidade da rede elétrica, tanto a nível local como nacional (Pierro *et al.*, 2018). Muitos efeitos diferentes são ocasionados pela alta injeção de energia solar na rede elétrica, entre eles o risco aumentado de desequilíbrio entre a transmissão de energia elétrica real e programada (Pierro *et al.*, 2018).

De tal forma, um método preciso de previsão de curto prazo de geração de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos se torna de grande importância, visto que as concessionárias e permissionárias devem garantir a continuidade da energia, assim como gerenciar as taxas de aumento no sistema, reduzindo os erros e otimizando o processo (Barbieri; Rajakaruna; Ghosh, 2017; Umizaki; Uno; Oozeki, 2018).

2. Materiais e Métodos

2.1 Área de Estudo e Sistema Fotovoltaico (SCFR) de Referência

A área de estudo escolhida para realização da análise está localizado no município de Tubarão (SC). Tubarão possui cerca de 301,755 km² e uma população de aproximadamente 105.448 habitantes.

O sistema fotovoltaico de referência possui 17,6 kWp, instalado no telhado da unidade consumidora, é composto por 44 (quarenta e quatro) módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de 400 Wp conectados On-Grid, em um inversor de 15 kW. Os módulos são fabricados pela Trina Solar modelo TallMax TSM-DE15M de 400Wp, e possuem 144 células (6x24), com 22,8 kg de peso e com largura de 2024 mm, altura de 1004 mm e 35 mm de espessura.

O inversor utilizado é da marca SMA de 15 kW de potência nominal de saída (CA), com tensão de trabalho em CA de 220/380 V e frequência de 60 Hz.

2.2 Rede Meteorológica

Os dados meteorológicos utilizados para as previsões serão coletados do site da Empresa de Pesquisa Agropecuária e Extensão Rural de Santa Catarina – EPAGRI. A EPAGRI mede e avalia as variáveis meteorológicas e ambientais por meio de sensores instalados em estações meteorológicas e hidrológicas, através de imagens de satélite e de radar, assim os dados se transformam em informação para a sociedade em pesquisas e na previsão do tempo.

Para fins desta dissertação, os dados de previsão meteorológica foram divididos em cinco perfis: sol, nublado, nublado + chuva, sol + chuva e chuva, suas respectivas premissas adotadas estão na Tabela 1.

Tabela 1 – Premissas dos perfis meteorológicos.

Perfis	Considerações
Sol	Sol com nuvens; Sol com aumento de nuvens, ensolarado
Nublado	Encoberto
Nublado + Chuva	Nublado com chuva no decorrer do dia; nublado com chuva em algum momento isolado do dia
Chuva	Nublado com chuva no dia inteiro; chuva
Sol + Chuva	Sol com chuva no decorrer do dia; sol em um período e chuva em outro

Os dados de previsão meteorológica foram analisados para o horizonte de 24, 48 e 72 horas, dentro do período de julho a novembro de 2022 e a análise histórica se dá nos 15 dias que antecedem a previsão. Na Figura 1 tem-se os valores de previsão meteorológica para o horizonte de 24 horas junto com suas previsões e também as previsões meteorológicas reais e os valores reais de geração de energia elétrica fotovoltaica. Neste caso, no dia 30 de julho, que é o dia de controle, atual, se fez a análise da previsão meteorológica para o horizonte de 24 horas que, aqui, é o dia 31 de julho. Os dados reais do dia 30 de julho irão se tornar parte do histórico de dados.

		Previsão 24 horas	
		Previsão	Predição
Dia de controle	30/jul	sol	58,58
Previsão 24 horas	31/jul	sol	

Figure 1 – Predição de 24 horas para o dia 31 de julho.

A Figura 2 apresenta o histórico de dados de previsão meteorológica real e também a geração de geração real de energia. Assim é possível analisar no histórico dos últimos 15 dias que antecedem

a previsão qual dia mais próximo obteve a mesma previsão de SOL que o dia 31 de julho. Neste histórico, o dia em que há a mesma previsão é o dia 30 de julho, de tal forma, para essa metodologia se deduz que o dia 30 de julho terá a mesma geração de energia elétrica que o dia 30 de julho.

		Real	
		Previsão	Geração
	15/jul	nublado	18,33
	16/jul	nublado	21,29
	17/jul	sol	39,43
	18/jul	sol	44,33
	19/jul	nublado	11,98
	20/jul	nublado	49,81
	21/jul	sol	50,72
	22/jul	sol	30,37
	23/jul	sol	46,24
	24/jul	sol	46,58
	25/jul	nublado	36,53
	26/jul	sol	52,53
	27/jul	sol	53,48
	28/jul	sol	42,94
	29/jul	sol	58,58
	30/jul	sol	60,16

↑ Histórico de dados

		Previsão 24 horas	
		Previsão	Predição
	30/jul	sol	58,58
Previsão 24 horas	31/jul	sol	60,16

Figure 2 – Histórico de dados a metodologia

A Figura 3 apresenta a comparação entre os valores reais e da previsão. A previsão real do dia 31 de julho foi SOL e teve uma geração real de 60,23 kWh bem parecida com a previsão que foi de 60,16 kWh. Desta forma, os valores reais do dia 31 de julho passam a fazer parte do histórico de dados, e o novo horizonte de análise é o dia 01 de agosto, e assim por diante.

		Previsão 24 horas		Real	
		Previsão	Predição	Previsão	Geração
	30/jul	sol	58,58	sol	60,16
	31/jul	sol	60,16	sol	60,23

Figure 3 – Resultado final da previsão.

2.3 Método da Persistência

Para analisar o desempenho de métodos de previsão de geração de energia fotovoltaica é importante definir modelos de referência como o método da persistência. Esse método é comumente utilizado como referência na previsão de geração fotovoltaica (Parracho, 2021).

O método da persistência é mais simples e adota o conceito de que amanhã é igual a hoje, ou seja, espera-se que as condições analisadas (irradiância solar, geração de energia, ...) no horizonte de 24 horas permaneçam semelhantes às do dia anterior, como mostra a Equação (1) (Ahmed *et al.*, 2020).

$$P_v(t + h) = P_v(t) \quad (1)$$

Desta forma, se hoje é um dia ensolarado, o modelo prevê que amanhã também será um dia ensolarado. Nesse método é considerado que a série temporal permaneça estática, no entanto, com o aumento do horizonte a precisão diminui.

2.3 Método da Persistência

Os indicadores estatísticos de erros são amplamente utilizados quando há necessidade de avaliação de desempenho de metodologias de previsão. Os métodos de previsão têm seu desempenho avaliado por meio de métricas que vão estabelecer o quanto o valor previsto se aproximou do valor real obtido. Ou seja, indicam quão próximas as previsões estão dos valores reais obtidos, e além disso, permitem comparar diferentes modelos de previsão estabelecendo qual método é mais confiável (Ağbulut; Gürel; Biçen, 2021; Cunha, 2021).

Algumas das métricas mais utilizadas para determinar a precisão dessa metodologia são: o erro médio absoluto (MAE) (Equação 2), o erro absoluto percentual médio (MAPE) (Equação 3) e a raiz do erro quadrático médio (RMSE) (Equação 4) (Ağbulut; Gürel; Biçen, 2021; Cunha, 2021).

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |\hat{y}(t) - y(t)| \quad (2)$$

$$MAPE = \frac{100}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{\hat{y}(t) - y(t)}{\hat{y}(t)} \right| \quad (3)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (\hat{y}(t) - y(t))^2} \quad (4)$$

Onde,

$\hat{y}(t)$ é o valor da previsão da geração diária de energia elétrica no momento t ;

$y(t)$ é o valor real da geração diária de energia elétrica no momento t ;

N é o número total de amostras do conjunto de dados.

O MAE é muito usado pela indústria de energia renovável para avaliar o desempenho da previsão e oferece informações valiosas sobre os erros de previsão existentes, pois representa a soma das diferenças entre os valores previstos e os valores medidos, dividida pelo número de observações. Quanto mais próximo do zero o valor melhor é a previsão. Por exemplo, se o MAE é de 25 kWh indica que, em média, a previsão possui um erro de 25 kWh. (Cunha, 2021; Zhang *et al.*, 2015).

No que diz respeito ao RMSE, representa a diferença entre os valores estimados e medidos pelo modelo. O RMSE revela o tamanho do desvio dos erros, e é importante para analisar a grandeza dos erros e o quanto o modelo de estimativa foi preciso. Quanto menor os valores, melhor o desempenho (fan *et al.*, 2019; Pelisson, 2021).

O MAPE é o mais utilizado, expressa a porcentagem média de desvios cometidos na previsão da série temporal, então quanto menor ele for, melhor é a previsão (Ağbulut; Gürel; Biçen, 2021; Carneiro, 2014). A Tabela 2 mostra o desempenho das métricas.

Tabela 2 – Premissas dos perfis meteorológicos. Fonte: Adaptado de Ağbulut; Gürel; Biçen (2021).

Métrica	Considerações
MAE	Quanto mais próximo a zero melhor
RMSE	Quanto mais próximo a zero melhor
MAPE	Alta precisão de predição: $MAPE \leq 10\%$ Boa predição: $10\% < MAPE \leq 20\%$ Predição razoável: $20\% < MAPE \leq 50\%$ Predição imprecisa: $MAPE > 50\%$

2. Resultados e Discussões

Na Tabela 3, que mostra a geração de energia para o método da persistência, tem-se os valores reais maiores que o da persistência, exceto pelo mês de setembro em que o método da persistência obteve um valor maior que o real, com uma diferença de -4,81%. A menor diferença foi para o mês de agosto com 11,2 kWh/mês, que representa 1,09% da geração real, isso se deve ao fato de ter sido um mês com maior previsão de dias ensolarados, somando 20 dos 28 dias analisados desse mês. Esse valor é considerado pequeno visto que só consegue manter dois secadores de 1000 W de potência ligado por 10 minutos/dia em um mês (necessário 5,21 kWh para cada) (PROCEL, 2023). E a maior diferença fica para o mês de outubro com 81,26 kWh/mês, que representa 6,22% da geração real.

Tabela 3 - Geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico mensal para o método da persistência.

Meses	Real / kWh	Persistência / kWh	Diferença / kWh	Diferença / %
Julho	1025,01	1013,80	11,2	1,09
Agosto	1417,14	1356,44	60,7	4,28
Setembro	1375,71	1441,92	-66,11	-4,81
Outubro	1306,19	1224,93	81,26	6,22
Novembro	1725,85	1662,41	63,44	3,68

Na Tabela 4, que mostra a geração de energia para a predição com um horizonte de 24 horas, tem-se os valores reais maiores que o da predição. A menor diferença também foi para o mês de agosto com 5,35 kWh/mês, que representa 0,38% da geração real, isso se deve ao fato de ter sido um mês com maior previsão de dias ensolarados, somando 20 dos 28 dias analisados desse mês. Esse valor é considerado pequeno visto que só consegue manter um secador de 1000 W de potência ligado 10 minutos/dia em um mês (necessário 5,21 kWh) (PROCEL, 2023). E a maior diferença fica para o mês setembro com 243,37 kWh/mês, que representa 17,69% da geração real.

Tabela 4 - Geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico mensal para predição (H=24h).

Meses	Real / kWh	Persistência / kWh	Diferença / kWh	Diferença / %
Julho	1025,01	985,20	39,81	3,88
Agosto	1417,14	1411,79	5,35	0,38
Setembro	1375,71	1132,34	243,37	17,69
Outubro	1306,19	1192,24	113,95	8,72
Novembro	1725,85	1671,33	54,52	3,16

Na comparação da Tabela 3 e Tabela 4, que mostraram as diferenças de geração do valor real para o da persistência, e do valor real para o da predição, respectivamente, mostra que o método da persistência se saiu melhor no valor total de geração de energia elétrica mensal. No método da persistência todas as diferenças ficaram abaixo de 7%, sendo um bom método quando se fala de valores totais do mês. Já para o método da persistência, dois meses tiveram diferenças maiores que 7%, setembro com 17,69% e outubro com 8,72% devido a serem meses que tiveram mais dias com previsões meteorológicas com alguma nebulosidade, sejam elas NUBLADO, NUBLADO + CHUVA, CHUVA, OU SOL + CHUVA. O mês de setembro apresentou 14 dias com algum tipo de nebulosidade dos 23 dias analisados. Já o mês de outubro apresentou 11 dias com algum tipo de nebulosidade dos 20 dias analisados neste mês.

A Figura 4 apresenta a dispersão de dados de produtividade para geração de energia elétrica diária mensal para valores reais, horizonte de 24 horas e para método da persistência a partir do box plot. Há menor dispersão de dados no mês de julho tanto para os valores reais quanto para os outros métodos. O método da persistência foi o que apresentou maior dispersão de dados para os meses de agosto, outubro e novembro. Já o método para o horizonte de 24 horas apresentou maior dispersão de dados para os meses de setembro, outubro e novembro.

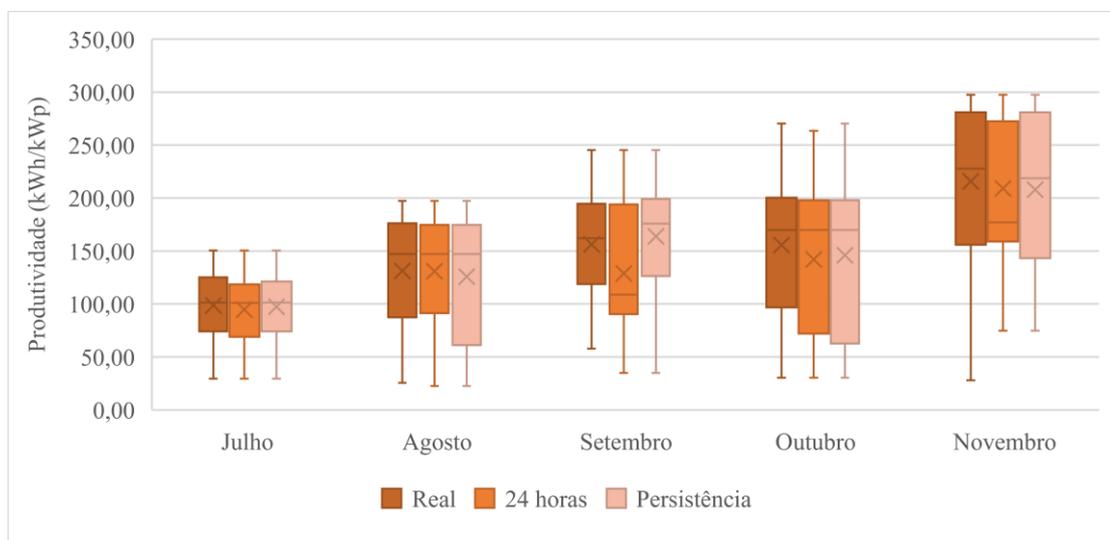


Figure 4 – Box plot da produtividade para geração de energia elétrica diária mensal para valores reais, horizonte de 24 horas e para método da persistência.

Como já mencionado, o método de referência para avaliação do desempenho da metodologia é o método da persistência. Para uma comparação justa entre o método desenvolvido e o método da persistência, foram utilizados os mesmos dias e o mesmo tamanho de amostra, visto que para o cálculo dos erros médios diários mensais de geração de energia elétrica foram menores que a quantidade de dias em cada mês. Isso se deve ao fato de que algumas vezes a previsão meteorológica para comparação não existia no histórico de dados de 15 dias.

Os valores dos erros médios diários mensais de geração de energia elétrica fotovoltaica dos meses entre julho e novembro de 2022 são apresentados na Tabela 5. Como mencionado anteriormente, quanto mais próximos de zero o MAE e o RMSE estiverem melhor será o resultado, enquanto o MAPE foi dividido em escalas de porcentagem. Assim, julho apresentou os menores valores de MAE e RMSE, com 10,61 kWh e 14,23 kWh, respectivamente. Enquanto o mês de julho apresentou um valor de 37,48% de MAPE, sendo o mês de menor valor. Para os meses de outubro e agosto o MAPE se mostrou uma predição imprecisa.

Tabela 5 - Erros médios diários mensais de geração de energia elétrica fotovoltaica calculado via método da persistência.

Meses	Nº da amostra	MAE / kWh	RMSE / kWh	MAPE / %
Julho	26	10,61	14,23	37,48
Agosto	27	21,07	29,48	78,27
Setembro	22	23,77	28,47	48,76
Outubro	21	26,65	33,36	77,75
Novembro	20	23,11	31,49	47,77

A Tabela 6 apresenta os valores de ME, MAE, RMSE de geração de energia elétrica fotovoltaica para os meses de julho a novembro de 2022 para os horizontes de 24 horas. Nesse caso, agosto apresentou os valores mais próximos de zero para MAE e RMSE com os valores de 7,46 kWh e 10,83 kWh, respectivamente. Comparando esses valores com os encontrados em agosto pelo método da persistência, têm-se que a metodologia proposta nessa dissertação obteve melhores resultados para todos os indicadores de erro.

O mês de setembro apresentou os piores valores para MAE e RMSE, com 24,13 kWh e 28,62 kWh, respectivamente, sendo bem próximos dos valores do mês de setembro encontrados pelo método da persistência. Já o MAPE, para o mês agosto foi o que mostrou uma precisão melhor com 20,87% e o mês de outubro apresentou uma predição imprecisa, com 52,23% em relação a amostra real. Ambos valores são menores do que os encontrados pelo método da persistência.

Destaca-se que os valores obtidos de MAE e RMSE, pela metodologia proposta nessa dissertação, para os meses de agosto, outubro e setembro foram melhores do que para os mesmos meses no método da persistência, demonstrando que as previsões com 24 horas de horizonte foram promissoras.

Tabela 5 - Erros médios diários mensais de geração de energia elétrica fotovoltaica para horizonte de 24 horas.

Meses	Nº da amostra	MAE / kWh	RMSE / kWh	MAPE / %
Julho	26	12,86	17,52	45,04
Agosto	27	7,46	10,83	20,87
Setembro	22	24,13	28,62	43,03
Outubro	21	23,09	28,17	52,23
Novembro	20	16,54	22,38	37,76

Comparando os resultados encontrados de MAE, RMSE e MAPE pelo método da persistência (Tabela 4) e pela predição (H=24h) (Tabela 5), tem-se que o método da predição (H=24h) e saiu melhor na grande maioria das comparações. Para o MAE e RMSE, o método da predição (H=24h), nos meses de agosto, outubro e novembro, apresentou valores menores que o método da persistência. E para o MAPE os valores obtidos pelo método da predição (H=24h) apresentou menores valores em todos os meses, exceto o mês de julho que o método da persistência apresentou um valor menor. Desta forma mostrando que o método desenvolvido possui bons resultados.

Na Tabela 6 é mostrado os valores de ME, MAE, RMSE mensais, também para os meses de julho a novembro de 2022, para o perfil de previsão SOL. Os meses de julho e agosto foram os meses que apresentaram melhor MAE e melhor RMSE. O mês de julho obteve 8,92 kWh de MAE e 12,40 kWh de RMSE e o mês de agosto obteve 7,06 kWh de MAE e 10,76 kWh de RMSE. Enquanto que os meses de agosto e novembro apresentaram o melhor MAPE, com 15,16% e 14,61% ambos apresentando uma boa precisão na predição.

Tabela 6 - Erros médios diários de geração de energia elétrica fotovoltaica mensais divididos por perfil de previsão - perfil = sol.

PERFIL DE PREVISÃO = SOL			
Meses	MAE / kWh	RMSE / kWh	MAPE / %
Julho	8,92	12,40	34,44
Agosto	7,06	10,76	15,16
Setembro	19,67	23,69	38,50
Outubro	22,30	29,07	34,02
Novembro	12,02	18,39	14,61

Na Tabela 7 é mostrado os valores de ME, MAE, RMSE mensais, também para os meses de julho a novembro de 2022, para o perfil de previsão SOL. Os meses de julho e agosto foram os meses que apresentaram melhor MAE e melhor RMSE. O mês de julho obteve 8,92 kWh de MAE e 12,40 kWh de RMSE e o mês de agosto obteve 7,06 kWh de MAE e 10,76 kWh de RMSE. Enquanto que os meses de agosto e novembro apresentaram o melhor MAPE, com 15,16% e 14,61% ambos apresentando uma boa precisão na predição.

Tabela 7 - Erros médios diários de geração de energia elétrica fotovoltaica mensais divididos por perfil de previsão: perfil = nublado.

PERFIL DE PREVISÃO = NUBLADO			
Meses	MAE / kWh	RMSE / kWh	MAPE / %
Julho	20,54	22,61	55,19
Agosto	12,98	14,31	47,94
Setembro	36,79	42,79	52,54
Outubro	-	-	-
Novembro	-	-	-

A Tabela 8 mostra os valores de ME, MAE, RMSE mensais, também para os meses de julho a novembro de 2022, para o perfil de previsão NUBLADO + CHUVA. O mês de agosto foi o mês que apresentou melhores valores de MAE, RMSE e MAPE, sendo 0,28 kWh, 0,28 kWh e 2,26%, respectivamente. Os valores obtidos no mês de agosto equivalem a uma ótima precisão na predição, porém há uma única previsão para esse perfil, devido a isso o valor foi tão baixo. Vale ressaltar que para o perfil de previsão nublado + chuva, não houve dados relacionados a esses valores no histórico de 15 dias anteriores referentes aos meses de julho e outubro, por isso não há valores de erros.

Tabela 8 - Erros médios diários de geração de energia elétrica fotovoltaica mensais divididos por perfil de previsão: perfil = nublado + chuva.

PERFIL DE PREVISÃO = NUBLADO			
Meses	MAE / kWh	RMSE / kWh	MAPE / %
Julho	-	-	-
Agosto	0,28	0,28	2,26
Setembro	20,76	23,34	33,65
Outubro	-	-	-
Novembro	10,21	14,75	11,41

A Tabela 9 mostra os valores de ME, MAE, RMSE mensais, também para os meses de julho a novembro de 2022, para o perfil de previsão CHUVA. O mês de agosto foi o mês que apresentou melhores valores de MAE, RMSE e MAPE, sendo 3,96 kWh, 4,01 kWh e 33,22%, respectivamente. Os valores obtidos para o mês agosto equivalem a uma ótima precisão na predição, porém há uma única previsão para esse perfil, devido a isso o valor foi tão baixo.

Tabela 9 - Erros médios diários de geração de energia elétrica fotovoltaica mensais divididos por perfil de previsão: perfil = chuva.

PERFIL DE PREVISÃO = CHUVA			
Meses	MAE / kWh	RMSE / kWh	MAPE / %
Julho	34,08	36,38	130,60
Agosto	3,96	4,01	33,22
Setembro	23,10	23,49	77,95
Outubro	22,15	26,50	60,37
Novembro	34,08	36,38	130,60

A Tabela 10 mostra os valores de ME, MAE, RMSE mensais, também para os meses de julho a novembro de 2022, para o perfil de previsão SOL + CHUVA. Como pode ser visto na tabela os meses de julho, agosto, outubro e novembro não houve dados relacionados a esses valores no histórico de 15 dias anteriores referentes a estas datas, já para o mês de setembro há apenas uma previsão, o que fez com o resultado fosse inconclusivo.

Tabela 10 - Erros médios diários de geração de energia elétrica fotovoltaica mensais divididos por perfil de previsão: perfil = chuva.

PERFIL DE PREVISÃO = SOL + CHUVA			
Meses	MAE / kWh	RMSE / kWh	MAPE / %
Julho	-	-	-
Agosto	-	-	-
Setembro	29,54	29,54	37,15
Outubro	-	-	-
Novembro	-	-	-

Os valores de MAPE apresentados para cada perfil na Tabela 6, Tabela 7, Tabela 8, Tabela 9 e Tabela 10 mostram que a maioria dos valores estão entre boa predição e precisão razoável. Já os valores que correspondem a categoria de predição imprecisa estão nos perfis que envolvem algum tipo de nebulosidade como NUBLADO, NUBLADO + CHUVA, CHUVA E SOL + CHUVA. Assim como Santos (2010) descreve em seu trabalho, para dias com maior nebulosidade a precisão da predição são menores do que em dias ensolarados. Além disso, os meses de agosto, outubro, novembro e dezembro tiveram volumes de chuva maiores do que o esperado (Tubarão, 2022).

Analisando todos os resultados obtidos, a metodologia desenvolvida se mostrou relevante, obtendo valores melhores que o método da persistência. Vale ressaltar que é um método que possui algumas limitações, como a interpretação do observador da previsão meteorológica real e os dias com algum tipo de nebulosidade são mais difíceis de prever. Assim, se faz necessário um aperfeiçoamento do método, seja com a utilização de redes neurais, e a utilização de imagens de satélites para monitoramento da nebulosidade.

Os autores Ahmed *et al* (2020) e Pelisson (2021) mostraram em seus trabalhos que as variações de radiação ao longo do dia afeta a confiabilidade da predição de geração, devido as flutuações da intensidade da radiação leva-se a flutuações de tensão e potência. Nos métodos onde há a utilização de muitos dados de entrada existe o aumento considerável da complexidade e o tempo computacional de um modelo. Portanto, uma alternativa para otimizar a entrada de dados seria a utilização do histórico de operação ao invés das séries de incidência solar, se tornando mais eficiente (Ahmed *et al.*, 2020).

3. Conclusão

O objetivo deste estudo foi desenvolver uma metodologia para predição da geração diária de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos a partir de histórico de operação de redes meteorológicas. Os dados de previsão meteorológicos foram obtidos por meio do site da EPAGRI e esses dados

foram divididos em cinco perfis: sol, nublado, nublado + chuva, chuva e sol + chuva. O horizonte de predição utilizados foi de 24 horas e para analisar o desempenho da metodologia desenvolvida neste artigo foi definido o método da persistência como modelo de referência.

Na comparação da predição de 24 horas com os valores reais obtidos de geração de energia elétrica temos uma diferença muito pequena, destacando o mês de agosto em que a diferença da predição foi de 0,38% do valor real. Setembro apresentou a maior diferença da predição que foi de 17,69% do valor real, ainda sendo um valor pequeno.

Quanto aos indicadores estatísticos de incerteza das predições foi utilizado o MAE (kWh), RMSE (kWh) e o MAPE (%), e para todos os casos, quanto mais próximo de zero os valores forem melhores são os resultados da metodologia. Para o método da persistência todos os valores mensais de MAE ficaram abaixo de 30 kWh, com destaque para o mês de julho com 10,61 kWh. Para a predição de 24 horas também se mantiveram abaixo de 30 kWh. O mês de julho obteve o menor valor de MAE com 7,46 kWh. Para os valores de RMSE tanto o método da persistência como o método para a predição dos horizontes obtiveram valores menores de 40 kWh. Para o método da persistência o destaque fica para o mês de julho com 14,23kWh. Para a predição de 24 horas, o mês de destaque é agosto com 10,83 kWh. Para os valores de MAPE, pelo método da persistência, nenhum mês obteve erro abaixo de 35%, o menor valor obtido foi em julho de 37,48%, ainda assim sendo uma predição razoável. Para a predição de 24 horas, agosto foi o que mostrou uma precisão melhor com 20,87%. Quando se refina os valores para os perfis de previsão para o horizonte de 24 horas, o MAPE foi menor para o perfil de SOL, com destaque para o mês de novembro com 14,61%, sendo uma boa predição. Para o perfil NUBLADO os valores de MAPE foram maiores que 50% sendo uma predição imprecisa, exceto para agosto que obteve 47,94% e se encontra na faixa de predição razoável. Para o perfil NUBLADO + CHUVA, o valor de MAPE com destaque fica para agosto e novembro com 2,26% e 11,41%, respectivamente. Para o perfil CHUVA os valores de MAPE para todos os meses foram de predição imprecisa, exceto por agosto que teve 33,22%. Para a previsão de SOL + CHUVA apenas o mês de setembro obteve esse perfil, com 37,15%.

A maioria dos valores de MAPE para as predições estão entre boa predição e precisão razoável. Já os valores que se encaixam na categoria de predição imprecisa estão nos perfis que envolvem algum tipo de nebulosidade como NUBLADO, NUBLADO + CHUVA, CHUVA E SOL + CHUVA. Isso ocorre porque quanto maior a nebulosidade menor será a precisão.

A predição de geração de energia elétrica a curto prazo é importante na mitigação da intermitência e incerteza do recurso solar, sendo um meio de garantir a produção de energia de outras fontes quando as usinas fotovoltaicas não forem suficientes. Além de ser relevante para o planejamento e modelagem das futuras usinas fotovoltaicas. Com o crescimento da geração de energia elétrica solar fotovoltaica aumenta a necessidade de predições mais eficientes e com diferentes horizontes. Uma das principais vantagens de se inserir o histórico de operações é a otimização dos dados de entradas, visto que nos métodos onde há a utilização de muitos dados de entrada existe o aumento considerável da complexidade e do tempo computacional de um modelo.

Ao analisar os resultados, a metodologia apresentada se mostrou promissora e com informações relevantes para estudos posteriores com alguns detalhes que precisam ser refinados. Portanto sugere-se para trabalhos futuros a utilização de métodos híbridos baseados em sistemas inteligentes e métodos de imagens de satélites para monitoramento das nuvens, fazendo com que também se consiga melhores resultados em dias com maior nebulosidade.

References

- Ağbulut, Ü.; Gürel, A. E.; Biçen, Y. (2021) Prediction of daily global solar radiation using different machine learning algorithms: Evaluation and comparison. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 135.
- Ahmed, R. *et al.* (2020) A review and evaluation of the state-of-the-art in PV solar power forecasting: Techniques and optimization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 124.

- Barbieri, F.; Rajakaruna, S.; Ghosh, A. (2017) Very short-term photovoltaic power forecasting with cloud modeling: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, n. August 2015, p. 242–263.
- Carneiro, A. C. M. DA S. (2014) Previsão do consumo de energia elétrica a curto prazo, usando combinações de métodos univariados. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora, 2014.
- Cunha, B. A. Da (2021) Previsão intra-diária de geração fotovoltaica usando redes neurais recorrentes do tipo LSTM e dados históricos de energia. Bauru - SP: Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.
- Fan, J. *et al.* (2019) Evaluation and development of empirical models for estimating daily and monthly mean daily diffuse horizontal solar radiation for different climatic regions of China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 105, p. 168–186.
- Fearnside, P. M. (2015) Hidrelétricas na Amazônia impactos ambientais e sociais na tomada de decisões sobre grandes obras. Vol. 2 ed. Manaus: Editora INPA.
- MME (2018). *Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD*.
- ONU. (2020) Sustainable Development Goal 7: Energia limpa e acessível | As Nações Unidas no Brasil. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>>. Acesso em: 18 out. 2020.
- Parracho, E. R. Previsão de consumo de eletricidade para sistemas de autoconsumo solar Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente.
- Pelisson, A. A. (2021) Aprendizado de máquina para previsão de geração de energia fotovoltaica em dados de estações solarimétricas.
- Pierro, M. *et al.* (2018) Photovoltaic generation forecast for power transmission scheduling: A real case study. *Solar Energy*, v. 174, n. October, p. 976–990.
- PROCEL. (2023) Tabela de estimativa de consumo médio mensal de eletrodomésticos de acordo com um uso hipotético. Disponível em: <<http://www.industriahoje.com.br/wp-content/uploads/downloads/2015/01/Tabela-Consumo-Equipamentos-Procet-Eletronbras.pdf>>. Acesso em: 19 mar. 2023.
- Santos, B. A. de O. (2010) Previsão de Produção de Centrais Solares a Muito Curto Prazo. Portugal: Universidade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Tubarão. (2022) Tubarão teve volume de chuva acima do normal em oito, dos 12 meses de 2022 - Prefeitura de Tubarão. Disponível em: <<https://tubarao.sc.gov.br/noticia-753518/>>. Acesso em: 19 mar. 2023.
- Umizaki, M.; Uno, F.; Oozeki, T. (2018) Estimation and forecast accuracy of regional photovoltaic power generation with upscaling method using the large monitoring data in Kyushu, Japan. *IFAC-PapersOnLine*, v. 51, n. 28, p. 582–585.
- Zhang, J. *et al.* (2015) A suite of metrics for assessing the performance of solar power forecasting. *Solar Energy*, v. 111, p. 157–175.