

# FATOR DE CAPACIDADE REPRESENTATIVO DA OPERAÇÃO DE MÚLTIPLAS UNIDADES DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Vinicius Hirassaki – vini.hira@hotmail.com

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica

**Helena Flávia Naspolini**

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica

**João Pedro Frederico de Abreu**

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica

**Lucas Hack de Souza Neto**

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Elétrica

**Ricardo Rüther**

Universidade Federal da Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

## 7.1. Estratégias e políticas para energias renováveis

**Resumo.** Este trabalho visa apresentar um método para avaliar o fator de capacidade representativo da operação de múltiplos sistemas fotovoltaicos distribuídos no município de Florianópolis. O fator de capacidade teórico de tais sistemas foi estimado a partir de dados de irradiação solar global horizontal em Florianópolis, medidos na estação em solo do INMET. O fator de capacidade representativo da operação de múltiplos sistemas fotovoltaicos distribuídos em Florianópolis, integrantes do Projeto Bônus Fotovoltaico, foi calculado a partir de medições da potência fotovoltaica gerada pelos sistemas. Nos 12 meses do período analisado, os resultados mostram diferença entre dados medidos e dados históricos (Atlas Solarimétrico) de irradiação solar global horizontal média diária de 0,63%. Os valores médios diários teóricos do fator de capacidade variaram entre 9,64% (maio) e 18,32% (dezembro), enquanto os valores médios diários medidos variaram entre 10,47% (maio) e 20,66% (dezembro). A média anual do fator de capacidade médio diário teórico foi de 14,15%, valor similar ao adotado pela ANEEL para Santa Catarina (14,1%) e a média anual do fator de capacidade médio diário medido foi superior (15,34%). O valor de PR igual a 0,75 adotado neste trabalho foi baseado no valor adotado pela ONS para estimar a geração de sistemas fotovoltaicos instalados em unidades consumidoras alimentadas em baixa tensão. Entretanto, os valores do fator de capacidade médio diário medidos se mostraram superiores aos teóricos em todos os meses do período analisado, o que pode indicar que o valor de PR=0,75 pode ser muito conservativo para estimar a geração fotovoltaica horária, diária e mensal dos sistemas fotovoltaicos distribuídos em Florianópolis.

**Palavras-chave:** Geração fotovoltaica distribuída, Representação de múltiplos sistemas FV, Estimativa do fator de capacidade

## 1. INTRODUÇÃO

A Resolução Normativa N° 482/2012 (ANEEL, 2012) regulamentou a micro e minigeração distribuída no Brasil, permitindo que qualquer consumidor gere sua própria energia. O modelo de compensação da energia elétrica, associado ao valor das tarifas e à redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos (FV) tornou o investimento na geração FV própria muito atrativo no país. Em 6 de janeiro de 2022, a Lei 14.300/2022 instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil (ANEEL, 2022a).

Nos últimos dez anos observou-se um crescimento exponencial da capacidade instalada de geração fotovoltaica no país (ABSOLAR, 2023), destacando-se o rápido avanço e disseminação desta tecnologia. Observa-se ainda, a existência de grande projeção para o crescimento fotovoltaico no país (ONS, 2022). Contudo, o aumento significativo da inserção de sistemas fotovoltaicos tem exigido adaptações no monitoramento, no controle e no planejamento para a segurança energética tanto das empresas distribuidoras quanto das empresas de transmissão de energia (EPE, 2023). Tais empresas estão enfrentando dificuldades na modelagem da geração distribuída, uma vez que as distribuidoras possuem apenas informações sobre a medição de fronteira das unidades consumidoras.

Diversos estudos (Pierro *et al.*, 2017a; Pirro *et al.*, 2017b; Sossan *et al.*, 2019) têm investigado a modelagem da carga em sistemas de distribuição com integração fotovoltaica. Barchi (2021) argumenta que modelos de previsão de geração fotovoltaica mais avançados são essenciais somente em áreas com alta inserção fotovoltaica. Em sistemas elétricos de potência, os modelos utilizados para estimar a produção fotovoltaica geralmente são simplificados, pois consideram somente a potência instalada, dados de irradiação e taxa de performance (PR) constante. Devido às limitações computacionais, torna-se inviável a modelagem de sistemas fotovoltaicos de maneira individual (Ding *et al.*, 2016), com

isso é interessante a obtenção de uma usina virtual equivalente representativa de múltiplas unidades de geração FV distribuída. Chao *et al.* (2020) e Meng *et al.* (2017) fazem estudos de modelagem dinâmica para grandes usinas fotovoltaicas (geração centralizada).

No período compreendido entre 2017 e 2018, a Celesc - Centrais Elétricas de Santa Catarina, através de seu Programa de Eficiência Energética (PEE), executou o Projeto Bônus Fotovoltaico (CELESC, 2017). Através deste projeto, foram instalados 1.250 sistemas fotovoltaicos em residências unifamiliares. Esse projeto teve como objetivo não apenas promover a conscientização sobre os benefícios da utilização da energia solar fotovoltaica, mas também coletar dados de geração desses sistemas.

Este estudo se propõe a apresentar uma metodologia de cálculo do fator de capacidade (FC) de múltiplas unidades de microgeração fotovoltaica distribuída (MGD FV) instaladas em unidades consumidoras (UCs) integrantes do Projeto Bônus Fotovoltaico, localizadas na cidade de Florianópolis - Santa Catarina. Florianópolis está localizada na região de menor nível de irradiação global horizontal e de maior variabilidade do país (Pereira *et al.*, 2017).

## 2. OBJETO DE ESTUDO

### 2.1 Projeto Bônus Fotovoltaico

Com o intuito de estimular a inserção da geração fotovoltaica em Santa Catarina, através do PEE da Celesc, foi executado pela ENGIE Brasil Energia o Projeto Bônus Fotovoltaico (CELESC, 2017).

O projeto previa inicialmente a instalação de 1.000 kits FV idênticos em telhados de residências unifamiliares distribuídas em diversas cidades de Santa Catarina. Cada kit era composto por dez módulos de silício policristalino de 265 Wp e por um inversor de 3 kW. Porém, em virtude da diminuição de custos dos sistemas FV somada ao grande número de interessados em participar do programa, foram instalados 1.250 sistemas FV. Participaram do PEE Celesc unidades consumidoras (UCs) localizadas em todas as mesorregiões integrantes do estado de Santa Catarina.

O projeto oferecia desconto de 60% sobre o custo total de aquisição de cada sistema FV em relação ao preço de mercado, beneficiando aqueles que participariam do programa. Para participar do projeto, era necessário que a UC residencial estivesse adimplente com a Celesc e que seu consumo médio mensal (nos últimos 12 meses) fosse de, no mínimo, 350 kWh. Adicionalmente, era necessário que as residências selecionadas para a instalação dos sistemas FV tivessem telhado com área suficiente para a instalação dos módulos FV (aproximadamente 20 m<sup>2</sup> sem sombreamento), com inclinação entre 15° e 35° em relação ao plano horizontal e orientação para o Norte, com um desvio azimutal máximo de 30° para leste ou oeste.

É importante observar que sistemas FV com orientação para o norte (azimute zero) e inclinação variando de -12° a 18° da inclinação ideal (igual à latitude local) apresentam diferenças pouco significativas na produção de energia FV, de até 3% apenas (Antoniolli *et al.*, 2016)

## 3. METODOLOGIA

Este trabalho visa apresentar um método para avaliar o FC representativo da operação de múltiplos sistemas FV distribuídos. Tal método será utilizado para avaliar o FC representativo da operação de múltiplos sistemas FV instalados em UCs integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”, localizadas em Florianópolis, Santa Catarina. Para tal, o trabalho foi dividido em quatro etapas:

- i) Análise de dados de irradiação solar global horizontal em Florianópolis;
- ii) Obtenção da evolução horária, diária e mensal do FC medido representativo da operação de múltiplos sistemas FV instalados em UCs integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”, localizadas em Florianópolis, Santa Catarina;
- iii) Estimativa da evolução horária, diária e mensal do FC teórico para Florianópolis;
- iv) Modelagem da Usina Virtual Equivalente (UVE) representativa da operação de múltiplos sistemas FV instalados em UCs integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”, localizadas em Florianópolis, Santa Catarina (potência FV instalada e FC medido).

### 3.1 Irradiação solar global horizontal em Florianópolis

Para o período analisado (2019), os dados de irradiação solar global horizontal em Florianópolis foram obtidos da estação meteorológica automática A806 do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), localizada na região metropolitana de Florianópolis (-27,60°, -48,62°). Os dados de irradiação global horizontal foram expressos em kJ/m<sup>2</sup> e apresentaram resolução horária. O tratamento de dados faltantes foi feito através do software *PVsys*.

Os dados coletados apresentaram apenas 8 amostras faltantes, referentes aos períodos de: 22/06 (02:00 h), 28/06 (00:00 h), 06/07 (06:00 h), 07/07 (05:00 h e 9:00 h), 04/08 (01:00 h), 14/08 (08:00 h) e 25/08 (08:00 h). Estas amostras

foram preenchidas através do método adotado pelo *software PVsyst*, que consiste no cálculo da média entre os horários correspondentes de um dia anterior e posterior à amostra faltante.

Visando avaliar a representatividade do ano analisado, os dados de irradiação solar global horizontal tratados são comparados, mensal e anualmente, com dados históricos de satélite. Para tal, foram utilizados (como referência) os dados históricos provenientes da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017).

### 3.2 Cálculo do FC medido representativo da operação de múltiplos sistemas FV instalados em Florianópolis, integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”

O método de tratamento dos dados medidos adotado neste trabalho coincide com o método desenvolvido por Antonioli *et al.* (2022), que consistiu em dividir a irradiação solar inclinada em Santa Catarina em quatro quartis estatísticos, selecionar as UCs com geração FV integrantes de cada quartil e aplicar filtros técnicos e estatísticos aos dados medidos de geração FV das UCs selecionadas.

O filtro técnico aplicado foi baseado na análise dos dados diários das gerações FV das UCs integrantes de cada quartil analisado. Caso a UC tenha, no mínimo, 8 horas de dados de potência de geração FV diária acima de 50W, ela terá um dia aprovado. Caso no mês analisado, a UC apresente, no mínimo, 15 dias aprovados, a ela terá o mês aprovado. Se a UC tiver 12 meses de dados aprovados, ela terá todo o ano de dados aprovados e passará no filtro técnico.

O filtro estatístico consistiu na representação dos FC médios diários da geração FV das UCs (aprovadas no filtro técnico) em forma de diagrama de caixa, e na subsequente remoção de UCs que apresentaram fatores de capacidade médios diários fora da amplitude interquartil, ou seja, que apresentaram valores discrepantes.

Dentre as UCs que tiveram os dados aprovados no ano analisado, tanto pelo filtro técnico quanto pelo filtro estatístico, foram escolhidas as unidades localizadas em Florianópolis, Santa Catarina. A escolha da capital catarinense se deve ao fato de ela ser o município com maior potência instalada de sistemas fotovoltaicos do país (ANEEL, 2023), além de ser o município com maior número de UCs integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”. Florianópolis foi contemplada com 187 sistemas fotovoltaicos, dos quais 90 foram selecionados neste trabalho, após submetidos aos filtros técnicos e estatísticos.

Para cada UC selecionada e para o período de 12 meses (1 ano), o FC da geração FV medido, no intervalo de tempo especificado, pode ser calculado conforme mostra a Eq. (1).

$$FC_{(n,T)} = \frac{G_{n,T}}{P_n * T} \quad (1)$$

Em que:

$FC_{(n,T)}$  = FC do sistema fotovoltaico n, no intervalo de tempo especificado

$G_{n,T}$  = Geração fotovoltaica do sistema n, no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh

$P_n$  = Potência instalada do sistema n, expressa em kWp (= 2,65 kWp)

$T$  = Intervalo de tempo especificado

O FC medido representativo da operação das múltiplas UCs com geração FV selecionadas, no intervalo de tempo especificado, foi calculado através da média dos FC da geração FV das UCs selecionadas.

### 3.3 Estimativa do FC teórico da geração FV

A transposição da irradiação solar global horizontal para o plano inclinado foi realizada através do *software PVsyst*, a partir do modelo de Perez *et al.* (1990), considerando uma inclinação de 27,60° (devido à latitude local), azimute voltado para o norte e 20% de albedo. Utilizando os dados da estação meteorológica, já tratados e transpostos para o plano inclinado, o FC teórico, no intervalo de tempo especificado, pode ser calculado conforme a Eq. (2). O valor adotado para a taxa de desempenho (PR) do sistema FV coincide com o valor adotado no Manual Metodológico da segunda edição do Balanço Energético Nacional (EPE, 2022), que assume valor igual a 0,80 para sistemas FV remotos instalados em UCs, alimentadas em Alta Tensão e 0,75 para os demais sistemas.

$$FC_{teo,T} = \frac{PR \cdot GTI_T}{3600 \cdot I_{STC}} \quad (2)$$

Em que:

$FC_{teo,T}$  = FC teórico, no intervalo de tempo especificado T;

$PR$  = Taxa de desempenho (Performance Ratio) (= 0,75);

$GTI_T$  = Irradiação solar global no plano inclinado, no intervalo de tempo especificado, expressa em kJ/m<sup>2</sup>;

$I_{STC}$  = Irradiância nas condições padrão de teste, expressa em kW/m<sup>2</sup> (= 1 kW/m<sup>2</sup>).

### 3.4 Modelagem da UVE representativa da operação de múltiplos sistemas FV instalados em UCs integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”, localizadas em Florianópolis, Santa Catarina.

A UVE representativa da operação dos múltiplos sistemas FV instalados em UCs integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”, localizadas em Florianópolis, Santa Catarina pode ser modelada com base em seu perfil do FC (obtido conforme o item 3.2) e na potência FV instalada total, obtida conforme mostrado na Eq. (3).

$$P_{FV,eq} = \sum_{i=1}^n P_{FV,i} \tag{3}$$

Em que:

$P_{FV,eq}$  = Potência FV instalada total, expressa em kW;

$P_{FV,i}$  = Potência FV do sistema i, expressa em kW;

$n$  = Representa o número de sistemas FV instalados em UCs localizadas em Florianópolis, partes integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”.

Desta forma, a estimativa da geração FV da UVE, no intervalo de tempo especificado, pode ser feita multiplicando-se a potência instalada pelo o FC, no mesmo intervalo de tempo especificado.

## 4. RESULTADOS

A Fig.1 mostra, para o período analisado, a evolução mensal da irradiação solar global horizontal média diária (medida) e da irradiação solar global horizontal oriunda do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição (histórica) e das diferenças entre tais dados de irradiação.

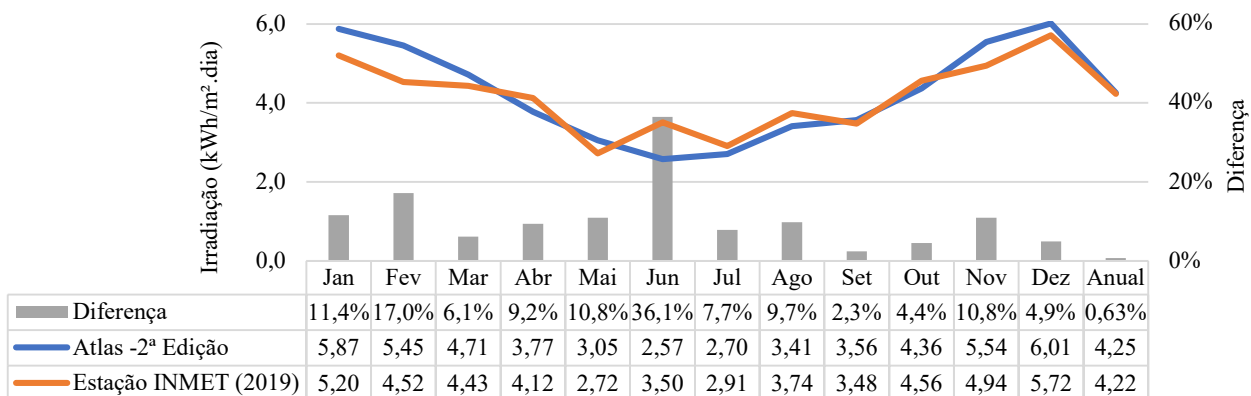


Figura 1 – Evolução mensal da irradiação global horizontal média diária (medida e histórica) e das diferenças entre dados de irradiação.

Os resultados mostram que o mês de maior irradiação global horizontal média diária foi dezembro tanto para os dados medidos (5,72 kWh/m².dia) quanto para os dados históricos (6,01 kWh/m².dia). Já o mês de menor irradiação global horizontal média diária foi junho para os dados históricos (2,57 kWh/m².dia) e maio para os dados medidos (2,72 kWh/m².dia). As médias anuais da irradiação global horizontal média diária foram 4,22 kWh/m².dia (dados medidos) e 4,25 kWh/m².dia (dados históricos).

Análises das diferenças mostram que a maior divergência entre os dados medidos e dados históricos ocorreu no mês de junho (36,14%), enquanto a menor ocorreu no mês de setembro (2,32%). A diferença entre as médias anuais se mostrou baixa (0,63%) e com valor aceitável, considerando-se a variabilidade interanual do recurso solar. Assim, pode-se considerar o ano de 2019 como sendo um ano representativo, em termos de irradiação solar.

A Tab.1 e a Tab.2 apresentam para todos os meses do período analisado, respectivamente, os mapas de calor dos FC médios horários teóricos e dos FC médios horários medidos representativos da operação de múltiplos sistemas FV instalados em Florianópolis, integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”.

Tabela 1 - Mapa de calor dos FC médios horários teóricos – Florianópolis.

		Teórico												
Horas	Meses	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média
0		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,32%	1,01%	0,11%
7		2,03%	0,66%	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,09%	0,95%	3,66%	6,84%	1,19%
8		9,38%	7,40%	3,65%	1,93%	0,65%	0,23%	0,14%	0,84%	2,70%	7,49%	13,01%	18,43%	5,49%
9		22,23%	18,31%	14,30%	14,30%	6,74%	6,31%	5,28%	7,86%	10,53%	18,09%	24,80%	30,85%	14,97%
10		37,10%	30,85%	27,62%	26,93%	16,54%	20,23%	15,85%	20,93%	20,32%	28,97%	37,17%	42,06%	27,05%
11		45,72%	45,97%	39,51%	38,98%	27,61%	34,62%	26,60%	34,44%	30,07%	39,82%	46,40%	54,26%	38,67%
12		53,44%	51,11%	48,49%	50,56%	36,81%	44,28%	37,95%	45,67%	36,86%	46,93%	51,28%	58,65%	46,83%
13		59,00%	51,31%	54,33%	50,63%	35,24%	50,51%	44,88%	51,33%	41,37%	52,57%	50,79%	59,17%	50,09%
14		55,88%	48,61%	54,06%	49,79%	34,41%	52,38%	45,46%	50,78%	41,52%	53,39%	48,86%	54,71%	49,15%
15		45,47%	40,57%	46,81%	43,44%	31,10%	47,69%	37,83%	45,19%	37,89%	43,30%	43,52%	47,07%	42,49%
16		35,37%	33,94%	35,35%	33,75%	24,88%	37,73%	31,48%	37,36%	30,74%	34,36%	33,74%	35,75%	33,70%
17		23,05%	24,87%	23,01%	23,09%	15,23%	16,68%	18,59%	24,66%	20,02%	19,89%	19,84%	20,64%	20,80%
18		12,01%	12,31%	11,91%	7,20%	2,26%	2,32%	3,26%	6,73%	6,93%	8,30%	7,48%	7,77%	7,37%
19		5,06%	4,24%	2,26%	0,37%	0,00%	0,00%	0,03%	0,27%	0,84%	1,85%	2,22%	2,39%	1,63%
20		0,69%	0,34%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,01%	0,09%
21		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
23		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>Média</b>		<b>16,94%</b>	<b>15,44%</b>	<b>15,06%</b>	<b>14,21%</b>	<b>9,64%</b>	<b>13,04%</b>	<b>11,14%</b>	<b>13,59%</b>	<b>11,66%</b>	<b>14,83%</b>	<b>15,96%</b>	<b>18,32%</b>	<b>14,15%</b>

Tabela 2 - Mapa de calor dos FC médios horários medidos representativos da operação de múltiplos sistemas FV instalados em Florianópolis.

		Medido												
Horas	Meses	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média
0		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6		0,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,66%	0,73%	0,14%
7		4,45%	2,16%	0,89%	0,29%	0,01%	0,00%	0,00%	0,06%	0,92%	3,47%	6,60%	6,91%	2,15%
8		15,20%	12,08%	9,02%	8,31%	3,11%	2,60%	1,87%	4,30%	7,35%	14,89%	18,80%	19,68%	9,77%
9		31,30%	26,78%	24,08%	25,03%	14,37%	16,44%	12,63%	18,30%	17,83%	28,14%	32,38%	35,60%	23,57%
10		45,67%	42,69%	39,34%	39,50%	27,51%	33,49%	26,81%	35,44%	28,95%	40,09%	44,73%	50,02%	37,85%
11		55,46%	53,97%	49,90%	49,57%	36,50%	46,45%	37,27%	46,58%	37,70%	48,57%	53,17%	61,67%	48,07%
12		62,05%	57,28%	56,10%	52,86%	40,23%	51,62%	44,20%	54,12%	42,06%	54,61%	57,57%	67,74%	53,37%
13		62,79%	57,21%	56,76%	53,20%	39,39%	53,16%	46,51%	54,67%	43,34%	56,85%	57,46%	67,80%	54,09%
14		56,89%	53,85%	52,76%	48,21%	35,90%	49,85%	43,38%	51,33%	40,66%	51,30%	53,01%	61,82%	49,92%
15		49,18%	45,74%	45,57%	38,97%	28,78%	41,28%	34,70%	42,81%	35,51%	41,15%	43,35%	52,54%	41,63%
16		35,19%	32,44%	32,24%	27,04%	18,29%	24,86%	23,85%	28,88%	23,16%	26,97%	30,65%	38,50%	28,51%
17		20,64%	19,82%	17,47%	13,19%	6,75%	8,34%	9,13%	13,48%	11,46%	13,29%	16,71%	22,00%	14,36%
18		8,99%	7,84%	5,90%	2,21%	0,40%	0,40%	0,73%	1,75%	2,43%	3,91%	5,94%	8,97%	4,12%
19		2,09%	1,44%	0,42%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,14%	0,57%	1,78%	0,54%
20		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
23		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
<b>Média</b>		<b>18,75%</b>	<b>17,22%</b>	<b>16,27%</b>	<b>14,93%</b>	<b>10,47%</b>	<b>13,69%</b>	<b>11,71%</b>	<b>14,65%</b>	<b>12,14%</b>	<b>15,98%</b>	<b>17,57%</b>	<b>20,66%</b>	<b>15,34%</b>

Os resultados mostram que os FCs médios diários de cada mês são fortemente impactados pela sazonalidade intranual. O FC médio diário teórico apresentou valor mínimo de 9,64% (maio) e o máximo de 18,32% (dezembro). O FC médio diário medido apresentou valor mínimo de 10,47% (maio) e máximo de 20,66% (dezembro). Observa-se, também,

que a média anual do FC médio diário teórico foi de 14,15% e é bastante próxima ao valor considerado na Nota Técnica nº 67/2022-SRM/ANEEL (ANEEL, 2022) para o estado de Santa Catarina (14,1%), enquanto a média anual do FC médio diário medido se mostrou maior (15,34%).

A Fig. 2 ilustra, para o ano analisado, a evolução horária FC médio diário (teórico e medido). A Fig. 3 detalha, para os doze meses do período analisado, a evolução horária do FC (teórico e medido).

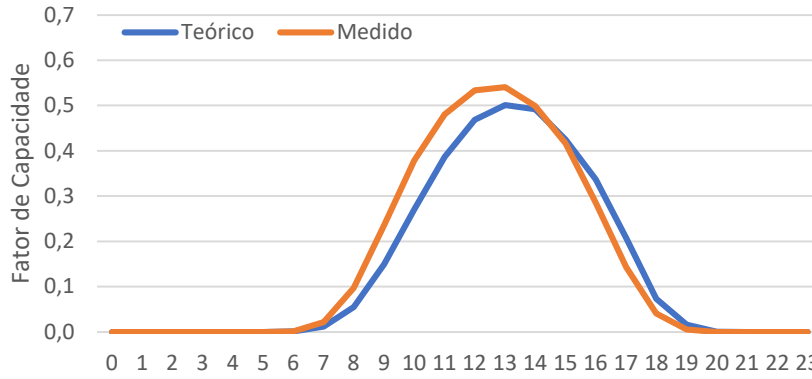


Figura 2 – Evolução horária do FC teórico e medido - ano.

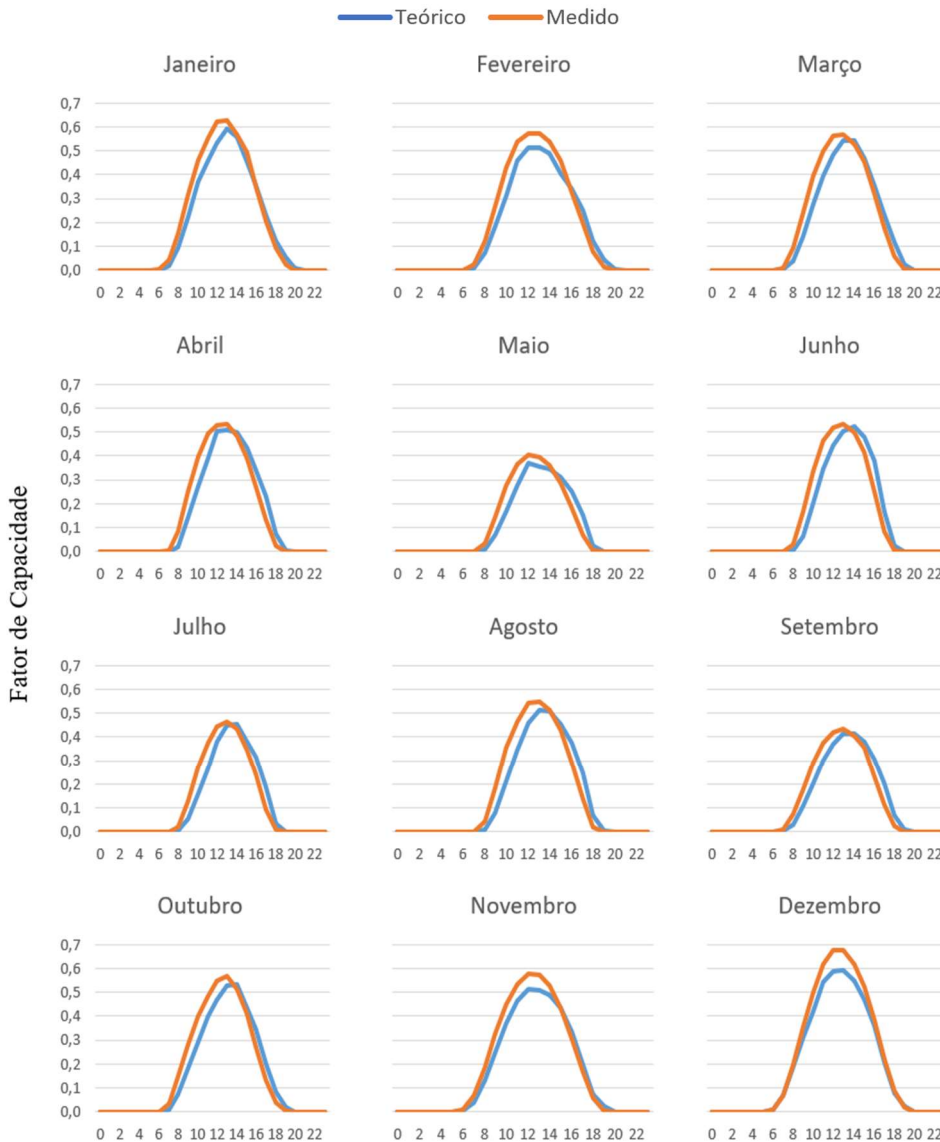


Figura 3 – Evolução horária do FC teórico e medido - janeiro a dezembro.

A Tab. 3 detalha, para todos os meses do período analisado, o mapa de calor das diferenças entre os fatores de capacidade médios horários teóricos e medidos.

Tabela 3 - Mapa de calor das diferenças entre os fatores de capacidade médios horários teóricos e medidos.

Horas	Meses	Diferença												
		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maió	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Média
0		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
1		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6		-0,20%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-0,07%	-0,34%	0,28%	-0,03%
7		-2,42%	-1,50%	-0,81%	-0,29%	-0,01%	0,00%	0,00%	-0,06%	-0,83%	-2,51%	-2,94%	-0,06%	-0,95%
8		-5,82%	-4,68%	-5,37%	-6,38%	-2,45%	-2,37%	-1,72%	-3,46%	-4,65%	-7,41%	-5,79%	-1,25%	-4,28%
9		-9,07%	-8,47%	-9,78%	-10,73%	-7,63%	-10,13%	-7,35%	-10,43%	-7,31%	-10,05%	-7,58%	-4,75%	-8,61%
10		-8,57%	-11,84%	-11,72%	-12,56%	-10,97%	-13,25%	-10,96%	-14,51%	-8,63%	-11,12%	-7,56%	-7,96%	-10,80%
11		-9,74%	-8,00%	-10,39%	-10,59%	-8,89%	-11,83%	-10,66%	-12,13%	-7,62%	-8,74%	-6,78%	-7,40%	-9,40%
12		-8,61%	-6,17%	-7,61%	-2,31%	-3,42%	-7,34%	-6,25%	-8,45%	-5,20%	-7,67%	-6,29%	-9,09%	-6,53%
13		-3,79%	-5,89%	-2,43%	-2,57%	-4,15%	-2,64%	-1,63%	-3,34%	-1,97%	-4,28%	-6,68%	-8,64%	-4,00%
14		-1,01%	-5,24%	1,30%	1,58%	-1,50%	2,53%	2,08%	-0,56%	0,86%	2,09%	-4,15%	-7,11%	-0,76%
15		-3,70%	-5,17%	1,23%	4,48%	2,32%	6,41%	3,13%	2,38%	2,38%	2,15%	0,17%	-5,46%	0,86%
16		0,18%	1,50%	3,10%	6,71%	6,58%	12,87%	7,63%	8,48%	7,59%	7,39%	3,09%	-2,75%	5,20%
17		2,40%	5,05%	5,54%	9,90%	8,48%	8,34%	9,46%	11,18%	8,56%	6,60%	3,13%	-1,37%	6,44%
18		3,02%	4,46%	6,02%	5,00%	1,86%	1,92%	2,53%	4,98%	4,50%	4,39%	1,54%	-1,19%	3,25%
19		2,97%	2,80%	1,84%	0,37%	0,00%	0,00%	0,03%	0,27%	0,84%	1,71%	1,65%	0,61%	1,09%
20		0,69%	0,34%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	0,01%	0,09%
21		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
23		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Média		-1,82%	-1,78%	-1,21%	-0,73%	-0,82%	-0,65%	-0,57%	-1,07%	-0,48%	-1,15%	-1,60%	-2,34%	-1,18%

Para os doze meses analisados, os resultados mostram que as curvas dos FC médios horários teóricos e medidos são bastante próximas, apresentando leves desvios de magnitude e pequena defasagem em seus perfis diários. Observa-se que as diferenças de magnitude são mais pronunciadas nos meses de verão, enquanto a defasagem é mais evidente nos meses de inverno. Este fenômeno pode ter várias causas, tais como: efeitos de sombreamento que se agravam nos meses de inverno, orientação e inclinação (entre outras).

Na Tab.3, nota-se que, para os doze meses do período analisado, os FC médios diários obtidos através dos valores teóricos são menores do que aqueles obtidos por medição. A utilização do valor de 0,75 para a PR pode resultar em uma estimativa muito conservadora, especialmente para os meses de verão.

A UVE representativa da operação de múltiplos sistemas FV (integrantes do projeto “Bônus Fotovoltaico”) instalados em Florianópolis, pode ser caracterizada a partir do perfil de FC medido representativo da operação de múltiplos sistemas FV e do somatório das potências FV instaladas nas UCs localizadas em Florianópolis (Eq. 3). Visto que cada uma das 187 UCs contempladas pelo projeto possuem 2,65 kWp instalados, a potência total instalada da UVE seria de 495,55 kWp.

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho visou apresentar um método para avaliar o fator de capacidade representativo da operação de múltiplos sistemas fotovoltaicos distribuídos. Os resultados mostraram que, sob a ótica da irradiação solar global horizontal, o período analisado (2019) pode ser considerado representativo.

No período analisado, observou-se que o FC médio diário teórico apresentou valor mínimo de 9,64% (maio) e máximo de 18,32% (dezembro), enquanto o FC médio diário medido apresentou valor mínimo de 10,47% (maio) e valor máximo de 20,66% (dezembro). O valor médio anual do FC médio diário teórico foi de 14,15% e do FC médio diário medido foi de 15,34%. O valor médio anual do FC obtido através dos valores teóricos se mostrou bastante próximo ao valor adotado pela ANEEL para o estado de SC (14,1%), enquanto o valor médio anual do FC obtido através das medições se mostrou superior a este valor.

A comparação entre os perfis obtidos (teórico e medido) revelou que os resultados são bastante próximos, apesar de pequenas diferenças encontradas nas magnitudes dos FC médios horários e de um leve deslocamento temporal, que se mostram mais evidentes em meses de verão e de inverno. Estas diferenças podem ter sido causadas por diferentes

condições de operação dos sistemas fotovoltaicos que compõem a usina virtual equivalente, tais como, efeitos de sombreamento que se agravam com a sazonalidade ou de diferentes orientações e inclinações de tais sistemas (entre outros).

O valor de PR igual a 0,75 adotado neste trabalho foi baseado no valor adotado pela ONS para estimar a geração FV de sistemas FV instalados em unidades consumidoras alimentadas em baixa tensão. Entretanto, os valores do FC médio diário medidos se mostraram superiores aos teóricos em todos os meses do período analisado, o que pode indicar que o valor de PR=0,75 pode ser muito conservativo para estimar a geração fotovoltaica horária, diária e mensal dos sistemas FV distribuídos.

Diante do crescimento da geração distribuída e da maior inserção da geração fotovoltaica centralizada no setor elétrico, torna-se cada vez mais necessário que estudos de planejamento sejam realizados com maior resolução temporal para melhor capturar o efeito da variabilidade na geração. Curvas horárias, diárias e mensais do FC representativas de múltiplas unidades de geração distribuída podem contribuir para melhor estimativa da micro e da minigeração FV distribuída em modelos de planejamento do setor elétrico de curto, médio e longo prazo, já que tais metodologias estão ligadas ao cálculo do fator de capacidade, no intervalo de tempo especificado, a ser multiplicado pela potência fotovoltaica instalada (modelo da UVE).

### **Agradecimentos**

O presente trabalho foi realizado com o auxílio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) através de bolsas de fomento. Os autores gostariam de agradecer, também, a Celesc - Centrais Elétricas de Santa Catarina e a ENGIE Brasil Energia pela disponibilização dos dados utilizados neste trabalho.

### **REFERÊNCIAS**

- ABSOLAR, 2023. Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>
- ANEEL, 2012. RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012.
- ANEEL, 2022. LEI N° 14.300.
- ANEEL, 2022. Nota Técnica n° 67/2022-SRM/ANEEL
- ANEEL, 2023. Relação de empreendimentos de Geração Distribuída.
- Antoniolli, A.F.G.; Montenegro, A. A.; Zomer, C. D.; Rütther, R., 2016. Avaliação técnica e econômica entre sistemas fotovoltaicos aplicados a edificações (BAPV) e sistemas idealmente instalados para máxima geração anual, VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte.
- Antoniolli, Andriago Filippo, Naspolini, Helena Flávia, De Abreu, João Frederico, Rütther, Ricardo, 2022. Development of technical and statistical algorithm using Business Intelligence tools for energy yield assessment of large rooftop photovoltaic system ensembles, Sustainable Energy Technologies and Assessments, v. 49, p. 101686.
- Barchi, G., Pierro, M., & Moser, D. (2021). The impact of photovoltaic power estimation modeling on distribution grid voltages. 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe).
- CELESC, 2017. Projeto Bônus Fotovoltaico. Disponível em: <http://bonusfotovoltaico.celesc.com.br/>
- Chao, P., Li, W., Liang, X., Shuai, Y., Sun, F., & Ge, Y. (2020). A comprehensive review on dynamic equivalent modeling of large photovoltaic power plants. Solar Energy (Phoenix, Ariz.), 210, 87–100. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.051>
- Ding, M., Xu, Z., Wang, W., Wang, X., Song, Y., & Chen, D. (2016). A review on China's large-scale PV integration: Progress, challenges and recommendations. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 53, 639–652. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.009>
- EPE, 2022. Balanço Energético Nacional - Manual Metodológico.
- EPE, 2023. Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão 1ª Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética PLAN 2023 - 2027.
- Meng, H., Ye, X., Yang, M., Song, X., Su, Z., Liu, W., Luo, L., & Zhao, H. (2017). Equivalent modeling and simulation for PV system on dynamic clustering equivalent strategy. IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.
- ONS, 2022. PEN- Plano da Operação Energética 2023. (2023, outubro 8). Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20PEN%202023.pdf>
- Pereira, E. B.; Martins, F. R.; Gonçalves, A. R.; Costa, R. S.; Lima, F. L.; Rütther, R.; Abreu, S. L.; Tiepolo, G. M.; Pereira, S. V.; Souza, J. G., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE.



- Pierro, M., Belluardo, G., Inghoven, P., Cornaro, C., & Moser, D. (2017). Inferring the Performance Ratio of PV systems distributed in an region: a real-case study in South Tyrol. 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC).
- Pierro, M., De Felice, M., Maggioni, E., Moser, D., Perotto, A., Spada, F., & Cornaro, C. (2017). Data-driven upscaling methods for regional photovoltaic power estimation and forecast using satellite and numerical weather prediction data. *Solar Energy (Phoenix, Ariz.)*, 158, 1026–1038. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.09.068>
- R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, R. Stewart, 1990. Modeling Daylight Availability and Irradiance Component from Direct and Global Irradiance. *Solar Energy* 44, no 5, pp 271-289.
- Sossan, F., Scolari, E., Gupta, R., & Paolone, M. (2019). Solar irradiance estimations for modeling the variability of photovoltaic generation and assessing violations of grid constraints: A comparison between satellite and pyranometers measurements with load flow simulations. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(5).

## **CAPACITY FACTOR REPRESENTATIVE OF THE OPERATION OF MULTIPLE DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION UNITS**

**Abstract.** *This work aims to present a method to assess the representative capacity factor of the operation of multiple distributed photovoltaic systems in Florianópolis. The theoretical capacity factor of such systems was estimated based on global horizontal solar radiation data in Florianópolis, measured at INMET's ground station. The representative capacity factor of the operation of multiple distributed photovoltaic systems in Florianópolis, participating in the “Bônus Fotovoltaico” Project, was calculated based on measurements of the photovoltaic power generated by the systems. In the 12 months of the analyzed period, the results show a difference between measured data and historical data (Atlas Solarimétrico) of the average daily global horizontal solar radiation of 0.63%. The theoretical daily average values of the capacity factor ranged from 9.64% (May) to 18.32% (December), while the measured daily average values ranged from 10.47% (May) to 20.66% (December). The annual average of the theoretical daily average capacity factor was 14.15%, a value similar to that adopted by ANEEL for Santa Catarina (14.1%), and the annual average of the measured daily average capacity factor was higher (15.34%). The value of PR equal to 0.75 adopted in this work was based on the value adopted by ONS to estimate the generation of photovoltaic systems installed in consumer units powered at low voltage. However, the values of the measured daily average capacity factor were higher than the theoretical ones in all months of the analyzed period, which may indicate that the value of PR=0.75 may be too conservative to estimate the hourly, daily, and monthly photovoltaic generation of the distributed photovoltaic systems in Florianópolis..*

**Keywords:** *Distributed photovoltaic generation, Representation of multiple PV systems, Capacity factor estimation*