

# ANÁLISE COMPARATIVA DOS EFEITOS DA SUJIDADE E DO SOMBREAMENTO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM TELHADO

Jeovanna C. S. Moraes<sup>(1)</sup> – jeovannamoraes@egresso.ufg.br

Isabela L. Magalhães<sup>(1)</sup> – isabelalm@egresso.ufg.br

Sérgio P. Pimentel<sup>(1)(2)</sup> – sergio\_pimentel@ufg.br

Enes G. Marra<sup>(1)</sup> – enes@ufg.br

(1) – Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) – Universidade Federal de Goiás (UFG)

(2) – Institute of Forestry and Engineering – Estonian University of Life Sciences (EMU)

**Resumo.** Este trabalho apresenta um estudo comparativo dos efeitos da sujidade e do sombreamento de dois sistemas fotovoltaicos com mesma tecnologia de módulos e inversores com mesma marca, modelo e potência e mesmas condições de instalação, na mesma unidade consumidora com potências nominais próximas, porém distintas, instalados em telhado no ambiente urbano da cidade de Goiânia – GO. Comparou-se a produção de energia dos sistemas, mantendo-se um deles limpo periodicamente, denominado sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) limpo (SFCR – Limpo), e outro sem limpeza periódica, denominado sistema fotovoltaico conectado à rede sujo (SFCR – Sujo), a fim de avaliar a influência da deposição de sujidade sobre os módulos durante o período de sua instalação até o mês de novembro de 2021. O trabalho propõe dois índices inéditos para mensurar o efeito comparativo da sujidade entre sistemas fotovoltaicos limpos e sujos, nomeadamente, o índice de sujidade relativa, SR; e o percentual de degradação relativa por sujidade, DRS%. Estes dois índices são uma forma de normalizar o efeito da sujidade sobre sistemas fotovoltaicos sob as mesmas condições de instalação (orientação, inclinação, sombreamento) e características técnicas (tecnologias, marcas e modelos de módulos fotovoltaicos e inversores). Os valores de degradação relativa por sujidade indicam que o efeito de redução na produção fotovoltaica foi mais acentuado nos meses do período seco (maio a setembro) com valores de degradação entre 7,7% e 13%; e menores valores de degradação na produção fotovoltaica no período chuvoso (outubro a abril), com índices variando de -0,2% a 3,5%. Este trabalho determinou também o efeito comparativo do sombreamento entre dois sistemas fotovoltaicos de características semelhantes com base em simulações da ferramenta computacional PVsyst. Os dados de irradiação média mensal foram editados e alterados para os valores do Atlas Brasileiro de Energia Solar e as temperaturas médias mensais foram alteradas para os valores da base de dados do INMET a fim de aprimorar os resultados do PVsyst. O valor da produção fotovoltaica calculada por simulação foi 1,37% superior ao valor medido no SFCR – Limpo durante o período de um ano de setembro de 2020 a agosto de 2021.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), Sujidade, Sombreamento.

## 1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída é uma modalidade de geração que permite aos consumidores produzirem sua própria energia a partir de fontes renováveis, como a solar, e o excedente é entregue para a concessionária da região de concessão, gerando créditos para as unidades consumidoras sob a responsabilidade do mesmo CPF ou CNPJ da unidade consumidora geradora dos créditos. No Brasil a regulamentação da geração distribuída a partir de sistemas fotovoltaicos teve início em 2012 com a publicação da Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL que estabeleceu regras para o funcionamento da minigeração e microgeração distribuídas. As edições das Resoluções Normativas Nº 687 em 2015 e Nº 786 em 2017 pela ANEEL atualizaram a Resolução 482, ampliando o prazo de uso dos créditos e reduzindo os prazos de avaliação e aprovação dos projetos de geração distribuída pelas concessionárias de distribuição, aumentando a atratividade do mercado.

De acordo com a ABSOLAR (2021), até setembro de 2021 a fonte solar fotovoltaica possuía 10,859 GW de potência instalada no Brasil, sendo 7,018 GW de geração distribuída e 3,841 GW de geração centralizada. O mercado fotovoltaico brasileiro apresenta crescimento impulsionado pelo “avanço científico e tecnológico na produção de novos materiais semicondutores (responsáveis pela conversão fotovoltaica de energia) e no processo de fabricação dos módulos fotovoltaicos comerciais” (ROMANHOLO, 2019) e pelo estabelecimento de marcos regulatórios para o setor.

Segundo relatório da Agência Nacional de Águas (2021), a região centro-sul enfrenta a pior seca dos últimos 91 anos. Essa crise ambiental deixou os principais reservatórios do país em situações críticas de geração, que consequentemente trouxe um aumento na conta de energia do brasileiro na forma da criação de uma nova bandeira tarifária, nomeadamente a Bandeira Escassez Hídrica que representa um acréscimo de R\$14,20 a cada 100kWh consumidos e suas frações entre setembro de 2021 até abril de 2022, que representa acréscimo de aproximadamente R\$ 21,00 a cada 100 kWh com incidência de impostos, taxas e encargos. Tendo isso em vista, a necessidade em diversificar as fontes de geração no Brasil e a busca por economia financeira aumentam o interesse pelo uso de fontes renováveis de energia como a energia fotovoltaica, que é a tecnologia que usa a luz solar como fonte da sua geração.

Este artigo tem como objetivo comparar o efeito do sombreamento e da sujidade em dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) instalados no telhado de uma residência situada no Bairro Chácara do Governador na Cidade de Goiânia – GO. Além desta introdução, este artigo é composto por mais quatro partes. No item dois, apresenta-se a descrição geral de um sistema fotovoltaico com inversor central e módulos fotovoltaicos, instalado em telhado, e suas principais figuras de mérito ou parâmetros de desempenho; na parte três, expõe-se o estudo de caso do efeito comparativo da sujidade nos sistemas; no tópico quatro, é apresentada a metodologia aplicada para verificar o efeito do sombreamento e da confiabilidade da ferramenta PVsyst utilizada; Por fim, no tópico cinco, expõe-se as principais conclusões do trabalho.

## 2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFCR)

### 2.1 Descrição dos equipamentos e componentes de SFCRs

Os módulos fotovoltaicos agrupados em arranjos série-paralelo formam o gerador fotovoltaico (FV), que é conectado ao inversor, que converte a energia em corrente contínua dos módulos para suprir a instalação da unidade consumidora (UC), também suprida pela rede elétrica da concessionária. Assim, gerador FV, inversor, cabos, dispositivos de manobra e proteção e a conexão à rede compõem a configuração básica de um SFCR (SILVA, 2019), como exemplifica a Fig 1.

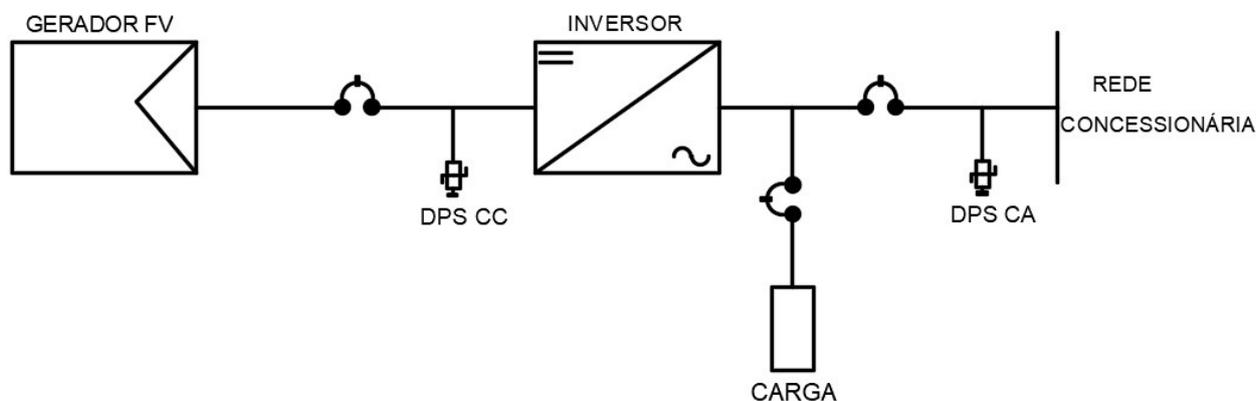


Figura 1 - Esquema de um SFCR.

Fonte: Baseado em Silva, 2019.

O gerador FV, ou arranjo FV, é a conexão em série e/ou paralelo de módulos, constituídos por células fotovoltaicas em série. A potência do arranjo FV fornecida ao inversor depende da quantidade de módulos conectados e de fatores como a radiação solar incidente, temperatura de operação da célula e outros como sujidade, sombreamento e compatibilidade entre módulos e inversores fotovoltaicos.

A energia produzida é processada pelo inversor, onde a corrente contínua fornecida pelo gerador será convertida em corrente alternada e injetada na rede elétrica respeitando as características de tensão e frequência de operação. Além disso, os inversores possuem as propriedades de proteção anti-ilhamento e seguimento do ponto de potência máxima (SPPM) de operação do arranjo FV, também denominado MPPT (*Maximum Power Point Tracking* na sigla em inglês).

A proteção anti-ilhamento interrompe a operação do inversor caso ocorra a interrupção do fornecimento de energia elétrica pela concessionária e o SPPM opera em busca da máxima potência gerada pelo arranjo FV em determinado momento (SILVA, 2016; ZILLES et al., 2012).

### 2.2 Figuras de mérito do SFCRs

As figuras de mérito, ou parâmetros de desempenho, são os indicadores quantitativos da produção de energia em relação à potência nominal e às condições de instalação e ambientais para sistemas fotovoltaicos. Os principais parâmetros de desempenho são: a Produção de Energia ( $E_{FV}$ ) em kWh, o Fator de Capacidade (FC), a Produtividade Fotovoltaica Específica ( $Y_{FV}$ ) em kWh/kWp, ou horas, e o Rendimento Global ou Taxa de Desempenho (PR ou TD).

A energia fotovoltaica produzida pelo sistema é calculada através da Eq. (1), muitas vezes informada pelo próprio inversor fotovoltaico que processa a potência ( $P_{saída}$ ).

$$E_{FV} = \int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt \quad (1)$$

A figura de desempenho FC é, segundo Zilles *et al.* (2021), fração da energia gerada em um determinado intervalo de tempo ( $t_2 - t_1$ ), sobre o valor teórico da energia que poderia ser gerada pela potência nominal ( $P_G$ ) instalada conforme Eq. (2).

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{P_G (t_2 - t_1)} \quad (2)$$

Assim, é possível relacionar a energia entregue à carga com a potência nominal do gerador por meio da Produtividade Fotovoltaica Específica ( $Y_{FV}$ ) expressa em kWh/kWp, ou simplesmente horas, como apresenta a Eq. (3).  $Y_{FV}$  pode também ser interpretada como o número de horas que o gerador FV opera em condições equivalentes à condição padrão nominal de operação (condição STC, ou seja, *Standard Test Conditions* na sigla em inglês).  $Y_{FV}$  é um bom parâmetro para comparar projetos instalados de mesma forma e em localidades semelhantes.

$$Y_{FV} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{P_{FV}^0} = \frac{E_{FV}}{P_{FV}^0} = FC (t_2 - t_1) \quad (3)$$

Por fim, é possível expressar o Rendimento Global ou Taxa de Desempenho que permite comparar a relação entre a produtividade específica e a disponibilidade de irradiação no plano inclinado  $\beta$ , orientado na direção  $\gamma$ , do gerador fotovoltaico, expressa na Eq. (4). Em outras palavras, o valor de PR expressa o grau em que a irradiação incidente no plano do gerador fotovoltaico, normalizada pela irradiância padrão de 1.000 W/m<sup>2</sup>, é de fato aproveitada pelo sistema. Este é um bom parâmetro para comparar projetos distintos instalados em localidades diferentes.

$$PR = \frac{Y_{FV}}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} G_{t,\beta} dt}{G_{ref}}} \quad (4)$$

### 3. EFEITO DA SUJIDADE NO SFCR

Os sistemas fotovoltaicos analisados neste trabalho estão instalados na Cidade de Goiânia, capital do estado de Goiás. As coordenadas geográficas do local de instalação são -16.72269°, -49.22395° (GOOGLE MAPS, 2021). A Fig. 2 abaixo apresenta a vista aérea do local, e a Fig. 3 ilustra a perspectiva gráfica do posicionamento dos sistemas de geração fotovoltaico neste estudo de caso elaborado com a ferramenta computacional PVsyst.



Figura 2 – Vista aérea.  
Fonte: GOOGLE MAPS, 2021.

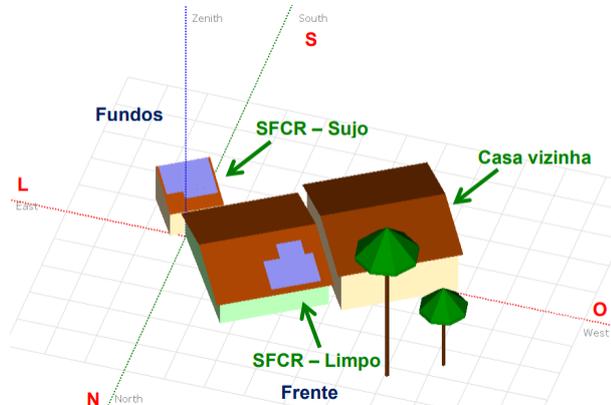


Figura 3 – Posicionamento dos SFCR.

Com a finalidade de avaliar o impacto da sujidade no rendimento dos sistemas em estudo, definiu-se que o sistema limpo (SFCR – Limpo), instalado no telhado frontal da casa principal, seria limpo, e que o sistema sujo (SFCR – Sujo), localizado no fundo do imóvel em um telhado separado do telhado principal não seria submetido a nenhum processo de limpeza. Essa sujidade, conforme definida por Alves (2018) pode ser proveniente de partículas minerais, matéria orgânica derivada de biofilmes, suspensões químicas emitidas por escapamentos automotivos e material particulado como salinidade e minérios. Além disso, substâncias orgânicas transportadas pelo vento e produzidas por microrganismo também promovem a sujidade (ROMANHOLO, 2019).

Os sistemas fotovoltaicos estudados foram instalados em junho de 2020, sendo constantemente monitorados desde o dia 16 de junho de 2020. Ambos os SFCRs possuem a mesma marca de inversores, FRONIUS – modelo PRIMO 5.0-1, que efetua o acompanhamento da produção de energia e registra a cada 5 minutos. Verificou-se também que os SFCRs possuem a mesma orientação azimutal de -32° noroeste (NO) e os dois telhados possuem a mesma inclinação de 16°. Além disso, os SFCR – Limpo e o SFCR – Sujo são compostos por módulos fotovoltaicos de silício monocristalino da marca TRINA, modelo TSM- DE15H(II)-405W e potência nominal na condição padrão STC de 405 Wp, sendo a

eficiência de conversão fotovoltaica igual a 19,9% para esta potência. O SFCR – Limpo é composto por 15 módulos e totaliza uma potência fotovoltaica de 6,075kWp e o SFCR – Sujo é composto por 14 módulos e totaliza uma potência fotovoltaica de 5,670kWp.

Outra característica dos sistemas é que o SFCR – Limpo é afetado por sombreamento parcial por volta das 14h15min, causado pela influência da casa vizinha, a Oeste, elevada de 1 metro em relação ao terreno da Unidade Consumidora (UC) em estudo, e também por duas palmeiras situadas a frente da casa vizinha, conforme indicado na Fig. 2. O SFCR – Sujo possui sombreamento pouco relevante em períodos esporádicos do ano segundo simulações do PVSyst, causado pelas mesmas palmeiras já citadas. A comparação da produção de energia entre os SFCRs limpo e sujo foi limitada aos períodos de 7h30 a 14h de cada dia a fim de eliminar a influência cruzada do sombreamento parcial na geração do sistema limpo.

Todas as limpezas foram realizadas utilizando água, sabão neutro e vassoura com atrito, conforme sugerido no estudo desenvolvido por Alves (2018). A energia gerada por ambos os sistemas nos dias de limpeza foi desconsiderada na análise comparativa a fim de evitar interferência nos resultados, tendo em conta que os sistemas foram desconectados durante os períodos de limpeza. Na Tab. 1 estão apresentadas as datas de limpeza dos sistemas, sendo que no dia 19 de agosto de 2020 foi realizada a primeira limpeza em ambos os sistemas e após esta limpeza inicial apenas o SFCR – Limpo foi lavado.

Este trabalho contou com a colaboração voluntária e sem custos de uma empresa instaladora do ramo de energia solar e com a permissão do cliente. Nem sempre a empresa dispunha de equipes para realizar as limpezas planejadas. Desta maneira, as limpezas não foram realizadas nos meses de dezembro de 2020, janeiro, fevereiro, abril e outubro de 2021, conforme indicado na Tab. 1.

Tabela 1 – Data de limpeza programada dos SFCRs.

DATA	SISTEMAS SUBMETIDO A LIMPEZA
19/08/2020	SFCR – Limpo e SFCR – Sujo
21/09/2020	SFCR - Limpo
23/10/2020	SFCR - Limpo
21/11/2020	SFCR - Limpo
27/03/2021	SFCR - Limpo
03/05/2021	SFCR - Limpo
07/06/2021	SFCR - Limpo
05/07/2021	SFCR - Limpo
03/08/2021	SFCR - Limpo
08/09/2021	SFCR - Limpo

A metodologia sugerida para mensurar o efeito da sujidade dos sistemas neste estudo foi a comparação da sujidade entre os sistemas FVs limpo e sujo durante os períodos de operação sem sombreamento. O índice de sujidade relativa, SR, inédito na literatura, é aqui proposto como uma das principais contribuições deste trabalho e é definido pela Eq. (5). O índice SR normaliza os dados dos dois SFCRs de diferentes potências nominais em função de suas respectivas potências instaladas.

$$SR = \frac{Y_{FV-S}}{Y_{FV-L}} \quad (5)$$

Sendo  $Y_{FV-S}$  a produtividade fotovoltaica específica do SFCR – Sujo e  $Y_{FV-L}$  a produtividade fotovoltaica específica do SFCR – Limpo. Quanto mais próximo da unidade, menor é o efeito da sujidade na produção fotovoltaica dos sistemas.

Em sintonia com a metodologia proposta do índice SR, outra proposta inédita e importante contribuição deste trabalho, é estabelecer o percentual de degradação relativa por sujidade percentual, DRS%, definido na Eq. (6).

$$DRS\% = \left[ 1 - \left( \frac{Y_{FV-S}}{Y_{FV-L}} \right) \right] \cdot 100\% = (1 - SR) \cdot 100\% \quad (6)$$

Quando mais próximo o valor de DRS% for de zero, menor será a degradação da produção fotovoltaica dos sistemas devido a influência da sujidade. Os resultados de SR e DRS% são apresentados na Tab. 2 e DRS% é ilustrado na Fig. 4.

Os dados apresentados demonstram que os meses de maior degradação relativa por sujidade foram de maio até setembro e os meses com menor influência da sujidade correspondem ao período de novembro a abril devido ao efeito de limpeza das chuvas. A Tab. 3 apresenta os valores das precipitações entre os meses de julho de 2020 e novembro de 2021 (INMET, 2021).

É possível observar na Fig. 4 que o SFCR – Sujo gerou 0,2% de energia a mais que o SFCR – Limpo no mês de fevereiro de 2021, todavia o valor indicado está dentro da faixa de incerteza de medição de energia do inversor Fronius. Ademais, a precipitação do mês fevereiro de 2021 foi o maior valor registrado no período, e exerceu um efeito de limpeza igualmente acentuado em ambos os sistemas limpo e sujo.

Tabela 2 – Resultado do SR e DRS% no período de análise.

ANO	MÊS	SR	DRS%
2020	JUN	0,99	0,7%
2020	JUL	0,97	2,9%
2020	AGO	0,97	3,4%
2020	SET	0,99	1,1%
2020	OUT	1,00	0,0%
2020	NOV	0,99	0,9%
2020	DEZ	0,98	1,6%
2021	JAN	0,98	2,2%
2021	FEV	1,00	-0,2%
2021	MAR	0,99	0,6%
2021	ABR	0,97	3,5%
2021	MAI	0,92	7,7%
2021	JUN	0,88	12,2%
2021	JUL	0,88	11,8%
2021	AGO	0,87	13,0%
2021	SET	0,92	8,2%
2021	OUT	0,95	4,9%
2021	NOV	0,96	4,4%

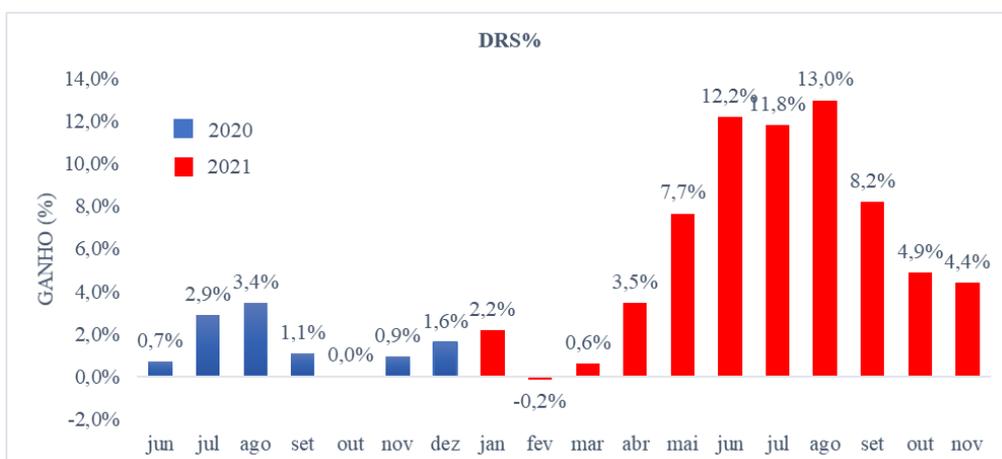


Figura 4 - Percentual de degradação relativa por sujidade por período.

Tabela 3 – Dados de precipitação na cidade de Goiânia

ANO	MÊS	PRECIPITAÇÃO TOTAL
2020	JUN	0,0 mm
2020	JUL	0,0 mm
2020	AGO	0,0 mm
2020	SET	1,0 mm
2020	OUT	110,4 mm
2020	NOV	166,4 mm
2020	DEZ	223,4 mm
2021	JAN	210,4 mm
2021	FEV	483,0 mm
2021	MAR	213,0 mm
2021	ABR	131,0 mm
2021	MAI	0,0 mm
2021	JUN	0,2 mm
2021	JUL	0,0 mm
2021	AGO	9,4 mm
2021	SET	3,0 mm
2021	OUT	76,60 mm
2021	NOV	262,00 mm

#### 4. EFEITO DO SOMBREAMENTO NO SFCR

Conforme anteriormente exposto, ambos os sistemas FV estão sob efeito de sombreamento parcial, como é chamada a heterogeneidade da incidência de sombras no sistema, com isso o rendimento reduz porque a célula com menor incidência solar determinará a corrente e a potência de operação de todas as demais células conectadas em série (SANTOS, 2013 apud TORTELLI, 2016).

O sombreamento ocorre em função do alicive do imóvel vizinho em relação ao telhado no qual está instalado o SFCR – Limpo, além disso há também a presença de duas palmeiras situadas a frente o imóvel vizinho, conforme apresentado na Fig. 2 e na Fig. 3. O SFCR – Limpo é o mais afetado pelo sombreamento. O SFCR – Sujo é afetado pelo sombreamento de forma pouco efetiva devido ao posicionamento do sol e à altura das palmeiras. As influências do sombreamento nas perdas dos SFCRs foram simuladas no programa PVsyst e expressas nos gráficos das geometrias solares de cada sistema, conforme ilustrados na Fig. 5 e na Fig. 6.

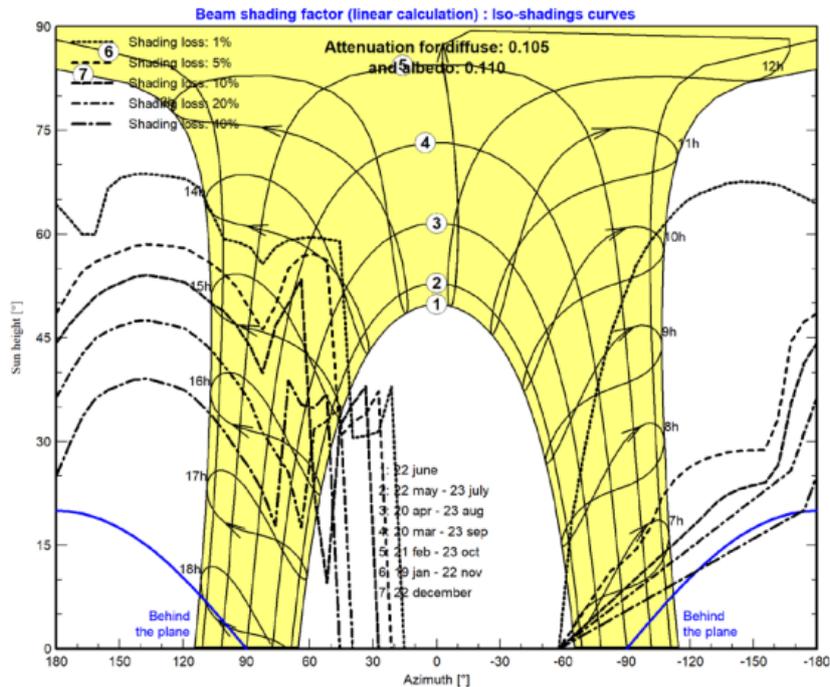


Figura 5 – Geometria Solar do SFCR – Limpo.

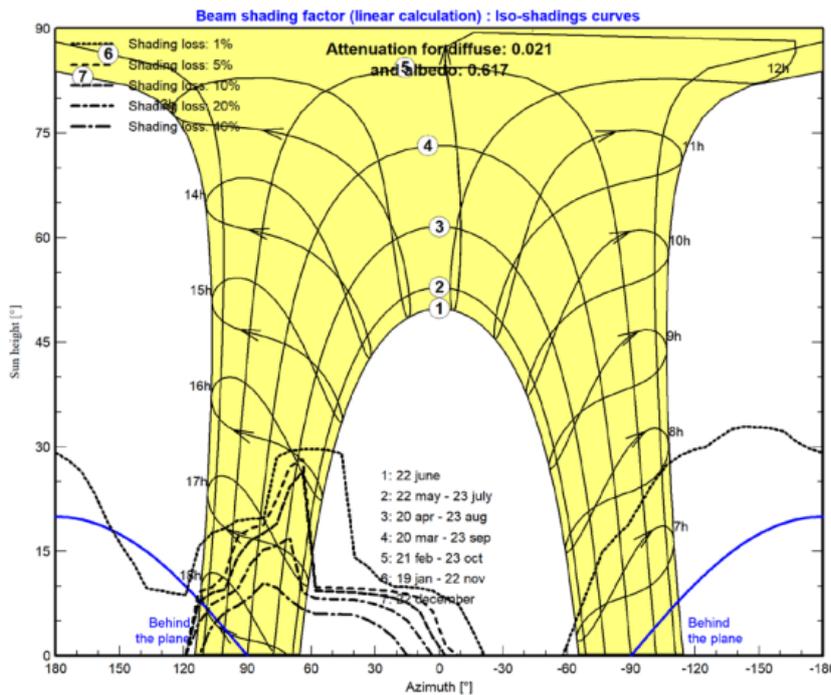


Figura 6 – Geometria Solar do SFCR – Sujo.

A metodologia usada compara os dados teóricos de energia gerada do relatório do PVsyst e do monitoramento das duas usinas, como forma de validação da confiabilidade da ferramenta através do desvio entre os valores nominais e medidos. Com a finalidade de melhorar a representatividade do programa PVsyst para a cidade de Goiânia – GO, os dados de irradiação média mensal foram editados e alterados dos valores da Base Meteororm (METEONORM, 2021) para os valores do Atlas Brasileiro de Energia Solar (INPE, 2017); e as temperaturas médias mensais de Goiânia foram alteradas dos valores da Base Meteororm para os valores da base do INMET (2020).

A avaliação anual do sombreamento no período de setembro de 2020 a agosto de 2021 indicou uma diferença total de -1,37% na comparação entre os valores de energia medidos e simulados no SFCR – Limpo; e uma diferença de -6,88% entre os valores de energia medidos e simulados para o SFCR – Sujo.

Considerando que as formas de instalação dos SFCRs limpo e sujo são as mesmas (inclinação e orientação), com as mesmas marcas, modelos e potências de módulos e inversores fotovoltaicos, e ainda que a ferramenta computacional PVsyst não realiza simulação de sujidade a partir das características locais, a diferença entre os valores percentuais de efeito de sombreamento para os SRCRs limpo e sujo tem como único fator o efeito da sujidade no SFCR – Sujo. Ainda, é possível considerar que a diferença de -1,37% entre valores medidos e simulados para o efeito do sombreamento no SFCR – Limpo valida a confiabilidade da ferramenta computacional PVsyst quando a análise é realizada para um ano completo com valores de dados meteorológicos baseados no Atlas Brasileiro de Energia Solar e na base de dados do INMET.

Validada a representatividade do software PVsyst, os SFCRs foram simulados sob efeito do sombreamento e na ausência dos fatores que provocam o sombreamento e os dados de produção de energia foram obtidos e comparados de acordo com Tab. 4 para o SFCR – Limpo, e com a Tab. 5 para o SFCR – Sujo, indicando-se a estimativa das perdas produzidas pelo efeito do sombreamento. O efeito simultâneo da sujidade e do sombreamento não foi considerado nas simulações.

Tabela 4 – Perdas de produção no SFCR – Limpo.

MÊS/ANO	PRODUÇÃO S/SOMBREAMENTO	PRODUÇÃO C/SOMBREAMENTO	PERDA
SET/20	0,932 MWh	0,866 MWh	-7,08%
OUT/20	0,910 MWh	0,848 MWh	-6,81%
NOV/20	0,792 MWh	0,726 MWh	-8,33%
DEZ/20	0,814 MWh	0,733 MWh	-9,95%
JAN/21	0,832 MWh	0,765 MWh	-8,05%
FEV/21	0,767 MWh	0,708 MWh	-7,69%
MAR/21	0,846 MWh	0,791 MWh	-6,50%
ABR/21	0,857 MWh	0,776 MWh	-9,45%
MAI/21	0,865 MWh	0,802 MWh	-7,28%
JUN/21	0,859 MWh	0,821 MWh	-4,42%
JUL/21	0,917 MWh	0,866 MWh	-5,56%
AGO/21	0,996 MWh	0,897 MWh	-9,94%
TOTAL	9,599 MWh	10,387 MWh	-7,59%

Tabela 5 – Perdas de produção no SFCR – Sujo.

MÊS/ANO	PRODUÇÃO S/SOMBREAMENTO	PRODUÇÃO C/SOMBREAMENTO	PERDA
SET/20	0,856 MWh	0,869 MWh	-1,50%
OUT/20	0,842 MWh	0,849 MWh	-0,82%
NOV/20	0,732 MWh	0,739 MWh	-0,95%
DEZ/20	0,751 MWh	0,758 MWh	-0,92%
JAN/21	0,770 MWh	0,776 MWh	-0,77%
FEV/21	0,709 MWh	0,714 MWh	-0,70%
MAR/21	0,782 MWh	0,789 MWh	-0,89%
ABR/21	0,784 MWh	0,800 MWh	-2,00%
MAI/21	0,801 MWh	0,806 MWh	-0,62%
JUN/21	0,793 MWh	0,800 MWh	-0,88%
JUL/21	0,845 MWh	0,854 MWh	-1,05%
AGO/21	0,904 MWh	0,928 MWh	-2,59%
TOTAL	9,569 MWh	9,682 MWh	-1,17%

## 5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foram quantificadas as perdas de energia provocada por sujidade e por sombreamento para um caso de sistemas fotovoltaicos instalados em telhado na cidade de Goiânia. Como contribuição inédita e relevante deste trabalho foram propostos os índices de sujidade relativa (SR) e de degradação relativa por sujidade percentual (DRS%) como parâmetros indicadores dos efeitos na sujidade em Sistemas Fotovoltaicos. Quantificou-se que nos meses do período seco (maio a setembro) os valores de degradação relativa por sujidade, DRS%, variam entre 7,7% a 13%, indicando que o efeito de redução na geração de energia é mais acentuado nesta estação. No período chuvoso (outubro a abril), o índice DRS% varia de -0,2% a 4,9%, sugerindo a inviabilidade da realização de limpeza dos módulos fotovoltaicos neste período, uma vez que o benefício financeiro com o aumento da geração por limpeza dos módulos não compensa o investimento realizado.

Embora a chuva exerça um efeito de limpeza em sistemas fotovoltaicos instalados em telhados, os dados de degradação na produção de energia nos meses chuvosos, notadamente outubro e novembro de 2021, permaneceram acima de 4%, evidenciando que a chuva não é totalmente eficaz na retirada da sujidade que adere no SFCR em telhado ao longo de um ano em função das suspensões e particulados de combustíveis fósseis, resinas vegetais e desejos de pássaros (ROMANHOLO, 2019). A partir dos dados deste estudo, sugere-se que a realização de uma única limpeza anual no meio da estação seca, ao final de junho ou início de julho, é suficiente para mitigar os efeitos da sujidade em SFCR em telhados urbanos residenciais na Região Centro-Oeste do Brasil.

A comparação dos valores de produção fotovoltaica medidos e simulados para o SFCR – Limpo valida a ferramenta computacional PVsyst como um instrumento confiável para avaliação dos efeitos da sujidade, desde que o estudo seja realizado para o período de um ano com base nos dados meteorológicos do Atlas Brasileiro de Energia Solar e do dados do INMET. A partir das simulações realizadas, determinaram-se perdas de 7,59% no SFCR – Limpo e de 1,17% no SFCR – Sujo, devidas ao efeito do sombreamento parcial.

O efeito simultâneo da sujidade e do sombreamento não foi considerado nas simulações, tendo-se em conta que o PVsyst não possui um modelo de representação de sujidade para as características de cada local de instalação.

Sugere-se que este estudo seja continuado com a realização de maior número de análises em instalações em centros urbanos de outras regiões do país e em sistemas submetidos a diferentes tipos de sazonalidade da sujidade.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a empresa Dusol Engenharia Sustentável na pessoa do seu Diretor Carlos Augusto Bouhid de Camargo Filho pela cessão dos dados dos sistemas fotovoltaicos deste estudo e à equipe de limpeza técnica da Dusol Engenharia pela execução das limpezas conforme propostas na metodologia. Este trabalho conta com financiamentos das seguintes Concessionárias de Transmissão de Energia Elétrica: Pantanal Transmissão LTDA (Proponente), Caldas Novas Transmissão (Cooperada), Firminópolis Transmissão (Cooperada), Lago Azul Transmissão (Cooperada) e Transenergia Goiás (Cooperada) no âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) registrado na ANEEL com o Código: PD-08554-0001/2020.

## REFERÊNCIAS

- ANA. AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/noticias-e-eventos/noticias/area-com-seca-aumenta-em-seis-estados-do-centro-sul-e-fenomeno-se-intensifica-em-15-unidades-da-federacao-monitoradas-em-julho>. Acesso: 30 out. 2021.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012. Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020. Tarifas Consumidores: Bandeiras Tarifárias. Brasília, 2017. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/tarifasconsumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800](http://www.aneel.gov.br/tarifasconsumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800). Acesso: 16 mai. 2020.
- ALVES, F. R. R., 2018. Estudo do efeito da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos, Dissertação de Mestrado, PUC-GO, Goiânia.
- ASOLAR. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2021. Infográfico ABSOLAR. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infograficoabsolar.html>>. Acesso em: 08 out. 2021.
- GOOGLE MAPS, 2021. Rua Araras, Parque das Laranjeiras, Goiânia-GO. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/place/16%C2%B043'21.7%22S+49%C2%B013'26/@-16.6471522,-49.3061984,14z/data=!3m1!4b1>. Acesso em: 11 mar. 2021.
- INMET. INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA, 2021. Dados Históricos Anuais: 2020-2021. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 02 out. 2021.
- INPE. INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2021. Base de Dados - Características Gerais. Disponível em: [http://labren.ccst.inpe.br/atlas\\_2017.html](http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html). Acesso em: 26 abr. 2021.

- METEONORM SOFTWARE, 2021. Worldwide Irradiation Data: Typical Years and Historical Time Series - Easily Accessible with Meteonorm. Disponível em: <https://meteonorm.com/en/>. Acesso em: 31 mai. 2021
- ROMANHOLO, P. V. V., 2019. Análise dos Efeitos da Sujidade no Sistema Fotovoltaico de 34 kWp da EMC/UFG, Dissertação de Mestrado, PPGEEC, EMC, UFG, Goiânia.
- SILVA, J. A. A., 2019. Tratamento de Dados Meteorológicos e Análise de Desempenho do Sistema Fotovoltaico da EMC/UFG, Dissertação de Mestrado, PPGEEC, EMC, UFG, Goiânia.
- TORTELLI, C., 2017. O Efeito do Sombreamento na Eficiência do Sistema Fotovoltaico do Escritório Verde da UTFPR, TCCE – Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização – Construções Sustentáveis, CT – Construções Sustentáveis, UTFPR, Curitiba.
- ZILLES, R., MACÊDO, W. N., GALHARDO, M. A. B., de OLIVEIRA, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 1a Ed. São Paulo: Oficina de Textos. ISBN 978-85-7975-052-6.

## COMPARATIVE ANALYSIS OF THE EFFECTS OF SOILING AND SHADING IN ROOFTOP PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

**Abstract.** *This work presents a comparative study of the effects of soiling and shading of two photovoltaic systems with the same module and inverter technology with the same brand, model, power, and the same installation conditions, at the same residential house with similar but different nominal powers, installed on a roof in the urban environment of the city of Goiânia – GO. The energy productions of both systems were compared, keeping one of them periodically clean, called clean grid-connected photovoltaic system (Clean – GCPS), and another without periodic cleaning, called soiled grid-connected photovoltaic system (Soiled – GCPS) in order to assess the influence of soiling deposition on the modules during the period of their installation until the month of November 2021. The work proposes two unprecedented indices to measure the comparative effect of soiling between clean and dirty photovoltaic systems, namely, the relative soiling index, SR; and the percentage of relative degradation due to dirt, DRS%. These two indices are a way to normalize the effect of soiling on photovoltaic systems under the same installation conditions (orientation, inclination, shading) and technical characteristics (technologies, brands, models of photovoltaic modules and inverters). The values of relative degradation due to dirt indicate that the effect of reducing photovoltaic production was more accentuated in the dry period (May to September) with degradation values between 7.7% and 13%; and lower degradation values in photovoltaic production in the rainy season (November to April), with rates ranging from -0.2% to 3.5%. This work also determined the comparative effect of shading between two photovoltaic systems with similar characteristics based on simulations of the computational tool PVsyst. The monthly mean irradiation data was edited and changed to the values from the Brazilian Solar Energy Atlas and the monthly mean temperatures were changed to the values from the INMET database in order to improve the PVsyst results. The value of photovoltaic production calculated by simulation was 1.37% higher than the value measured in Clean – SFCR during the period of analysis from September 2020 to August 2021.*

**Keywords:** *Grid-Connected Photovoltaic System (GCPS), Soiling, Shading.*