

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FV DE CDTE COM E SEM ARC EM COMPARAÇÃO COM MULTI-SI MONOFACIAL NO SUL DO BRASIL

Anelise Medeiros Pires – anelisempires@gmail.com

Marília Braga

Ricardo Rütther

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

Resumo. O desempenho de três sistemas fotovoltaicos instalados no Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC) em Florianópolis-SC (27°S, 48°O, Classificação Climática Cfa Köppen-Geiger), foram analisados neste artigo. Este estudo tem como objetivo complementar uma análise prévia realizada, onde o desempenho de sistemas compostos por módulos fotovoltaicos de telureto de cádmio (CdTe) (com e sem película antirreflexo - ARC), e de silício multicristalino (multi-Si) monofaciais foi avaliado entre os anos de 2018 e 2019, sendo que no presente estudo os anos de 2020 e 2021 são adicionados, completando um período de avaliação de quatro anos. Os resultados revelaram que o sistema de CdTe com ARC apresentou melhor desempenho ao longo dos anos analisados, com um rendimento anual em média 3,2% superior ao do sistema FV de multi-Si. Os novos resultados indicam ainda uma variação interanual no desempenho dos três sistemas avaliados, com um decaimento em suas produtividades. O sistema CdTe ARC apresenta uma tendência de decaimento no desempenho energético mais acentuada (10,9% ao longo dos quatro anos avaliados), que deve ser melhor investigada. Entre os fatores que podem estar ocasionando o decaimento na produtividade dos sistemas estão variações no entorno dos sistemas (aumentando perdas por sujidade e sombreamento) e degradação de potência dos módulos. Os resultados observados neste estudo corroboram com pesquisas anteriores, mostrando que o CdTe tem uma vantagem de desempenho em relação às tecnologias tradicionais monofaciais cristalinas em climas quentes e ensolarados, como os encontrados no Brasil.

Palavras-chave: Análise de Desempenho, Telureto de Cádmio (CdTe), Silício Multicristalino (multi-Si)

1. INTRODUÇÃO

Enquanto as tecnologias tradicionais de silício continuam dominando o mercado fotovoltaico (FV), com 95% da produção anual global em 2020, o telureto de cádmio (CdTe) está na liderança entre as tecnologias FV de filmes finos, com uma produção global de 6,1 GWp em 2020 (79% da produção de filmes finos) (Fraunhofer ISE, 2021). Esta predominância de mercado entre as tecnologias FV de filme fino pode crescer após a recente introdução da nova geração de módulos FV de CdTe de grande área com eficiência recorde de mais de 18%. (Strevel, 2017). Devido a seu menor coeficiente de temperatura e à resposta espectral mais azul quando comparado ao silício cristalino, sistemas de CdTe apresentam um bom desempenho em climas quentes, ensolarados e úmidos, predominantes em regiões próximas ao equador, o que torna a tecnologia uma opção muito interessante para aplicação em larga escala em climas como o brasileiro (Munshi *et al.*, 2018).

Braga *et al.* (2018, 2020), Campos *et al.* (2018), Nascimento *et al.* (2016, 2018, 2020) e Zomer *et al.* (2020) mostraram uma vantagem de desempenho para o CdTe sobre o multi-Si em climas quentes e ensolarados brasileiros. Esta vantagem de desempenho pode ser atribuída ao menor coeficiente de temperatura desta tecnologia e a uma resposta espectral azulada (Looney *et al.*, 2021; Braga *et al.*, 2019b; Braga *et al.*, 2019a). Além disso, o CdTe revestido com película anti-reflexo visa introduzir uma vantagem ainda maior a estes módulos FV, reduzindo as perdas de ângulo de incidência na incidência normal - aumentando a potência nominal do módulo e sua eficiência em condições padrão de teste - e também em outros ângulos, levando a um melhor desempenho em condições reais de operação, especialmente para sistemas fixos (Grammatico e Littmann, 2016; Passow, 2018).

Apesar das vantagens climáticas descritas para o CdTe, a tecnologia ainda não é muito explorada pelo mercado brasileiro (EPE, 2020). Entretanto, dados dos últimos leilões de energia mostram um aumento da potência média por módulo da tecnologia de CdTe desde 2018, indicando a utilização de módulos FV de CdTe de grande área, sendo que todos os novos projetos cadastrados em 2019 já utilizam a nova série de módulos de CdTe, resultando em uma potência média por módulo acima de 400 Wp (EPE, 2020).

Este estudo tem como objetivo complementar uma análise prévia realizada por Pires *et al.* (2021), onde o desempenho mensal e anual de sistemas FV fixos de multi-Si, CdTe e CdTe ARC instalados no Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC, www.fotovoltaica.ufsc.br) em Florianópolis-SC (27°S, 48°O, Cfa) (Alvares *et al.*, 2013) foi avaliado entre os anos de 2018 e 2019. O primeiro sistema FV é baseado em módulos de silício multicristalino (multi-Si) monofaciais; os outros

dois, em módulos de CdTe, sendo um deles revestido com película antirreflexo (ARC). A análise de Pires *et al.* (2021) indica uma vantagem de 5% para o sistema CdTe ARC em comparação ao sistema tradicional multi-Si de referência, sendo que o fator ambiental que mais contribuiu para este resultado foi a temperatura, seguida do conteúdo espectral da luz solar, que resultaram em ganhos de desempenho global estimados em 1,9% e 1,5%, respectivamente, para os sistemas de CdTe.

Ao avaliar o desempenho real medido dos sistemas fotovoltaicos, este estudo dá continuidade na análise das vantagens de desempenho do CdTe e CdTe ARC em relação ao tradicional multi-Si monofacial para climas quentes e ensolarados. A avaliação do comportamento do desempenho destas tecnologias a longo prazo para o clima brasileiro é de suma importância, visto que o Brasil é um mercado relevante para a indústria fotovoltaica, com grande recurso solar (Pereira *et al.*, 2017) e uma capacidade instalada de FV em rápido crescimento (PV Magazine Latin America, 2019; ABSOLAR, 2022).

2. METODOLOGIA

2.1 Sistemas avaliados e instrumentação

Dados de três sistemas FV (Fig. 1) foram analisados para avaliar o desempenho de módulos FV de CdTe, CdTe com película ARC e multi-Si. Os sistemas FV em questão estão instalados na cidade de Florianópolis-SC (27,4°S; 48,4°O), no Centro de Capacitação e Pesquisa em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC, www.fotovoltaica.ufsc.br). Florianópolis possui clima subtropical úmido (Cfa), de acordo com a classificação climática de Köppen-Geiger (Alvares *et al.*, 2013), com verões quentes e úmidos, e invernos suaves a frios. Os sistemas são instalados em um local urbano dentro da ilha de Florianópolis, próximo ao mar (cerca de 800 m) e, portanto, estão expostos a condições de elevada umidade e a maresia.



Figura 1 - Imagem aérea do laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S; 48,4°O) (a), e vista dos sistemas em solo do laboratório, destacando os três sistemas analisados neste estudo (b).

É importante destacar que os sistemas analisados neste estudo foram instalados em 2016, e o período avaliado para o estudo foi 2018 a 2021. Portanto, supõe-se que qualquer estabilização inicial dos módulos de multi-Si e CdTe já foi alcançada antes do período de avaliação.

A Tab. 1 apresenta os principais parâmetros elétricos dos sistemas FV analisados neste trabalho. Todos os três sistemas possuem inversores idênticos e com baixo carregamento para reduzir as incertezas relativas à eficiência do inversor e precisão de medição, bem como evitar perdas por sobrecarregamento que poderiam interferir nas avaliações de desempenho.

Tabela 1 - Principais parâmetros elétricos dos sistemas FV analisados neste estudo.

Parâmetro	multi-Si	CdTe	CdTe ARC
Potência Nominal	235 Wp	110 Wp	110 Wp
Eficiência do Módulo	14,2%	15,3%	15,3%
Coefficiente de Temperatura	-0,45 %/°C	-0,28 %/°C	-0,28 %/°C
Módulos em Série	10	5	5
Strings em paralelo	1	4	4
Potência total do sistema	2,35 kWp	2,2 kWp	2,2 kWp
Potência nominal do inversor	2,5 kW	2,5 kW	2,5 kW
Orientação	0°	0°	0°
Inclinação	20°	18°	16°

O objetivo principal deste estudo é comparar o desempenho entre as tecnologias FV, portanto foram utilizados para as análises os parâmetros de energia do lado de corrente contínua (CC) dos sistemas, de modo a não levar em consideração

as perdas de conversão dos inversores. Os dados elétricos dos sistemas foram adquiridos dos inversores através de um *datalogger* Campbell CR6 com um intervalo de amostragem de segundos e armazenados como médias de um minuto. De acordo com o fabricante, as medidas elétricas dos inversores apresentam uma incerteza de 5%.

Além de parâmetros elétricos dos sistemas FV, dados ambientais também foram analisados para dar embasamento as discussões sobre as vantagens de desempenho das tecnologias FV. Os dados ambientais foram adquiridos por sensores instalados na estação meteorológica do laboratório Fotovoltaica-UFSC (Fig. 2). A temperatura ambiente e a umidade relativa foram aferidas por um sensor Lufft WS600 e a irradiância global inclinada por um piranômetro SMP11-V da Kipp & Zonen.



Figura 2 - Imagem aérea da estação solarimétrica localizada no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O).

2.2 Avaliação de desempenho

Análise de sombreamento. Os sistemas analisados neste estudo estão sujeitos a sombreamento durante certos períodos do dia e do ano em função da presença de edifícios adjacentes e uma turbina eólica, como mostrado na Fig. 1.

O padrão de sombreamento causado pelos obstáculos difere de um sistema para outro, como pode ser presumido por suas localizações relativas às fontes de sombreamento. Além disso, as características construtivas dos módulos de cada uma das tecnologias FV analisadas resultam em comportamentos diferentes quando os módulos são expostos a sombreamento parcial: os módulos de multi-Si são divididos em *substrings* por diodos *bypass*, resultando assim em perdas não lineares devido ao sombreamento parcial, enquanto os módulos de CdTe não possuem diodos *bypass*, apresentando uma perda linear por sombreamento.

Levando estes fatores em consideração, é importante excluir da análise os momentos em que um ou mais dos sistemas analisados estão sujeitos a sombreamento, para garantir que padrões e comportamentos diferentes de sombreamento não interfiram nos resultados. A fim de identificar e quantificar padrões de sombreamento e perdas para os sistemas avaliados, um modelo 3D desenvolvido em SketchUp® foi analisado no software Ecotect®, utilizando a metodologia descrita em Zomer e Rüther (2017). É importante observar que a cerca localizada ao norte dos sistemas de CdTe é uma cerca provisória que ficou instalada entre março de 2020 e junho de 2021. De modo a manter a uniformidade dos períodos avaliados entre os anos analisados, e garantir o aproveitamento da maior janela de dados possível, o sombreamento causado pela cerca provisória não foi considerado no estudo de sombreamento realizado para estes sistemas. Sendo assim, o filtro de sombreamento não leva em consideração o efeito deste obstáculo provisório sobre o sistema de CdTe ARC durante este período.

A Fig. 3 mostra o padrão de sombreamento horário percentual para um ano completo obtido usando Ecotect® para cada sistema em estudo. É possível notar a partir dos percentuais apresentados que os sistemas são menos afetados pelo sombreamento durante o verão, quando o sol está mais alto no céu. A porcentagem de sombreamento anual obtida nesta análise foi de 10% para multi-Si, 11% CdTe e 8% para CdTe com ARC. Os resultados da análise de sombreamento horário foram usados para estabelecer os períodos de filtragem para a avaliação de desempenho neste estudo.

Dois opções de filtros de sombreamento foram consideradas para a avaliação de desempenho, ambas levando em conta a mesma janela de tempo para a análise dos três sistemas, permitindo sua comparação: filtro diária ou anual. Enquanto um filtro considerando a janela mais restrita sem sombreamento do ano todo permite uma comparação mensal dos dados, um filtro diário resulta em melhor utilização dos dados, especificamente no início da manhã e no final da tarde. Considerando que os sistemas FV avaliados neste estudo devem apresentar diferentes comportamentos espectrais e de ângulo de incidência, especialmente quando o ângulo de incidência e os valores de massa de ar são maiores (início e fim do dia), o filtro diário foi o escolhido para a análise. Mais detalhes sobre a o filtro de sombreamento utilizado nesta análise podem ser encontrados em Pires *et al.* (2021).

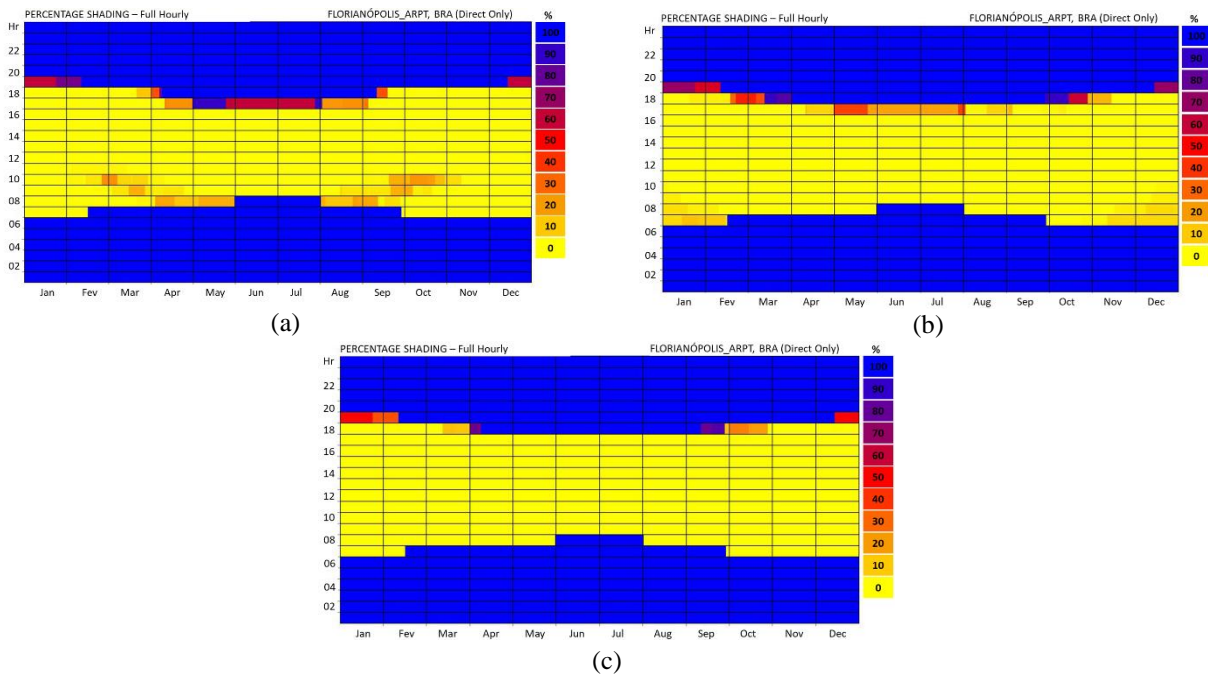


Figura 3 - Sombreamento horário obtido a partir de simulações do *software* Ecotect® para os três sistemas fotovoltaicos deste estudo: (a) multi-Si, (b) CdTe e (c) CdTe com ARC.

Processamento de dados energéticos. Como mencionado anteriormente, os dados elétricos dos três sistemas FV em avaliação neste estudo foram adquiridos de seus respectivos inversores com uma taxa de amostragem de segundos e armazenados como médias de um minuto. A Fig. 4 mostra um fluxograma representando todas as etapas realizadas para o processamento dos dados energéticos descritos nesta seção.

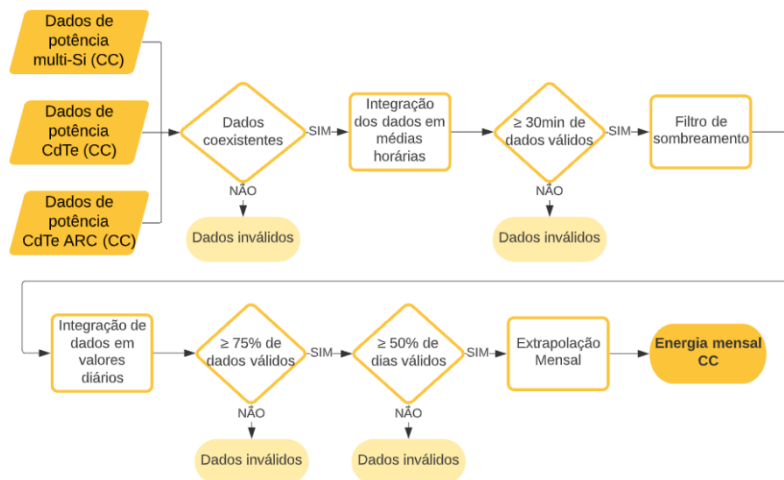


Figura 4 - Fluxograma representando as etapas realizadas para o processamento dos dados de energia.

Para a avaliação de desempenho, apenas os momentos em que todos os sistemas estavam em operação normal e sob total incidência de irradiação foram considerados para a análise. As medições de potência CC foram integradas em médias horárias, resultando em valores de geração de energia horária, e apenas horas com 30 minutos ou mais de dados foram consideradas válidas. Nos dados horários, foi aplicado o filtro de sombreamento diário descrito na seção anterior, filtrando os momentos em que um ou mais dos sistemas FV avaliados é sombreado por objetos ou edifícios próximos. O mesmo filtro é aplicado a todos os sistemas FV, sempre considerando o pior padrão de sombreamento entre eles.

A energia horária foi então integrada em valores diários e apenas dias com pelo menos 75% dos dados esperados válidos foram considerados para o próximo passo. Os dados esperados aqui são definidos como o número de horas dentro da janela de tempo sem sombreamento em um dia. Por exemplo, se em um determinado dia, o sombreamento ocorre até 09:00, e então começa novamente às 17:00, os dados esperados são oito horas (das 09:00 às 17:00), e este dia só será considerado se tiver seis horas ou mais de dados válidos.

Os valores diários foram, por fim, integrados em valores mensais, e apenas meses com 50% de dias previstos ou mais foram considerados representativos desse período. Durante meses com dias válidos suficientes para serem considerados representativos, mas ainda incompletos, um multiplicador proporcional foi aplicado para encontrar um valor energético mais significativo para um mês inteiro de geração de energia. Por exemplo, se um mês apresenta 31 dias, mas

apenas 27 deles são considerados válidos, o valor da energia é multiplicado por um fator de 1,1481 (31 dividido por 27). Esta extrapolação, entretanto, foi aplicada da mesma forma para todos os três sistemas fotovoltaicos, não afetando suas diferenças de desempenho. A Fig. 5 mostra a disponibilidade simultânea mensal de dados para os três sistemas FV avaliados neste estudo no período avaliado. Os únicos meses considerados não representativos nas análises são maio de 2018, janeiro de 2019, janeiro de 2020 e novembro de 2021.

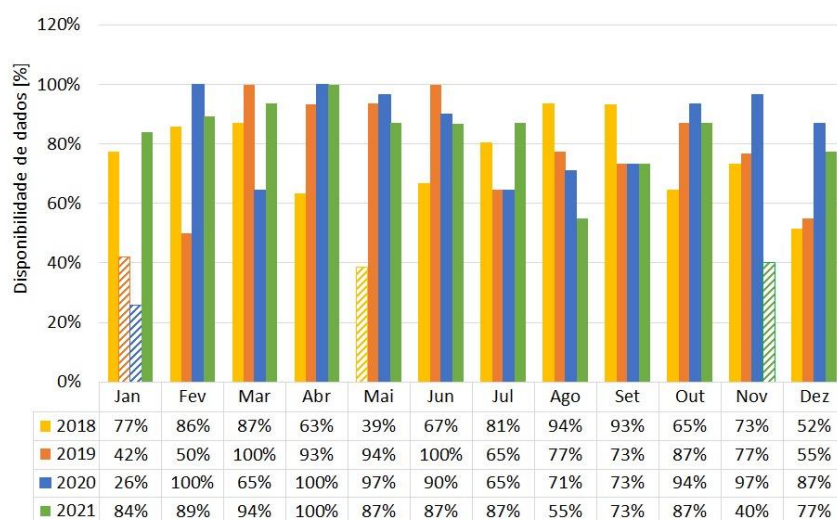


Figura 5 - Disponibilidade simultânea de dados para os três sistemas fotovoltaicos avaliados deste estudo no período analisado. Os meses considerados não representativos para a análise são mostrados como barras listradas.

Produtividade (yield). A avaliação de desempenho dos sistemas analisados neste estudo foi realizada utilizando o indicador de desempenho produtividade energética. A produtividade do sistema para um determinado período de tempo quantifica a produção de energia do gerador FV nesse mesmo período por unidade de potência instalada, conforme definição da IEC, (2016). Dado que a potência instalada é ligeiramente maior para o sistema de multi-Si (ver Tab. 1), a normalização proporcionada pela métrica de produtividade é a mais adequada para comparar o desempenho dos três sistemas, considerando que as diferenças no ângulo de inclinação dos sistemas FV é insignificante do ponto de vista de irradiação incidente nos planos dos sistemas.

Estimativa de temperatura do módulo. Espera-se que a temperatura desempenhe um papel importante no desempenho do sistema FV, sendo que algumas tecnologias FV de filme fino devem apresentar melhores resultados em climas quentes, como o brasileiro, devido a seu menor coeficiente de temperatura. (Schweiger et al., 2015; Nascimento et al., 2020; Dash e Gupta, 2015). Para quantificar as vantagens de temperatura do CdTe neste estudo, o modelo de Ross (Ross, 1976) foi usado para estimar a temperatura do módulo a partir da temperatura ambiente e irradiação no plano dos módulos (devido à falta de dados de irradiação no plano dos sistemas avaliados, foram utilizados dados para inclinação em latitude (27,4°), que para este local de baixa latitude não deve produzir diferenças significativas na irradiação; adicionalmente, os dados serão utilizados apenas para referência e não para o cálculo de figuras de mérito). O modelo também utiliza o coeficiente Ross, um valor constante dado em $^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}^2$, que depende, entre outros fatores, da tecnologia FV do módulo, forma, tamanho e montagem. Os valores dos coeficientes de Ross utilizados neste estudo foram obtidos de Segado *et al.* (2015) e são $0,024\text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}^2$ e $0,025\text{ }^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}^2$, para os sistemas de multi-Si e CdTe, respectivamente. Assumiu-se que não há diferenças significativas de temperatura entre os dois sistemas de CdTe, devido a suas características construtivas quase idênticas e tipo de montagem e localização; assim, apenas uma temperatura estimada foi calculada para ambos os sistemas. As temperaturas dos módulos foram estimadas na base horária e filtradas para horários de sombreamento assim como os demais dados da análise. A integração destes dados em valores mensais e anuais ocorre através de médias ponderadas pela irradiação, para representar melhor o impacto da temperatura nos momentos em que a geração FV é mais significativa. Apenas meses com pelo menos metade dos dias válidos foram considerados representativos para as análises.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Fig. 6 apresenta os resultados de produtividade (yield) anual para os três sistemas FV em análise neste estudo. É importante destacar que os valores de produtividade aqui apresentados não devem ser comparados com resultados anteriores encontrados na literatura devido ao processo de filtragem de dados, que exclui várias horas do dia da análise para atenuar os efeitos de sombreamento parcial que afetam os sistemas FV. Em geral, é possível observar que o sistema de CdTe com ARC apresenta o melhor desempenho ao longo dos anos analisados, com um rendimento anual em média 3,2% superior ao do sistema de multi-Si. Os resultados mostram que o sistema de CdTe com ARC apresentou um desempenho anual 5,6% superior ao multi-Si para 2018, 4,4% superior para 2019, 2,1% para 2020 e 1,4% para 2021, enquanto o sistema CdTe apresentou um desempenho anual 1,2% superior à tecnologia multi-Si para 2018, um

desempenho muito semelhante ao multi-Si em 2019 e para 2020 e 2021, cerca de 0,9% abaixo da referência. A média das temperaturas estimadas para os módulos de multi-Si foi de 38,6°C para o período analisado; enquanto os sistemas CdTe apresentaram uma temperatura estimada ligeiramente mais alta, devido às características construtivas dos módulos 39,2°C.

Observa-se ainda um decaimento anual do desempenho dos três sistemas avaliados, sendo que o sistema de CdTe com ARC apresenta uma tendência mais acentuada, com uma redução de 10,9% ao longo dos quatro anos analisados, seguido pelo sistema CdTe com uma redução de 9,1%, e multi-Si com uma redução de 7,2% entre o primeiro e o último ano analisados. Para uma melhor identificação das causas do decaimento da produtividade dos sistemas, a avaliação dos dados de produtividade em conjunto com dados ambientais é de suma importância, principalmente dados de irradiação e temperatura, fatores que mais afetam a produtividade de sistemas FV neste tipo de clima. É possível notar que apesar de haver variação na disponibilidade de recurso solar e na temperatura estimada para os módulos dos sistemas não há uma correlação entre estes fatores e a redução de produtividade observada nos sistemas. Sendo assim, este decaimento pode estar associado a uma degradação natural dos módulos FV ou ainda a variações no entorno do local de instalação dos sistemas.

O estudo anterior de Pires *et al.* (2021) mostra que em avaliação de potência medida através de ensaios de curva IV realizada em agosto de 2018 (aproximadamente dois anos após a instalação dos sistemas), os resultados não sugeriram sinais de degradação acentuada em nenhum dos sistemas, embora fosse possível já observar uma degradação visual da película antirreflexo dos módulos de CdTe com ARC. Os mesmos resultados revelam uma diferença de 6,2% da potência nominal entre os sistemas de CdTe, com módulos ARC apresentando uma potência de pico mais alta, apesar de ter a mesma potência nominal dos módulos sem película. No trabalho, Pires *et al.* (2021) discute que esta diferença pode ser parcialmente atribuída a uma subestimação por parte do fabricante em relação à durabilidade e aos ganhos do ARC, o que poderia ter levado a uma subestimativa (intencional ou não) da potência nominal desses módulos. Outra hipótese apresentada no trabalho de Pires *et al.* (2021) para esta diferença é uma redução do impacto de sujeira causada pelo ARC (Grammatico e Littmann, 2016), visto que os resultados são baseados em ensaios realizados com os módulos em estado natural de sujeira, uma vez que a remoção total de sujidade dos módulos com ARC não foi possível, consideradas as diretrizes de limpeza do fabricante. Este fator pode estar relacionado ao elevado desempenho de produtividade do sistema de CdTe ARC; entretanto, esta análise deve ser atualizada para uma melhor verificação da degradação da película antirreflexo, que pode estar associada ao decaimento mais acentuado da produtividade deste sistema ao longo do período avaliado. É importante destacar que, segundo informações do fabricante, a solução empregada na película antirreflexo em seus módulos mais recentes de CdTe é mais robusta e resistente aos processos de limpeza e intempéries, podendo apresentar uma degradação menos acentuada que a observada para este sistema.

Adicionalmente, mudanças do entorno dos sistemas podem ainda ter impactado as suas produtividades. Dentre as mudanças que podem ter afetado a produtividade dos sistemas, está o início de obras no terreno adjacente a localidade do estudo em meados do mês de abril de 2021, que alterou o solo de grama para areia, podendo ter influenciado na taxa de sujidade dos sistemas a partir deste mês. A presença de partículas soltas e deposição de sujeira sobre os módulos FV deve afetar mais a produtividade dos sistemas CdTe em função da resposta espectral da tecnologia (Hickel et al., 2016; Qasem et al., 2014); pode ainda ser destacado que, apesar das perdas por sujeira serem reduzidas em função da película antirreflexo (Grammatico e Littmann, 2016), neste caso em específico o sistema CdTe ARC pode ser mais afetado pela sujeira, em função de sua maior proximidade ao canteiro. Este tema será abordado em trabalho de análise comparativa entre taxas de sujidade para módulos de multi-Si e CdTe em Florianópolis-SC sendo desenvolvido por membros da equipe Fotovoltaica-UFSC para publicação também no IX CBENS.

Por fim, a produtividade dos sistemas de CdTe pode ainda ter sido afetada pela instalação de um tapume próximo aos sistemas (Fig. 1a) entre os meses de março de 2020 e junho de 2021, que teria afetado de forma mais acentuada o sistema CdTe ARC, pela sua maior proximidade. Análises de sombreamento e avaliação de curvas de potência para dias limpos devem ser realizadas para averiguar a extensão das perdas por sombreamento dos sistemas devido a interferência deste obstáculo.

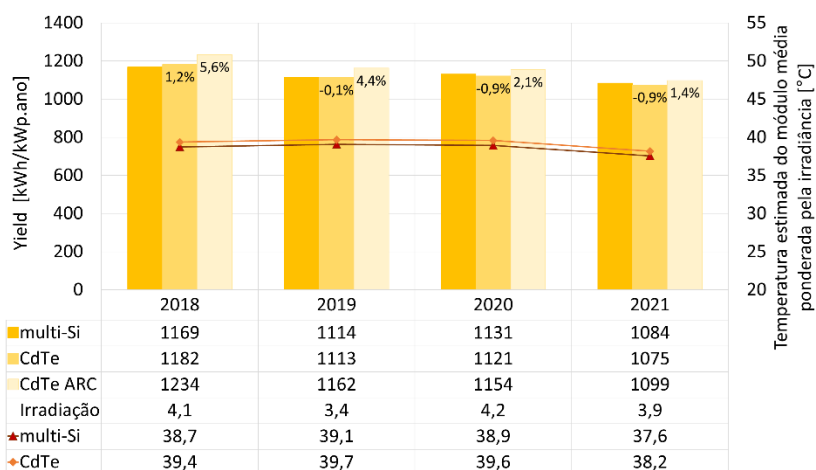


Figura 6 - Produtividade anual no período analisada para os três sistemas FV avaliados neste estudo, temperatura estimada do módulo média ponderada pela irradiação e irradiação média diária inclinada (27,4°).

A fim de avaliar em detalhe as variações entre o desempenho dos sistemas FV em estudo, uma análise mensal e anual das diferenças de produtividade dos sistemas de CdTe e CdTe com ARC em relação ao sistema de multi-Si de referência é apresentada na Fig. 7. A análise de dados mensais é realizada de forma relativa pois o filtro de sombreamento diário aplicado resulta em diferentes períodos de integração para cada dia do ano, resultante da localização dos obstáculos e da posição do sol, o que significa que as diferenças de produtividade absolutas observadas entre os meses não estão atribuídas apenas a variações sazonais, mas também a diferentes intervalos de tempo sem sombreamento. Entretanto, considerando que os períodos de integração são os mesmos para todos os sistemas todos os dias do ano, as diferenças sazonais entre eles podem ser analisadas, tendo em mente que para os meses de inverno o período analisado é mais restrito no início da manhã e no final da tarde, períodos em que as condições ambientais poderiam ter beneficiado um ou mais sistemas fotovoltaicos. Na Fig. 7 são ainda apresentadas as médias mensais de temperatura ambiente ponderada pela irradiância.

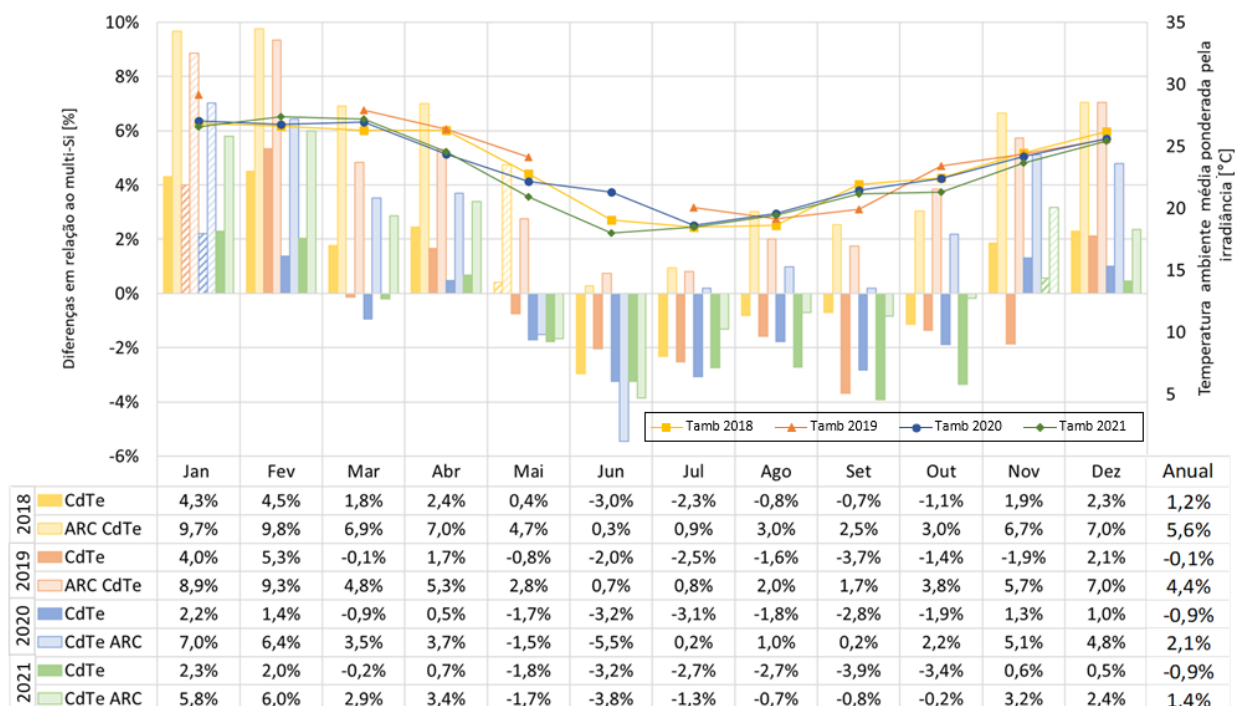


Figura 7 - Diferença de produtividade energética mensal e anual dos sistemas CdTe e CdTe com ARC em relação ao sistema multi-Si, durante o período analisado. Os meses considerados não representativos para a análise são mostrados como barras listradas.

As diferenças relativas de produtividade mensais entre os sistemas apresentaram uma sazonalidade, com sistemas de CdTe se sobressaindo nos meses mais quentes, em função das vantagens relativas a perdas por temperatura e resposta espectral, conforme já apresentado. Apesar da variação sazonal de sua vantagem energética em relação ao multi-Si, o sistema CdTe ARC apresenta ganhos em relação ao sistema de referência mesmo em meses menos favoráveis a tecnologia, com exceção dos meses de maio a junho de 2020 e de maio a outubro de 2021. É importante notar que, conforme mencionado anteriormente, este sistema teve seu desempenho afetado pelo sombreamento de uma cerca entre os meses de março de 2020 e junho de 2021, sendo este intensificado em meses de inverno; portanto, os resultados de desempenho desta tecnologia neste período não devem ser levados em consideração. Adicionalmente, o início de obras em terreno adjacente em abril de 2021, conforme também já descrito, pode ter afetado mais a produtividade dos sistemas CdTe ARC em função de sua maior proximidade ao canteiro. Ainda assim, o sistema CdTe ARC apresenta rendimento relativo abaixo dos anos anteriores, mostrando uma clara tendência de degradação, mesmo para meses sem impacto do sombreamento. Esta degradação pode estar associada não apenas ao material semiconductor, mas também à película antirreflexo dos módulos deste sistema, conforme já discutido, sendo necessária uma nova avaliação de potência para avaliação da degradação dos sistemas.

O sistema de CdTe, desde o princípio apresenta desempenho inferior ao do sistema CdTe ARC, superando o sistema multi-Si apenas para meses em que a tecnologia possui vantagens climáticas, como os meses de verão. A diferença de desempenho entre os sistemas CdTe ARC e CdTe pode ser atribuída a uma maior potência real do sistema ARC, conforme apresentado anteriormente. O sistema CdTe também vem apresentando um decaimento em seu desempenho, sendo que este não apresenta uma tendência tão linear quanto o sistema CdTe ARC, fato que pode estar associado a uma degradação mais intrínseca da tecnologia, e não à degradação da película antirreflexo, como pode ser o caso do sistema CdTe ARC. Novamente, vale destacar que apenas uma nova análise de potência dos módulos permitirá uma conclusão mais fidedigna sobre a degradação dos sistemas avaliados.

Como principal parâmetro ambiental que afeta o desempenho e, portanto, os valores de produtividade dos sistemas FV, os perfis anuais de temperatura ambiente média ponderada pela irradiância para 2018, 2019, 2020 e 2021 são mostrados na Fig. 7. Pode ser observada uma correlação entre a sazonalidade da temperatura e as variações nas diferenças de desempenho dos sistemas. O CdTe e o CdTe ARC apresentam um melhor desempenho, em comparação com o sistema multi-Si em meses mais quentes. Esta expectativa corrobora o perfil sazonal obtido na Fig. 7, mostrando os sistemas CdTe operando melhor que o sistema multi-Si de referência nos meses de verão. Em estudo detalhado para os anos de 2018 e 2019, Pires *et al.* (2021), estimou que as perdas de energia devido à temperatura foram 2% maiores para multi-Si em relação ao CdTe, com diferenças de até 3% nos meses mais quentes.

Segundo avaliação apresentada em Pires *et al.* (2021) o segundo fator que mais impacta a geração destes sistemas é a distribuição espectral, sendo que o levantamento realizado para os anos de 2018 e 2019 indicou que a tecnologia de CdTe apresenta uma vantagem espectral 2% sobre o multi-Si devido à distribuição espectral local. Uma análise sazonal mostrou ainda uma maior vantagem espectral para o CdTe no verão (até 3%), quando os valores de massa de ar são menores e a água precipitável é mais abundante na atmosfera, deslocando a distribuição espectral da luz para comprimentos de onda mais baixos (azul); sendo que o contrário acontece no inverno, quando os valores da massa de ar são maiores devido à trajetória do sol e há menos umidade, devido às características climáticas locais, levando a uma distribuição espectral ligeiramente mais avermelhada e, portanto, a pequenos ganhos para multi-Si (cerca de 1%) (Pires *et al.*, 2021). Os resultados do presente estudo corroboram as análises anteriores, mostrando a mesma sazonalidade para os anos adicionais avaliados.

Outros fatores que podem interferir no desempenho dos sistemas avaliados são resposta de luz fraca e ângulo de incidência. O estudo de Pires *et al.* (2021) traz uma análise simplificada para efeitos do ângulo de incidência solar, mostrando uma vantagem média de 0,65% para o CdTe e 0,86% para o CdTe ARC em relação ao multi-Si, sendo que estes valores chegam a 1,13% e 1,34%, respectivamente para os dois sistemas, no mês de solstício de inverno, quando os ângulos de incidência são mais elevados. Estas vantagens relativas a ângulo de incidência podem ser significativamente reduzidas para sistemas em rastreadores, para os quais os ângulos de incidência são menores. Pires *et al.* (2021) avalia ainda os efeitos de luz fraca destes sistemas, os quais não apresentaram sazonalidade significativa, mas resultaram em uma vantagem de cerca de 1,4% para os sistemas de CdTe em relação ao sistema multi-Si, sendo importante destacar que o baixo desempenho de luz pode variar de acordo com as características construtivas do módulo, e não apenas com a tecnologia FV.

4. CONCLUSÕES

O presente estudo avaliou o desempenho de sistemas de multi-Si, CdTe e CdTe ARC, instalados no laboratório Fotovoltaica-UFSC em Florianópolis-SC (27,4°S, 48,4°O, Cfa), entre os anos de 2018 e 2021, de forma a complementar estudo anterior apresentado por Pires *et al.* (2021). Em geral, o CdTe com ARC apresentou melhor desempenho ao longo dos anos analisados, com um rendimento anual em média 3,2% superior ao do sistema de multi-Si. Os resultados mostram que o sistema de CdTe com ARC apresentou um desempenho anual 5,6% superior ao multi-Si para 2018, 4,4% superior para 2019, 2,1% para 2020 e 1,4% para 2021, enquanto o sistema CdTe apresentou um desempenho anual 1,2% superior à tecnologia multi-Si para 2018, um desempenho muito semelhante ao multi-Si em 2019 e para 2020 e 2021, cerca de 0,9% abaixo da referência.

Os novos resultados indicam uma variação interanual no desempenho dos três sistemas avaliados, com um decaimento em suas produtividades. O sistema CdTe ARC apresenta uma tendência de decaimento no desempenho energético mais acentuada (10,9% ao longo dos quatro anos avaliados), que deve ser melhor investigada. Entre os fatores que podem estar ocasionando o decaimento na produtividade dos sistemas estão variações no entorno dos sistemas (mudanças no solo que podem estar afetando taxas de sujidade e adição de obstáculos que podem estar causando sombreamento), ou ainda degradação de potência dos módulos. Para identificação do impacto das variações do entorno, análises de sombreamento e avaliação de curvas de potência para dias limpos devem ser realizadas para averiguar a extensão das perdas por sombreamento dos sistemas devido a interferência deste obstáculo. Adicionalmente, medidas pontuais de potência realizadas através de ensaios de curva IV devem ser realizadas e comparadas a medidas anteriores já registradas para estes sistemas, a fim de identificar e quantificar a degradação de potência dos módulos. Ensaios adicionais de termografia infravermelha e eletroluminescência podem ainda auxiliar na identificação dos mecanismos de degradação associados.

De modo mais geral, os resultados apresentados neste trabalho são consistentes com pesquisas anteriores, mostrando que módulos de CdTe tem uma vantagem de desempenho em relação às tecnologias tradicionais monofaciais cristalinas em climas quentes e ensolarados. Contudo, a avaliação de longo prazo destes sistemas pode contribuir com resultados de taxa de degradação para estas tecnologias no clima brasileiro, reduzindo incertezas relacionadas a escolhas de tecnologias para usinas de grande porte.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através de subsídios para projetos de P&D da ENGIE, CTG, ENEL, CPFL e STATKRAFT. Além disso, os autores desejam agradecer à First Solar, pelo fornecimento dos módulos FV da tecnologia de CdTe utilizados neste estudo.

Os autores desejam agradecer a sua colega Clarissa Zomer por trabalhar na análise de sombreamento dos sistemas fotovoltaicos utilizados neste estudo. Os autores também agradecem aos colegas do laboratório Fotovoltaica-UFSC que não participaram diretamente desta pesquisa, mas que ajudaram a instalar e manter os sistemas fotovoltaicos e sensores usados no estudo, e também pelas discussões frutíferas sobre os assuntos abordados neste trabalho.

Marília Braga agradece ainda o apoio recebido da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) através de sua bolsa de doutorado.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. 2022. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico Janeiro/2022. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>.
- Alvares, C. A., Stape, J. L., Sentelhas, P. C., De Moraes Gonçalves, J. L., Sparovek, G. 2013. Köppen's climate classification map for Brazil. *Meteorologische Zeitschrift*. vol. 22, n. 6, pp. 711–728. doi:10.1127/0941-2948/2013/0507.
- Braga, M., Campos, R. A., Nascimento, L. R., Rüther, R., Santos, E. M. 2018. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas em Irecê, BA. In VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado.
- Braga, M., Nascimento, L. R., Rüther, R. 2019a. Spectral Impacts on the Performance of mc-Si and New-Generation CdTe Photovoltaics in the Brazilian Northeast. In 2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)., 1226–1231. Chicago, USA: IEEE. doi:10.1109/PVSC40753.2019.8981152.
- Braga, M., Nascimento, L. R., Rüther, R. 2019b. Spectral modeling and spectral impacts on the performance of mc-Si and new generation CdTe photovoltaics in warm and sunny climates. *Solar Energy*. vol. 188, n. August. Elsevier, pp. 976–988. doi:10.1016/j.solener.2019.06.073.
- Braga, M., Pires, A. M., Zomer, C. D., Rüther, R. 2020. Performance comparison among multicrystalline silicon, anti-reflective coated and bare cadmium telluride photovoltaic technologies in Southern Brazil. In Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019., 703–713. doi:10.18086/swc.2019.14.02.
- Campos, R. A., Nascimento, L. R., Braga, M., Simões, G., Rüther, R. 2018. Performance Assessment of PV Technologies and Complementarity of Utility-Scale PV and Wind Power Plants in Brazil. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)., 1173–1178. IEEE. doi:10.1109/PVSC.2018.8547259.
- Dash, P. K., Gupta, N. C. 2015. Effect of Temperature on Power Output from Different Commercially available Photovoltaic Modules. *Journal of Engineering Research and Applications* www.ijera.com. vol. 5, n. 1, pp. 148–151. www.ijera.com.
- Empresa de Pesquisa Energetica (EPE). 2020. Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia. Fontes. <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/fontes>.
- Fraunhofer ISE. 2021. *Photovoltaics Report*.
- Grammatico, M. A., Littmann, B. W. 2016. Quantifying the anti-soiling benefits of anti-reflective coatings on first solar cadmium telluride PV modules. In 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)., 1697–1701. IEEE. doi:10.1109/PVSC.2016.7749913.
- Hickel, B. M., Deschamps, E. M., Nascimento, L. R. do, Rüther, R., Simões, G. C. 2016. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos FV: revisão e medições de campo. *Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, 04 a 07 de abril de 2016.*, 1–8.
- IEC. 2016. IEC 61724-3:2016 Photovoltaic system performance - Part 3: Energy evaluation method.
- Looney, E. E., Liu, Z., Classen, A., Liu, H., Riedel, N., Braga, M., Balaji, P., Augusto, A., Buonassisi, T., Marius Peters, I. 2021. Representative identification of spectra and environments (RISE) using k-means. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. vol. 29, n. 2, pp. 200–211. doi:10.1002/pip.3358.
- Munshi, A. H., Sasidharan, N., Pinkayan, S., Barth, K. L., Sampath, W. S., Ongsakul, W. 2018. Thin-film CdTe photovoltaics – The technology for utility scale sustainable energy generation. *Solar Energy*. vol. 173, n. July. Elsevier, pp. 511–516. doi:10.1016/j.solener.2018.07.090.
- Nascimento, L. R., Braga, M., Campos, R. A., Napolini, H. F., Rüther, R. 2020. Performance assessment of solar photovoltaic technologies under different climatic conditions in Brazil. *Renewable Energy*. vol. 146, fevereiro. Elsevier Ltd, pp. 1070–1082. doi:10.1016/j.renene.2019.06.160.
- Nascimento, L. R., Braga, M., Dolla, R., Campos, R. A., Ruther, R. 2018. PV Systems in Warm and Sunny Climates: Performance Assessment of Commercially Available Solar Photovoltaic Technologies under Different Climatic Conditions in the Brazilian Energy Mix. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)., 0103–0108. IEEE. doi:10.1109/PVSC.2018.8547687.
- Nascimento, L. R., Campos, R. A., Rüther, R., Simões, G. 2016. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas no nordeste brasileiro. In VI Congresso Brasileiro de Energia Solar., 8.
- Passow, K. 2018. Commercial Test of Anti-Reflective Coating on First Solar Cadmium Telluride PV Modules. In 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC)., 2709–2712. IEEE.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L. de, Rüther, R., Abreu, S. L. de, Tiepolo, G.

- M., Pereira, S. V., Souza, J. G. de. 2017. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2a. Edição. São José dos Campos: INPE.
- Pires, A. M., Braga, M., Rütther, R. 2021. Performance assessment of bare and anti-reflective coated CdTe photovoltaic systems in comparison to multicrystalline Si in Brazil. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. vol. 29, n. 10, pp. 1105–1124. doi:10.1002/pip.3446.
- PV Magazine Latin America. 2019. 10,1 GW de nova energia fotovoltaica para o Brasil até 2023. Acessado 1-12-2019. <https://www.pv-magazine-latam.com/brasil-noticias/101-gw-de-nova-energia-fotovoltaica-para-o-brasil-ate-2023/>.
- Qasem, H., Betts, T. R., Müllejans, H., AlBusairi, H., Gottschalg, R. 2014. Dust-induced shading on photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. vol. 22, pp. 218–226. doi:10.1002/pip.2230.
- Ross, R. G. 1976. Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. In *Proceedings of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.*, 801–806. Baton Rouge, LA.
- Schweiger, M., Jahn, U., Herrmann, W., Gerber, A., Ulbrich, C., Rau, U. 2015. Energy yield of thin-film PV modules and the relevance of low irradiance, spectral and temperature effects. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. vol. 2015-Augus, n. 186. IEEE, pp. 7–17. doi:10.1109/PVSC-Vol2.2013.7179241.
- Segado, P. M., Carretero, J., Sidrach-de-Cardona, M. 2015. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* vol. 23, n. 10, pp. 1267–1282. doi:10.1002/pip.2549.
- Strevel, N. 2017. The Optimal PV Module Size. First Solar. <http://www.firstsolar.com/Modules/Series-6>.
- Zomer, C., Custódio, I., Antonioli, A., Rütther, R. 2020. Performance assessment of partially shaded building-integrated photovoltaic (BIPV) systems in a positive-energy solar energy laboratory building: Architecture perspectives. *Solar Energy*. vol. 211, n. December 2019, pp. 879–896. doi:10.1016/j.solener.2020.10.026.
- Zomer, C., Rütther, R. 2017. Simplified method for shading-loss analysis in BIPV systems – part 1: Theoretical study. *Energy and Buildings*. vol. 141. Elsevier B.V., pp. 69–82. doi:10.1016/j.enbuild.2017.02.042.

PERFORMANCE ASSESSMENT OF BARE AND ARC-COATED CDTE PV SYSTEMS IN COMPARISON TO MONOFACIAL MULTI-SI IN SOUTHERN BRAZIL

Abstract. *The performance of three photovoltaic systems installed at the Photovoltaic Solar Energy Research Laboratory of the Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC) in Florianópolis-SC (27°S, 48°W, Cfa Köppen-Geiger climate classification), were analyzed in this paper. This study aims to complement a previous analysis carried out by the research group, where the performance of systems composed of cadmium telluride (CdTe) (with and without Anti-Reflective Coating - ARC), and monofacial multicrystalline silicon (multi-Si) photovoltaic modules was evaluated between the years 2018 and 2019; in the present study the years 2020 and 2021 are added, completing a four-year evaluation period. The results revealed that over the analyzed period, the CdTe PV system with ARC showed the best performance, with an annual energy yield about 3.2% higher than the multi-Si PV system. The new results also indicate an interannual variation in the performance of the three systems evaluated, with a decrease in their productivity. The CdTe ARC system shows a more pronounced decay trend in energy performance (10.9% over the four years evaluated), which should be further investigated. Among the factors that may be causing the decline in the productivity of the systems are variations in the surroundings of the systems (affecting soiling and shading losses) and power degradation of the modules. The results observed in this study corroborate previous research, showing that CdTe has a performance advantage over traditional crystalline monofacial technologies in hot and sunny climates such as those found in Brazil.*

Key words: *Performance Assessment, Cadmium Telluride (CdTe), Multicrystalline Silicon*