

ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE FILMES FINOS

Renata Lautert Yang
Centro de Excelência em Energia e
Sistemas de Potência – CEESP
Universidade Federal de
Santa Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil

Jair Urbanetz Junior
Programa de Pós-Graduação em
Sistemas de Energia – PPGSE
Universidade Tecnológica Federal
do Paraná – UTFPR
Curitiba, Brasil

Eduardo Felix Ribeiro Romaneli
Programa de Pós-Graduação em
Sistemas de Energia – PPGSE
Universidade Tecnológica Federal
do Paraná – UTFPR
Curitiba, Brasil

Mirella Augusto Rodrigues
Programa de Pós-Graduação em
Sistemas de Energia – PPGSE
Universidade Tecnológica Federal
do Paraná – UTFPR
Curitiba, Brasil

Gerson Máximo Tiepolo
Programa de Pós-Graduação em
Sistemas de Energia – PPGSE
Universidade Tecnológica Federal
do Paraná – UTFPR
Curitiba, Brasil

Luciane Neves Canha
Centro de Excelência em Energia e
Sistemas de Potência – CEESP
Universidade Federal de
Santa Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil

Wagner da Silva Brignol
Centro de Excelência em Energia e
Sistemas de Potência – CEESP
Universidade Federal de Santa Maria – UFSM
Santa Maria, Brasil

Resumo— O fator de dimensionamento do inversor (FDI) consiste na relação entre a potência do inversor e a potência dos módulos em condições padrão de ensaio. Com a finalidade de verificar a influência do FDI na produção de energia, foram analisadas, a potência de saída nos momentos de limitação dos inversores bem como a irradiância e produtividade de energia no período de janeiro a agosto de 2020 em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica compostos por filmes finos (CdTe e CIGS) localizadas em Curitiba, Ponta Grossa, Campo Mourão e Medianeira, no Paraná. Para o inversor no qual estão conectados os módulos de CdTe, o FDI foi igual a 0,98, enquanto para o inversor no qual estão conectados os módulos de CIGS o FDI foi de 0,89, onde foi observado limitação de geração em momentos de elevada irradiância, entretanto, foram os que mais geraram energia no período analisado.

Palavras-chave— Fator de dimensionamento do inversor; Filmes finos; Inversor; Irradiância; Sistema fotovoltaico.

I. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica é uma das mais importantes fontes de energia renovável, em razão da grande disponibilidade, além de não haver emissões de carbono durante a produção de energia [1].

Além disso, trata-se de uma energia limpa, amigável ao meio ambiente e inexaurível, o que a torna mais competitiva. Tal fonte possui como característica a intermitência devido aos ciclos dos dias e das noites e às instabilidades meteorológicas, assim como a presença de nuvem e o ciclo de chuvas [2].

Uma solução à intermitência são os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica (SFVCR), que além de serem considerados uma forma de geração distribuída, contribuem para que a energia gerada seja próxima ao ponto de consumo, injetando o excedente na rede elétrica. Compõem os SFVCR, os módulos fotovoltaicos, o inversor fotovoltaico e o medidor bidirecional de energia [3].

Os módulos fotovoltaicos possuem diferentes tecnologias de fabricação. Atualmente, as células fotovoltaicas fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino e policristalino) dominam o mercado. Há outras tecnologias disponíveis desenvolvidas a partir de filmes finos, tais como: Telureto de Cádmio (CdTe); Disseleneto de Cobre Índio e Gálio; Silício Amorfo Hidrogenado (a-Si:H) e Silício Microcristalino ($\mu\text{-Si}$) [4].

Os módulos fotovoltaicos com tecnologia de filmes finos ganharam interesse da indústria por possuírem algumas vantagens em relação aos módulos de silício cristalino, uma vez que possuem uma menor quantidade de material semicondutor, custo reduzido se produzido em grande quantidade, além de maior flexibilidade para atender diferentes requisitos estéticos. As tecnologias dominantes de filmes finos, que são CdTe e CIGS, apresentam efeitos específicos que ocorrem no interior do semicondutor e alteram seu desempenho pois, tais células apresentam aumento de potência gerada após as primeiras horas de exposição solar [5]. Este aumento na eficiência de conversão que ocorre

notadamente em módulos CIGS e em menor intensidade nos módulos CdTe é o chamado efeito Metaestável [6].

O inversor fotovoltaico, por sua vez, é o coração do SFVCR [7]. Estes equipamentos têm como função principal condicionar uma tensão contínua, gerada pelos módulos, de modo a se obter uma tensão alternada compatível com a tensão de pico da rede de distribuição e ajustar o seu ponto de funcionamento ao ponto de máxima potência do módulo [8].

Além disso, o inversor que deverá ser utilizado em um determinado SFVCR, depende diretamente da configuração deste sistema e depende da finalidade de aplicação, potência e nível de tensão do mesmo [9].

O gerador fotovoltaico e o inversor deverão estar perfeitamente acoplados, a fim de garantir a otimização do sistema fotovoltaico [10]. Isso porque, a potência nominal do inversor depende diretamente da potência dos módulos fotovoltaicos conectados [11].

Sendo assim, a relação entre a potência nominal em corrente alternada (C.A.) do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico, em condições de teste, é o chamado Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). Para a avaliação desta variável, utilizam-se dados de irradiância e temperatura a fim de se obter a melhor relação custo-benefício [12].

A análise do FDI tem uma alta relevância no projeto de um SFVCR, uma vez que o subdimensionamento dos inversores pode viabilizar a implantação deste sistema, devido a redução do custo de energia produzida [13]. Entretanto, análise econômica não abrange o escopo desta pesquisa.

Se o valor de FDI adotado representar um valor muito baixo, há uma elevação na temperatura de operação do equipamento em períodos de altos níveis de irradiação, ocasionando seu desligamento e diminuição na produção de energia [11].

Outro fator que vale a pena ressaltar é que o inversor fotovoltaico (FV), ao ser submetido a uma temperatura elevada durante períodos prolongados, pode ter sua vida útil reduzida [13].

Diante disso, o objetivo deste trabalho é analisar o FDI em SFVCR de filmes finos, calcular a potência de saída nos momentos de limitação dos inversores considerando o FDI, em SFVCR de duas tecnologias diferentes, CdTe e CIGS. Foram analisados também a Produtividade e a Energia Gerada. Por fim, foi realizada uma comparação destes aspectos para os inversores com diferentes FDI, instalados nos SFVCR abordados. Tais sistemas encontram-se instalados em Estações de Pesquisa em Energia Solar (EPESOL) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), localizadas em quatro cidades do Estado do Paraná: Curitiba, Ponta Grossa, Campo Mourão e Medianeira.

II. METODOLOGIA

A. Sistemas Fotovoltaicos - Características

Os SFVCR estudados nesta pesquisa compreendem as tecnologias de CdTe e CIGS. Estes sistemas se encontram instalados em quatro municípios paranaenses, todos sob

condições semelhantes: em suportes a 30 cm do solo, inclinação dos módulos FV igual à latitude local e orientação para o norte. O painel FV de CdTe possui potência instalada de 1,53 kWp, enquanto o painel FV de CIGS apresenta 1,68 kWp. Os inversores são da marca *NHS Solar* com potência de 1,5 kW em ambas as tecnologias FVs, modelo 1K5 - GSM1, o qual possui apenas um MPPT. A Tabela I revela outras características dos sistemas, como número de módulos utilizados, sua potência, tensão e corrente de operação nas condições padrão de ensaio (*Standard Test Conditions - STC*), entre outros. Os painéis de CdTe e CIGS podem ser visualizados na Fig. 1 (I), ambos instalados em Campo Mourão. Um módulo FV de cada painel possui aderido em sua parte posterior, um sensor de temperatura da marca *Campbell Scientific*, modelo CS240, utilizado para adquirir dados de temperatura da célula FV (T_c). Juntamente a estes sistemas foram instaladas estações solarimétricas, compostas por sensores meteorológicos e radiométricos. Os dados de temperatura foram coletados através do termohigrômetro modelo 41382VC (marca *Young*). Os índices de radiação solar foram coletados com piranômetros da *Kipp & Zonen*, modelo CMP6, em Ponta Grossa, enquanto nos demais locais foi empregado o CMP11, do mesmo fabricante. Os piranômetros se encontram instalados com inclinação igual à latitude local e voltados para o norte. Os dados de temperatura ambiente são coletados a cada dez minutos, enquanto os demais, de minuto a minuto.

TABELA I. CARACTERIZAÇÃO DOS SFVCRS [14] [15]

	CdTe	CIGS
Número de módulos por <i>string</i>	6	4
Número de <i>strings</i> por MPPT	3	3
Número de módulos FVs	18	12
Potência do módulo	85 Wp	140 Wp
Potência do painel	1,53 kWp	1,68 kWp
Fabricante do módulo FV	<i>Calyxo</i>	<i>Solibro</i>
Tensão na <i>string</i> (STC)	277,20 V	346,00 V
Corrente no MPPT (STC)	5,52 A	4,86 A
Coefficiente de perda por temperatura dos módulos $P_{MPP} - \gamma$ (STC)	-0,25 %/K	-0,32 %/K

A Tabela II apresenta algumas informações técnicas dos inversores utilizados nos sistemas em estudo. Eles foram instalados sob os painéis FV, como pode ser observado na Fig. 1 (II). As curvas do rendimento do inversor, conforme seu carregamento em três tensões diferentes, são apresentadas na Fig. 2. Quanto maior a tensão na *string*, maior será o desempenho deste inversor. Estes são dados do fabricante e não foram considerados nos cálculos. Dentre os sistemas estudados, o painel de CIGS possui tensão mais elevada nas suas *strings*, conforme dados apresentados na Tabela I, e consequentemente maior rendimento.

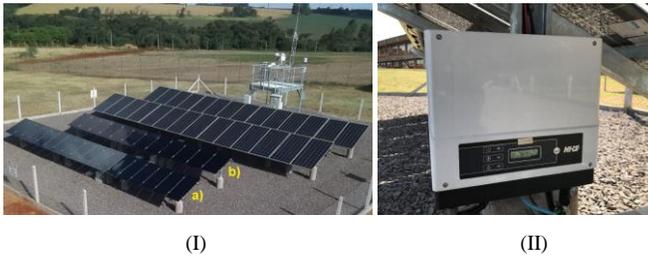


Fig. 1. (I) Painéis fotovoltaicos de a) CdTe e de b) CIGS em Campo Mourão. (II) Inversor fotovoltaico de 1,5 kW instalado sob o painel.

TABELA II. INFORMAÇÕES TÉCNICAS DOS INVERSORES DE 1,5 kW [16]

Potência Máxima CC	1950 W
Tensão Máxima CC	450 Vcc
Proteção de sobre corrente CC	12,5 A
Faixa de tensão MPPT	80...400 Vcc
Corrente Máxima CC	10 A/MPPT
Tensão de rede nominal	220/230 Vac
Corrente máxima CA	7,5 A
Frequência da rede	50/60 Hz
Potencial Nominal CA	1,5 kW
Topologia	Não isolado
Temperatura de Operação	-25 °C...60 °C
Categoria de Proteção de sobre tensão CA	Categoria III
Categoria de Proteção de sobre tensão CC	Categoria II
Índice de Proteção	IP65

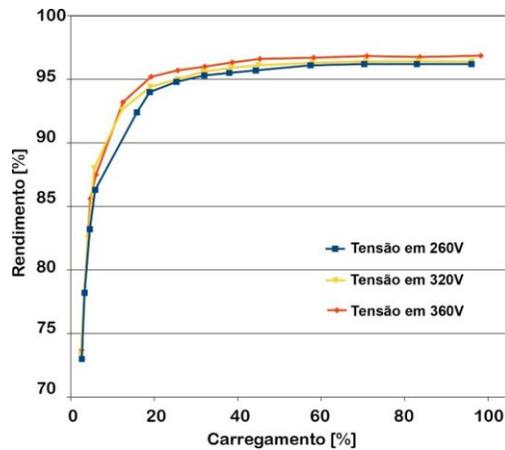


Fig. 2. Curvas de carregamento para o inversor 1K5 - GSM1 da NHS Solar [17].

B. Fator de Dimensionamento do Inversor - FDI

Define-se fator de dimensionamento do inversor como a razão entre a potência nominal C.A. do inversor e a potência do gerador fotovoltaico em corrente contínua (C.C.) nas condições padrão de ensaio, ou seja, temperatura da célula a 25°C e irradiação sendo 1000 W/m². A Equação (1) apresenta esta relação.

$$FDI = \frac{\text{Potência nominal do inversor (C.A.)}}{\text{Potência do gerador fotovoltaico (C.C.)}} \quad (1)$$

De acordo com [18], o casamento adequado entre os módulos fotovoltaicos e o inversor está ligado à escolha deste e de sua curva de eficiência, bem como da potência de pico do gerador fotovoltaico. O autor afirma também que o subdimensionamento do inversor pode ser uma solução para a redução do custo de energia produzida, além de melhorar o desempenho do SFVCR. O inversor pode ser subdimensionado consideravelmente, com $FDI \geq 0,6$ e a produtividade não será afetada significativamente. Porém, deve-se avaliar as condições climáticas do local.

Sendo assim, neste trabalho são analisados inversores com um valor de $FDI=0,89$ para o sistema em que estão conectados os módulos de CIGS, onde a potência do gerador fotovoltaico é de 1,68 kWp e a potência do inversor é de 1,5kW. Para o inversor em que estão conectados os módulos de CdTe é utilizado um $FDI=0,98$, cuja potência do gerador fotovoltaico é de 1,53kWp e a potência do inversor é de 1,5kW.

C. Fatores meteorológicos e localização

Conforme [19], irradiação (G) consiste na taxa em que a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área da mesma, geralmente medida em watt por metro quadrado (W/m²). Já a irradiação total equivale à irradiação incidente em uma superfície com inclinação qualquer em um intervalo de tempo determinado, normalmente durante uma hora (I_{TOT}) ou um dia (H_{TOT}) e medida em Wh/m² [19].

Na Fig. 3, pode-se verificar a localização das cidades em que estão instalados os SFVCR no Estado do Paraná. A Fig. 3 mostra também, que os maiores valores de irradiação e Produtividade ocorrem nas cidades de Campo Mourão e Medianeira.

D. Análise de Dados

O subdimensionamento do inversor pode ocasionar uma limitação na geração de energia do sistema. Este fato foi observado por [11] em uma usina em que o FDI era de 0,65, analisando um dia específico. Desta forma, serão analisadas as curvas de potência de saída destes equipamentos instalados nas tecnologias de CIGS e CdTe, localizados em quatro municípios paranaenses, abrangendo o período entre janeiro de 2020 e agosto de 2020. O desempenho dos inversores não será calculado devido aos dados de C.C. (tensão e corrente fornecidos pelos inversores) apresentarem um grau de incerteza que distorce os resultados.

Em relação à potência de saída (C.A.), nos momentos em que ela for ceifada pelo inversor, será calculado o valor da potência que o sistema entregaria à rede elétrica caso não houvesse este corte na geração. Os cálculos foram efetuados através de (2), de maneira horária. De acordo com [20], a máxima potência fornecida pelo gerador fotovoltaico (P_{max}) é representada por (2). Esta potência depende da irradiação incidente no plano do painel FV (G_{TOT}), da temperatura na célula FV (T_c), do coeficiente de temperatura do módulo FV relativo à potência (γ), da potência nominal (C.C.) do gerador FV (P_{cc}), da irradiação e temperatura da célula em condições padrão de

referência ($G_{ref} = 1.000 G_{TOT} W/m^2$ e $T_{c_{ref}} = 25^{\circ}C$, de acordo com *STC*). Os valores de G_{TOT} e T_c foram coletados das estações solarimétricas instaladas junto aos SFVCR.

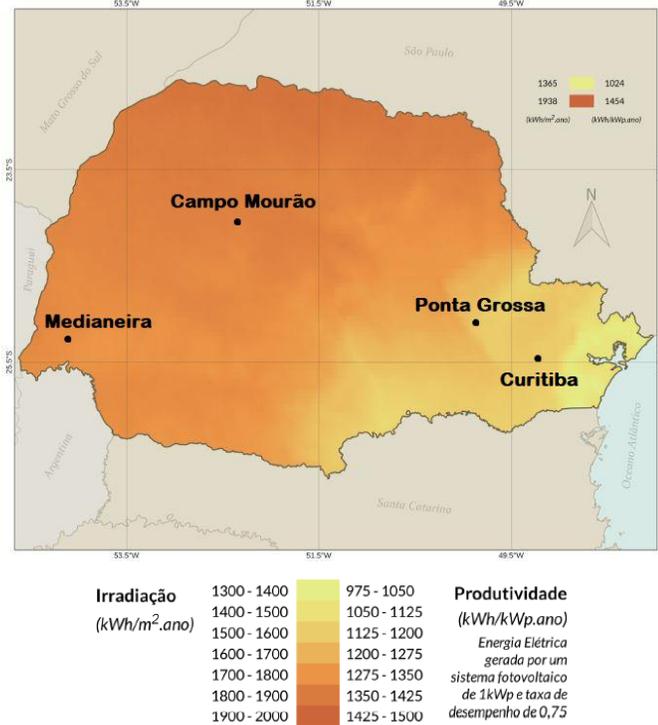


Fig. 3. Irradiação total anual no plano inclinado na latitude (H_{TOT}) no Paraná (Adaptado de [3]).

$$P_{max} = P_{cc} \cdot \frac{G_{TOT}}{G_{ref}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - T_{c_{ref}})] \quad (2)$$

A potência resultante em cada local foi integrada mensalmente e, portanto, obtida a energia total mensal que deixou de ser produzida devido a esta limitação nos inversores dos sistemas analisados.

Além do cálculo da potência nos momentos de limitação dos sistemas, dados reais de geração de energia mensais e a produtividade serão analisados ao longo dos meses. A produtividade final é um índice de mérito representada pela razão entre a energia em C.A. gerada pelo SFV e a potência C.C. instalada, expressa por Y_f , em (3) [21]. Sua unidade é dada em kWh/kWp. O valor pode ser referente a um ano ou um mês de operação, entretanto, neste artigo serão apresentados os resultados médios envolvendo os meses de janeiro a agosto de 2020. Ao analisar (3) e relacionar com (1), espera-se que um SFVCR com maior FDI apresente maior produtividade média, como apontado por [18].

$$Y_f = \frac{\text{Energia C.A. gerada}}{\text{Potência C.C. instalada}} \quad (3)$$

III. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Diversos dados foram analisados durante o período estipulado. Em todos os gráficos diários elaborados, no eixo horizontal foi utilizado o horário UTC (*Coordinated Universal Time*). Para

obter o horário local no Paraná, deve-se subtrair três horas do horário UTC.

A. Temperatura e Irradiação

A Fig. 4 apresenta, para o dia quatro de abril de 2020, em Campo Mourão, os valores de temperatura ambiente (T_a) e temperatura nos módulos FV (T_c) de CIGS e CdTe. A partir do meio-dia, a T_c no módulo de CIGS foi levemente superior à T_c no módulo de CdTe. Percebe-se que a T_a obteve variação inferior a $20^{\circ}C$ e seu valor máximo não atingiu $30^{\circ}C$, enquanto as T_c ultrapassaram $50^{\circ}C$ no meio-dia e início da tarde, variando mais de $40^{\circ}C$ ao longo deste dia específico. Ao analisar todo o período, percebeu-se que o valor médio da T_c foi ligeiramente superior nos módulos FV de CIGS, atingindo $32,7^{\circ}C$, enquanto nos de CIGS a T_c média foi de $32,1^{\circ}C$ (apenas os momentos em que havia geração de energia elétrica foram considerados neste cálculo).

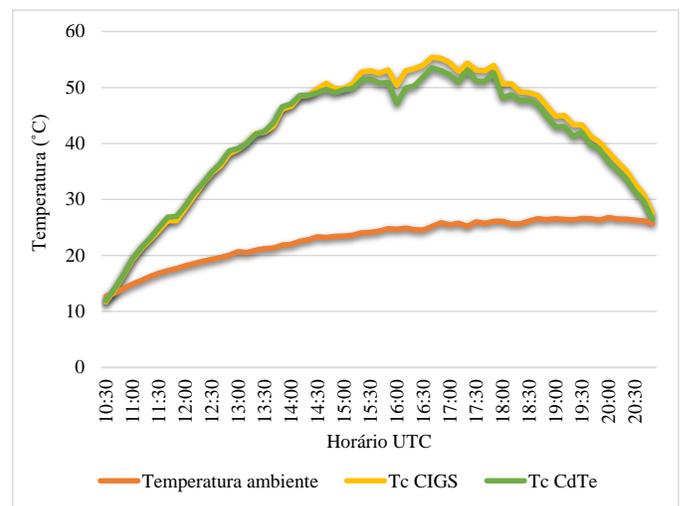


Fig. 4. Temperatura ambiente, T_c nos módulos de CIGS e CdTe em Campo Mourão no dia 04/04/2020.

A H_{TOT} média em cada mês estudado, nos municípios de Campo Mourão (CM), Curitiba (CT), Medianeira (MD) e Ponta Grossa (PG), encontra-se na Fig. 5. O início do ano de 2020 foi atípico no Paraná nos aspectos meteorológicos, com períodos de seca e elevada irradiação. Entre os meses avaliados, os índices mais elevados de H_{TOT} foram observados nos meses de abril e março, enquanto os menores valores estiverem em junho. A maior média diária mensal para H_{TOT} foi de $7,0 kWh/m^2$, encontrado em Campo Mourão, no mês de abril, enquanto a menor esteve em Curitiba, mês de junho, chegando a $3,3 kWh/m^2$.

Ao analisar a média do período (janeiro a agosto de 2020), tanto para irradiação quanto T_a , os maiores valores estiveram em Campo Mourão e Medianeira. Ponta Grossa e Curitiba apresentaram T_a mais amena e H_{TOT} inferior aos outros dois locais. Estes resultados podem ser vistos na Fig. 6, evidenciando que T_a e H_{TOT} são diretamente proporcionais.

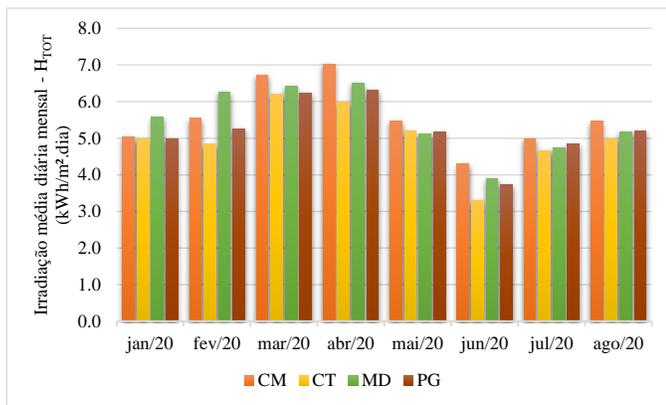


Fig. 5. Valor médio diário mensal para a Irradiação no período analisado nas quatro localidades.

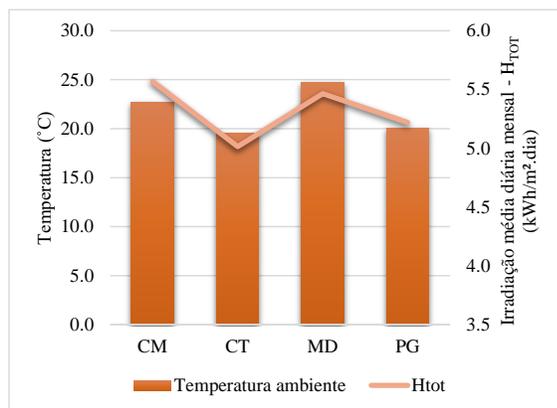


Fig. 6. Temperatura ambiente e irradiação médias (H_{tot}) entre janeiro e agosto de 2020.

B. Potência de Saída

Os dados de potência e irradiância em um dia ensolarado, próximo ao verão e um dia de sol pleno no inverno foram apresentados na Fig. 7 e na Fig. 8, respectivamente. A Fig. 7 mostra estes dados nos SFVCR em Medianeira, no dia 21/03/2020. Nota-se que o inversor instalado no sistema de CdTe, cujo FDI é igual a 0,98, não apresentou corte na potência de saída neste dia em que a irradiância apresentou índices elevados. Por outro lado, o inversor instalado no painel de CIGS, com FDI de 0,89, limitou a geração de energia nos momentos em que a irradiância total no plano inclinado (G_{TOT}) foi superior a 1.000 W/m^2 (valor de referência em STC), nos horários (locais) entre 11h e 14h.

A Fig. 8 apresenta as mesmas curvas da Fig. 7, porém para o dia 20 de julho de 2020, em Ponta Grossa. Neste dia característico de inverno, em que G_{TOT} não atingiu 1.000 W/m^2 , não houve limitação na potência em nenhum dos inversores avaliados.

Como em alguns dias houve uma limitação na geração de energia pelos inversores instalados nos painéis de CIGS, em um dia sem nuvens e com elevados níveis de G_{TOT} , calculou-se a potência de saída para um destes sistemas de filmes finos ao longo do dia. Foi empregada (2) para efetuar os cálculos no dia 04/04/2020 para Campo Mourão. A Fig. 9 exibe estes resultados da potência calculada (P_{calc}), além da potência real

do inversor (P_{inv}) e da G_{TOT} . A potência calculada no intervalo de corte do inversor foi integrada para obter a energia que deixou de ser produzida neste dia, devido ao subdimensionamento do inversor, e este valor foi de 4,6 kWh.

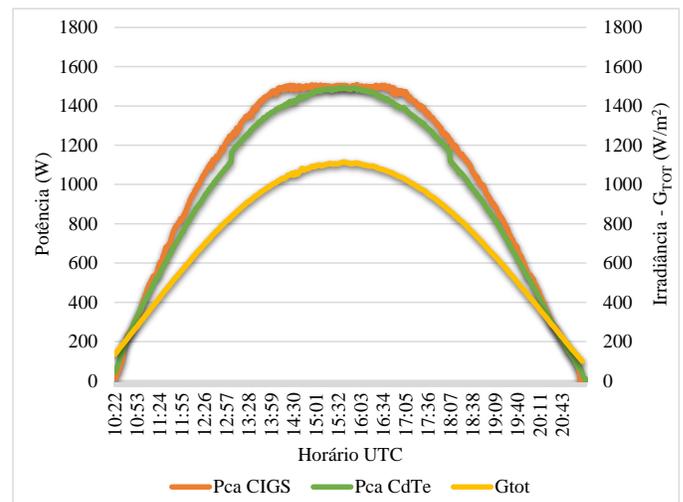


Fig. 7. Potência de saída nos inversores instalados nas tecnologias de CIGS e CdTe, irradiância total em Medianeira no dia 21/03/2020.

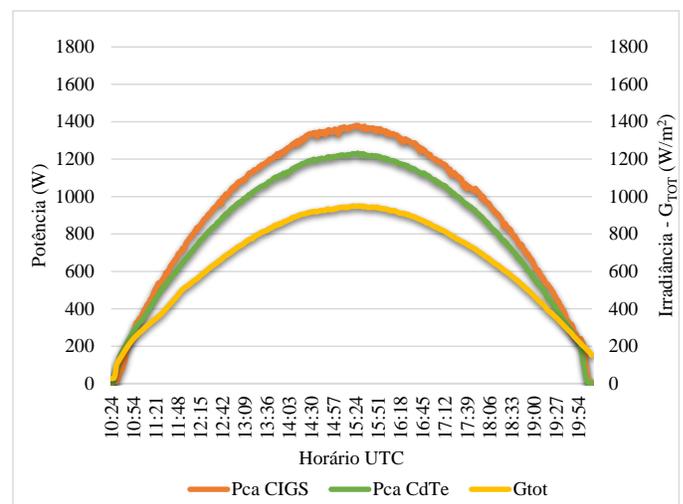


Fig. 8. Potência de saída nos inversores instalados nas tecnologias de CIGS e CdTe, irradiância total em Ponta Grossa no dia 20/07/2020.

No painel FV de CdTe não foi constatada nenhuma limitação do inversor na geração de energia. Este fato deve-se ao FDI ser muito próximo a um (0,98). Por outro lado, como foi observado na Fig. 7 (análise de um dia com elevados índices de irradiância), os inversores com FDI igual a 0,89 apresentaram nítido ceifamento na potência de saída. A Fig. 10 apresenta os resultados do cálculo estimado da energia mensal que o sistema deixou de gerar pela limitação do inversor, apenas para o painel de CIGS, nos quatro municípios estudados. Os cálculos foram efetuados por meio de (2), apenas nos instantes que houve corte na geração de energia. Em março e abril, foram obtidos os maiores valores de energia, atingindo o máximo de 71 kWh em Campo Mourão no mês de março. Em junho e julho, praticamente não houve limitação pelos inversores

devido aos níveis de G_{TOT} serem mais baixos. Portanto, os valores de energia para estes meses foram nulos ou muito próximo de zero, conforme observado na Fig. 10.

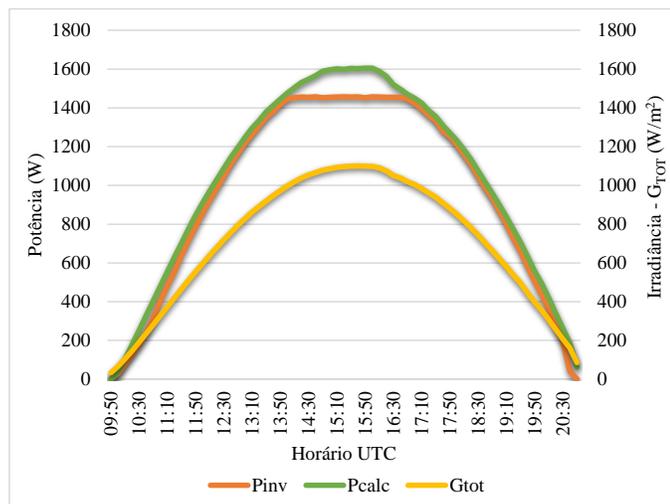


Fig. 9. Potência medida pelo inversor (P_{inv}), potência calculada (P_{calc}) para o sistema de CIGS e irradiância total (G_{tot}) em Campo Mourão no dia 04/04/2020.

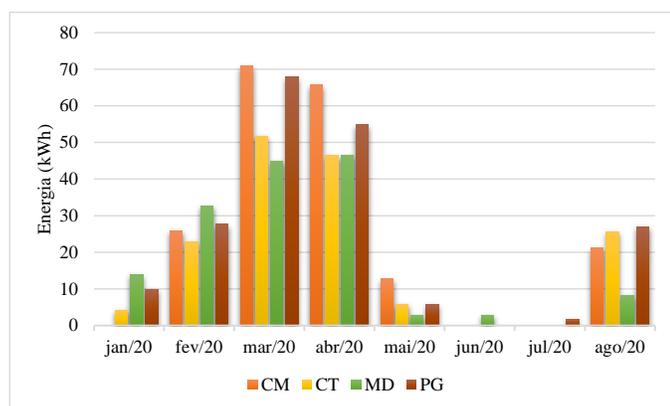


Fig. 10. Energia mensal calculada que o sistema deixou de gerar pela limitação do inversor, em kWh para o painel de CIGS.

C. Produtividade e Energia Gerada

Os resultados dos cálculos de produtividade média ao longo do período analisado, através de (3), podem ser visualizados na Fig. 11. Nota-se que os menores valores estiveram nos SFVCR localizados em Curitiba, com média de 128 kWh/kWp, seguidos pelos de Ponta Grossa, os quais apresentaram média de 131 kWh/kWp. Em relação aos inversores instalados nas duas tecnologias, os com FDI igual a 0,98 (nos painéis de CdTe), obtiveram valores mais elevados de produtividade, alcançando 145 kWh/kWp em Medianeira.

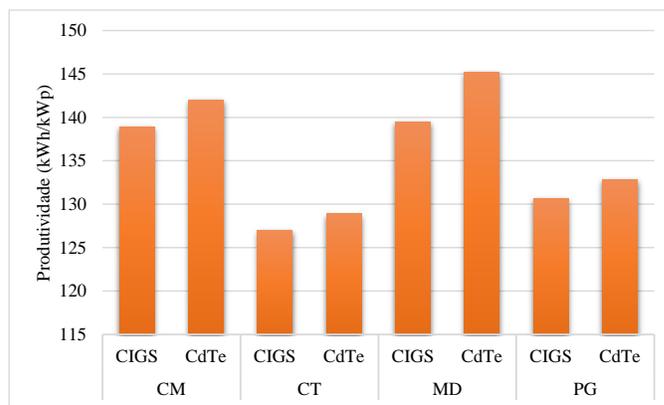


Fig. 11. Produtividade média entre janeiro e agosto de 2020.

Após avaliar os índices de produtividade dos sistemas de filmes finos, a energia gerada em cada sistema foi analisada. Estes dados foram informados pelos inversores dos sistemas de filmes finos. A energia mensal gerada em todos os sistemas encontra-se na Fig. 12, em que é possível observar os maiores montantes em março e abril, respectivamente, enquanto os menores valores foram verificados em junho. Na Fig. 10, a qual apresenta as energias que deixaram de ser geradas, nota-se um comportamento semelhante nestes mesmos meses.

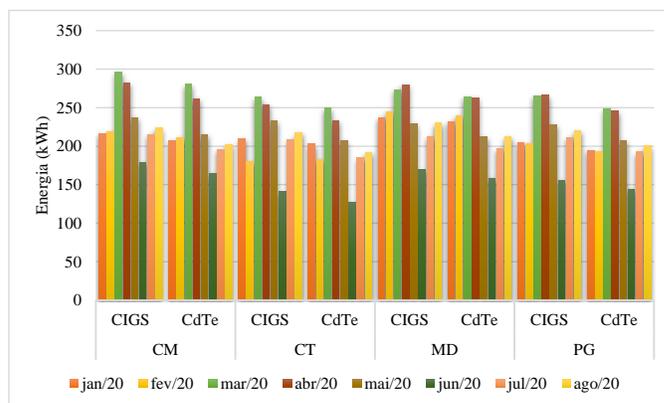


Fig. 12. Energia mensal gerada entre janeiro e agosto de 2020.

A soma destes valores, de janeiro a agosto de 2020, é apresentada na Fig. 13. Neste caso, a maior geração de energia esteve nos SFVCR dimensionados com inversores de FDI igual a 0,89, na tecnologia FV de CIGS. Os módulos de CIGS possuem maior perda por temperatura do que os de CdTe (conforme apresentado na Tabela I) e mesmo assim foram os que mais geraram eletricidade. Em Campo Mourão e Medianeira a energia acumulada no período ultrapassou 1850 kWh, valores mais elevados observados no período. Nestes locais, a G_{TOT} igualmente foi mais alta, contribuindo para uma produção maior de energia.

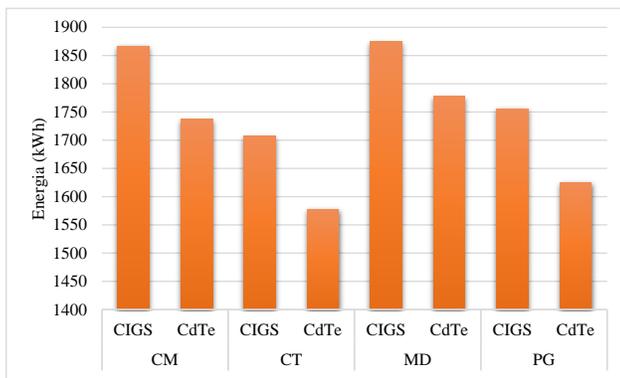


Fig. 13. Energia total gerada entre janeiro e agosto de 2020.

CONCLUSÕES

Os fatores meteorológicos de temperatura e irradiação foram avaliados dentro do período proposto, assim como dados de potência e energia de inversores implantados em SFVCR compostos por filmes finos, com diferentes FDI. Os inversores com menor FDI (0,89, instalado nos sistemas com tecnologia de CIGS) apresentaram limitações na geração de energia em momentos de elevada irradiação. Os SFVCR de CdTe, cujo FDI dos inversores era de 0,98, não obtiveram corte na produção de energia. A potência que o inversor limitou em sua saída, devido ao FDI mais baixo, foi estimada e integrada até obter a energia que deixou de ser gerada pelos sistemas localizados nos municípios de Campo Mourão, Curitiba, Medianeira e Ponta Grossa. A limitação na geração ocorreu por motivo do FDI e não da tecnologia empregada nos módulos FVs. A energia que deixou de ser produzida pelo sistema de CIGS foi calculada, percebeu-se valores mais elevados em março e abril, quando a irradiação foi maior. Os índices mais elevados de temperatura, irradiação, produtividade e energia gerada foram observados em Campo Mourão e Medianeira. Portanto, para os sistemas estudados, apesar da produtividade ser inferior nos casos em que o FDI foi 0,89, estes foram os sistemas que geraram mais energia, mesmo os módulos FV apresentando maior coeficiente de perda por temperatura (sistema de CIGS). Por outro lado, nos sistemas de CdTe há maior perda nos inversores devido à curva de carregamento neste equipamento. Conclui-se que fatores meteorológicos locais, eficiência do inversor e tecnologia FV do painel constituem variáveis a serem consideradas para a escolha do FDI. Altos índices de irradiação levaram a maior geração de energia (quando esta não foi ceifada), entretanto, elevam as perdas por temperatura. Por fim, pode-se afirmar que o desempenho global de um SFVCR independe unicamente do FDI e sim de diversos aspectos que devem ser avaliados em conjunto para que o sistema opere em condições ótimas.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e

Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas". Agradecimentos também ao CNPq PQ 1-D 310761/2018-2, INCT-GD processo CNPq 465640/2014-1, processo CAPES n° 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- [1] J. Lokar, P. Virtic, "Analysis of Photovoltaic System with Battery", International Conference on Advances in Energy Systems and Environmental Engineering, 2019.
- [2] Y. An, W. Fang, B. Ming, Q. Huang, "Theories and Methodology of Complementary hydro/ photovoltaic operation: Applications to short-term scheduling", Journal of Renewable and Sustainable Energy, 2015.
- [3] G. M. Tiepolo, E. B. Pereira, J. Urbanetz Jr, S. V. Pereira, A. R. Gonçalves, F. J. L. Lima, R. S. Costa, A. R. Alves, Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná. Curitiba, PR: UTFPR, 2017.
- [4] J. T. Pinho, M. A. Galdino, "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos", Rio de Janeiro, 2014.
- [5] L. A. Piccoli Jr., A. Krenzinger, "Desenvolvimento de Bancada para Monitoramento de Módulos Fotovoltaicos em Ensaio de Light-Soaking", VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, Gramado, Abril 2018.
- [6] A. J. Bühler, F. P. Gasparin, G. A. Rampinelli, A. Krenzinger, "Uma análise sobre efeitos Metaestáveis em módulos fotovoltaicos CIGS por exposição a Luz Solar", Revista Brasileira de Energia Solar, Julho 2014.
- [7] Y. Libin, L. Xin, Z. Ming, T. Yun, Y. Xin, Z. Yutian, S. Danfeng, Y. Xiaochen, Z. Wei, "A New Theory of Reactive of Grid Connected PV Inverter", International Conference on Intelligent Transportation, Big Data & Smart City - ICITBS, 2015
- [8] I. G. Ramalho, "Análise do regime de produção distribuída fotovoltaica para autoconsumo", Universidade de Lisboa, 2016.
- [9] S. Kouro, J. I. Leon, D. Vinnikov, L. G. Franquelo, "Grid Connected Photovoltaic Systems", IEEE Industrial Electronics Magazine, 2015.
- [10] L. T. Scarabelot, G. A. Rampinelli, C. R. Rambo, Otimização do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída a partir do Sobredimensionamento do Inversor", VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Outubro 2020.
- [11] E. D. Chepp, C. S. Defferrari, A. Krenzinger, "Análise do impacto da redução do fator de dimensionamento do inversor em uma usina fotovoltaica," VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, Fortaleza, Outubro 2020.
- [12] K. Roversi, G. A. Rampinelli, "Análise do fator de dimensionamento do inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede", VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, Fortaleza, Outubro 2020.
- [13] G. Kroth, G. A. Rampinelli, "Análise de indicadores de desempenho de um sistema fotovoltaico com distintos fatores de dimensionamento de inversor e diferentes ângulos azimutais", VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, Fortaleza, Outubro 2020.
- [14] Calyxo, Datasheet - Thin film solar module CdTe - CX3 85, 2016.
- [15] Solibro, SL2 CIGS Thin-Film Module - Generation 2.3 - 130-150 Wp, 2017.
- [16] NHS Solar, Products Catalogue: Inverters on Grid, Curitiba, 2018.
- [17] NHS Solar, Ensaio com inversores fotovoltaicos GSM1, 2019.
- [18] W. N. Macêdo, "Análise de fator de dimensionamento do inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede", Universidade de São Paulo, 2006.
- [19] Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT, NBR 10899, 1º Projeto de revisão, Energia solar fotovoltaica: terminologia. Rio de Janeiro, 2013.

[20] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, S. H. F. Oliveira, *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. São Paulo, SP: Oficina de Textos, 2012.

[21] B. Marion, J. Adelstein, K. Boyle, H. Hayden, B. Hammond, T. Fletcher, B. Canada, D. Narang, A. Kimber, L. Mitchell, G. Rich, T.

Townsend, "Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems," 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition, 31., Springfield, 2005.