

# ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

**Karoline Roversi** (UFSC) - krolroversi@hotmail.com

**GIULIANO ARNS RAMPINELLI** (UFSC) - giulianorampinelli@gmail.com

## **Resumo:**

*A energia elétrica tem papel fundamental no desenvolvimento econômico de um país e as energias renováveis são protagonistas na revolução energética do século XXI. Em especial, os sistemas fotovoltaicos apresentam maturidade tecnológica, confiabilidade e competitividade econômica e podem ser inseridos na geração centralizada e na geração distribuída. O processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede se baseia na escolha e adequação do módulo e inversor CC/CA e demais equipamentos periféricos. O fator de dimensionamento do inversor é a relação entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico, e sua escolha depende de diversos fatores. A proposta deste trabalho é avaliar o desempenho energético de subsistemas fotovoltaicos com distintos fatores de dimensionamento de inversor. Neste estudo, utilizou-se um sistema fotovoltaico instalado em uma instituição de ensino (UFSC) localizado em Criciúma/SC, composto por 5 subsistemas com inversores de 15 kW cada e 229 módulos fotovoltaicos de 320Wp. Os subsistemas foram simulados utilizando o software SAM e a análise energética foi realizada a partir de índices de desempenho. A partir da análise de figuras, percebe-se que o inversor 2 apresenta um corte de potência em um dia típico ensolarado, diminuindo a sua eficiência. A partir da análise dos resultados, conclui-se que o sobre dimensionamento de um sistema é mais indicado para que não ocorra as perdas de energia devido a limitação da potência do inversor.*

**Palavras-chave:** *Energia Solar Fotovoltaica, Fator de Dimensionamento do inversor, Índices de desempenho.*

**Área temática:** *Conversão Fotovoltaica*

**Subárea temática:** *Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados*

# ANÁLISE DO FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

**Karoline Roversi**– krolroversi@hotmail.com

**Giuliano Arns Rampinelli** – giuliano.rampinelli@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Energia e Sustentabilidade

**Resumo.** A energia elétrica tem papel fundamental no desenvolvimento econômico de um país e as energias renováveis são protagonistas na revolução energética do século XXI. Em especial, os sistemas fotovoltaicos apresentam maturidade tecnológica, confiabilidade e competitividade econômica e podem ser inseridos na geração centralizada e na geração distribuída. O processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede se baseia na escolha e adequação do módulo e inversor CC/CA e demais equipamentos periféricos. O fator de dimensionamento do inversor é a relação entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico, e sua escolha depende de diversos fatores. A proposta deste trabalho é avaliar o desempenho energético de subsistemas fotovoltaicos com distintos fatores de dimensionamento de inversor. Neste estudo, utilizou-se um sistema fotovoltaico instalado em uma instituição de ensino (IFSC) localizado em Criciúma/SC, composto por 5 subsistemas com inversores de 15 kW cada e 229 módulos fotovoltaicos de 320Wp. Os subsistemas foram simulados utilizando o software SAM e a análise energética foi realizada a partir de índices de desempenho. A partir da análise de figuras, percebe-se que o inversor 2 apresenta um corte de potência em um dia típico ensolarado, diminuindo a sua eficiência. A partir da análise dos resultados, conclui-se que o superdimensionamento de um sistema é mais indicado para que não ocorra as perdas de energia devido à limitação da potência do inversor.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica, Fator de Dimensionamento do inversor, Índices de desempenho.

## 1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico e o crescimento industrial em determinada sociedade são acompanhados pela evolução do consumo de energia elétrica através do aumento dos recursos energéticos. Dentre as formas de geração de energia, o aproveitamento da energia proveniente do Sol é uma das alternativas mais viáveis economicamente para diversificar e descarbonizar a matriz elétrica a partir da inserção de uma fonte de energia limpa, renovável e com reduzida emissão de gases de efeito estufa na operação de sistemas fotovoltaicos. O Brasil está localizado em sua maior parte na região intertropical, possuindo grande aproveitamento da energia solar ao longo do ano (PEREIRA et.al., 2006).

O processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico Conectado à Rede se baseia na escolha do módulo e inversor CC/CA que constituem o sistema. A relação entre a potência do inversor e a potência do gerador fotovoltaico é conhecido como Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI). O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), definido como a razão entre a potência do inversor e do gerador, é uma variável de projeto que pode ser avaliada por meio de simulação numérica, utilizando-se dados horários de irradiância e temperatura, de modo a representar a melhor relação custo-benefício (PINHO; GALDINO, 2014).

A análise do FDI é uma pauta importante de projetos de SFCR devido ao fato de que o subdimensionamento do inversor pode reduzir o custo da energia produzida, potencializando a viabilidade de implantação desses sistemas. Por outro lado, o subdimensionamento excessivo submeterá o inversor a níveis prolongados de temperatura mais elevada, podendo reduzir a vida útil do equipamento (ZILLES et al., 2012).

Neste contexto, o presente trabalho visa analisar os diferentes Fatores de Dimensionamento do Inversor (FDI) utilizando como base de estudo o Sistema Fotovoltaico em funcionamento no Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) localizado em Criciúma. O sistema apresenta 5 inversores sendo que 3 estão dimensionados de forma diferente. Para comparação entre os subsistemas, serão utilizados indicadores de desempenho. A validação dos dados de simulação será feita comparando os resultados obtidos com os dados reais.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 Inversor e Fator de Dimensionamento de Inversor

Os módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua (CC), com sua capacidade nominal definida a partir da potência que o equipamento pode fornecer numa determinada condição padrão (radiação de 1.000 W/m<sup>2</sup>, massa de ar de 1,5, temperatura de 25°C), sendo expressa em Wp (Watt-pico). Por outro lado, a energia elétrica é entregue aos

consumidores em corrente alternada (CA). Dessa forma, torna-se necessário converter a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos, de CC para CA, por meio de inversores de frequência, doravante denominados inversores, cuja capacidade é expressa em Watt (W) (EPE, 2014).

Um inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A energia CC pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas (PINHO; GALDINO, 2014).

O FDI é definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico, quando esse valor é baixo, o inversor pode apresentar cortes de potência e, conseqüentemente, reduzir a energia gerada e os indicadores de desempenho (SCARABELLOT; RAMBO; RAMPINELLI, 2018).

Conforme Mendon et al. (2016) a análise do Fator de Dimensionamento do Inversor – FDI, tem potencial de redução do tempo de retorno do investimento destes sistemas, aumentando a capacidade de geração por meio do aumento da potência do gerador em relação à potência do inversor, sem resultar em grandes perdas para o sistema. A análise do FDI é uma importante avaliação e é particular para cada localidade, devido à dependência da geração solar fotovoltaica em relação ao clima local (radiação e temperatura).

## 2.2 Indicadores de desempenho e software SAM

Para análise do desempenho energético do sistema fotovoltaico se avaliam parâmetros como taxa de desempenho, fator de capacidade, rendimento específico do sistema, produção de energia e eficiências dos inversores, dos módulos e do sistema (MARKOVIC; CIRIC, 2017; NECAIBIA et al., 2018; RAGHOEBARSING; KALPOE, 2017). Os indicadores de desempenho de sistemas fotovoltaicos foram propostos pela organização *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programm* (IEA-PVPS). Os índices de mérito são parâmetros que caracterizam equipamentos, sistemas ou tecnologias de acordo com a sua performance de conversão de energia (FUSANO, 2013). Estes índices padronizam a prática de monitoramento de sistemas fotovoltaicos e são ferramentas de análise que permitem avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos.

A partir deste monitoramento, utilizando indicadores de desempenho, é possível determinar e entender as perdas do sistema fotovoltaico que não podem ser caracterizadas por uma avaliação direta do equipamento. Os métodos propostos pela IEA- PVPS são aplicáveis em todas as tecnologias de sistemas fotovoltaicos. (IEA-PVPS, 2014). Os índices de mérito são parâmetros que caracterizam equipamentos, sistemas ou tecnologias de acordo com a sua performance de conversão de energia (FUSANO, 2013).

A análise do rendimento do sistema por meio de comparação com o rendimento de referência é geralmente o parâmetro de performance para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esta relação representa a eficiência de todo o sistema de conversão de energia (IEA-PVPS,2014). A necessidade de padronização dos métodos de avaliação dos sistemas surgiu pelo aumento da utilização dos sistemas FV e pela necessidade de atribuir maior credibilidade para as tecnologias aplicadas a estes sistemas, contribuindo para o desenvolvimento destas. (FUSANO, 2013). Os parâmetros relacionados à performance podem ser calculados a partir de bancos de dados de monitoramento, somando-os, calculando as médias ou as suas relações em um certo período de tempo como mês ou ano (IEA-PVPS,2000). Para isso, a coleta de dados sobre a energia disponível na forma de radiação solar e de dados sobre a energia convertida é necessária (IEAPVPS, 2014).

Um dos objetivos de monitorar um sistema FV é identificar falhas no sistema. Muitos sistemas utilizam esta análise dos índices para prevenir perdas econômicas por problemas operacionais. Um adequado monitoramento pode rapidamente detectar problemas operacionais, contribuindo para uma produção maior de energia em comparação ao sistema sem monitoramento. (IEA-PVPS, 2014).

A eficiência do sistema do sistema FV é um dos indicadores de desempenho utilizados. Para determinar a eficiência global do sistema, deve-se obter a razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue pelo sistema e a energia solar disponível para o arranjo fotovoltaico efetuar a conversão. A eficiência é dada pela Eq. (1) (IEC, 1998).

$$n_s = \frac{E_{CA}}{E_{FV}} = \int_r \frac{P_{CA}(t). dt}{A_{FV} \cdot \int_r G(t). dt} \quad (1)$$

A eficiência de conversão CC/CA do inversor é definida como a razão entre a energia elétrica na saída do inversor (entregue à rede elétrica) e a energia na entrada do inversor (convertida no arranjo fotovoltaico) (RAMPINELLI, 2010).

$$n_{inv} = \frac{E_{CA}}{E_{CC}} = \frac{\int_r P_{CA}(t). dt}{\int_r P_{CC}(t). dt} \quad (2)$$

O fator de capacidade CA é indicador de desempenho que é definido pela razão entre a produção de energia elétrica real e a produção teórica de energia se o sistema operasse todo o período analisado em sua potência nominal na condição padrão (1000W/m<sup>2</sup> e 25°C) (IEC, 1998).

$$FC_{CA} = \frac{E_{CA}}{E_{STD}} = \frac{\int_0^r P_{CA}(t) \cdot dt}{\int_0^r P_{STD}(t) \cdot dt} \quad (3)$$

O fator de capacidade é um índice de desempenho utilizado em diferentes tipos de fontes de energia, possibilitando comparações entre diferentes formas de conversão de energia. Devido à natureza do recurso solar com a sua intermitência e às variações climáticas, o fator de capacidade dos sistemas fotovoltaicas é baixo. No Brasil, o fator de capacidade está entre 13% e 18%, variando segundo a disponibilidade de recurso solar, dimensionamento e tecnologia empregada (FUSANO, 2013).

A potência habilitada CC corresponde à soma das potências das unidades geradoras do empreendimento, podendo esta diferir das potências CA (soma das potências de todos os inversores) e CC (soma das potências de todos os módulos), a depender do Fator de Dimensionamento do Inversor adotado e dos arranjos projetados. O fator de capacidade habilitado CC pode ser obtido com a razão entre a energia elétrica na entrada do inversor e a potência habilitada (EPE, 2015).

$$FC_{Hab,CA} = \frac{E_{CA}}{P_{hab} \cdot t} \quad (4)$$

O índice de produtividade do sistema FV é definido como a energia convertida em kWh por kWp instalado do sistema FV em um determinado período. Este índice é dado em horas de sol na condição padrão (1000 W/m<sup>2</sup>) no determinado período de estudo (RAMPINELLI, 2010).

$$Y_{F,CA} = \frac{1}{P_{STD}} \cdot \int_0^r P_{CA}(t) \cdot dt \quad (5)$$

O SAM é um *software* gratuito desenvolvido pela NREL em parceria com *Sandia National Laboratories* com o objetivo de fomentar a implementação e estudo de sistemas fotovoltaicos, simulando o retorno em energia elétrica, o retorno financeiro de acordo com o dimensionamento e dados econômicos utilizados (SAM, 2016).

### 2.3 Sistema IFSC

Funcionando plenamente desde o dia 19 de outubro de 2017, a Usina Fotovoltaica conta com 229 módulos solares instalados no telhado do campus, além de cinco inversores, e uma capacidade de gerar 8.400 kWh por mês, o equivalente ao consumo de 35 unidades residenciais. Os módulos foram instalados pela empresa Alba Energia e Automação, de Minas Gerais, vencedora da licitação realizada em 2016. (IFSC, 2017). A contribuição da usina na demanda de energia elétrica do campus é de 37% considerando o período de set/17 a dez/19.

Os detalhes da disposição dos módulos instalados nos telhados dos blocos A, B e C do campus podem ser vistos na A Fig. 1.

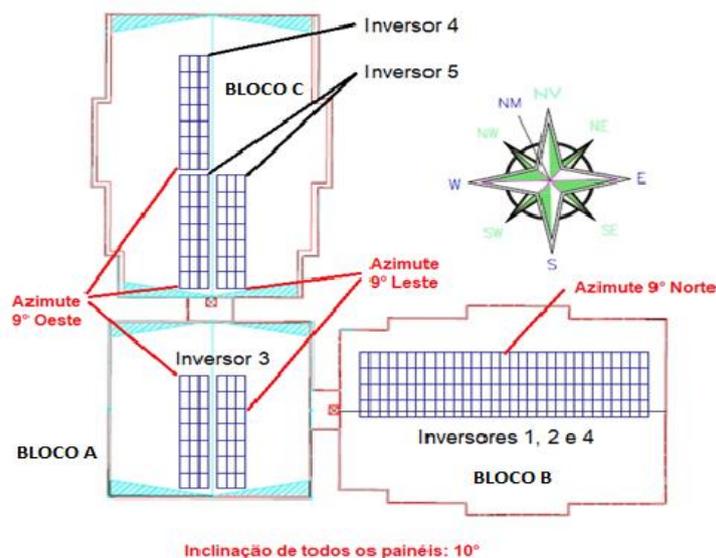


Figura 1 - Disposição dos arranjos de módulos fotovoltaicos nos telhados do campus.



Figura 2 - Disposição dos arranjos de módulos fotovoltaicos nos telhados do campus.

Os módulos solares, os quais cobrem cerca de 450m<sup>2</sup> dos telhados, foram organizados em *strings* (células fotovoltaicas interconectadas em série) e conectados aos inversores de modo a haver uma distribuição próxima de potência entre os mesmos. A Tab. 1 demonstra a distribuição feita nas strings.

Tabela 1 - Distribuição das strings nos inversores e respectivas potências.

Inversores	Módulos	Strings	Potência (kWp)	FDI
Inversor 1	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 2	62	2 x 21 + 1 x 20 módulos	19,84	0,76
Inversor 3	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Inversor 4	41	1 x 21 + 1 x 20 módulos	13,12	1,14
Inversor 5	42	2 x 21 módulos	13,44	1,12
Total	229		73,28	

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para análise dos Fatores de dimensionamento de inversor, os inversores 1 e 2, com FDI 1,12 e 0,76, respectivamente, foram utilizados para comparação. Os índices de desempenho foram determinados a partir de dados obtidos pela simulação. Devido à não existência de dados meteorológicos para o local do sistema fotovoltaico localizado na cidade de Criciúma, Florianópolis foi escolhido para representar esta região.

Conforme estudos de Roversi e Rampinelli (2018), essa aproximação é válida pois a variação espacial da média diária anual da radiação solar é de apenas 5% para o Sul de Santa Catarina. Para a realização da simulação utilizando o software SAM foi necessário definir parâmetros como localização, dados sobre o recurso solar, módulos e inversor utilizados e o dimensionamento do sistema.

A partir dos dados de simulação, dois dias típicos foram escolhidos para representar cada situação. O primeiro caso, apresentado nas Fig. 3 e 4, é representado por um dia típico ensolarado no verão, em que o limite da potência de saída do inversor foi superado.

Analisando a Fig. 3 observa-se que a curva de potência do inversor 2 apresenta um efeito de corte de potência. Isso ocorre pelo fato do gerador fotovoltaico ter gerado uma quantidade de potência que o inversor não é capaz de processar, pois ultrapassou seu limite de potência. Desta forma, todo valor de potência excedente a sua potência nominal de saída, será grampeado para seu valor nominal de saída. O pico de irradiância foi de aproximadamente 1100 W/m<sup>2</sup>. A proteção contra sobrecarga do inversor atua entre 10h e 14h e a potência foi limitada a cerca de 14,5 kW durante esse período.

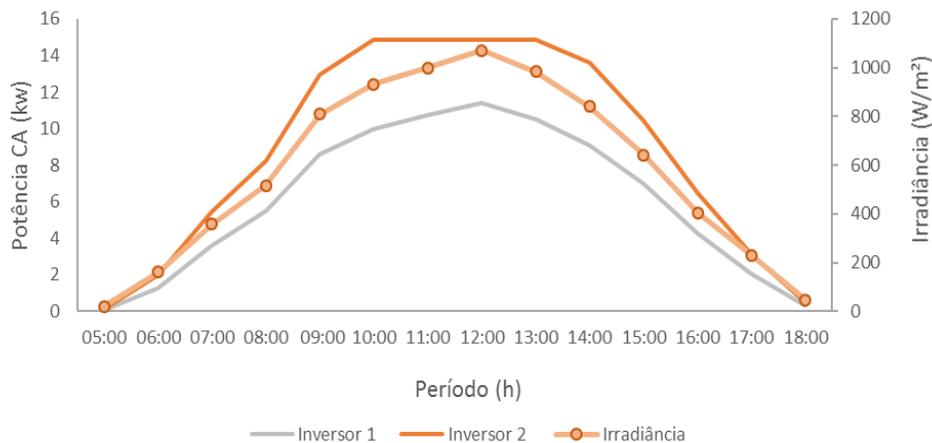


Figura 3 – Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 2 em um dia ensolarado no verão.

A correlação apresentada na Fig. 4, entre a potência CA e a irradiância é linear para o inversor 1, demonstrando que esse subsistema não sofreu a limitação de potência. Para o inversor 2, a correlação é linear de 250 W/m<sup>2</sup> a 900 W/m<sup>2</sup>. A partir deste nível, a potência permanece limitada em cerca de 14,5 kW, consequência da limitação na potência de saída.

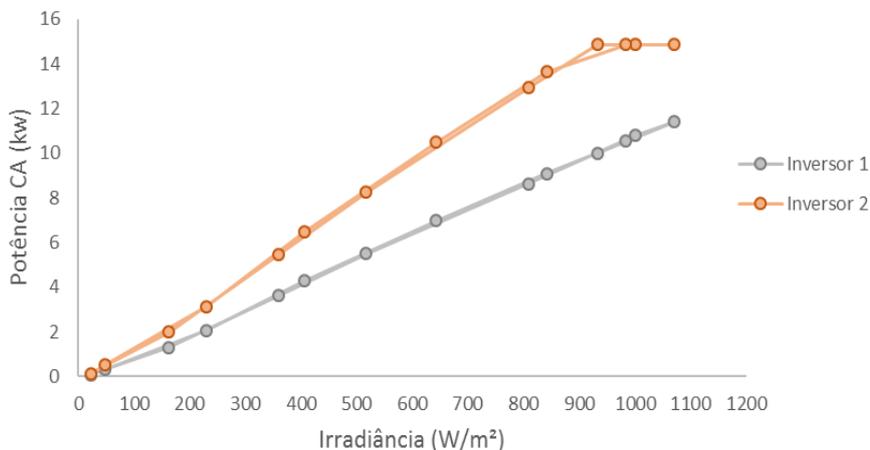


Figura 4 - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no verão.

Para um dia típico ensolarado de inverno, não houve sobrecarga ou superaquecimento do inversor nos subsistemas analisados, como pode ser visto na Fig. 5. A irradiância máxima é de cerca de 600 W/m<sup>2</sup>, enquanto a potência máxima alcançada pelo subsistema 1 é de cerca de 8 kW e 12 kW para o subsistema 2.

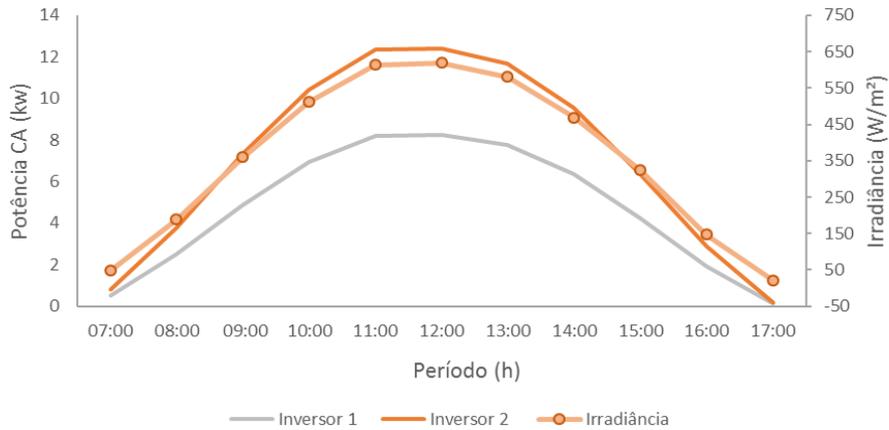


Figura 5 – Potência CA e irradiância para os inversores 1 e 2 em um dia ensolarado de inverno.

Analisando a Fig. 6, a correlação entre a potência CA e a irradiância é linear para os dois subsistemas em um dia típico ensolarado de inverno.

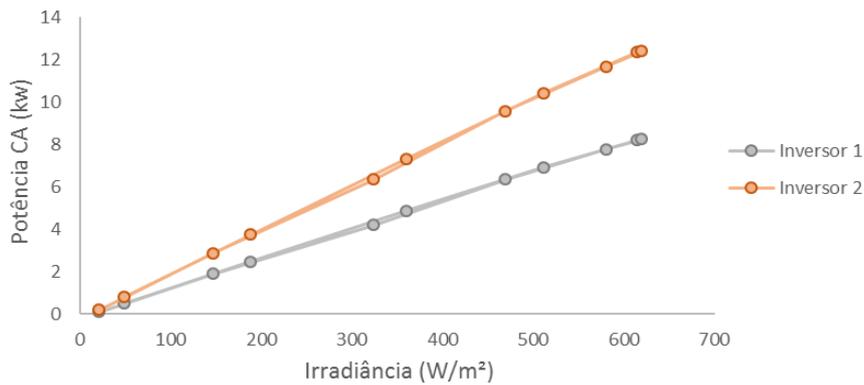


Figura 6 - Correlação entre potência CA e irradiância para um dia ensolarado no inverno.

Analisando a Fig. 7 percebe-se que a eficiência do inversor 2 é menor nos meses de verão, devido os cortes de potência. Em contrapartida, nos meses de inverno, sua eficiência é maior. O mesmo acontece na análise da eficiência do sistema, apresentada na Fig. 8.

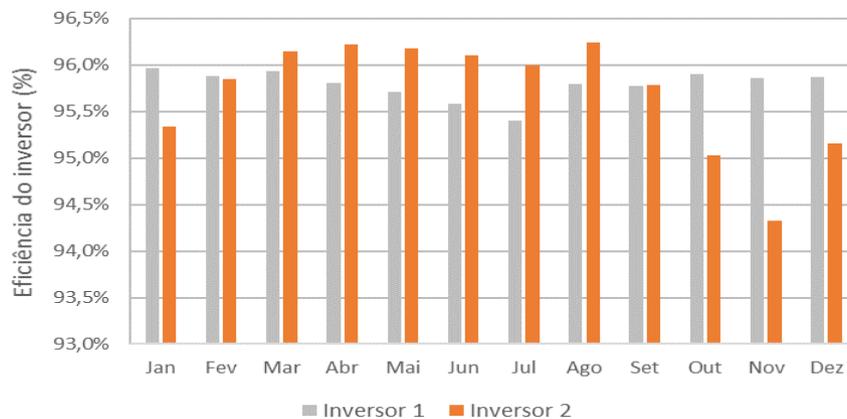


Figura 7 - Eficiência dos inversores 1 e 2.

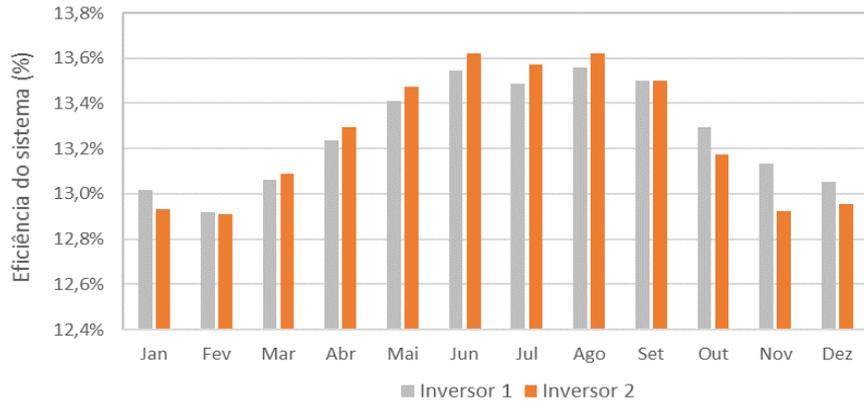


Figura 8 - Eficiência do sistema para o inversor 1 e 2.

A Fig. 9 apresenta a distribuição horária da eficiência dos inversores. Pode-se analisar que, praticamente 75% do tempo da operação dos inversores, eles operam com eficiência de 96%, aproximadamente. O inversor 2 tem eficiências mínimas menores no verão porque ele opera por um tempo um pouco maior, em períodos de irradiação menores.

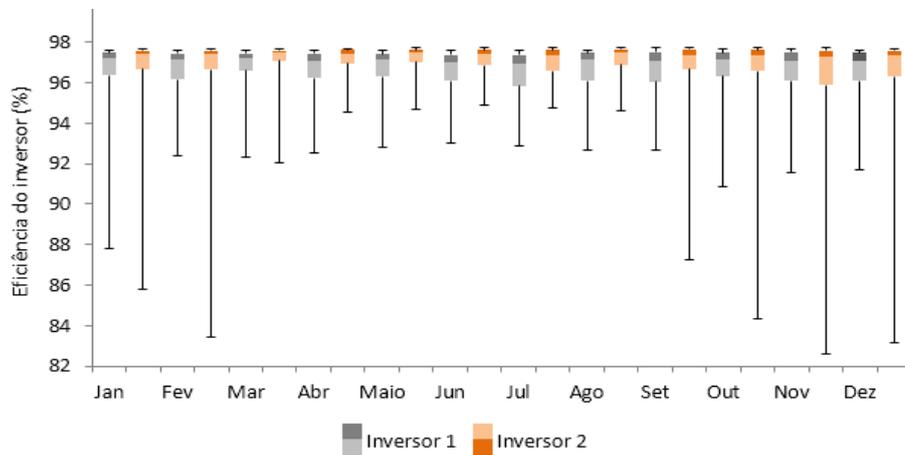


Figura 9 - Análise horária da eficiência do inversor 1 e 2.

No entanto, na análise horária da produtividade CA dos subsistemas, vista na Fig. 10, é possível afirmar que o inversor 1 apresenta produtividades maiores, principalmente nos meses de maiores níveis de irradiação.

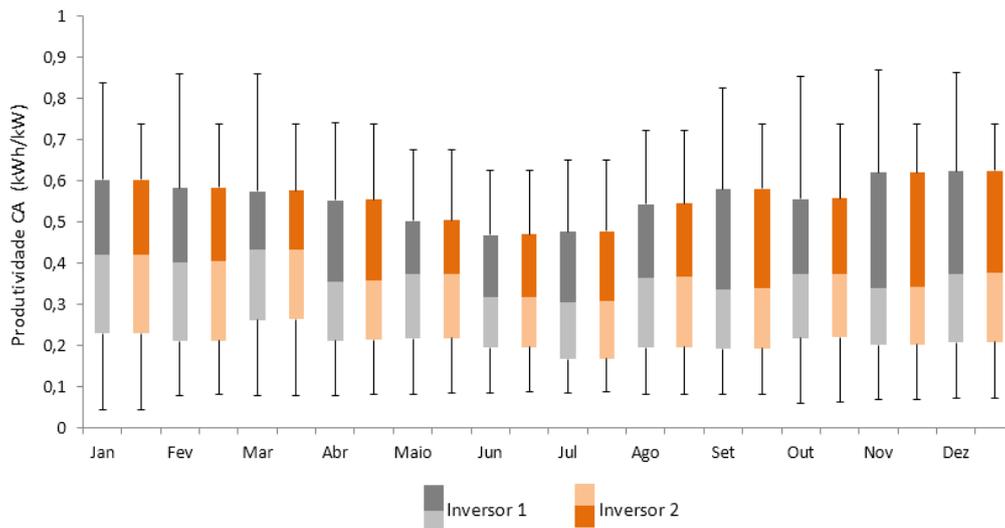


Figura 10 - Análise horária da produtividade CA do inversor 1 e 2.

No mês de fevereiro, por exemplo, o subsistema 1 apresentou uma produtividade horária máxima de aproximadamente 0,9 kWh/kW, enquanto o subsistema 2, alcançou uma produtividade menor que 0,75 kWh/kW. A diferença diminui nos meses de abril até agosto, onde a produtividade dos dois subsistemas é muito semelhante. Isso ocorre pois nesses meses não acontece as limitações de potência no subsistema 2. A Tab. 2 apresenta as médias mensais e anuais dos indicadores de desempenho de produtividade CC e CA dos subsistemas 1 e 2.

Tabela 2 - Dados da produtividade CA E CC para inversor 1 e 2.

MÊS	INVERSOR 1		INVERSOR 2	
	PRODUTIVIDADE CC (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CA (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CC (kWh/kW)	PRODUTIVIDADE CA (kWh/kW)
JAN	155,98	149,69	155,98	148,71
FEV	129,85	124,51	129,85	124,46
MAR	143,12	137,31	143,12	137,60
ABR	114,14	109,35	114,14	109,82
MAI	100,51	96,20	100,51	96,66
JUN	86,24	82,43	86,24	82,88
JUL	84,45	80,57	84,45	81,07
AGO	108,13	103,59	108,13	104,06
SET	110,84	106,16	110,84	106,17
OUT	133,91	128,42	133,91	127,26
NOV	143,09	137,17	143,09	134,97
DEZ	150,94	144,71	150,94	143,62
MÉDIA	121,77	116,67	121,77	116,44
DESVIO PADRÃO	23,48	22,64	23,48	22,03

Para o índice de produtividade entre os dois subsistemas, verifica-se que as médias anuais, apresentam valores semelhantes, com pequenas variações de um subsistema para o outro. Mesmo com a pequena variação, verifica-se que a produtividade do subsistema 1 é maior que a produtividade do subsistema 2, indicando que a produtividade não é influenciada com o fator de dimensionamento do inversor. O fator de capacidade habilitado pode ser visto na Tab. 3.

Tabela 3 - Dados do fator de capacidade em Corrente Alternada para inversor 1 e 2

MÊS	INVERSOR 1		INVERSOR 2	
	FATOR DE CAPACIDADE (%)	FATOR DE CAP. HABILITADO (%)	FATOR DE CAPACIDADE (%)	FATOR DE CAP. HABILITADO (%)
JAN	20,12	18,04	19,99	26,89
FEV	18,53	16,62	18,52	24,91
MAR	18,46	16,55	18,49	24,88
ABR	15,19	13,62	15,25	20,52
MAI	12,93	11,60	12,99	17,48
JUN	11,45	10,27	11,51	15,48
JUL	10,83	9,71	10,90	14,66
AGO	13,92	12,49	13,99	18,82
SET	14,74	12,80	14,75	19,84
OUT	17,26	15,48	17,10	23,01
NOV	19,05	17,08	18,75	25,22
DEZ	19,45	17,44	19,30	25,97
MÉDIA	15,99	14,31	15,96	21,47
DESVIO PADRÃO	3,10	2,80	3,02	4,06

Ao analisar o fator de capacidade habilitado na Tab. 3, verifica-se que o inversor 1 apresentou uma média mensal anual de 14,31% e o inversor 2 apresentou uma média mensal anual de 21,47%. Analisando a Tab. 3, verifica-se que a média mensal anual do fator de capacidade para os inversores 1 e 2, são, respectivamente, 15,99% e 15,96%, apresentando uma diferença irrelevante na média mensal anual. Verificando os valores mensais, o inversor 1 apresenta maior fator de capacidade nos meses de maior incidência solar (Janeiro, Fevereiro, Outubro, Novembro e Dezembro). Esse resultado é esperado, pois nesses meses ocorre com maior frequência os cortes na potência no inversor subdimensionado, diminuindo sua eficiência e fator de capacidade.

#### 4 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a análise de índices de desempenho de sistemas fotovoltaicos utilizando como base de estudo o Sistema Fotovoltaico em funcionamento no Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) localizado em Criciúma. Avaliou-se 2 inversores com Fatores de Dimensionamento de Inversor diferentes. Estes índices possuem o principal objetivo de monitorar e de avaliar sistemas fotovoltaicos independentemente de sua potência instalada. Apresentou-se a metodologia aplicada para a obtenção dos índices de mérito com dados obtidos a partir dos resultados de simulações realizadas pelo software *System Advisor Model* (SAM). Os índices obtidos caracterizaram os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos e o recurso disponíveis nos locais que estão instalados.

Analisando a média mensal anual dos fatores de capacidade CA do inversor 1 e 2, conclui-se que não houve diferença significativa. No entanto, quando analisado os valores mensais, o inversor 1 apresenta maior fator de capacidade em relação ao inversor 2 em 5 meses do ano. Esse resultado era esperado, pois nos meses com maior incidência solar, os cortes na potência ocorrem com maior frequência no inversor subdimensionado, diminuindo seu fator de capacidade em relação ao inversor 1. A partir da seguinte análise, conclui-se que o superdimensionamento de um sistema é mais indicado para que não ocorra as perdas de energia devido à limitação da potência do inversor.

As médias anuais para o fator de capacidade CA e fator de capacidade habilitado CA para o subsistema 1 foram, respectivamente: 15,99% e 14,31%. Os indicadores para o subsistema 2 apresentam os seguintes valores: 15,96% e 21,47%. Em relação à média brasileira de fator de capacidade (13 a 18 %) para SFCRs fixos, os subsistemas estão dentro do esperado.

Conforme mostra a Fig.3, a utilização de inversores subdimensionados resultam em uma limitação de potência em dias típicos, diminuindo a eficiência do sistema. Analisando a média mensal anual dos fatores de capacidade CA do inversor 1 e 2, conclui-se que não houve diferença significativa. No entanto, quando analisado os valores mensais, o inversor 1 apresenta maior fator de capacidade em relação ao inversor 2 em 5 meses do ano. Esse resultado era esperado, pois nos meses com maior incidência solar, os cortes na potência ocorrem com maior frequência no inversor subdimensionado, diminuindo seu fator de capacidade em relação ao inversor 1. A partir da seguinte análise, conclui-se que o superdimensionamento de um sistema é mais indicado para que não ocorra as perdas de energia devido à limitação da potência do inversor.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e o Instituto Federal De Santa Catarina (IFSC).

#### REFERÊNCIAS

- Fusano. Análise Dos Índices De Mérito Do Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Do Escritório Verde Da Utfpr. 2013. 94 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013. Disponível em: <http://repositorio.roCAutfpr.edu.br/jspui/handle/1/997>. Acesso em: 25 jul. 2019.
- Iea-pvps. Analysis Of Photovoltaic Systems. St. Ursen: Report Iea-pvps T2-01: 2000, 2000. 233 p.
- Iea-pvps. Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems. St. Ursen: Report Iea-pvps T13-03:2014, 2014. 90 p.
- Ifsc. História Campus Criciúma. 2011. Disponível em: [http://criciuma.ifsc.edu.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=181 &Itemid=145](http://criciuma.ifsc.edu.br/index.php?option=com_content&view=article&id=181 &Itemid=145). Acesso em: 27 jun. 2019.
- Markovic, M. L.; Ciric, R. M. Efficiency analysis of grid-connected photovoltaic power plants. CSEE Journal of Power and Energy Systems, v. 3, n. 3, p. 269– 277, 2017.
- Mendon, G. et al. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor para Sistemas fotovoltaicos conectados a rede com uso de medições climáticas locais em Goiás. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, p. 8, 2016. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/322364889\\_analise\\_do\\_fator\\_de\\_dimensionamento\\_do\\_inversor\\_para\\_sistemas\\_fotovoltaicos\\_conectados\\_a\\_rede\\_com\\_uso\\_de\\_medicoes\\_climaticas\\_locais\\_em\\_goiias](https://www.researchgate.net/publication/322364889_analise_do_fator_de_dimensionamento_do_inversor_para_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_rede_com_uso_de_medicoes_climaticas_locais_em_goiias). Acesso em: 11 set. 2019.
- Necaibia, A. et al. Analytical assessment of the outdoor performance and efficiency of grid-tied photovoltaic system under hot dry climate in the south of Algeria. Energy Conversion and Management, v. 171, n. March, p. 778–786, 2018.
- Pereira, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: Inpe, 2006.

- Pinho, J. T.; Galdino, M. A. (Orgs). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica - CRESESB. 2014. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 10 mar. 2019.
- Raghoebarsing, A.; Kalpoe, A. Performance and economic analysis of a 27 kW grid-connected photovoltaic system in Suriname. IET Renewable Power Generation, v. 11, n. 12, p. 1545–1554, 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8085227>. Acesso em: 02 jun. 2019.
- Rampinelli, G. A. Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2010. 285 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010
- Roversi, Karoline; Rampinelli, Giuliano Arns. Análise da variabilidade espacial da radiação solar no sul de Santa Catarina. 2018. SICT-SUL - SIMPÓSIO DE INTEGRAÇÃO CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA DO SUL CATARINENSE. Disponível em: <<http://eventoscientificos.ifsc.edu.br/index.php/sictsul/7-sict-sul/paper/view/2376>>. Acesso em: 20 set. 2019.
- Scarabelot, L. T.; Rampinelli, G. A.; Rambo, C. R. Avaliação do Sistema de Compensação de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos em Unidades Prossumidoras Residenciais. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/193>. Acesso em: 16 jun. 2019
- Zilles, R.; Macêdo, W. N.; Galhardo, M. A. B.; Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica Oficina de Textos. São Paulo.

## ANALYSIS OF INVERTER SIZING FACTOR IN A GRID-CONNECTED PV SYSTEM

**Abstract.** *Electricity plays a fundamental role in the economic development of a country and how renewable energies are protagonists of the 21st century energy revolution. In particular, photovoltaic systems have technological maturity, values and economic competitiveness and can be incorporated into centralized generation and distributed generation. The design process of a grid-connected photovoltaic system is based on the choice and suitability of the module and the DC / AC inverter and other peripheral equipment. The inverter sizing factor is a relationship between inverter power and photovoltaic generator power, and your choice depends on several factors. A proposal of this work is to evaluate the energy performance of photovoltaic subsystems with different inverter sizing factors. This study analyzes a photovoltaic system installed in an educational institution (IFSC) located in Criciúma / SC, consisting of 5 subsystems with 15 kW inverters each and 229 320Wp photovoltaic modules. The subsystems were simulated using SAM software and the energy analysis was performed from performance indices. From the analysis of figures, it is clear that inverter 2 has a power cut on the typical day, reducing its efficiency. From the analysis of the results, it can be concluded that the sizing of a system is more suitable for those that do not occur as a loss of energy due to the limitation of the inverter power.*

**Key words:** *Photovoltaic Solar Energy, Inverter Sizing Factor, Performance Indices.*