

# Evaluation of Photovoltaic Microgeneration Systems Connected to Utility: Cases Studies in Petrolina

A. C. Pinto, *Member, IEEE*, T. G. da Silva Filho, *Member, IEEE*, E. P. Machado, *Member, IEEE*

**Abstract**—This work evaluated the performance of small-scale photovoltaic systems installed in Petrolina city, Brazil, operating under different meteorological conditions, through real production measurements, electrical quantities, inverter efficiency, also merit indices such as final yield and capacity factor. The measurement data showed the versatility of the inverters under different loading conditions, as well as correct operation in face of phenomena such as anti-islanding and clipping. It was verified that changes in meteorological conditions don't affect the efficiency, remaining almost always higher than 95%, except for loading levels lower than 5%. The merit indices enabled the comparison between different photovoltaic systems, confirming the high energy potential in the Brazil northeast, regardless of the orientation used for the photovoltaic modules. The comparison between the actual production and the generation projections, revealed that the new irradiation indices, provided by Reference Center for Solar and Wind Energy Sérgio de S. Brito (CRESESB), present better agreement with the real data, allowing more reliable projection for photovoltaic generation.

**Index Terms**—Distributed generation, Microgeneration, Photovoltaic solar energy, Smart grids.

## I. INTRODUÇÃO

TRADICIONALMENTE, o sistema elétrico brasileiro é caracterizado pela predominância de geração hidrelétrica (63,90%) e com significativa participação de unidades termelétricas (24,49%) [1]. Nos últimos anos, o Brasil tem enfrentado algumas crises hídricas, ao mesmo tempo, a demanda cresce continuamente. Por outro lado, a construção de grandes usinas hidrelétricas exige enormes investimentos e acarretam danos socioambientais. Soma-se a tais fatos, a necessidade de vultosos investimentos em transmissão [2].

Uma maior participação de fontes alternativas na matriz elétrica é vista como uma solução plausível. Neste sentido, um mecanismo que vem sendo adotado é o incentivo a geração distribuída (GD), cuja principal característica é o emprego de pequenos geradores instalados nas unidades consumidoras [3]. Além de proporcionar a postergação de investimentos na expansão dos sistemas de distribuição e transmissão, a GD propicia a redução dos impactos ambientais e melhora o nível de tensão da rede no período de alta demanda. A GD de pequena escala ainda possibilita o aproveitamento dos recursos energéticos locais, tais como irradiação solar, vento e biomassa. Na última década, a energia solar fotovoltaica (FV)

destaca-se como uma das fontes mais utilizadas em pequenos sistemas de GD, pois seu emprego é adequado para qualquer local onde haja bons níveis de irradiação [4-5].

O recurso solar, apesar de disponível em abundância para produção de energia elétrica, continua sendo pouco utilizado, embora o custo da energia gerada esteja diminuindo e a eficiência global dos sistemas FV venha aumentando [6]. O acesso à tecnologia FV e a otimização dos equipamentos envolvidos têm tornado a mesma atrativa e impulsionando o crescimento da produção mundial [7].

No Brasil, a implantação da GD de pequeno porte foi iniciada com publicação da resolução nº 482/2012 [8]. No princípio, houve uma baixa adesão, motivada por questões econômicas e burocráticas. Entretanto, o número de implantação foi intensificado, a partir de 2016, com a entrada em vigor da resolução nº 687/2015 [9-10].

No final de 2016, o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída, no Brasil, foi 4,4 vezes superior aquele registrado no final de 2015, indicando que as alterações regulatórias despertaram o interesse dos consumidores [11]. Fatores como legislação favorável, aumento dos gastos com energia elétrica, preocupações ambientais, diminuição dos custos e confiabilidade na tecnologia fotovoltaica vêm contribuindo para o aumento do número de consumidores com GD fotovoltaica [3].

A Tabela I exhibe o número de unidades consumidoras brasileiras com GD, em setembro de 2019 [1], a qual evidencia a predominância de sistemas FV. Entre as regiões brasileiras, o nordeste apresenta índice de irradiação (5,48 kWh/m<sup>2</sup>) [12] comparável às melhores regiões do mundo, o que resulta em vantagens técnicas e econômicas [13].

TABELA I  
UNIDADES CONSUMIDORAS COM GD, EM SETEMBRO DE 2019.

Tipo	Quantidade	Potência [kW]
Central Geradora Hidrelétrica	93	88.022,60
Central Geradora Eólica	57	10.314,40
Central Geradora Solar Fotovoltaica	106.947	1.146.508,81
Usina Térmica	170	46.999,54

Para projetar um sistema FV, faz-se necessário conhecer os índices de irradiação solar incidente no local de instalação, cujos dados podem ser obtidos a partir de diferentes órgãos, tais como o Centro de Referência para as Energias Solar e

Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) [14], *Solar and Wind Energy Resource Assessment* (SWERA) [15], *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) [16], entre outros. Por serem órgãos independentes, existem divergências nos valores informados, o que podem propiciar inconsistências entre a geração projetada e os dados de medição em campo.

Os sistemas FV ainda estão sujeitos aos chamados fenômenos de segunda ordem, que estão relacionados com as condições de operação, a saber: temperatura das células, espectro e ângulo de incidência da irradiação solar, massas de ar, sombreamento e sujeira dos módulos [4]. A irradiação, ao colidir com partículas sólidas, líquidas e gasosas formadoras das massas de ar, sofre fenômenos ópticos que reduzem seu potencial para geração FV. Aquela que incide sobre um módulo FV, ainda irá sofrer fenômenos ópticos devido ao vidro e a sujidade. Apenas a irradiação refratada e com comprimento de onda pertencente à resposta espectral da célula FV, será aproveitada na conversão de energia. Dentre os fenômenos de segunda ordem, a temperatura e a irradiância são os únicos quantificados pelos fabricantes, sendo seus efeitos apresentados sob curvas corrente-tensão e potência-tensão presentes na folha de dados de módulos FV. Além dos fenômenos de segunda ordem, os sistemas FV ainda estão sujeitos aos distúrbios provenientes da rede elétrica [17].

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

Os SFCR também são conhecidos como sistemas *on-grid*, cuja configuração básica está mostrada na Fig. 1, consistem, basicamente, de um gerador FV, do inversor, do sistema de medição, da carga local e da rede elétrica.

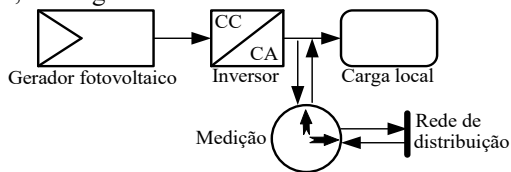


Fig. 1. Configuração básica de um SFCR.

A resolução nº 687/2015 estabelece que os inversores *grid-tie* devem atender alguns requisitos de segurança e qualidade. Para tanto, é solicitado a apresentação de certificados de ensaios aprovados, conforme normas técnicas brasileiras ou internacionais, ou o número de registro da concessão do Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) [9].

Os inversores disponíveis no mercado incorporam as proteções contra sub e sobrefrequência, sub e sobretensão e anti-ilhamento e realizam a conexão/desconexão com a rede de forma automática.

O fator de dimensionamento dos inversores (*FDI*) representa a razão entre a potência nominal do inversor ( $P_{Inv}$ ) e a potência nominal (ou de pico) do gerador FV ( $P_{FV}$ ), sendo uma grandeza adimensional dada por (1).

$$FDI = \frac{P_{Inv}}{P_{FV}} \quad (1)$$

O *FDI* é um conceito bastante empregado em projetos de SFCR, para otimizar a conversão CC-CA e reduzir os custos

de implantação do sistema.

De acordo com [18], a potência em kWp de um gerador FV para suprir qualquer demanda energética é dada por (2).

$$P_{FV} = \frac{(E/TD)}{HPS_{MA}} \quad (2)$$

Sendo:  $P_{FV}$  - Potência de pico do gerador FV, em kWp;  
 $E$  - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste, kWh/dia;  
 $HSP_{MA}$  - Média diária anual da hora de sol pleno (HSP) incidente no plano do gerador, em h;  
 $TD$  - Taxa de desempenho, a qual relaciona a eficiência energética total do sistema FV, adimensional.

A análise de desempenho dos SFCR é realizada com a utilização de diversos índices de mérito. Esses índices baseiam-se, principalmente, na potência e na energia [4]. Os principais indicadores são a produtividade (*FY*, do inglês, *Final Yield*), o fator de capacidade (*FC*) e o rendimento global do sistema (*PR*, do inglês, *Performance Ratio*).

A produtividade (*FY*), em kWh/kWp, é uma figura de mérito utilizada para comparar o desempenho de sistemas de tamanhos e localizações diferentes. Este índice representa a produção em determinado período, para cada kWp instalado. O cálculo é realizado de acordo com (3) [19].

$$FY = \frac{\text{Energia gerada}}{\text{Potência instalada}} \quad (3)$$

O fator de capacidade (*FC*) é um termo bastante empregado em estudos de desempenho de hidrelétricas e termelétricas, mas está sendo utilizado para sistemas que fazem uso de fontes alternativas. O *FC* é a razão entre a energia gerada pelo sistema, e a energia que poderia ser produzida se a planta operasse de forma ininterrupta [20]. O seu cálculo é expresso por (4). Conforme [11], para sistemas FV, o *FC* depende do *FDI* e da irradiação solar na localidade e, geralmente, apresenta valores na faixa de 17% a 21%, para sistemas que utilizam estruturas fixas e, de 19% a 26%, para sistemas com rastreamento de um eixo.

$$FC = \frac{\text{Energia gerada}}{\text{Potência nominal} * 24 * \text{dias}} \quad (4)$$

O rendimento global do sistema (*PR*) é um parâmetro que possibilita a comparação de SFCR instalados em diferentes localidades e orientações. Através dele, é possível avaliar o real aproveitamento da instalação [19]. O *PR* quantifica a eficiência de um gerador FV, podendo ser calculado por (5) [20]. Basicamente, o *PR* é a relação entre produtividade e a quantidade de horas de Sol a 1000 W/m<sup>2</sup>.

$$PR = \frac{FY}{H(t)/1000} \quad (5)$$

Sendo:  $H(t)$  - Irradiação no plano do arranjo, em kWh/m<sup>2</sup>.

## III. AVALIAÇÃO DOS SFCR

Neste trabalho, são analisados os dados de geração de 11 SFCR, todos instalados no município de Petrolina-PE (9,37°N, 40,58°E). Para fins de simplificação, cada sistema é denominado de unidade fotovoltaica (UFV), sendo suas características mostradas na Tabela II. São avaliados sistemas

de diferentes potências nominais, orientações, *FDI* e datas de entrada em operação.

TABELA II  
CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE MICROGERAÇÃO ANALISADOS

UFV	Potência total [kWp]	Quantidade de painéis	Potência do painel [Wp]	Orientação	Potência do inversor [kW]	Modelo do inversor	<i>FDI</i>	Início de operação
1	5,85	18	325	Leste	6	Primo 6.0-1	1,03	27/11/17
2	12,25	50	245	Sul	6x2	IG PLUS 60 V-1	0,98	02/09/15
3	3,25	10	325	Norte	3	Primo 3.0-1	0,92	07/07/17
4	3,9	12	325	Oeste	3	Primo 3.0-1	0,77	10/05/17
5	3,18	12	265	Oeste	2,5	Galvo 2.5-1	0,79	27/12/16
6	5,85	18	325	Leste	6	Primo 6.0-1	1,03	09/10/17
7	5,04	16	315	Leste	5	Primo 5.0-1	0,99	29/08/17
8	3,9	12	325	Oeste	5	Primo 5.0-1	1,28	29/11/17
9	32,5	100	325	Norte	27	Eco 27.0-3-S	0,83	24/07/17
10	8,82	26	315	Sul	8,2	Primo 8.2-1	0,93	09/05/17
11	6,5	20	325	Norte	6	Primo 6.0-1	0,92	29/11/17

Foram analisados os dados de geração durante quatro meses consecutivos, a saber: dezembro de 2017, janeiro, fevereiro e março de 2018. Tais dados são utilizados para avaliar a produção de energia, os eventos atípicos e os índices de mérito. Vale ressaltar que o período de tempo analisado é pequeno, no entanto, isto não compromete a avaliação visto que há pouca variação sazonal no local de estudo [13].

Na avaliação do comportamento da produção FV, os dias são classificados em dia ensolarado (6,0 kWh/m<sup>2</sup>), nublado (2,5 kWh/m<sup>2</sup>) e chuvoso (1,0 kWh/m<sup>2</sup>), conforme perfil de irradiância diária dado por [18]. Para obtenção dos índices de mérito, a quantidade de dias dos meses é de 31 dias para os meses de dezembro de 2017, janeiro e março de 2018. Já, para o mês de fevereiro de 2018, são considerados 28 dias.

#### A. Comportamento Típico da Produção Fotovoltaica

Para fins de análise, dentre todas as UFV, escolheu-se a UFV 11 por estar orientada para o norte e totalmente livre de sobreamento. A curva de produção fotovoltaica da mesma, para um dia ensolarado, é mostrada na Fig. 2. Nesta, é possível observar que a geração ocorre durante, aproximadamente, 12 h ininterruptas, ou seja, das 6:00 h às 18:00 h e, o pico de produção ocorre em torno das 12:00 h.

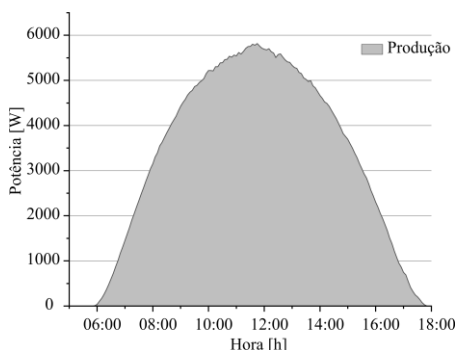


Fig. 2. Produção fotovoltaica da UFV 11 para dia ensolarado.

A Fig. 3 apresenta as grandezas elétricas da UFV 11, do lado CC. No início do dia, os primeiros raios solares proporcionam o surgimento de tensão. No entanto, como os níveis de irradiância ainda são baixos, não há geração de corrente. Por volta das 6:00 h, a irradiância solar incidente é suficiente para gerar corrente elétrica e, conseqüentemente,

potência. Verifica-se ainda que a tensão atinge seu valor máximo e vai reduzindo à medida que a irradiância e a temperatura aumentam. No início da tarde, a corrente começa a cair e a tensão volta a subir. Em torno das 18:00 h, a irradiação solar diminui e a corrente cessa. Com o pôr do Sol, a tensão cai à zero. Ainda de acordo com a Fig. 3, é válido ressaltar que os perfis das curvas de potência e de corrente possuem comportamentos semelhantes, já que há injeção de potência no sistema quando existe geração de corrente.

As grandezas elétricas, para o dia ensolarado, do lado CA, são exibidas na Fig. 4. A existência de tensão e corrente indica que o inversor inicia a injeção de potência na rede elétrica. Pode-se inferir que a máxima potência gerada ocorre próximo às 12:00 h. É válido salientar que esse pico de potência do lado CA é inferior ao lado CC, devido às perdas no sistema. Ademais, verifica-se a correspondência entre as formas das curvas de corrente e de potência, as quais diferem das respectivas componentes CC, apenas pela alteração dos níveis, devido ao condicionamento de tensão, necessário para adequação da energia gerada aos padrões da rede elétrica.

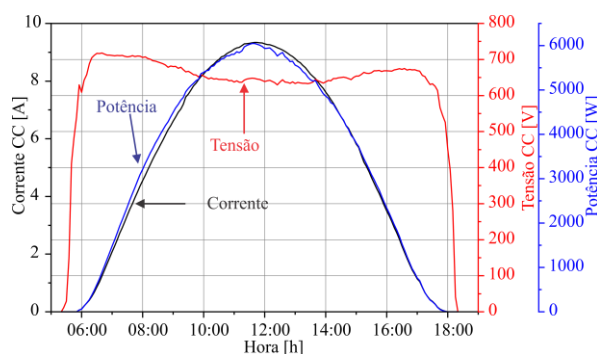


Fig. 3. Grandezas elétricas do lado CC da UFV 11 para dia ensolarado.

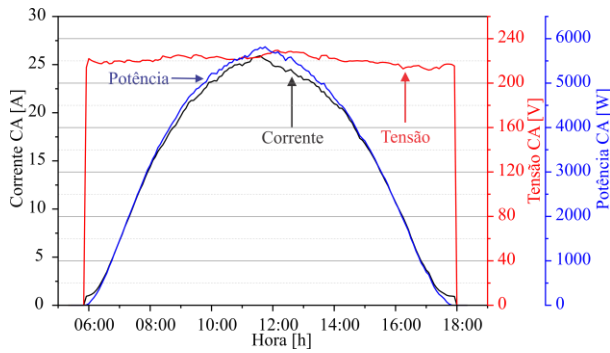


Fig. 4. Grandezas elétricas do lado CA da UFV 11 para dia ensolarado.

A curva de eficiência do inversor da UFV 11, para dia ensolarado, é mostrada na Fig. 5. Percebe-se que o equipamento opera com eficiência superior a 95%, para carregamentos maiores que 5% e, uma grande aglomeração de pontos de operação com carregamento entre 75% e 90%.

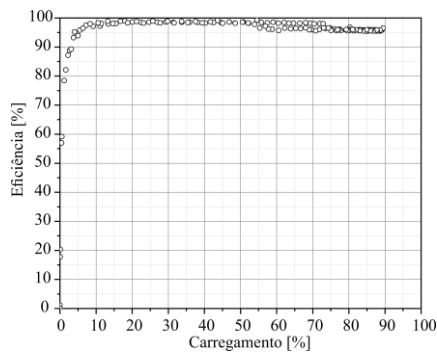


Fig. 5. Curva de eficiência do inversor da UFV 11 para dia ensolarado.

A curva de produção da UFV 11, para dia nublado, pode ser visualizada na Fig. 6. A curva de produção da UFV não é tão regular quanto àquela obtida para dia ensolarado, visto que a irradiação incidente é afetada devido às nuvens, que funcionam como uma barreira à incidência dos raios solares.

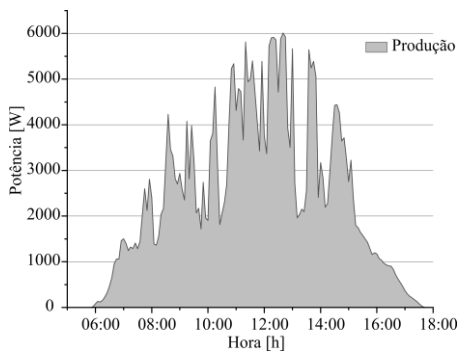


Fig. 6. Produção fotovoltaica da UFV 11 para dia nublado.

As grandezas elétricas do lado CC são expostas na Fig. 7. Diferentemente do dia ensolarado, para dia nublado, a tensão no lado CC, durante a maior parte do dia, permanece em torno de 700 V. Percebem-se variações irregulares na corrente ao longo do dia, devido às variações na irradiação afetada pelas nuvens. Pode-se verificar também que, durante o período entre as 10:00 h e 14:00 h, ocorrem oscilações na tensão, essas provocadas por ajustes no ponto de operação do inversor.

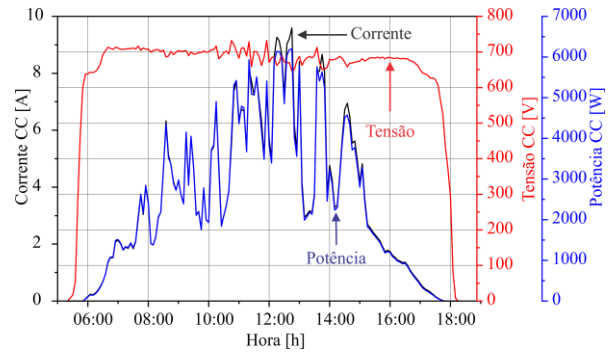


Fig. 7. Grandezas elétricas do lado CC da UFV 11 para dia nublado.

A Fig. 8 exibe a curva de eficiência do inversor da UFV 11, para a condição dia nublado. Em alguns momentos do dia, o carregamento é superior a 90%. A aglomeração de pontos de operação está deslocada para uma faixa de carregamento baixo, situada entre 15% a 45%.

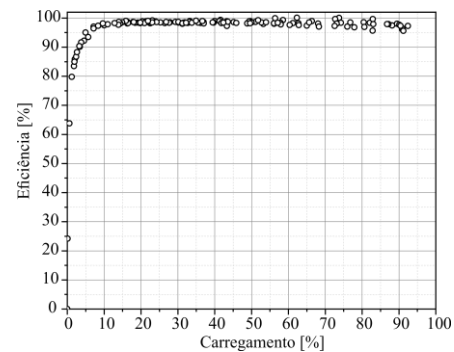


Fig. 8. Curva de eficiência do inversor da UFV 11 para dia nublado.

A curva de potência da UFV 11, para dia chuvoso, é mostrada na Fig. 9. A curva é afetada pela diminuição da irradiação solar incidente, causada pela intensa presença de nuvens. O valor máximo da potência é 2700 W, ocorrendo durante um curtíssimo intervalo de tempo. Esse pico de produção representa apenas 41,5% da produção máxima de um dia ensolarado.

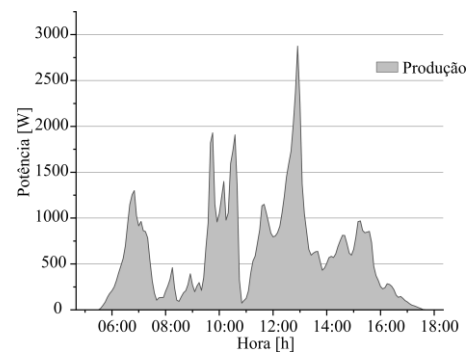


Fig. 9. Produção fotovoltaica da UFV 11 para dia chuvoso.

As grandezas elétricas da UFV 11 do lado CC, para dia chuvoso, podem ser visualizadas na Fig. 10. Para esta condição meteorológica, são perceptíveis as alterações na tensão, principalmente, no período da manhã. Tais oscilações são ocasionadas pelas constantes alterações do ponto de operação do inversor em busca da máxima potência.

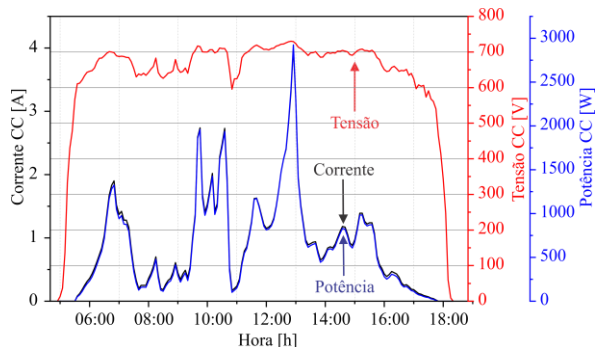


Fig. 10. Grandezas elétricas do lado CC da UFV 11 para dia chuvoso.

Ainda na Fig. 10, é possível perceber alterações irregulares no valor da corrente ao longo do dia. Um destaque é o valor máximo alcançado de 4 A. Em relação à potência, os mesmos comentários tecidos para a corrente também são válidos.

A Fig. 11 exibe a curva de eficiência do inversor da UFV 11, para dia chuvoso. É possível visualizar poucos pontos de operação com carregamento superior a 20%, sendo que a maioria está entre 5% e 15%, com uma eficiência em torno de 95%. Além disso, pode-se visualizar um aglomerado de pontos até 5%, na qual a eficiência do inversor varia entre 80% e 95%.

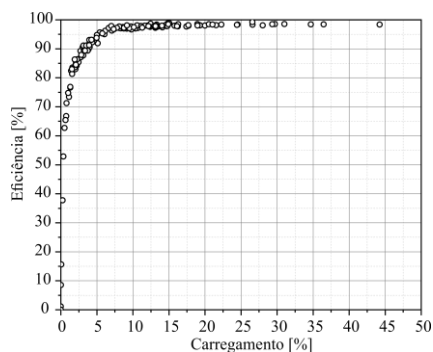


Fig. 11. Curva de eficiência do inversor da UFV 11 para dia chuvoso.

O *clipping* é um fenômeno que ocorre, normalmente, em SFCR que possuem um baixo *FDI* e, consiste na limitação de potência fornecida pelo gerador FV, devido ao fato de ultrapassar a capacidade nominal do inversor. A Fig. 12 mostra a ocorrência de *clipping* na UFV 4 (*FDI* = 0,77), no dia 14/12/2017. A duração do evento é de 3 horas e 40 minutos.

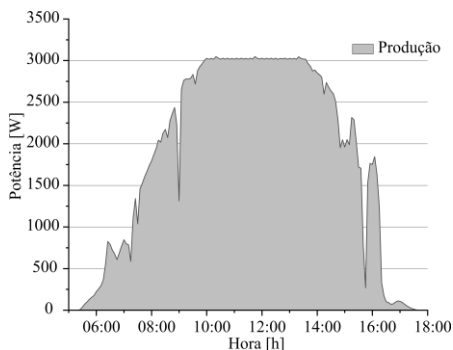


Fig. 12. Ocorrência de clipping na UFV 4, em 14/12/2017.

Os perfis das grandezas elétricas do lado CC são

apresentados na Fig. 13. Por volta das 10:00 h, é iniciado o processo de limitação de potência, então, o inversor eleva a tensão CC com a finalidade de reduzir a corrente e, conseqüentemente, de potência. As oscilações de tensão e de corrente, durante a ocorrência do *clipping*, devem-se aos ajustes necessários para manter a potência em níveis suportáveis.

A eficiência do inversor para o dia que ocorreu o *clipping* é mostrada na Fig. 14. Existe uma aglomeração de pontos com carregamentos superiores a 90% e verifica-se ainda a presença de pontos com carregamento superior a 100%.

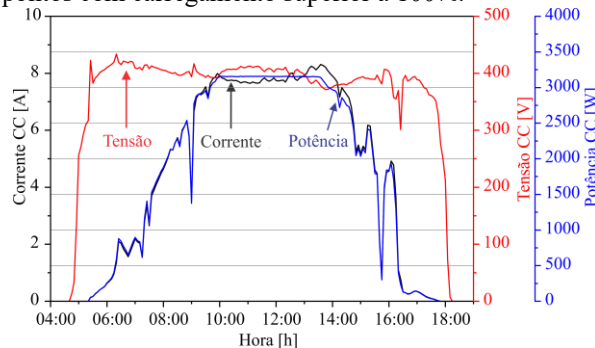


Fig. 13. Grandezas elétricas do lado CC da UFV 4, em 14/12/2017.

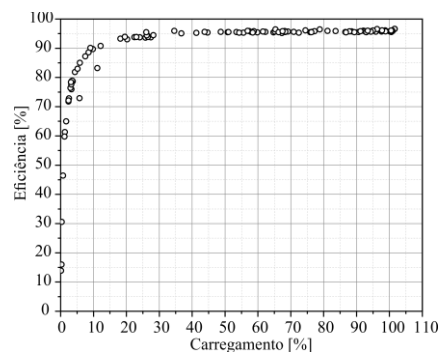


Fig. 14. Curva de eficiência do inversor da UFV 4, em 14/12/2017.

Na Fig. 15, é apresentada uma curva de produção atípica, registrada na UFV 10, em 31/03/2018. Nota-se que, no início do dia, a geração apresenta o comportamento de um dia ensolarado. Entretanto, por volta das 11:00 h, a produção é drasticamente reduzida. Além disso, a curva de eficiência do inversor, apresentada na Fig. 16, possui comportamento anormal. Uma análise posterior dos dados comprovou que a tensão CA registrada em vários momentos atingiu o valor máximo permitido (242 V), resultando em seguidos desligamentos, devido à proteção contra sobretensão.

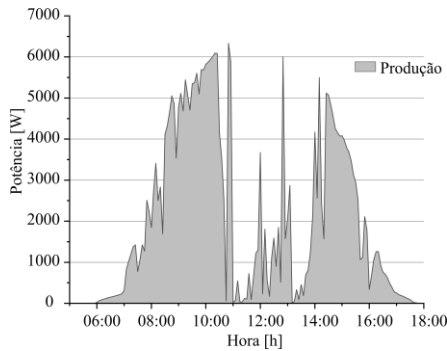


Fig. 15. Curva de produção UFV 10, em 31/03/18.

A indisponibilidade da rede elétrica pode afetar, negativamente, a produção fotovoltaica. Um destaque é a interrupção de todas as UFV, no dia 21/03/2018, às 15:48 h, devido ao “apagão” ocorrido em decorrência de problemas técnicos no SIN (Sistema Interligado Nacional). A Fig. 17 mostra a interrupção na geração da UFV 12, devido ao desligamento parcial do SIN que provocou a interrupção da geração, indicando que a proteção anti-ilhamento atua de forma adequada.

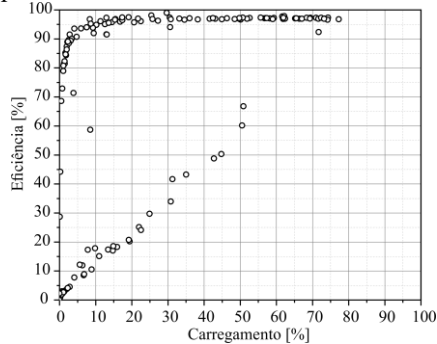


Fig. 16. Curva de eficiência do inversor da UFV 10, em 31/03/18.

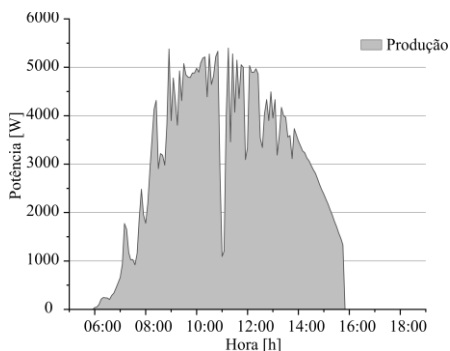


Fig. 17. Interrupção na produção da UFV 12 em 21/03/2018 devido ao apagão do SIN.

### B. Comparativo de Produção Real e Previsões

Uma maneira de se obter uma estimativa do desempenho de um sistema é comparar a produção real com as previsões mensais. As UFV foram projetadas com os índices de irradiação de Petrolina-PE, informados pelo CRESESB. Estes índices fornecidos pela referida instituição foram atualizados,

em 2017, fato este que gerou dúvida em relação à concordância das projeções com a real produção.

Torna-se necessário realizar o comparativo entre a produção real dos sistemas e as projeções com os índices antigos e novos. Os dados de irradiação previstos, para Petrolina-PE, em 2016, são reportados de [21] e podem ser visualizados na Tabela III, enquanto que os dados atuais são mostrados na Tabela IV. É possível notar acréscimos nos índices para todos os meses, exceto para fevereiro.

Nas projeções, são utilizados os índices de irradiação, de acordo com aqueles apresentados nas Tabelas III e IV, com ângulo de inclinação igual à latitude de Petrolina-PE ( $9^\circ$ ) e uma  $TD$  de 0,8. Pode-se isolar  $E$  em (2), que neste caso, passa a ser a produção diária, visto que se tem a potência de pico de cada UFV. Este parâmetro ( $E$ ), quando multiplicado pela quantidade de dias do mês avaliado, permite estimar a produção mensal da UFV. Nas Figs. 18, 19, 20 e 21 são mostradas a produção real, obtidas via medição, bem como previsões antigas e novas para os meses de dezembro de 2017, janeiro, fevereiro e março de 2018, respectivamente.

Nas Figs. 18 e 19 pode-se verificar que a produção real supera a previsão antiga em todas as UFV. Com exceções das UFV 5 e 10, a produção real foi superior à nova previsão, indicando que os índices de irradiação recentes estão mais condizentes com os dados reais, para os dois primeiros meses.

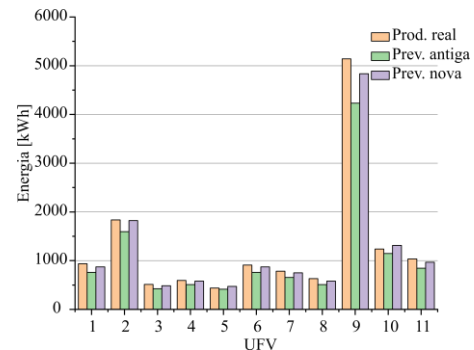


Fig. 18. Produção real e previsões, em dezembro de 2017.

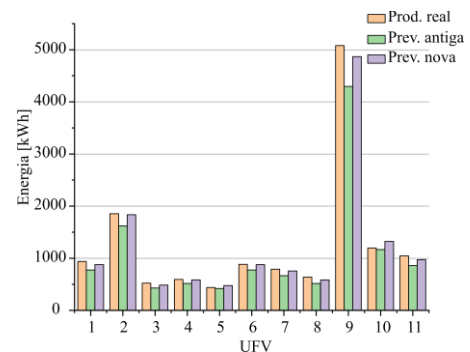


Fig. 19. Produção real e previsões, em janeiro de 2018.

TABELA III  
ÍNDICES DE IRRADIAÇÃO DO CRESESB PARA PETROLINA, EM 2016 [21].

Ângulo	Valor	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												
		jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	Média
Plano horizontal	0°N	5,61	6,50	5,47	5,00	4,86	4,50	4,67	5,19	5,42	5,97	5,72	5,56	5,37
Igual à latitude	9°N	5,33	6,30	5,48	5,18	5,20	4,88	5,04	5,46	5,50	5,85	5,46	5,25	5,41
Maior média anual	7°N	5,37	6,33	5,48	5,16	5,17	4,85	5,00	5,43	5,50	5,87	5,50	5,29	5,41
Maior mínimo mensal	21°N	5,14	6,15	5,44	5,24	5,35	5,06	5,20	5,56	5,50	5,74	5,29	5,05	5,39

TABELA IV  
ÍNDICES DE IRRADIAÇÃO DO CRESESB PARA PETROLINA, EM 2018 [14].

Ângulo	Valor	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												
		jan.	fev.	mar.	abr.	mai.	jun.	jul.	ago.	set.	out.	nov.	dez.	Média
Plano horizontal	0°N	6,38	6,17	6,03	5,24	4,83	4,58	4,82	5,55	6,32	6,40	6,50	6,38	5,77
Igual à latitude	9°N	6,04	5,98	6,04	5,43	5,16	4,97	5,21	5,85	6,43	6,27	6,19	6,00	5,80
Maior média anual	7°N	6,12	6,03	6,04	5,40	5,10	4,89	5,13	5,79	6,41	6,31	6,27	6,09	5,80
Maior mínimo mensal	21°N	5,44	5,59	5,87	5,54	5,46	5,35	5,57	6,07	6,38	5,93	5,62	5,35	5,68

De acordo com a Fig. 20, as previsões antigas e novas são superiores a produção real para o mês de fevereiro de 2018. No entanto, nota-se que o novo índice de irradiação resulta em uma previsão com maior concordância com a produção real.

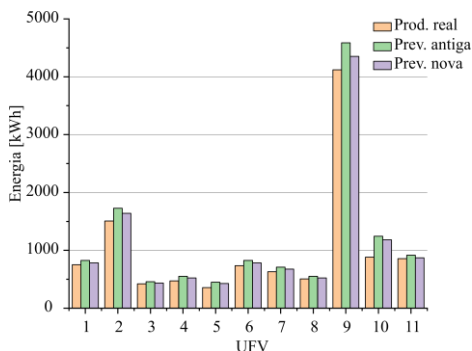


Fig. 20. Produção real e previsões, em fevereiro de 2018.

Como pode ser visto na Fig. 21, a produção real é superior a previsão antiga em todas as UFV para o mês de março de 2018, exceto nas 5 e 10. Além disso, a nova projeção está bastante próxima da produção real, exceto nas UFV 2, 5 e 10.

As UFV 5 e 10 estão sofrendo com seguidos desligamentos devido à ocorrência de sobretensão na rede elétrica. Já a UFV 2, localizada em uma área rural, sofre com algumas interrupções de energia. Possivelmente, estes eventos justificam o comportamento diferenciado dessas unidades.

Nota-se que a análise de previsões é uma boa ferramenta para avaliar o nível de concordância entre as estimativas realizadas na etapa de projeto com a produção real. No entanto, essa técnica não permite a comparação de diferentes UFV. A produtividade é um conceito que permite a comparação de UFV de diferentes tamanhos e localizações. Com a produção mensal de cada usina (Figs. 18 a 21) e a potência instalada/pico de cada sistema (Tabela 2), pode-se aplicar (3) para calcular a produtividade mensal. Os resultados obtidos para a produtividade mensal são mostrados na Fig. 22.

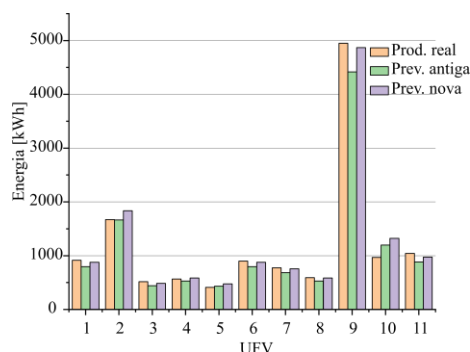


Fig. 21. Produção real e previsão, em março de 2018.

Em dezembro de 2017, a produtividade foi superior a 150 kWh/kWp.mês em 8 UFV, conforme a Fig. 22, sendo que as UFV 8, 1, 11 e 9, nesta ordem, apresentam os melhores desempenhos. No mês de janeiro de 2018, o índice manteve-se próximo a 150 kWh/kWp.mês em 9 UFV e entre estas, estão os mesmos sistemas de melhores desempenhos do mês anterior. Em fevereiro, a produtividade esteve em torno de 120 kWh/kWp.mês em 9 UFV e as mesmas unidades mantendo os melhores desempenhos. Em março, a produtividade volta para o patamar de 150 kWh/kWp.mês em 8 UFV.

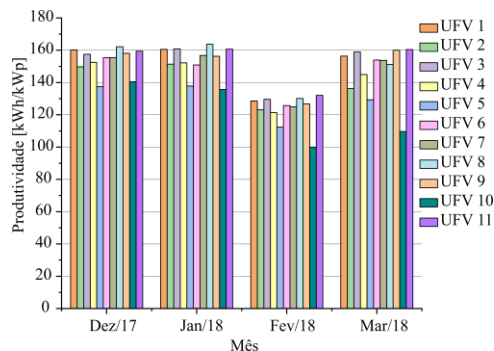


Fig. 22. Comparativo de produtividade no período analisado.

A análise de produtividade mostra que, com exceção das UFV 5 e 10, as usinas com diferentes orientações apresentam índices próximos. Pôde-se verificar que os sistemas que não estão orientados para o norte apresentam desempenhos tão

bons, ou até mesmo superiores àqueles que estão.

Para calcular o fator de capacidade mensal das UFV, é imprescindível conhecer a máxima energia que pode ser produzida mensalmente. Para tanto, realiza-se a multiplicação da potência de pico/nominal de cada UFV pela duração de um dia (24 h) e pela quantidade de dias do mês. O cálculo do *FC* é realizado com a aplicação de (4) e, os resultados estão mostrados na Fig. 23.

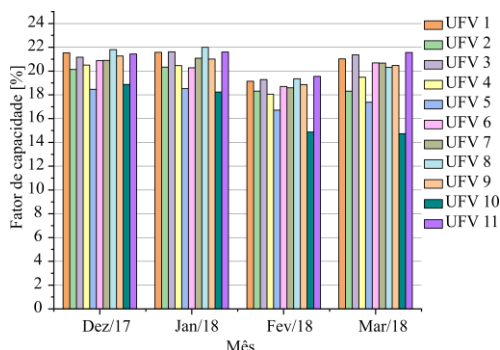


Fig. 23. Fator de capacidade no período em análise.

Os dados apresentados na Fig. 23 mostram que, com exceção das UFV 5 e 10, as demais apresentam *FC* superior a 17%. Nos meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018, nota-se que a maioria das UFV opera com *FC* superior a 20%, destacando as UFV 1, 3 e 8. Além disso, verifica-se que em fevereiro de 2018, o *FC* de todas as usinas é reduzido e, no mês de março, volta a crescer.

Uma análise conjunta das Figs. 22 e 23 permite constatar que os problemas existentes na UFV 10 se agravam nos meses de fevereiro e março. Neste último, o *FC* de todas as usinas se eleva, indicando que houve um aumento na irradiação, ao passo que o *FC* da UFV 10 manteve-se igual ao mês de fevereiro. A resolução do problema de baixo desempenho das UFV 5 e 10, requer um estudo mais aprofundado, uma vez que as instalações das UFV foram realizadas segundo a norma.

Com exceção dos resultados registrados em fevereiro para a UFV 10 e em março para as UFV 5 e 10, os demais valores de *FC* estão dentro da faixa especificada (17% a 21%), para regiões com elevados índices de irradiação.

#### IV. CONCLUSÃO

Este trabalho avaliou o desempenho de minigerações fotovoltaicas, instaladas no município de Petrolina-PE, situada no nordeste do Brasil, para diferentes condições meteorológicas, através de medições reais de produção fotovoltaica, bem como do levantamento de curvas de eficiência de inversores e de índices de mérito como produtividade e fator de capacidade.

Constatou-se a versatilidade dos inversores sob diferentes condições de carregamento, bem como sua atuação frente ao anti-ilhamento e ao *clipping*. Verificou-se que condições meteorológicas não alteram a eficiência dos inversores, mantendo-se quase sempre superiores a 95%, exceto para níveis de carregamento abaixo de 5%.

A comparação entre a produção real e as previsões, revela

que os novos índices de irradiação, fornecidos pelo CRESESB, apresentam uma boa concordância com os dados reais, permitindo projeções mais confiáveis para a geração FV.

Os índices de mérito possibilitaram a comparação entre diferentes sistemas fotovoltaicos, revelando-se como uma importante ferramenta. Os índices de produtividade acima 120 kWh/kWp, exceto para uma UFV, confirmam o alto potencial energético no nordeste do Brasil com uma média anual de irradiação global em torno de 6,0 kWh/m<sup>2</sup>.dias, independentemente da orientação utilizada. As informações obtidas através fator de capacidade confirmaram que os sistemas analisados operam com *FC* acima de 17%, exceto uma única UFV durante dois meses.

O desempenho identificado nas UFV 5 e 10 revela que, mesmo em instalações seguindo as normas vigentes, podem ocorrer problemas devido à má da qualidade da rede elétrica.

#### REFERÊNCIAS

- [1] BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), disponível: <http://www2.aneel.gov.br/>, acesso em setembro de 2019.
- [2] M. T. TOLMASQUIM, Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*, Rio de Janeiro, 2016.
- [3] F. Y. K. TAKIGAWA, *et al.*, Energy Management by the Consumer with Photovoltaic Generation: Brazilian Market, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 5, May 2016.
- [4] R. ZILLES, *et al.*, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. *Oficina de Textos*, São Paulo-SP, 2016.
- [5] M. G. VILLALVA, Energia Solar Fotovoltaica. *Editora Érica*, São Paulo - SP, 2015.
- [6] G. KAVLAKA, J. MCNERNEYA, J. E. TRANCIKA, Evaluating the Causes of Cost Reduction in Photovoltaic Modules. *Energy Policy* 123, 2018.
- [7] A. B. A. AMARAL, *et al.*, Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil?. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 8, Aug. 2016.
- [8] BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012, 2012.
- [9] BRASIL, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução Normativa N° 687, de 24 de novembro de 2015. 2015.
- [10] I. S. MACHADO, B. S. M. C. BORBA, R. S. MACIEL, Modeling Distributed PV Market and its Impacts on Distribution System: a Brazilian Case Study. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 11, Nov. 2016.
- [11] BRASIL, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Retrato dos Novos Projetos Solares Fotovoltaicos no Brasil. 2017.
- [12] E. B. PEREIRA, *et al.*, Atlas Brasileiro de Energia Solar, *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)*, São José dos Campos - SP, 2017.
- [13] C. TIBA, *et al.*, Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Solarimétricos, Ed. Universitária da UFPE, Recife, 2000.
- [14] CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Disponível: <http://www.cresesb.cepel.br/>.
- [15] SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment. Disponível: [https://openeci.org/wiki/Solar\\_and\\_Wind\\_Energy\\_Resource\\_Assessment\\_\(SWERA\)](https://openeci.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA)).
- [16] NASA - National Aeronautics and Space Administration. Disponível: <https://www.nasa.gov/>.
- [17] S. M. R. SANHUEZA, S. C. L. FREITAS, Overvoltage Forecast in a Urban Distribution Power Grid Considering PV Systems Connection, *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 8, Aug. 2018.
- [18] J. T. PINHO, M. A. GALDINO, Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro - RJ: CEPTEL, CRESESB, 2014.
- [19] L. R. do NASCIMENTO, A Avaliação de Longo Prazo de um Sistema Fotovoltaico Integrado à Edificação Urbana e Conectado à Rede Elétrica Pública. *Dissertação de mestrado*, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.
- [20] F. T. K. ODAKE, Determinação de Índices de Mérito de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede e Instalado na Copel, com Validação



Através de Dados Meteorológicos. *Trabalho de Conclusão de Curso*, Universidade Federal do Paraná, 2017.

- [21] J. M. de SOUZA FILHO, Dimensionamento e Análise de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede: Um Estudo de Caso, *Trabalho de Conclusão de Curso*, Universidade Federal do Vale do São Francisco, 2016.



**Adeon Cecílio Pinto** graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (1999), mestre e doutor também em Engenharia Elétrica, ambos pela Universidade Federal de Uberlândia, (2002) e (2007), respectivamente. Atua nos temas:

geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; qualidade da energia; fontes alternativas de energia.



**Teodoro Gomes da Silva Filho** possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Vale do São Francisco (2018). Fundador da EnergyTech Soluções Elétricas e Tecnológicas. Membro do IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*. Atuando em energia solar fotovoltaica e suas aplicações,

instalações elétricas e qualidade da energia.



**Eubis Pereira Machado** possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande em 2007, 2009 e 2013, respectivamente. Desde 2009 é professor na Universidade Federal do Vale do São Francisco, desenvolvendo pesquisas na área de proteção de sistemas

elétricos e fontes alternativas de energia.