

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL – UCS  
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DA REGIÃO DOS VINHEDOS – CARVI  
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E ENGENHARIA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**SANDRO SILVESTRIN**

**ANÁLISE DO SOBREDIMENSIONAMENTO DE INVERSORES INSTALADOS EM  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MICROGERAÇÃO**

**BENTO GONÇALVES  
2023**

**SANDRO SILVESTRIN**

**ANÁLISE DO SOBREDIMENSIONAMENTO DE INVERSORES INSTALADOS EM  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MICROGERAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso II apresentado ao Centro de Ciências Exatas, da Natureza e de Tecnologia da Universidade de Caxias do Sul como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

**Orientador:** Prof. Me. Tiago Cassol Severo

**BENTO GONÇALVES**

**2023**

**SANDRO SILVESTRIN**

**ANÁLISE DO SOBREDIMENSIONAMENTO DE INVERSORES INSTALADOS EM  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MICROGERAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso para  
obtenção de grau de Bacharel em  
Engenharia Elétrica. Curso de Bacharel em  
Engenharia Elétrica da Universidade de  
Caxias do Sul.

**Aprovado em** \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_

**Banca Examinadora**

---

Prof. Me. Tiago Cassol Severo (Orientador)  
Universidade de Caxias do Sul – UCS

---

Prof<sup>a</sup>. Dra. Marilda Machado Spindola  
Universidade de Caxias do Sul – UCS

---

Prof. Me. André Bernardes Michel  
Universidade de Caxias do Sul - UCS

“Lembre-se que as pessoas podem tirar tudo de você,  
menos o seu conhecimento.”

Albert Einstein

## RESUMO

O presente TCC avaliou o desempenho de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede. Diferentes potências, alterações da orientação solar e diferentes fatores de dimensionamento de inversores foram utilizados. Foi analisada a geração de energia e os impactos causados pelas variações propostas. Para o desenvolvimento do trabalho foi definida uma localização que serviu de base para a coleta de dados climáticos utilizados nos cálculos e a partir de um levantamento obtido na ANEEL foi realizada a escolha de três potências mais homologadas na região no ano base de 2022. A partir desse cenário, dimensionamentos foram realizados para diferentes orientações solares e sistemas clipados e não clipados a fim de verificar o desempenho na geração de energia de cada sistema. A partir de cada dimensionamento, a análise de geração elétrica teórica foi realizada, sendo possível verificar os impactos de sobredimensionamento de inversores utilizados em projetos residenciais de microgeração e o impacto da orientação solar. Além disso, foi realizado cálculo do custo nivelado de energia LCOE (Levelized Cost of Electricity), traduzido, “Custo Nivelado de Eletricidade” como forma de comparar os impactos causados financeiramente em relação às alterações de cada sistema. Como conclusão, foi observado que a orientação norte é a mais indicada para sistemas fotovoltaicos, e que sobredimensionar inversores fotovoltaicos até o limite máximo não é uma regra que possa levar o sistema a uma melhor eficiência.

**Palavras-chave:** Sobredimensionamento de inversor. Efeito *clipping*. Fator de dimensionamento do inversor. Custo nivelado de energia.

## ABSTRACT

This TCC evaluated the performance of residential photovoltaic systems connected to the grid. Different powers, changes in solar orientation and different inverter sizing factors were used. The energy generation and the impacts caused by the proposed variations were analyzed. For the development of the work, a location was defined that served as a basis for the collection of climatic data used in the calculations and, based on a survey obtained at ANEEL, the choice of the three most homologated powers in the region in the base year of 2022 was carried out. From this, sizing was carried out for different solar orientations and clipped and non clipped systems to verify the performance in energy generation of each system. From each sizing, the analysis of theoretical electric generation was carried out, being possible to verify the impacts of oversizing of inverters used in residential microgeneration projects and the impact of solar orientation. In addition, the leveled cost of energy LCOE was carried out as a way of comparing the financial impacts caused in relation to the changes in each system. As a conclusion, it was observed that the north orientation is the most suitable for photovoltaic systems, and that oversizing photovoltaic inverters up to their maximum limit is not a rule that can lead the system to a better efficiency.

**Keywords:** Inverter oversizing. Clipping effect. Inverter scaling factor. Levelized cost of energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva I- V módulo fotovoltaico 350Wp.....	19
Figura 2 - Curva característica I-V e P-V de um módulo .....	20
Figura 3 - Trajetória do Sol.....	26
Figura 4 - Efeito da prática de sobredimensionamento .....	28
Figura 5 - Efeito clipping de um sistema fotovoltaico .....	29
Figura 6 - Curva I-V em condições de sobredimensionamento.....	30
Figura 7 - Curva potência subsistema 1 e 2.....	33
Figura 8 - Fluxograma de desenvolvimento do trabalho .....	35
Figura 9 - Geração diária sistema 3kW - dezembro .....	44
Figura 10 - Perdas nos sistemas clipados Norte em relação a geração total .....	46
Figura 11 - Perdas nos sistemas clipados Leste em relação a geração total.....	47
Figura 12 - Geração abaixo do ponto dos sistemas Norte e Leste.....	49
Figura 13 - Perdas de energia dos sistemas clipados em relação a geração total....	50

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Geração distribuída solar fotovoltaica por classe.....	17
Tabela 2 - Geração de energia elétrica (GWh) por fonte de 2016 até 2020.....	18
Tabela 3 - Geração calculada das instalações.....	31
Tabela 4 - Dados reais das instalações .....	32
Tabela 5 - Eficiência dos inversores com FDI distintos .....	34
Tabela 6 - Número de conexões ano base 2022 - Farroupilha .....	39
Tabela 7 - Características dos inversores utilizados .....	40
Tabela 8 - Características do módulo fotovoltaico.....	41
Tabela 9 - Dados de entrada Radasol.....	42
Tabela 10 - Potência e número de módulos em cada sistema.....	43
Tabela 11 - Resultados dos dimensionamentos orientação Norte .....	45
Tabela 12 - Resultados dos dimensionamentos orientação Leste .....	47
Tabela 13 - Valores dos sistemas fotovoltaicos .....	43
Tabela 14 - LCOE de cada sistema .....	51
Tabela 15 - Fator de dimensionamento e resultados gerados .....	52

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>ANEEL</b>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<b>SFCR</b>	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
<b>CA</b>	Corrente Alternada
<b>CC</b>	Corrente Contínua
<b>GD</b>	Geração Distribuída
$V_{MP}$	Tensão de Máxima Potência
$V_{oc}$	Tensão de Circuito Aberto
$I_{sc}$	Corrente de Curto-Circuito
$I_{MP}$	Corrente de Máxima Potência
<b>LCOE</b>	Custo Nivelado de Energia
<b>PMP</b>	Ponto de Máxima Potência
<b>FDI</b>	Fator dimensionamento inversor
<b>SPDA</b>	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
<b>Wp</b>	Potência de Pico
<b>MPPT</b>	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
<b>DPS</b>	Dispositivos de Proteção Contra Surtos

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivos</b> .....	<b>14</b>
1.1.1	Objetivo Geral .....	14
1.1.2	Objetivos Específicos .....	14
<b>1.2</b>	<b>Justificativa</b> .....	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>16</b>
<b>2.1</b>	<b>Cenários de energia fotovoltaica no Brasil</b> .....	<b>16</b>
<b>2.2</b>	<b>Estrutura de um sistema fotovoltaico conectado à rede</b> .....	<b>18</b>
2.2.1	Módulo fotovoltaico .....	19
2.2.2	Inversor fotovoltaico .....	21
2.2.3	Proteção sistema fotovoltaico conectado à rede .....	21
<b>2.3</b>	<b>Dimensionamento sistema fotovoltaico</b> .....	<b>22</b>
2.3.1	Fator de Dimensionamento do Inversor .....	22
2.3.2	Índice de sobredimensionamento inversor .....	23
2.3.3	Dimensionamento módulo fotovoltaico.....	23
2.3.4	Dimensionamento inversor.....	25
2.3.5	Recurso solar .....	25
2.3.5.1	Ângulo azimutal .....	26
2.3.5.2	Ângulo de inclinação .....	26
2.3.6	Cálculo energia projetada do sistema fotovoltaico .....	27
<b>2.4</b>	<b>Sobredimensionamento do inversor</b> .....	<b>27</b>
<b>2.5</b>	<b>Efeito <i>clipping</i></b> .....	<b>28</b>
<b>2.6</b>	<b>Custo nivelado de energia (LCOE)</b> .....	<b>30</b>
<b>2.7</b>	<b>Artigos Correlacionados</b> .....	<b>31</b>
2.7.1	Artigo 1: Sobrecarregamento “ <i>Oversizing</i> ” de Inversores Fotovoltaicos: Estudo de Caso da Empresa Reus Engenharia .....	31
2.7.2	Artigo 2: Influência do Fator de Dimensionamento de Inversor no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Operação no Sul do Brasil.....	32
2.7.3	Artigo 3: Otimização do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída a Partir do Sobredimensionamento do Inversor. ....	33

<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>35</b>
<b>3.1</b>	<b>Fluxograma do trabalho .....</b>	<b>35</b>
<b>3.2</b>	<b>Pesquisa potências.....</b>	<b>38</b>
<b>3.3</b>	<b>Escolha do inversor fotovoltaico.....</b>	<b>39</b>
<b>3.4</b>	<b>Módulo fotovoltaico .....</b>	<b>40</b>
<b>3.5</b>	<b>Radiação solar.....</b>	<b>41</b>
<b>3.6</b>	<b>Dimensionamento sem clipagem e com clipagem.....</b>	<b>41</b>
<b>3.7</b>	<b>Método utilizado para dimensionamento.....</b>	<b>42</b>
<b>3.8</b>	<b>Custo nivelado de energia (LCOE) dos dimensionamentos .....</b>	<b>42</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>44</b>
<b>4.1</b>	<b>Dimensionamentos orientação Norte.....</b>	<b>44</b>
<b>4.2</b>	<b>Dimensionamentos orientação Leste.....</b>	<b>47</b>
<b>4.3</b>	<b>Agrupamento dados sistemas nortes e leste .....</b>	<b>49</b>
<b>4.4</b>	<b>LCOE calculado de cada dimensionamento .....</b>	<b>51</b>
<b>4.5</b>	<b>Integralizando análises.....</b>	<b>51</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>53</b>
<b>5.1</b>	<b>Recomendações e estudos futuros.....</b>	<b>54</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>55</b>
	<b>ANEXO 1.....</b>	<b>58</b>
	<b>ANEXO 2.....</b>	<b>59</b>
	<b>ANEXO 3.....</b>	<b>60</b>
	<b>APÊNDICE 1.....</b>	<b>61</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a fonte de energia hidráulica ainda é predominante, cujas usinas de grande porte representam 53,81% de toda a produção do país. No entanto, a geração fotovoltaica obteve um crescimento significativo nos últimos anos sendo que até maio de 2023 a geração fotovoltaica representou uma participação na matriz elétrica a um percentual de 12,6%. (ANEEL, 2023).

Em virtude disso, observa-se um crescimento da geração distribuída (GD), onde a fonte solar fotovoltaica representa mais de 99% da geração nesta modalidade. Este avanço da GD, foi marcado após o marco regulatório da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), via Resolução Normativa 482 de 2012, que possibilitou o incentivo a novas tecnologias e atração de investimentos ao país (TAKATA; SAUAIA; KOLOSZUK, 2019).

Os sistemas fotovoltaicos são classificados como autônomos (*off-grid*) ou conectados à rede elétrica (SFCR). No sistema autônomo nem sempre a geração e o consumo coincidem, sendo necessária a utilização de baterias para armazenar a energia extra gerada e não utilizada. No sistema conectado à rede o funcionamento é paralelo com a rede elétrica local.

Já em um SFCR ele é composto basicamente por um arranjo de módulos fotovoltaicos conectado a um inversor, que converte a eletricidade de nível CC gerado pelos módulos em nível CA, que é necessário para alimentar consumidores e conectar à rede elétrica local (VILLALVA, 2015).

É comum no dimensionamento de um SFCR selecionar a potência do inversor CC/CA igual à potência dos módulos fotovoltaicos instalados, porém, muitas vezes, esta solução não atinge o melhor desempenho na geração de um sistema solar instalado (FARANDA et al., 2015).

Existem condições climatológicas que precisam ocorrer simultaneamente para que os módulos instalados entreguem potência nominal ao inversor. Entretanto, essa situação dificilmente ocorre, e sobredimensionar o inversor pode ser uma alternativa para aperfeiçoar o SFCR, desde que seja projetado avaliando características técnicas e climáticas (MACEDO, 2006).

Para obter melhores resultados com a captação da irradiação solar sobre os módulos, deve-se levar em consideração o movimento diário do Sol. A posição indicada como ideal abaixo da Linha do Equador é a norte, onde é possível obter o

melhor desempenho do sistema fotovoltaico, já outras orientações necessitam de mais estudos para avaliar o rendimento do sistema. (VILLALVA, 2015). Mesmo o sobredimensionamento podendo ser uma solução para o rendimento do sistema, não existe uma regra de relação entre potência dos módulos e do inversor que pode ser aplicada para todo tipo de instalação (FARANDA et al., 2015).

Este trabalho teve como objetivo avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, verificando os impactos na geração de energia relacionados ao processo de *clipping*, que ocorre quando um inversor está sobredimensionado e com limitação de potência de saída, e das consequências do processo de sobredimensionamento e subdimensionamento do inversor.

Partindo desses pressupostos, ressalta-se que diferentes dimensionamentos foram realizados, com distintas potências dos módulos e diferentes topologias de inversores. Também foi alterada a orientação dos módulos a fim de analisar sistemas solares instalados de forma ideal e não ideal e o resultado na clipagem e geração de energia.

## **1.1 Objetivos**

### 1.1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo analisar o impacto na geração de energia elétrica fotovoltaica em sistemas residenciais, a partir do sobredimensionamento e subdimensionamento de inversores, com orientação solar diferente, assim como, verificar as consequências do efeito de clipagem no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Verificar os principais fatores de dimensionamento de um sistema fotovoltaico;
- b) Determinar três potências de sistemas fotovoltaicos a partir de dados estatísticos para uma cidade do Rio Grande do Sul;

- c) Dimensionar três sistemas fotovoltaicos, que não possam gerar clipagem do inversor e obtenham a melhor geração baseada na orientação;
- d) Dimensionar três sistemas fotovoltaicos, que possam gerar a máxima clipagem possível do inversor e a melhor geração baseada na orientação;
- e) Avaliar a geração de energia resultante dos dimensionamentos com sobredimensionamento e subdimensionamento de inversores e diferentes orientações solar;
- f) Avaliar financeiramente através do LCOE cada dimensionamento, com base na geração teórica calculada e investimento do sistema fotovoltaico.

## **1.2 Justificativa**

O estudo é justificado para analisar a prática de sobredimensionamento de inversores fotovoltaicos que apesar de ser uma prática conhecida dentro do ramo de energia solar, saber os benefícios financeiros e encontrar a melhor relação CC-CA tem sido um diferencial para conseguir sistemas mais eficientes.

O mercado de energia solar no Brasil necessita de profissionais com maior conhecimento e informações sobre dimensionamentos e os limites técnicos para ter um diferencial e influenciar nas negociações, visto que o sobredimensionamento impacta na geração e também na questão financeira de projetos. Em projetos fotovoltaicos, nos quais são empregados o método de sobredimensionamento do inversor para se alcançar melhor retorno financeiro e maximizar a geração, é preciso ter atenção aos limites técnicos impostos pelo equipamento, a fim de garantir a vida útil e evitar danos aos equipamentos utilizados no sistema.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo, são apresentados os tópicos que foram relevantes para o desenvolvimento do trabalho, sendo dividido em subseções com intuito de explicar o embasamento teórico e o estudo da arte do objeto deste trabalho.

### 2.1 Cenários de energia fotovoltaica no Brasil

O mundo está passando por uma transição energética com taxas de crescimento sem precedentes de energia renovável, especialmente quando se trata de recursos solares e eólicos. Dados do IEA mostram que todas as projeções da publicação anual *World Energy Outlook* da Agência Internacional de Energia para a capacidade solar fotovoltaica instalada excedem as projeções de cada ano. O relatório atribui esse comportamento a uma série de mudanças, dentre elas a queda dos custos de ambas as fontes, contribuição para a mitigação das mudanças climáticas e as políticas de promoção de energia renovável (UNEP GAP REPORT; IEA, 2020).

Atualmente, no Brasil, a geração de energia elétrica produzida é, em maioria, proveniente de usinas hidrelétricas, sendo que o país é beneficiado por um recurso abundante em todo o território. Além desse potencial, a energia solar também tem características favoráveis que a torna atrativa para implantar sistemas de geração de energia no Brasil (VILLALVA, 2015).

A energia fotovoltaica representa a maior parte das usinas instaladas dentro da geração distribuída, entre micro e minigeração. Com o aumento da instalação desta tecnologia de geração limpa e sustentável, o custo de investimento tem se tornado acessível ao consumidor (LUCCHESI, 2018).

Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica geralmente é caracterizado por dispensar o uso de dispositivos de armazenamento de energia, onde são aplicados em locais que já possuem fornecimento de energia elétrica, pois o sistema funciona em paralelismo com a rede de eletricidade (VILLALVA, 2015).

O conceito de GD pode ser definido quando a fonte geradora de energia elétrica está localizada próxima do local de consumo e conectada à rede de distribuição sendo de significativo potencial para fonte de energia solar e também podendo ser utilizada com geradores de outras fontes renováveis (VILLALVA, 2015).

Com a criação da resolução normativa 482/2012 da ANEEL, o consumidor pode escolher entre gerar a própria energia através de fontes renováveis, podendo se enquadrar na minigeração ou microgeração distribuída, dependendo da potência de geração instalada (VILLALVA, 2015). No Brasil é definido como microgeração a potência do sistema que for menor ou igual a 75 kW e minigeração quando a potência do sistema for superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW (BRASIL, 2022).

A capacidade de geração de energia elétrica, hoje, no Brasil, em operação é de 214.280 MW. A geração distribuída de origem solar representa 20.399,92 MW de potência instalada sendo na maioria instalações em residências (ANEEL, 2023). Na Tabela 1, é apresentado um panorama da geração distribuída por classe de consumo e potência instalada.

Tabela 1 - Geração distribuída solar fotovoltaica por classe

<b>Classe de consumo</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>
Comercial	5.547,04
Iluminação pública	2,96
Industrial	1.368,37
Poder Público	199,24
Residencial	10.320,69
Rural	2.944,20
Serviço Público	17,42
<b>Total</b>	<b>20.399,92</b>

Fonte: Adaptado de (ANEEL 2023).

A geração de energia elétrica proveniente de fonte solar em 2021 foi de 16.752GWh (EPE, 2022). Em 2016 a participação da fonte solar resultou em 85kWh de geração de energia, a Tabela 2 apresenta um histórico na geração de energia de 2016 até 2020, mostrando ao longo dos últimos anos como houve um aumento no uso da fonte solar na geração elétrica no Brasil (EPE, 2021).

Tabela 2 - Geração de energia elétrica (GWh) por fonte de 2016 até 2020

	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Hidráulica</b>	380.911	370.906	388.971	397.877	396.381
<b>Gás Natural</b>	56.550	65.591	54.295	60.188	53.515
<b>Derivado de Petróleo</b>	12.207	12.911	10.293	7.846	8.556
<b>Carvão</b>	17.001	16.257	14.204	15.327	11.946
<b>Nuclear</b>	15.864	15.739	15.674	16.129	14.053
<b>Biomassa</b>	49.236	49.385	51.876	52.111	55.613
<b>Eólica</b>	33.489	42.373	48.475	55.986	57.051
<b>Solar</b>	85	831	3.461	6.651	10.717
<b>Outras</b>	13.554	13.968	14.147	14.210	13.387

Fonte: Adaptado de (EPE, 2021).

Em janeiro de 2022, foi sancionada a Lei nº 14.300 que passa a vigorar sobre a geração distribuída no Brasil, esta lei faz alguns ajustes da resolução atual e introduz algumas regras para a GD (BRASIL, 2022).

Na parte de minigeração distribuída, a Lei traz uma alteração da resolução existente, onde a potência instalada para o caso de fontes não despacháveis reduziu o limite de 5 MW para 3 MW. Ainda, no atual cenário o sistema de compensação é considerado 1 para 1, já no novo sistema o consumidor começa a ter uma cobrança de fio B, que é referente a distribuidora de energia. Estas e outras mudanças já estão em vigor e estão em um processo de transição sendo que a partir de 2023, novos integrantes do sistema de GD passam a seguir as novas regras (BRASIL, 2022).

## 2.2 Estrutura de um sistema fotovoltaico conectado à rede

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é basicamente constituído por um arranjo de módulos que são os responsáveis pela geração, seguido por inversor, que efetuam a transformação da tensão CC em CA que é ligada na rede (ZILLES, 2012).

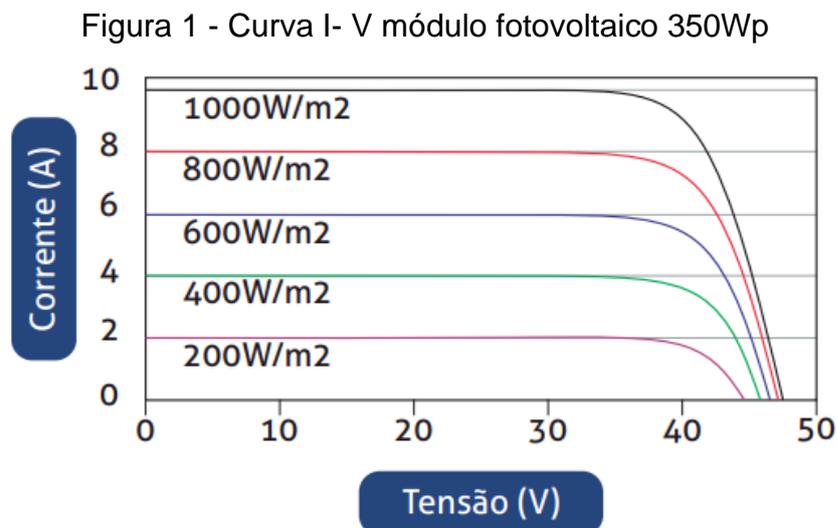
Além dos principais itens, um SFCR é constituído de sistema de proteção, cabeamento, estrutura de fixação e caixas de ligação. (CEPEL-CRESESB, 2014).

### 2.2.1 Módulo fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é constituído de um agrupamento de células fotovoltaicas fabricadas com arranjo que podem ser em série e/ ou em paralelo, capaz de converter a radiação proveniente do Sol em eletricidade. Para fabricação das células o material mais utilizado é o silício (VILLALVA, 2015).

Um módulo fotovoltaico possui uma potência de pico (Wp), que é determinada através de ensaio padrão realizado (CEPEL-CRESESB, 2014). A potência de um módulo não é constante devido a algumas perdas relacionadas principalmente com a orientação e inclinação dos módulos e da temperatura das células fotovoltaicas que constituem o módulo (ZILLES, 2012).

Uma característica importante para verificar o funcionamento de um arranjo de módulos fotovoltaicos é o traçado da curva I-V, que determina a relação da tensão com a corrente, essa curva apresenta a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) que é quando o módulo apresenta uma demanda de baixa corrente e a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), que é gerada quando a carga no módulo é alta. A figura 1 mostra a curva I-V característica de um módulo fotovoltaico de 350 Wp (CEPEL-CRESESB, 2014; VILLALVA, 2015).

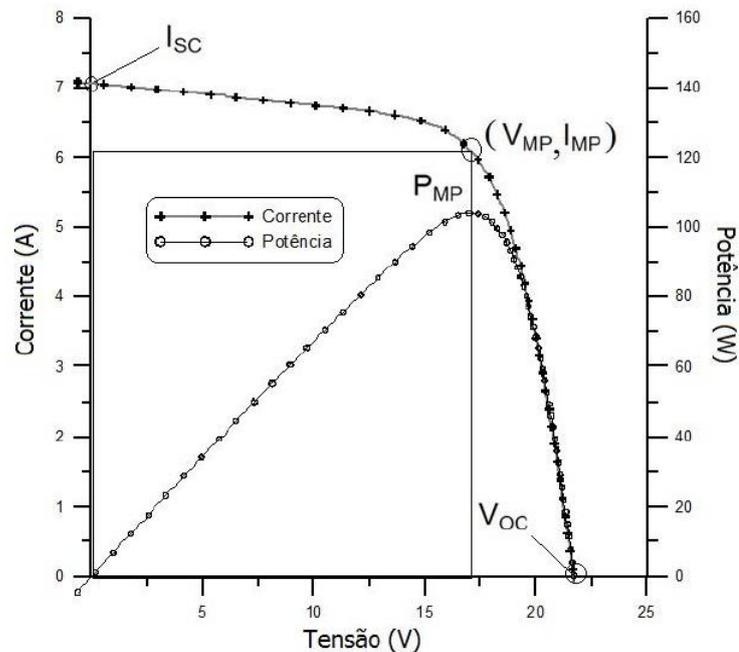


Fonte: EMPALUX (2022)

Uma curva I-V gera consequentemente um traçado onde é verificado a tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ) e a corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ), estas duas determinam o ponto de maior potência do módulo ( $P_{MP}$ ). A figura 2 apresenta uma

curva característica I-V e P-V, onde é possível visualizar os cinco principais parâmetros que são utilizados para especificar um módulo fotovoltaico. (CEPEL-CRESESB, 2014; VILLALVA, 2015).

Figura 2 - Curva característica I-V e P-V de um módulo



Fonte: CEPEL-CRESESB (2014)

A radiação solar a que um módulo é submetido também tem influência na capacidade de geração de energia, ou seja, quanto maior o índice de radiação solar maior a capacidade de geração (CEPEL-CRESESB, 2014).

Outro fator relevante é da tensão em relação a temperatura do módulo, que quanto menor for a temperatura maior será a tensão, e inversamente, quanto maior a temperatura menor o valor de tensão, já independentemente da temperatura a corrente no módulo não se altera de forma significativa (VILLALVA, 2015).

Um arranjo fotovoltaico pode ser efetuado em conexões série ou paralelo, dependendo dos níveis de tensão e corrente desejados e que não ultrapassem os limites dos demais componentes do circuito. De maneira simples, quando os módulos são conectados em série, a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) se soma, já a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) não é afetada e a potência ( $W_p$ ) da associação dos módulos é a soma da potência individual de cada módulo. Para ligação de módulos em paralelo a corrente ( $I_{sc}$ ) é a soma das correntes, a tensão ( $V_{oc}$ ) não se altera e a potência da

associação também é a soma de cada potência individual dos módulos conectados (CEPEL-CRESESB, 2014).

### 2.2.2 Inversor fotovoltaico

O inversor de um SFCR é o dispositivo responsável por converter a tensão CC proveniente dos módulos em tensão CA que é injetada à rede elétrica, deste modo deve funcionar garantindo o sincronismo da amplitude, frequência e fase da rede a que está ligado (ZILLES, 2012; VILLALVA, 2015).

No dimensionamento de um inversor, algumas importantes características técnicas devem ser observadas tais como a tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), a tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ) e a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), estes parâmetros estão relacionados com a temperatura de operação dos módulos e devem ficar dentro dos limites indicados pelo fabricante (ZILLES, 2012).

Um inversor, depende além de outros fatores para o dimensionamento, conhecer a curva I-V na qual os módulos conectados a ele estão operando, com isso o inversor busca operar no ponto de máxima potência (PMP). Por meio de dispositivos internos, o inversor ajusta a tensão de entrada em relação à tensão correspondente ao melhor cenário de PMP (ZILLES, 2012).

Para que se consiga otimizar o ponto de maior potência (PMP), os inversores possuem uma ou mais entradas MPPT (rastreamento do ponto de maior potência), que são responsáveis por controlar independentemente os arranjos ligados às entradas (VILLALVA, 2015).

Um inversor tem a potência determinada através de testes realizados em laboratório, com condições de irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro solar com massa de 1,5 e temperatura de célula de 25°C (FARRANDA, 2015).

### 2.2.3 Proteção sistema fotovoltaico conectado à rede

Diversos métodos de proteção podem ser aplicados á sistemas fotovoltaicos conectados à rede, alguns são regulamentados por normas técnicas e outros podem ser opcionais. O projeto de um sistema de proteção contra descarga atmosférica (SPDA) é de suma importância para um sistema fotovoltaico, pois os módulos solares

estão propícios a descargas atmosféricas e estes quando protegidos por dispositivos de proteção contra surtos (DPS) garantem uma proteção contra os equipamentos do sistema e ao investimento realizado (TAVARES, 2020).

A norma técnica (ABNT) NBR 16690 publicada em 04/10/2019 desenvolvida para complementar a NBR 5410, estabelece requisitos e componentes indispensáveis para proteção de sistemas fotovoltaicos. Esta norma foi elaborada principalmente para proteção de arranjos fotovoltaicos em virtude de características particulares do sistema (ABNT NBR 16690, 2019).

### 2.3 Dimensionamento sistema fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico conectado à rede basicamente é constituído pelo gerador fotovoltaico e módulo, que são os equipamentos que possuem maior valor dentro do sistema. (ZILLES, 2014). Além da escolha do inversor e módulo, o dimensionamento deve levar em consideração outros fatores importantes do projeto a fim de se obter o melhor rendimento de geração de energia do sistema (CEPEL-CRESESB, 2014).

#### 2.3.1 Fator de Dimensionamento do Inversor

O ajuste do fator de dimensionamento do inversor (FDI) causa impacto na geração de energia, este fator corresponde a relação entre a máxima potência (CA) de saída do inversor e a potência de pico (CC) de entrada dos módulos instalados. A equação 1 representa a forma para calcular o FDI de um sistema fotovoltaico (ZILLES, 2012).

$$FDI = \frac{P_{inv}}{P_{fv}} \quad (1)$$

Onde:

$FDI$  = Fator de dimensionamento do Inversor

$P_{inv}$  = Potência nominal (CA) de saída do inversor (kW)

$P_{fv}$  = Potência total dos módulos instalados (kWp)

Para uma melhor otimização do SFCR um ajuste do FDI é indicado, cada análise deve levar em consideração condições climáticas e dados do fabricante do módulo e inversor que impactam no projeto (CEPEL-CRESESB, 2014).

Quando em um projeto o FDI for menor que 1, isso significa que a potência do inversor é menor que a potência dos módulos, um FDI menor que 1 é geralmente utilizado quando se busca uma melhor performance do sistema e elevar a geração de energia. Um inversor fotovoltaico está sobrecarregado sempre que o FDI estiver na faixa de 0 a 1, já para FDI maior que 1 não ocorre sobredimensionamento, pois a potência dos módulos é menor que a potência de saída do inversor (ZILLES, 2012).

### 2.3.2 Índice de sobredimensionamento inversor

O que indica o quanto um inversor está sobredimensionado pode ser determinado através da relação CC-CA, este índice de sobrecarregamento é determinado pela equação 2, que faz a relação entre a potência do inversor sobre a potência dos módulos indicando (MOSENA, 2021).

$$Is = \left( \frac{P_{inst}}{P_{inv}} - 1 \right) \times 100 \quad (2)$$

Onde:

$Is$  = Índice de sobrecarregamento do inversor (%)

$P_{inst}$  = Potência total (CC) dos módulos instalados (kWp)

$P_{inv}$  = Potência nominal de saída (CA) do inversor (kW)

### 2.3.3 Dimensionamento módulo fotovoltaico

Para o cálculo do número de módulos necessários para suprir uma potência de instalação já conhecida, deve-se efetuar a escolha do módulo a ser utilizado e obter os dados técnicos do fabricante. Fatores como eficiência, potência máxima e tensão de circuito aberto são importantes para o dimensionamento. A equação 3 mostra como obter o número necessário de módulos para suprir a potência da instalação.

$$N_{módulos} = \frac{P_{fv}}{P_{módulo}} \quad (3)$$

Onde:

$N_{módulos}$  = Quantidade de módulos necessários no sistema

$P_{fv}$  = Potência total fotovoltaico do sistema (Wp)

$P_{módulo}$  = Potência individual de cada módulo (Wp)

Após determinado o número de módulos para o sistema, é necessário analisar as ligações entre os módulos que podem ser efetuadas em série, paralelo ou ambas. Para ligações em série a tensão de circuito aberto equivalente não deve ser superior ao limite especificado pelo inversor, a equação 4 determina o número de módulos que podem ser associados em série (CEPEL-CRESESB, 2014).

$$N_{série} \times V_{oc} < V_{in(max)} \quad (4)$$

Onde:

$N_{série}$  = Número de módulos conectados em série

$V_{oc}$  = Tensão de circuito aberto de cada módulo (V)

$V_{in(max)}$  = Tensão de entrada CC máxima do inversor (V)

Após verificação da tensão de circuito aberto dos arranjos conectados em série se houver associações em paralelo a corrente de curto-circuito também deve ser verificada, para que o limite máximo de corrente de curto circuito especificado pelo fabricante não exceda. A equação 5 apresenta o processo para como determinar o número máximo de associações que podem ser ligadas em paralelo (CEPEL-CRESESB, 2014).

$$N_{série/paralelo} = \frac{I_{max}}{ISC_{mod}} \quad (5)$$

Onde:

$N_{série/paralelo}$  = Número de associações em paralelo de arranjos em série

$I_{max}$  = Máxima corrente CC de entrada do inversor (A)

$ISC_{mod}$  = Corrente de curto circuito do módulo (A)

#### 2.3.4 Dimensionamento inversor

O dimensionamento do inversor em um sistema fotovoltaico é determinado considerando especificações técnicas do equipamento, a fim de garantir o melhor desempenho e segurança do sistema que está interligado à rede elétrica. Parâmetros elétricos do inversor devem ser observados no dimensionamento para que os limites estejam dentro da faixa de operação, tensão de circuito aberto *VOC*, máxima corrente de curto circuito *ISC*, são parâmetros estes que dependem da ligação dos módulos e devem ser observados (ZILLES, 2014).

O dimensionamento do inversor também depende da potência total dos módulos instalados na qual o inversor estará submetido ao fator de dimensionamento do inversor FDI, que determinará se o inversor irá trabalhar subdimensionado ou sobredimensionado e deve ser avaliado individualmente dependendo do local de operação do sistema.

Além de considerar aspectos técnicos para o dimensionamento, fatores econômicos e ambientais e eficiência do inversor também são importantes para análise de viabilidade econômica (CEPEL-CRESESB, 2014).

#### 2.3.5 Recurso solar

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é fundamental conhecer os dados de radiação solar do local da instalação, para que se possa estimar de forma correta a geração de energia do sistema, estes dados podem estar expressos em irradiância e irradiação. (CEPEL-CRESESB, 2014).

Junto com dados de radiação solar incidente nos módulos, outros fatores como orientação solar, localização da instalação e inclinação podem ser avaliados a fim de se obter uma maior quantidade de geração de energia (SILVA, 2013).

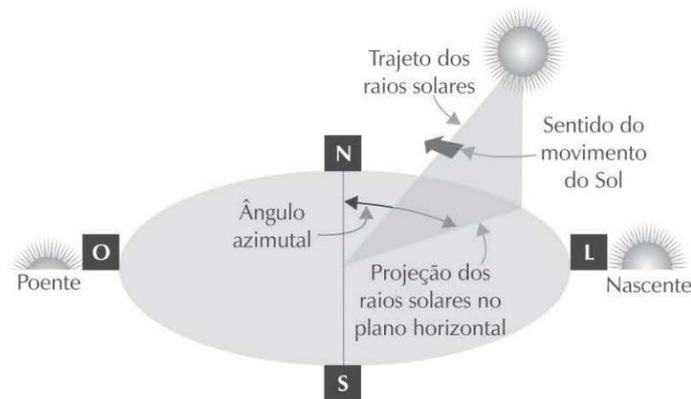
Através do software *Radiasol 2*, desenvolvido pela LABSOL da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, é possível obter dados de radiação solar que auxiliam no desenvolvimento do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (CEPEL-CRESESB, 2014).

Um sistema fotovoltaico pode ser considerado ideal na questão de orientação solar quando possui a inclinação dos módulos voltada para o norte geográfico no caso do Brasil, (RUTHER, 2004).

### 2.3.5.1 Ângulo azimutal

O Sol possui uma trajetória durante o dia, de Leste a Oeste, junto com esse movimento varia o ângulo azimutal, que é a projeção dos raios solares em relação ao norte geográfico. Conforme a figura 3, pode-se notar que o melhor aproveitamento da orientação dos módulos é voltado ao Norte, onde estão no sentido em que o ângulo azimutal é igual a zero tendo como base o hemisfério Sul (VILLALVA, 2015; CEPEL-CRESESB, 2014).

Figura 3 - Trajetória do Sol



Fonte: VILLALVA (2015)

### 2.3.5.2 Ângulo de inclinação

O ângulo de inclinação deve ser escolhido por algum critério na qual se deseja maximizar o rendimento dos raios solares, que perpendicularmente incidem sobre os módulos (VILLALVA, 2015),

Para a escolha do ângulo de inclinação deve-se usar como base a latitude de instalação e a inclinação ser igual a latitude ou sofrer uma variação na faixa de  $10^\circ$ , esta variação não gera mudanças significativas na energia gerada (CEPEL-CRESESB, 2014).

### 2.3.6 Cálculo energia projetada do sistema fotovoltaico

Através da equação 6 é possível calcular de forma simplificada a geração diária de energia elétrica de um sistema fotovoltaico, levando em consideração dados obtidos do fabricante do módulo e da irradiação incidente através do software RADIASOL (SILVA, 2013).

$$E_g = P_m \times I_{dia} \times n_{global} \quad (6)$$

Onde:

$E_g$  = Energia gerada (kWh)

$P_m$  = Potência total dos módulos instalados (kWp)

$I_{dia}$  = Irradiação média dia (kWh/m<sup>2</sup>)

$n_{global}$  = Eficiência do sistema

## 2.4 Sobredimensionamento do inversor

Para um sistema fotovoltaico, o termo sobredimensionamento é aplicado quando no dimensionamento a potência dos módulos geradores é maior que a potência do inversor, a finalidade de sobredimensionar um sistema fotovoltaico é uma opção que pode ser utilizada para obter um melhor rendimento do sistema fotovoltaico e um melhor retorno de investimento (SCARABELOT; RAMPINELLI; RAMBO, 2020).

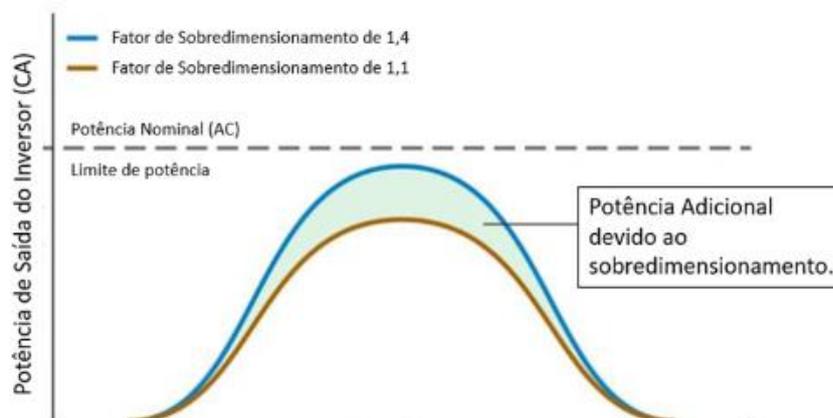
Inversores podem operar com potências maiores oriundas dos módulos fotovoltaicos respeitando os limites do fabricante da tensão e corrente de curto-circuito máxima de entrada. Quando a potência na entrada CC do inversor for maior que a potência máxima suportada de entrada, a saída CA é limitada pelo máximo permitido pelo equipamento, com isso, ocorre um deslocamento do ponto de maior potência (PMP) em decorrência do deslocamento do ponto da curva I-V (MACÊDO, 2012).

No inversor fotovoltaico, quando ocorrer uma irradiação alta maior que 1000W/m<sup>2</sup>, o inversor limita a potência CC e conseqüentemente a potência de saída CA do inversor, ocasionando uma perda de geração conhecida como perda de corte de energia, com uma alta relação CC-CA, ou seja, com um FDI menor que 1 ocorre um aumento do tempo em que o sistema fica em carga total, esse fato ocorre, pois, a

potência de saída CA do inversor fica limitada a potência nominal (PANDEY, 2019).

A figura 4, ilustra o ganho de potência decorrente da prática de sobredimensionamento do inversor através de duas razões de dimensionamento (1,1 e 1,4). O gráfico mostra que em condições de baixa radiação solar utilizar uma relação alta de CC-CA favorece a geração de energia (MOUNETOU et al., 2014). Uma boa relação CC-CA em um sistema fotovoltaico deve levar em consideração aspectos econômicos e as limitações técnicas dos inversores (PANDEY, 2019).

Figura 4 - Efeito da prática de sobredimensionamento



Fonte: Adaptado de (MOUNETOU, et al, 2014)

## 2.5 Efeito *clipping*

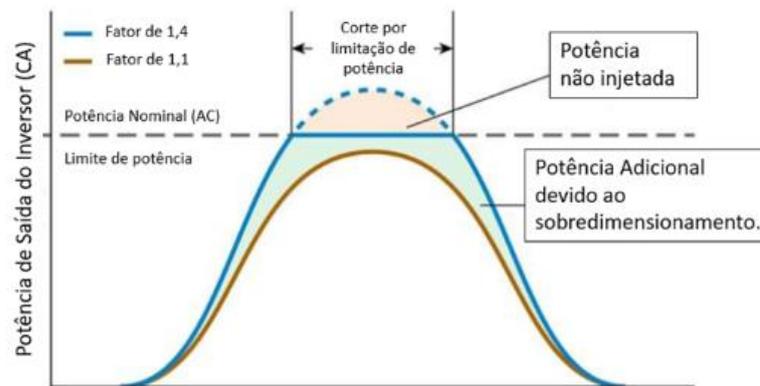
O fenômeno *clipping* ocorre quando é aplicada a prática de sobredimensionamento no sistema fotovoltaico, ele é ocasionado geralmente quando a potência de entrada CC é maior que a potência de saída CA possível do inversor levando a uma limitação na potência de saída do inversor. O efeito *clipping* ocorre geralmente quando no dimensionamento do inversor o FDI for menor que 1 (MOUNETOU et al., 2014).

O sobredimensionamento máximo que um inversor pode suportar varia de acordo com cada modelo e fabricante do inversor, para o dimensionamento da relação CC-CA é necessário conhecer as características técnicas do inversor, nem sempre utilizar o limite máximo de sobrecarga do inversor pode ser a melhor alternativa (SOUZA, 2019).

A figura 5 mostra o comportamento do sistema em um dia de boa condição

meteorológica. O efeito do sobredimensionamento pode ser visualizado na linha de corte onde a potência de geração supera o limite de saída do inversor quando utilizada a relação de CC-CA de 1.4. Uma boa relação CC-CA é favorável quando o sobredimensionamento proporciona um ganho de geração maior que a perda pelo efeito *clipping*. Nesta figura, a área azul representa a energia gerada e a área vermelha a perda de energia (MOUNETOU et al., 2014).

Figura 5 - Efeito *clipping* de um sistema fotovoltaico



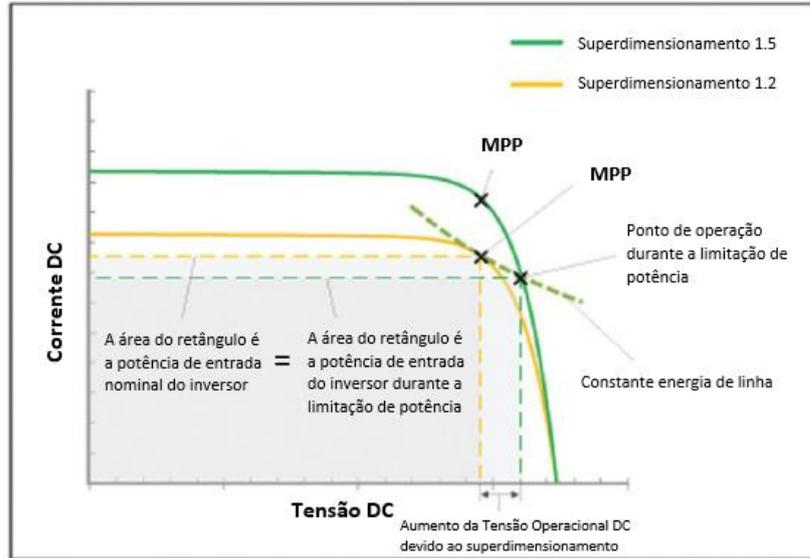
Fonte: Adaptado de (Mounetou et al, 2014)

Quando ocorre o efeito *clipping*, o inversor normalmente determina o novo ponto de maior potência (PMP) aumentando a tensão e diminuindo a corrente ao longo da curva I-V através do ajuste da tensão de entrada CC fornecida pelos módulos (MOUNETOU et al., 2014; FIORELLI; ZUERCHER-MARTINSON, 2013). Quando ocorre a limitação de potência em um sistema por *clipping*, não apresenta dissipação de energia e um sobreaquecimento pode ocorrer devido ao tempo de operação com potência máxima. (MOUNETOU et al., 2014).

A figura 6, apresenta o comportamento de duas curvas I-V operando em duas condições: uma com relação CC - CA de 1,2 e outra 1,5. A linha contínua verde representa a curva I-V com maior sobredimensionamento. Já a linha amarela, mostra uma curva típica I-V com valor menor, quando o sistema opera com relação de CC-CA de 1,5 o sistema passa do limite de potência do inversor, neste caso, opera em modo de sobredimensionamento ocasionando o efeito *clipping*. Já na relação CC-CA de 1,2 opera no ponto de maior potência (PMP). A linha tracejada verde indica o novo ponto ajustado do inversor na curva I-V quando este está em operação com sobredimensionamento de relação CC-CA, onde em 1,5 ocorre o ajuste com o

aumento da tensão e a diminuição da corrente (FIORELLI; ZUERCHER-MARTINSON, 2013).

Figura 6 - Curva I-V em condições de sobredimensionamento



Fonte: Adaptado de (Fiorelli; Zuercher-Martinson, 2013)

## 2.6 Custo nivelado de energia (LCOE)

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é um método que pode ser utilizado para auxiliar nos investimentos de infraestrutura de geração de energia fotovoltaica, neste método é representado o custo kWh do investimento. O LCOE é definido como sendo o custo total de um investimento ao longo de toda a operação, dividido pelo total da energia gerada ao longo da vida útil (PAWE, 2014).

Dessa forma, o cálculo LCOE leva em consideração todos os custos relacionados com o projeto, sendo eles, o investimento inicial que associa todos os custos de construção de um sistema de geração fotovoltaica (Capex), despesas operacionais necessárias para manter o sistema produzindo energia (Opex) (CANAL SOLAR, 2020).

O método de cálculo básico do LCOE é apresentado na equação 7.

$$LCOE = \frac{CAPEX+OPEX}{Energia_{total}} \quad (7)$$

Onde:

$LCOE$  = Custo nivelado de energia (R\$/kWh)

$Energia_{total}$  = Energia total produzida pelo sistema em toda vida útil (kWh)

$CAPEX$  = Custo total da construção do sistema (R\$)

$OPEX$  = Custo de operação do sistema ao longo de toda vida útil (R\$)

## 2.7 Artigos Correlacionados

### 2.7.1 Artigo 1: Sobrecarregamento “*Oversizing*” de Inversores Fotovoltaicos: Estudo de Caso da Empresa Reus Engenharia

O trabalho de Fernando Reus Mosena, faz uma análise de um estudo de caso de quatro instalações com potências diferentes de módulos e inversores que já estão em operação em regiões diferentes, e aborda o comparativo real com o teórico calculado, utilizando o fator de sobredimensionamento de inversores. O autor visa apresentar resultados que levam a concluir que sobredimensionar um sistema fotovoltaico pode ser interessante na questão de investimentos e melhor eficiência na geração de energia.

Para a realização do trabalho, o autor usou um software de gerenciamento *Solar.Web* da empresa Fronius para efetuar a aquisição de dados reais de geração atual de todas as quatro instalações. De posse dos dados obtidos e da potência instalada, efetuou cálculos para determinar a geração teórica levando em consideração o recurso solar de cada região onde o sistema está instalado.

A tabela 3 mostra a geração teórica de cada instalação obtida através de cálculos, já a tabela 4 apresenta dados reais de geração dos sistemas com índices de performance e índice de sobrecarregamento.

Tabela 3 - Geração calculada das instalações

Número da Instalação	Cidade	Incidência Solar kWh/m <sup>2</sup> /dia	Geração Mensal Projetada
1	Criciúma - SC	4,31	2.550,00
2	Sombrio - SC	4,26	2.450,00
3	Meleiro - SC	4,31	960,00
4	Criciúma - SC	4,31	2.080,00

Fonte: Mosena (2021)

Tabela 4 - Dados reais das instalações

Número da Instalação	Geração Anual MWh	Pr	Is
1	21,01	0,686	5,6%
2	26,75	0,909	36,26%
3	10,44	0,906	32%
4	21,99	0,881	-20%

Fonte: Mosená (2021)

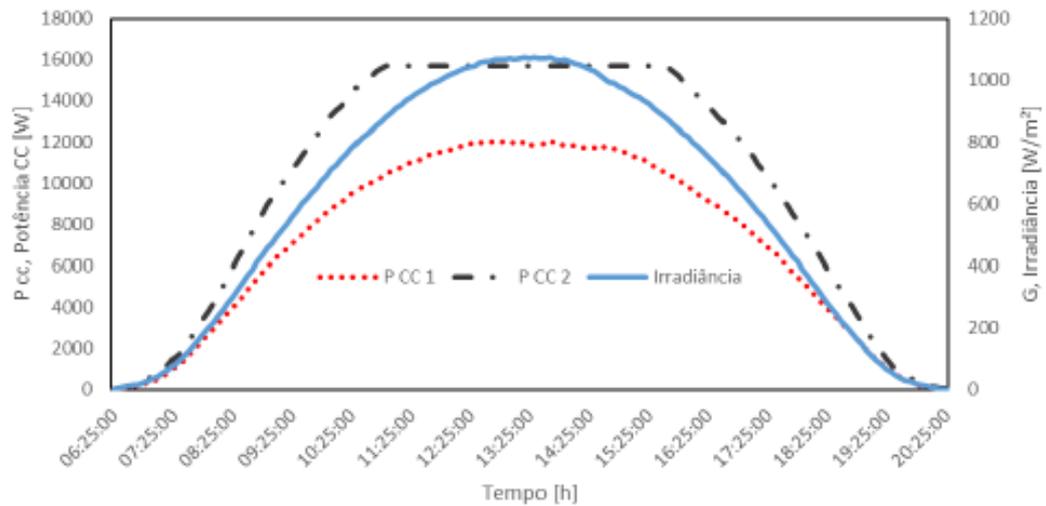
Com os dados obtidos nas duas tabelas é possível observar uma diferença na geração conforme o índice de sobrecarregamento que impacta na performance do sistema mesmo levando em consideração diferentes limitações técnicas de cada instalação (MOSENA, 2021).

#### 2.7.2 Artigo 2: Influência do Fator de Dimensionamento de Inversor no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Operação no Sul do Brasil.

No artigo de André Possamai Rosso, Geóvio Kroth, Giuliano Arns Rampinelli e Lirio Schaeffer, é realizada uma comparação de dois subsistemas de um total de cinco que possui como propósito avaliar a influência do FDI no desempenho de sistemas fotovoltaicos instalados, na qual estes dois subsistemas possuem os módulos com a mesma inclinação e a única diferença está no FDI, sendo o subsistema 1 com FDI de 1,12 e o subsistema 2 com um FDI de 0,76.

A potência do inversor utilizada em cada subsistema é de 15kW e a potência dos módulos do subsistema 1 é de 13,44 kWp e do subsistema 2 de 19,84 kWp. Diante destes dados é analisada a influência do FDI no desempenho dos sistemas. A figura 7 apresenta como a curva de potência dos subsistemas analisados têm relação com a curva de irradiância, também é possível verificar o momento em que ocorre o ponto de corte do subsistema 2 que possui FDI menor (ROSSO, 2022).

Figura 7 - Curva potência subsistema 1 e 2



Fonte: Rosso (2022)

### 2.7.3 Artigo 3: Otimização do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída a Partir do Sobredimensionamento do Inversor.

O trabalho dos autores Letícia Toreti Scarabelot, Giuliano Arns Rampinelli, Carlos Rambo Rambo, teve como objetivo analisar a vantagem técnica e econômica de sobredimensionar um inversor com fator de dimensionamento menor que 1 em diferentes modelos e tecnologias de inversores utilizados comercialmente. Com isso, utilizou-se inversores fabricados desde 1995 até 2016, a fim de verificar a melhora da tecnologia de conversão CC/CA de inversores mais novos.

Com auxílio do software *Solar Advisor Model*, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis – NREL, dos Estados Unidos da América, foram efetuadas simulação do sistema, foram feitas alterações no ângulo de inclinação e simulação do sistema com três níveis de FDI distintos, a fim de obter o comportamento com estas alterações.

A tabela 5 apresenta os resultados dos inversores analisados com topologias diferentes e variação do FDI, nela é possível verificar valores de eficiência para cada situação onde ocorre variação do FDI.

Tabela 5 - Eficiência dos inversores com FDI distintos

Ano	Inversor	Pot.	Top.	FDI: 2,0	FDI: 1,0	FDI: 0,66	Ref.
1995	Ecopower20	20 kW	LF	89,16	92,96	93,91	(HAEBERLIN; LIEBI; BEUTLER, 1995)
1998	SolarMax S	3,3 kW	TL	91,53	92,51	92,67	(HAEBERLIN; LIEBI; BEUTLER, 1995)
2001	Convert 2000	1,8 kW	TL	92,48	93,30	94,61	(HAEBERLIN, 2001)
2003	SMA: SB 1100E	1,1 kW	LF	86,42	88,65	88,85	(RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014)
2004	SMA: SB 700U	0,7 kW	LF	84,52	88,44	89,46	(RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014)
2005	Mastervolt: QS3200	2,6 kW	HF	84,33	87,70	88,55	(RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014)
2006	Fronius: IG3000	2,7 kW	HF	96,78	96,41	95,84	(SAM, 2017)
2006	SMA: SB3300TL	3,0 kW	TL	93,17	94,54	94,61	(ALONSO-ABELLA; CHENLO; SALAS, 2006)
2007	Sunways: NT 4000	3,3 kW	TL	97,03	96,71	96,14	(RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014)
2008	Ingeteam: Ingecon Sun 2,5	2,5 kW	LF	88,97	91,06	91,14	(RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014)
2012	SMA: SB6000TL-US-12	6,0 kW	TLH5	99,39	98,94	98,59	(SAM, 2017)
2014	Canadian: CSI-5000TL-CT	5,0 kW	TL	98,19	97,97	97,66	(SAM, 2017)
2014	SMA: SB5000TL-US-22	5,05 kW	TL	97,28	97,00	96,49	(SAM, 2017)
2015	Growatt: 5000MTLP-US	5,07 kW	TL	96,51	96,48	96,27	(SAM, 2017)
2016	Fronius: primo 5.0-1	5,0 kW	TL	96,91	96,83	96,53	(SAM, 2017)
2016	ABB: PVI-5000-OUTD-US-A	5,0 kW	TL	97,49	97,16	96,66	(SAM, 2017)
2016	Ingeteam: Ingecon Sun 5TL U	5,0 kW	TL	99,03	98,67	98,25	(SAM, 2017)
2016	SMA: SB5000US-11	5,0 kW	LF	97,40	96,97	96,41	(SAM, 2017)
2016	SMA: SB3000HFUS-30	3,07 kW	HF	98,27	97,65	96,98	(SAM, 2017)

Fonte: Scarabelot (2020)

Com o avanço de novas tecnologias, inversores mais novos tiveram um aumento da eficiência de conversão CC/CA conforme é possível observar na tabela 5. Também é possível observar que houve épocas, em que o subdimensionamento apresentava melhores resultados, já a partir de 2012 o sobredimensionamento apresentou melhores eficiências (SCARABELOT, 2020).

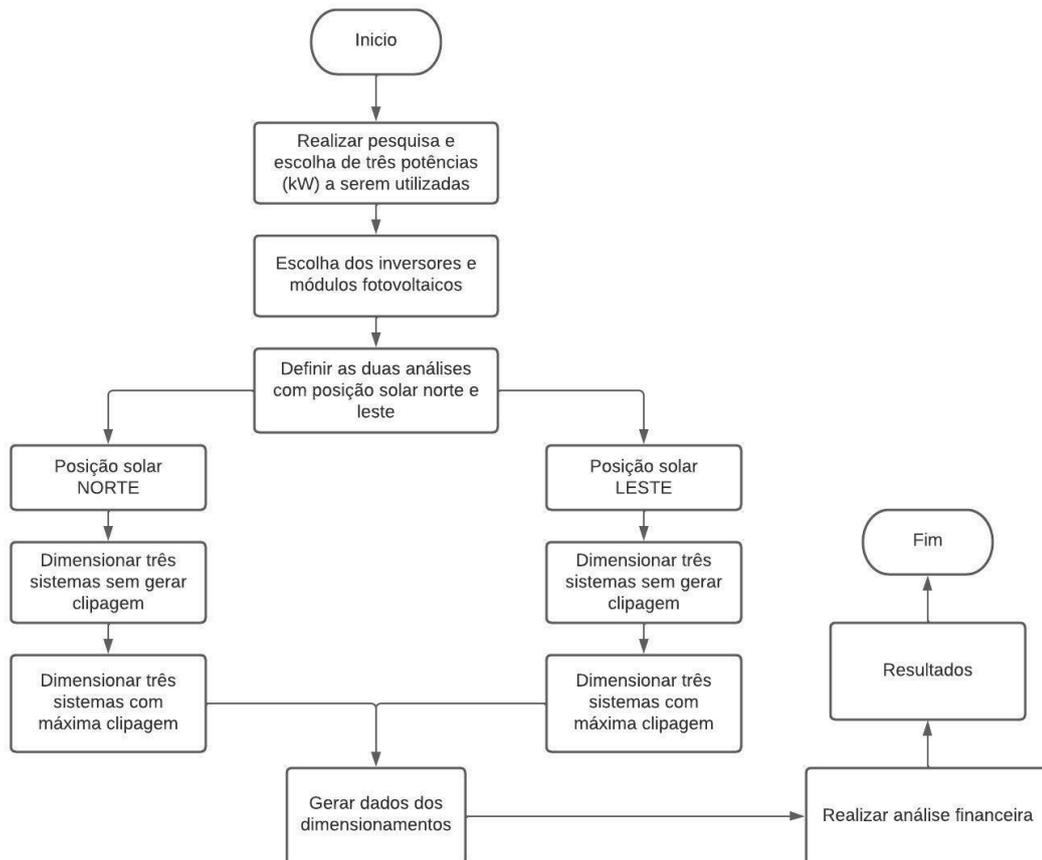
### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo, são apresentados os procedimentos para a proposta do trabalho de análise do sobredimensionamento de inversores instalados em sistemas fotovoltaicos em microgeração, onde será dimensionado sistemas fotovoltaicos variando a potência dos módulos, dos inversores e da posição solar

#### 3.1 Fluxograma do trabalho

O fluxograma do trabalho desenvolvido é apresentado na figura 8. Nele constam as etapas que foram efetuadas.

Figura 8 - Fluxograma de desenvolvimento do trabalho



Fonte: Autoria própria

O local utilizado de base para efetuar as análises dos sistemas fotovoltaicos foi o município de Farroupilha – RS, com coordenadas geográficas 29° 12 '46.39 "N 51° 23' 00.03"O.

Foi realizado um levantamento junto à base de dados de geração distribuída da ANEEL, das potências fotovoltaicas mais homologadas no município do grupo B1, que diz respeito aos consumidores residenciais. Assim, o trabalho foi produzido ao analisar impactos em diferentes potências de sistemas. As três com maior incidência de instalação serão escolhidas para o decorrer do trabalho. Para a escolha das potências, uma diferença mínima de 1kW será utilizada como critério para não ocorrer escolha de potências próximas.

Os módulos solares e inversores utilizados em cada análise realizada no trabalho foram definidos através de uma pesquisa com empresas integradoras da região, onde foram escolhidos modelos de inversores e módulos disponíveis em projetos residenciais. Com isso, o trabalho buscou focar em resultados com equipamentos que são utilizados e podem servir de auxílio para novos projetos fotovoltaicos.

Para cada potência determinada a ser analisada, foi dimensionado o número de módulos através da equação 3, seguindo critério de projeto de associação de módulos das equações 4 e 5. As propostas das análises de cada situação, os inversores foram determinados observando dados técnicos do fabricante e o FDI necessário para o sistema, também foi utilizada a equação 2 para verificar qual o índice de sobredimensionamento do inversor, dado este que foi utilizado para comentar os resultados.

No decorrer do trabalho, duas orientações solares foram utilizadas, sendo Norte e Leste, no software RADIASOL 2, criado pela UFRGS (Universidade Federal do Rio Grande do Sul), foi determinado um desvio azimutal de 0° para Norte e para Leste um desvio de 90°C. Em cada orientação solar foram efetuadas análises do sistema. A posição ideal que possui maior rendimento na geração é considerada Norte para instalação de módulos fotovoltaicos no hemisfério Sul, nesta posição é possível obter um melhor aproveitamento da luz solar na geração de energia (VILLALVA, 2015).

Com o princípio de avaliar dimensionamentos de sistemas em orientações distintas, foi optado em utilizar a posição solar Norte considerada ideal, e para a segunda opção de orientação foi escolhida a posição Leste na qual os módulos estão

sujeitos a maior incidência do Sol da manhã, com isso foram analisados dois cenários de orientação solar distintas.

Na primeira análise foi dimensionado um sistema fotovoltaico para cada uma das três potências definidas, utilizando três diferentes inversores com potências diferentes e que os módulos solares não sofreram clipagem do inversor e tiveram a melhor geração de energia possível. Nesta primeira análise, a potência dos módulos não foi maior que a potência de saída do inversor, ou seja, teve um fator de dimensionamento maior ou igual a 1.

Na segunda análise também foram utilizados três inversores diferentes para cada potência do sistema. Foi utilizado um fator de dimensionamento menor que 1, que gerou a máxima clipagem do inversor e não ultrapassou os limites definidos pelo fabricante.

Para calcular a energia gerada de cada sistema dimensionado, foi utilizada a equação 6, que junto com os dados de irradiação solar média de cada hora dentro do mês, obtidas com o software RADIASOL, foi possível determinar a geração de energia teórica diária de cada sistema e com isso foi gerada uma curva diária de geração onde foi possível verificar o efeito do sobredimensionamento ou não que ocorreu em cada sistema e foi possível verificar os impactos de cada dimensionamento na geração.

Os dados de irradiação obtidos através do software RADIASOL em todos os dimensionamentos utilizaram a mesma inclinação dos módulos. Não existe uma maneira única de escolha da inclinação de um módulo fotovoltaico (VILLALVA,2015), utilizando como base a metodologia de CEPEL-CRESESB - 2014, a inclinação utilizada para a cidade de Farroupilha foi de 30°.

Após a realização dos dimensionamentos, foram apresentados os resultados através de gráficos de geração de energia, tabelas e dados provenientes de cálculos voltados a analisar o impacto da orientação solar nos inversores clipados e não clipados. Além disso, também foi analisado, a influência do fator de dimensionamento em sistemas fotovoltaicos, o ganho energético decorrente de cada escolha de FDI do sistema, e as limitações técnicas de inversores e módulos.

Por meio de tabelas semelhantes com o artigo 1, foi demonstrada a geração de energia teórica calculada para os sistemas dimensionados, onde foi apresentada a orientação solar, potência do inversor e do sistema.

Com dados obtidos do RADIASOL e cálculos realizados com as equações apresentadas, foram construídos gráficos onde foi mostrado o comportamento de

cada sistema com FDI diferentes, semelhante ao artigo 2 e 3, onde foi possível verificar as influências do efeito de clipagem na geração de energia.

Os inversores e módulos escolhidos tiveram limitações técnicas respeitadas, ou seja, quando foi dimensionado um sistema com o máximo de clipagem a especificação técnica do fabricante onde detalha o máximo de cada parâmetro suportado pelo inversor foi seguido a fim de analisar um sistema com as limitações impostas pelos equipamentos.

Por meio do método de Custo Nivelado de Energia (LCOE) foi avaliada a questão financeira de cada sistema dimensionado. Para a utilização deste método foi utilizada a equação 7, juntamente com os dados de geração estimados de cada sistema.

Os resultados da análise (LCOE) de cada sistema foram apresentados através de tabela, onde cada sistema, através de cálculos, teve o custo nivelado obtido em R\$/MWh e a partir dos resultados foram analisadas as melhores alternativas de dimensionamento.

Com base nas gerações de energia teórica calculada em cada sistema e a análise financeira uma série de dados foram coletados e tratados de forma a serem analisados em períodos anuais, estes dados foram discutidos a fim de determinar a influência da clipagem e não clipagem e da orientação solar em sistemas fotovoltaicos.

### **3.2 Pesquisa potências**

Com base em um levantamento realizado junto a ANEEL, foi possível obter as três potências com maior número de conexões no município de Farroupilha – RS, no ano base de 2022. A classe de consumo analisada foi a residencial, já que a pesquisa foi baseada em identificar apenas as conexões provenientes de fonte de geração solar dentro do grupo de tensão B1.

As instalações residenciais representam a maioria das conexões em geração distribuída hoje no Brasil, no ano base de 2022 em Farroupilha teve um total de 670 novas conexões. (ANEEL, 2023). A tabela 6, apresenta as três potências mais instaladas em Farroupilha – RS e que foram utilizadas nos dimensionamentos.

Tabela 6 - Número de conexões ano base 2022 - Farroupilha

Conexões Farroupilha	
Potência Instalada	Número de conexões
3 kW	94
5 kW	90
6 kW	49

Fonte: Autoria própria

### 3.3 Escolha do inversor fotovoltaico

Os inversores utilizados nos dimensionamentos são da marca *Sungrow* monofásicos com tensão de saída CA 220V. As principais características são apresentadas na tabela 7 e a folha de dados completa é apresentada no Anexo 1. A marca *Sungrow* está entre as dez marcas mais lembradas do segmento fotovoltaico na linha de inversores fotovoltaicos (GREEER, 2023).

Entretanto, para os modelos de inversores escolhidos, o fabricante não especifica o limite máximo de sobredimensionamento. Diante de não estar definido este limite de sobredimensionamento, para as análises, foram respeitados os limites técnicos de *VOC*, *VMP*, *ISC*, *IMAX*, (MACÊDO, 2012).

Tabela 7 - Características dos inversores utilizados

	SG6.0RS	SG5.0RS	SG3.0RS
Parâmetros	Inversor 6kW	Inversor 5kW	Inversor 3kW
Potência saída CA - W	6000	5000	3000
Máxima tensão entrada - Voc (V)	600	600	600
Intervalo de tensão MPPT - Vmp - (V)	40 - 560	40 - 560	40 - 560
Número de entradas MPPT	2	2	2
Máxima corrente de entrada - I <sub>max</sub> (A)	32 (16/16)	32 (16/16)	32 (16/16)
Máxima corrente curto circuito - I <sub>sc</sub> (A)	40 (20/20)	40 (20/20)	40 (20/20)

Fonte: Autoria própria

Estes modelos de inversores utilizados possuem duas entradas de MPPT distintas. Assim, ao ser dimensionado o máximo de sobredimensionamento possível, foram utilizadas as duas entradas nos limites já mencionados.

Quando a tensão máxima ( $V_{mp}$ ) fornecida pelo arranjo de módulos conectados ao inversor está dentro da faixa de intervalo de tensão de MPPT, esta possibilita que seja feito um rastreamento do ponto de maior potência, e assim otimizando a eficiência do sistema (CEPEL-CRESESB, 2014).

### 3.4 Módulo fotovoltaico

O módulo que foi utilizado é do fabricante *Trina Solar* modelo Vertex 665W. Este fabricante está entre os dez mais lembrados pelos integradores (GREENER, 2023). Os dados técnicos utilizados são em NOCT (*Normal Operation Cell Temperature*). Valores em NOCT são os mais próximos do real funcionamento do módulo que é padronizado com testes a uma radiação de  $800 \text{ W/m}^2$  e temperatura de célula de  $48,4 \text{ }^\circ\text{C}$  (VILLALVA, 2015).

A temperatura possui influência nos valores de tensão de saída que os módulos fornecem. Nos dimensionamentos, não foram utilizados cálculos específicos para a correção da tensão em relação à temperatura, e sim, utilizado um fator de segurança de 10% sobre os valores especificados pelo fabricante. O fator de segurança de 10% garante uma margem de segurança para o dimensionamento principalmente em locais de temperaturas baixas (VILLALVA, 2015).

As características utilizadas nos dimensionamentos e a correção pelo fator de segurança para VMP e VOC, estão apresentadas na tabela 8, a folha completa de dados do módulo está no Anexo 2.

Tabela 8 - Características do módulo fotovoltaico

Dados do módulo		Correção fator de segurança 10%	
Potência de Pico - $P_{max}$ (Wp)	499	$V_{mp}$ (V)	38,94
Tensão máxima - $V_{mp}$ (V)	35,40	$V_{oc}$ (V)	47,52
Tensão de circuito aberto - $V_{oc}$ (V)	43,20		
Corrente máxima - $I_{mpp}$ (A)	14,10		
Corrente de Curto Circuito - $I_{sc}$ (A)	14,87		

Fonte: Autoria própria

Os arranjos efetuados nas entradas de cada MPPT do inversor são em série, apenas variando a potência do arranjo que é definida em cada dimensionamento,

neste tipo de associação de módulos em série, as correntes permanecem iguais e as tensões são somadas.

### 3.5 Radiação solar

Os dados de irradiação solar foram coletados utilizando o software RADIASOL 2. Foram utilizados dados de irradiação solar referente a cidade de Caxias do Sul-RS, cidade mais próxima de Farroupilha - RS, que não é mencionada no software.

Os dados de irradiação utilizados em todos os dimensionamentos são da forma inclinada média em  $W/m^2$ , para obtenção dos valores de irradiação horária dentro de cada mês e foi preciso alimentar o software com dados apresentados na tabela 9.

O apêndice 1, contempla todos os dados de irradiação coletados e que foram utilizados nos cálculos de geração de energia.

Tabela 9 - Dados de entrada Radiasol

	Norte	Leste
Desvio Azimutal	0°	30°
Inclinação do módulo	30°	30°
Latitude	29°17	
Longitude	51°20	

Fonte: Autoria própria

### 3.6 Dimensionamento sem clipagem e com clipagem

Nos dimensionamentos sem clipagem, o critério utilizado foi a potência total dos módulos instalados ser igual ou inferior a potência nominal do inversor sendo que em todos os dimensionamentos sem clipagem foi utilizado apenas uma string de entrada, não sendo necessário usar as duas entradas MPPT do inversor.

Para os dimensionamentos com clipagem foi dimensionado o limite máximo de módulos que o inversor suporta utilizando as duas entradas MPPT. Ambos os dimensionamentos respeitam os limites de tensão e corrente do inversor.

Em todos os sistemas com clipagem foram utilizados 24 módulos totalizando 11.976W, isso foi possível por que em nenhuma das entradas de MPPT do inversor os limites de tensão e corrente foram ultrapassados. Nas duas entradas, as *strings* dimensionadas foram em série. Para este estudo foi definido que as potências dos

sistemas não sofrem mudanças em relação à orientação solar a que estão sujeitas. As características de cada dimensionamento são apresentadas na tabela 10, onde indica o número de módulos em cada sistema e potências.

Tabela 10 - Potência e número de módulos em cada sistema

Potência Sistema	Clipagem	Nº Módulos	Potência instalada (Wp)	Potência Saída Inversor (W)
Sistema 6kW	Não	12	5988	6000
Sistema 5kW	Não	10	4990	5000
Sistema 3kW	Não	6	2994	3000
Sistema 6kW	Sim	24	11976	6000
Sistema 5kW	Sim	24	11976	5000
Sistema 3kW	Sim	24	11976	3000

Fonte: Autoria própria

### 3.7 Método utilizado para dimensionamento

Com base nos dados de irradiação mensal e potência dos módulos dimensionados, foram realizados os cálculos de geração projetada de energia kWh utilizando a equação 6.

Cada inversor fotovoltaico possui um ponto de corte, no qual a geração calculada acima deste ponto não é injetada na rede, nos cálculos realizados foram separadas as gerações sendo, abaixo do ponto de corte quando não ultrapassa o limite especificado pelo inversor, e acima do ponto de corte quando a geração ultrapassa o limite.

Para a eficiência global dos sistemas dimensionados foi utilizado um valor de 0,90, este valor foi arbitrado apenas com base em conhecimento empírico.

### 3.8 Custo nivelado de energia (LCOE) dos dimensionamentos

Neste trabalho é realizada a análise financeira utilizando o método (LCOE). Através deste, foram estimados o custo nivelado de energia R\$/MWh. Para estimar os valores através do cálculo de LCOE, é necessário levar em consideração a vida útil do sistema fotovoltaico, a quantidade de energia gerada durante toda a vida útil, o custo de operação ao longo de toda vida útil e o custo de construção do sistema (BRAKER; PATHAK; PEARCE, 2011).

Para o cálculo de LCOE foi utilizada a equação 7, onde foi estimada uma vida útil de 25 anos para todos os sistemas e 15 anos para o inversor fotovoltaico, utilizando como referência os preços em R\$/Wp de sistemas fotovoltaicos da Greener (2023) foi determinado o custo de instalação de cada sistema, para os custos de operação durante a vida útil foi determinado um custo anual de 2% sobre o valor de investimento acrescentado uma troca de inversor. A fim de determinar a estimativa de geração durante a vida útil, foi utilizada a geração abaixo do ponto de corte. Dados completos da Greener sobre preços de sistemas fotovoltaicos estão disponíveis no anexo 3.

Os preços de cada modelo de inversor foram determinados em uma pesquisa com revendas. A tabela 13 apresenta os custos de cada sistema fotovoltaico utilizado no trabalho e os custos individuais de cada modelo de inversor fotovoltaico. Estes dados foram utilizados nos cálculos de LCOE.

Tabela 13 - Valores dos sistemas fotovoltaicos

<b>Item</b>	<b>R\$/Wp</b>	<b>Total</b>
Potência instalada 6000 Wp	R\$4,15	R\$24.900,00
Potência instalada 5000 Wp	R\$4,03	R\$20.150,00
Potência instalada 3000Wp	R\$4,90	R\$14.700,00
Potência instalada 12000 Wp	R\$3,67	R\$44.040,00
<b>Preço inversores</b>		
Inversor 6 kWp		R\$3.216,00
Inversor 5 kWp		R\$2.919,00
Inversor 3kWp		R\$2.115,00

Fonte: Autoria própria

## 4 RESULTADOS

Para melhor compreensão, os resultados foram divididos em cinco subseções. A primeira subseção apresenta parâmetros utilizados no decorrer dos dimensionamentos, bem como, a escolha de módulos, inversores e potências utilizadas.

A segunda e terceira subseção apresentam respectivamente os dimensionamentos realizados com orientação solar norte e leste. Na quarta subseção foi realizado um agrupamento de todos os dimensionamentos realizados para comparações entre as duas orientações utilizadas e na quinta subseção estão apresentados os custos nivelados de energia (LCOE) dos dimensionamentos.

### 4.1 Dimensionamentos orientação Norte

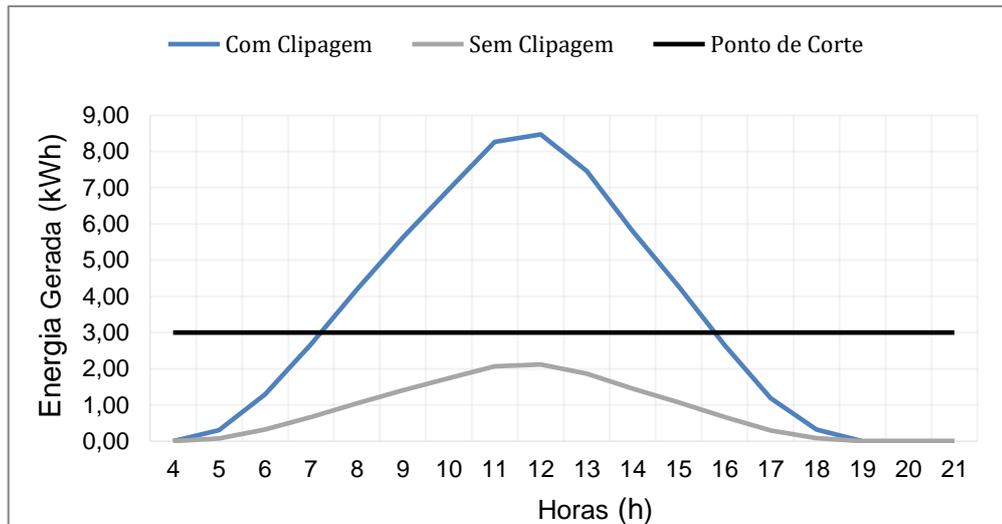
Em todos os sistemas dimensionados deste trabalho foram efetuados cálculos de geração diária de energia, foi calculada a geração abaixo do ponto de corte, acima de ponto de corte e as perdas diárias de geração. Para os cálculos no formato diário foram utilizados resultados em kWh, já quando os dados de geração diária foram transformados para dados de geração anual, estes foram trabalhados no formato MWh.

A geração acima do ponto de corte significa que houve uma geração de energia superior ao limite de saída do inversor, ou seja, esta geração é considerada uma perda, já a geração abaixo do ponto de corte é considerada uma geração útil pois ela seria injetada na rede.

A figura 9 apresenta um gráfico da geração diária, onde é possível observar o efeito *clipping* do sistema de 3kW do mês de dezembro. Este gráfico apresenta a maior perda que ocorreu entre todos os dimensionamentos realizados na orientação norte.

Nos sistemas clipados, a maior perda de geração foi observada nos meses onde a incidência de irradiação é maior, com isso, nestes meses, ocorreu maior geração pelos módulos, porém, a saída CA do inversor não se altera, ou seja, a geração acima do ponto de corte é maior.

Figura 9 - Geração diária sistema 3kW - dezembro



Fonte: Autoria própria

A tabela 11 apresenta os resultados que foram obtidos nos sistemas com orientação solar Norte. Em todos os sistemas foram obtidos dados de geração diária em kWh, e a partir destes dados foram obtidos dados de geração anual em MWh.

Na figura 10 é apresentada a geração acima do ponto de corte em MWh de cada sistema, esta é a geração anual que representa quanto foi o total de geração em MWh que o sistema obteve acima do ponto de corte durante um ano. A geração acima do ponto de corte foi considerada perda de geração, pois esta geração não seria injetada na rede.

A geração apresentada como abaixo do ponto de corte em MWh é a geração que não ultrapassou o limite de saída do inversor, ou seja, é a geração que seria injetada na rede. A geração de energia total em MWh de cada sistema, foi obtida através do somatório da geração acima do ponto de corte e das gerações abaixo do ponto de corte de cada sistema.

Em cada sistema, foram calculados os níveis de sobredimensionamento do inversor *IS* e também foi determinado o *FDI*, que indica o fator de dimensionamento de cada sistema, estes dados foram utilizados posteriormente na conclusão do trabalho.

Tabela 11 - Resultados dos dimensionamentos orientação Norte

Sistemas	Potência CC Instalada (kWp)	FDI	IS (%)	Geração total anual (MWh)	Geração anual ACIMA ponto corte (MWh)	Geração anual ABAIXO ponto de corte (MWh)	Perda geração anual (MWh)
6kW - Sem Clipagem	5,99	1,00	-0,20	9,11	0,00	9,11	0,00
5kW - Sem Clipagem	4,99	1,00	-0,20	7,59	0,00	7,59	0,00
3kW - Sem Clipagem	2,99	1,00	-0,20	4,55	0,00	4,55	0,00
6kW - Com Clipagem	11,98	0,50	99,60	18,22	1,49	16,72	1,49
5kW - Com Clipagem	11,98	0,42	139,52	18,22	3,13	15,08	3,13
3kW - Com Clipagem	11,98	0,25	299,20	18,22	7,76	10,46	7,76

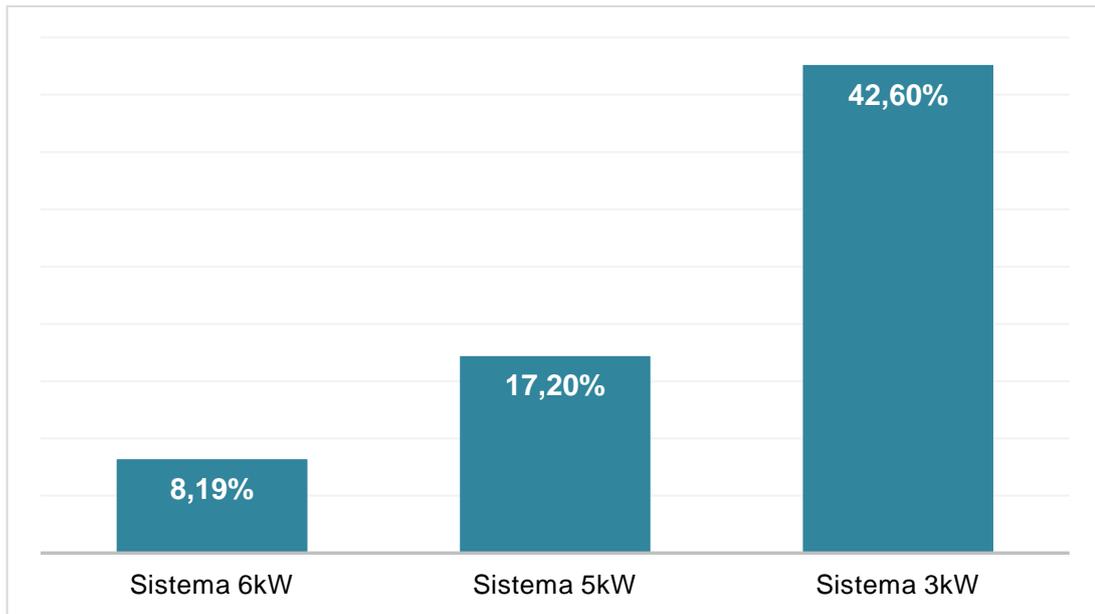
Fonte: Autoria própria

A partir dos dados da tabela 11, verificou-se que quanto maior foi o sobredimensionamento do inversor, maior foram as perdas obtidas na geração, logo, é possível verificar que as perdas na geração dos sistemas estão atreladas ao fator de dimensionamento *FDI*, que representa o quanto o inversor está sobredimensionado.

Os maiores índices de geração abaixo do ponto de corte em MWh foram obtidos nos sistemas com clipagem. No sistema com *FDI* igual a 0,50 e *IS* de 99,60 foi encontrada a maior geração entre todos os dimensionamentos com posição norte. Em todos os sistemas não clipados com orientação norte não ocorreu o fenômeno de *clipping*, pois os sistemas foram dimensionados com *FDI* igual a 1 e a geração não ultrapassou o ponto de corte, já para os sistemas clipados, em todos os meses ocorreu *clipping* devido a geração ultrapassar o limite do ponto de corte.

A figura 10, apresenta as perdas dos sistemas clipados em relação a geração total, foi possível observar que quanto menor foi a potência do inversor quando submetido ao máximo de sobredimensionamento, maiores foram as perdas obtidas.

Figura 10 - Perdas nos sistemas clipados Norte em relação a geração total



Fonte: Autoria própria

A geração total de energia em MWh em todos os sistemas clipados foi igual, pois a incidência de irradiação em todos os sistemas é a mesma e a geração total de energia que os módulos entregam ao inversor não sofre alteração. As perdas foram maiores em sistemas com inversor menor em consequência do ponto de corte de cada inversor que limitou a geração abaixo do ponto de corte.

#### 4.2 Dimensionamentos orientação Leste

Para os dimensionamentos com orientação solar Leste, houve apenas mudança na orientação solar em relação às análises que foram efetuadas com a posição solar Norte. Os resultados obtidos nestes sistemas são apresentados na tabela 12.

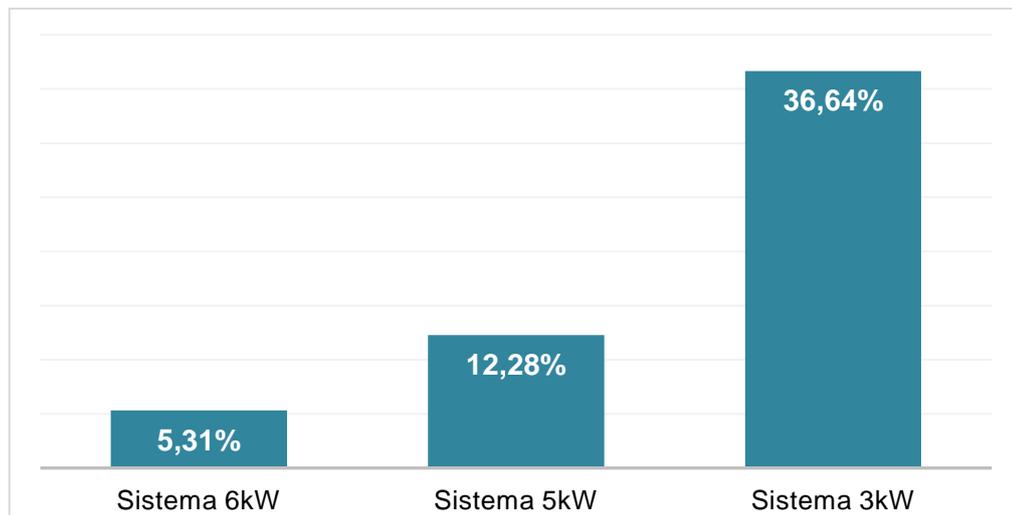
Tabela 12 - Resultados dos dimensionamentos orientação Leste

Sistemas	Potência CC Instalada (kWp)	FDI	IS (%)	Geração total anual (MWh)	Geração anual ACIMA ponto corte (MWh)	Geração anual ABAIXO ponto de corte (MWh)	Perda geração anual (MWh)
6kW - Sem Clipagem	5,99	1,00	-0,20	7,78	0,00	7,78	0,00
5kW - Sem Clipagem	4,99	1,00	-0,20	6,48	0,00	6,48	0,00
3kW - Sem Clipagem	2,99	1,00	-0,20	3,89	0,00	3,89	0,00
6kW - Com Clipagem	11,98	0,50	99,60	15,56	0,83	14,73	0,83
5kW - Com Clipagem	11,98	0,42	139,52	15,56	1,91	13,65	1,91
3kW - Com Clipagem	11,98	0,25	299,20	15,56	5,70	9,86	5,70

Fonte: Autoria própria

Em todos os sistemas com posição leste, os resultados de geração de energia se apresentaram menores que os sistemas com posição norte, conseqüentemente as perdas também foram menores, mas ainda atreladas ao *FDI*, sendo que quanto menor o *FDI* maiores foram as perdas calculadas semelhantes aos sistemas nortes. A figura 11 apresenta as perdas dos sistemas clipados com posição Leste em relação a geração total de energia.

Figura 11 - Perdas nos sistemas clipados Leste em relação a geração total



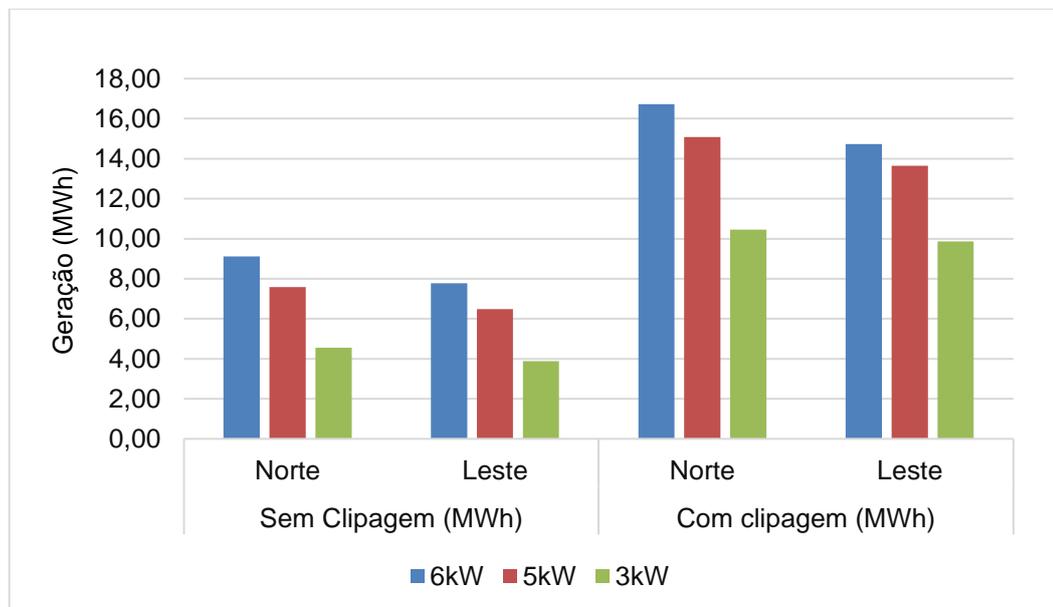
Fonte: Autoria própria

### 4.3 Agrupamento dados sistemas nortes e leste

Entre todos os dimensionamentos realizados, as maiores gerações de energia abaixo do ponto de corte ocorreram nos sistemas clipados na orientação norte. A figura 12, apresenta todos os sistemas dimensionados e as suas gerações de energia projetada anual abaixo do ponto de corte para sistemas com posição solar norte e leste, clipados e não clipados.

A posição solar norte é considerada ideal por ser a orientação com maior benefício de geração fotovoltaica (RUTHER, 2004). Os dados obtidos neste estudo confirmam as referências analisadas.

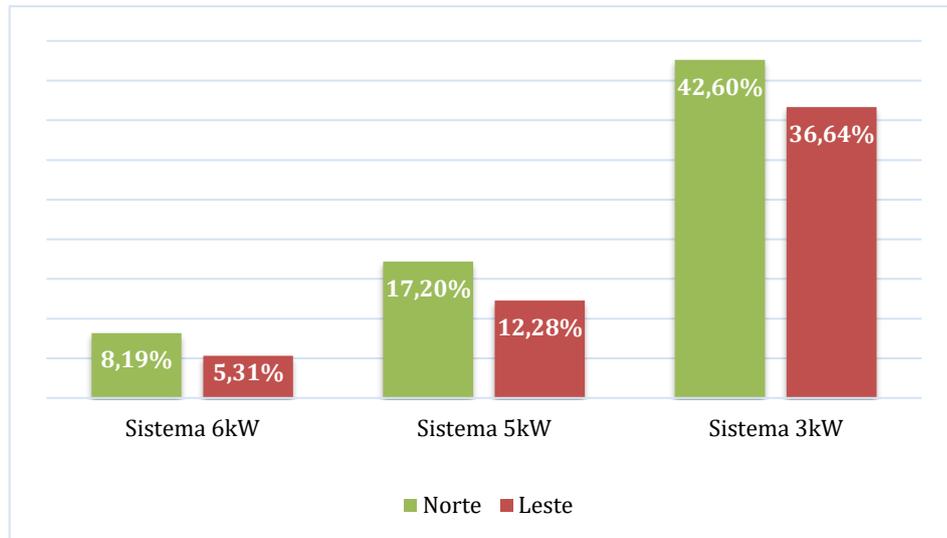
Figura 12 - Geração abaixo do ponto dos sistemas Norte e Leste



Fonte: Autoria própria.

Os sistemas, quando foram clipados, resultaram em perdas de geração de energia. A figura 13 apresenta todas estas perdas devido ao efeito *clipping* que cada sistema gerou. Como já mencionado anteriormente, visível na figura, as maiores perdas foram nos sistemas norte, pois nesta posição solar, a geração total de energia em MWh fica superior em relação a geração na posição Leste. Quanto maior foi a geração total de cada sistema maior foi a geração acima do ponto de corte identificada, portanto, consequentemente as perdas foram maiores também.

Figura 13 - Perdas de energia dos sistemas clipados em relação a geração total



Fonte: Autoria própria.

Neste trabalho, o intuito não foi verificar os melhores rendimentos com diferentes fatores de dimensionamento do inversor (FDI), entretanto, foram feitos dimensionamentos com potência dos módulos igual a nominal do inversor, a fim de verificar o máximo que o inversor suportava de sobredimensionamento.

No sistema de 6kW foram observados que em todos os dias da orientação norte ocorreu o efeito *clipping*, onde a geração diária em algum horário ultrapassou o ponto de corte em todos os meses do ano, neste mesmo sistema na posição leste foram identificados quatro meses onde a geração diária não atingiu o ponto de corte, as perdas neste caso foram menores, mas a geração também diminui pois não atinge o limite de saída do inversor.

Nos dimensionamentos de 5kW os resultados foram semelhantes ao sistema de 6kW, porém na orientação Leste, apenas em dois meses, não ocorreu geração diária acima do ponto de corte. Em sistemas de 3kW, em ambas orientações solares, foram identificadas gerações diárias de energia acima do ponto de corte em todos os meses do ano. Neste caso, ocorrem maiores perdas pelo seguinte motivo: a potência instalada ser bem superior ao limite do inverso, ocorrendo maiores perdas pelo efeito *clipping*.

#### 4.4 LCOE calculado de cada dimensionamento

A tabela 14, apresenta os resultados do custo nivelado de energia para cada sistema que foram realizados através da equação 7. O menor LCOE foi do sistema de 6kW com clipagem, o mesmo sistema que entre todos apresentou a menor perda de geração e a maior geração abaixo do ponto de corte.

Tabela 14 - LCOE de cada sistema

	LCOE R\$/ MWh	
	Norte	Leste
6kW - Sem clipagem (R\$ / MWh)	R\$178,16	R\$208,58
6kW - Com clipagem (R\$ / MWh)	R\$165,69	R\$188,09
5kW - Sem clipagem (R\$ / MWh)	R\$174,67	R\$204,50
5kW - Com clipagem (R\$ / MWh)	R\$182,93	R\$202,16
3kW - Sem clipagem (R\$ / MWh)	R\$212,25	R\$248,50
3kW - Com clipagem (R\$ / MWh)	R\$260,81	R\$276,64

Fonte: Autoria própria

#### 4.5 Integralizando análises

Através da avaliação dos dados gerados para todos os sistemas com posição solar Norte e Leste, comprovou-se as referências utilizadas no trabalho, que indica a posição solar ideal como norte para o Hemisfério Sul a fim de se obter uma melhor eficiência de sistemas fotovoltaicos. Em todos os sistemas clipados ou não foram identificadas maior geração de energia abaixo do ponto de corte nos sistemas com posição norte.

O intuito deste trabalho foi de efetuar a máxima clipagem possível dos inversores em todos os sistemas, a tabela 15 apresenta informações de FDI de cada sistema dimensionado, as perdas de geração em decorrência do efeito *clipping* e resultados de LCOE de cada sistema.

Através da análise dos dados, conclui-se que sobredimensionar os inversores fotovoltaicos até o limite máximo, não foram as melhores maneiras para se obter um melhor rendimento de geração de energia e retorno financeiro em todos os casos analisados deste trabalho.

Em ambas as posições solares, o melhor rendimento de geração de energia foi encontrado em sistemas com FDI de 0,5, que indicam um índice de sobrecarregamento do inversor fotovoltaico de 100%. Com este FDI foram verificados melhores resultados de geração com menores perdas pelo efeito *clipping* e melhor análise financeira através do LCOE.

Tabela 15 - Fator de dimensionamento e resultados gerados

	Norte			Leste		
	FDI	LCOE (R\$/MWh)	Perdas	FDI	LCOE (R\$/MWh)	Perdas
6kW - Sem clipagem	1,00	R\$178,16	0,00%	1,00	R\$208,58	0,00%
5kW - Sem clipagem	1,00	R\$174,67	0,00%	1,00	R\$204,50	0,00%
3kW - Sem clipagem	1,00	R\$212,25	0,00%	1,00	R\$248,50	0,00%
6kW - Com clipagem	0,50	R\$165,69	8,19%	0,50	R\$188,09	5,31%
5kW - Com clipagem	0,42	R\$182,93	17,20%	0,42	R\$202,16	12,28%
3kW - Com clipagem	0,25	R\$260,81	42,60%	0,25	R\$276,64	36,64%

Fonte: Autoria própria

Ainda, de acordo com os dados da tabela 16, verificou-se que mesmo com as perdas de geração de energia sendo menores na posição leste a análise financeira através do LCOE continuou sendo mais viável em sistemas ideais considerados norte.

Em todos os sistemas com posição norte ocorreu *clipping*, isso significa que em todos os dias durante o ano analisado neste trabalho o inversor atingiu o limite máximo de geração, já nos sistemas Leste não ocorreu este fenômeno de igual intensidade, ficando alguns dias, inclusive, com a saída do inversor abaixo do ponto de corte. Estas características fizeram com que os sistemas nortes apresentassem maior geração de energia abaixo do ponto de corte entre as posições analisadas, favorecendo a análise de LCOE que leva em consideração a estimativa durante 25 anos da geração abaixo do ponto de corte.

## 5 CONCLUSÃO

No presente trabalho, verificou-se os impactos do sobredimensionamento de um inversor solar tanto na geração de energia quanto na análise financeira LCOE. A mudança de orientação solar e os impactos na geração dos módulos solares instalados também tiveram as análises neste TCC.

Conforme as referências presentes neste trabalho, foi possível comprovar através das simulações de cada sistema fotovoltaico proposto, que a posição ideal para o melhor aproveitamento da irradiação solar é quando os módulos estão instalados com as faces frontais voltada para o Norte Geográfico. Assim, a posição norte pode ser justificada como ideal por receber os maiores índices de irradiação solar.

Analisar o FDI de cada dimensionamento, se mostrou importante neste trabalho onde foi possível verificar quais foram os sistemas com maior sobredimensionamento que resultaram nos melhores índices de geração de energia abaixo do ponto de corte. Observou-se que os melhores índices de geração e de retorno financeiro foram maiores nos sistemas com FDI de 0,5 em ambas as orientações solar, sistemas com FDI acima de 0,5 não se mostraram satisfatórios na análise de LCOE.

Foi observado que o FDI impacta na geração, onde FDI menores que 0,5 apresentaram maiores índices de geração. O sistema de 6kW posição norte com FDI de 0,5 apresentou 83,64% de aumento na geração abaixo do ponto de corte, enquanto o sistema de 3kW norte com FDI 0,25 apresentou um aumento de 129,6%. Apesar do aumento ser maior no sistema de 3kW, as perdas também foram maiores ocasionando uma análise financeira não satisfatória.

Através de uma análise simples de LCOE, a fim de se obter dados financeiros de cada dimensionamento conforme proposto nos objetivos específicos, foram observados diferentes resultados para o LCOE para cada dimensionamento, através destes, foram identificados os sistemas com melhor custo/benéfico em relação a sua geração de energia projetada calculada.

Em conclusão, é possível verificar nos resultados obtidos que a prática de sobredimensionamento de inversores fotovoltaicos, quando bem avaliada, pode trazer ganhos consideráveis em projetos fotovoltaicos, e que a posição solar na qual os módulos estão direcionados também possuem interferência e devem ser sempre avaliados.

## 5.1 Recomendações e estudos futuros

Como este trabalho teve limitações no fator de dimensionamento do inversor FDI, na qual todos os sistemas foram sobredimensionado até o limite máximo, sugere-se que em estudos futuros sejam analisados sistemas fotovoltaicos com diferentes índices de sobrecarregamento do inversor. Baseado em simulações, pode-se obter para cada sistema um índice de sobrecarregamento do inversor que tenha melhor configuração, assim buscando o melhor rendimento de geração de energia e retorno financeiro.

Outra sugestão é utilizar o ponto de geração em que um inversor fotovoltaico é iniciado. Um inversor inicia a geração a partir do momento em que possui na entrada uma tensão mínima de inicialização, analisando sistemas fotovoltaicos com esta variável, é possível inferir uma precisão de estimativa de geração que fique mais próxima do real.

A temperatura também afeta os parâmetros de um módulo fotovoltaico, uma sugestão é utilizar um método que efetue a correção dos parâmetros de um módulo através da temperatura que ele estará submetido na região analisada.

Por fim, sugere-se analisar a viabilidade deste mesmo objetivo do trabalho realizado, em diferentes regiões do Brasil, apropriando-se de diferentes realidades climáticas e diferentes potências de sistemas fotovoltaicos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 16690**: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2019.

ABSOLAR. Associação brasileira de energia solar fotovoltaica. **Infográfico**. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 23 abr. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa n.482, de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 09 nov. 2022.

BRAKER, K.; PATHAK, M.J. , M.; PEARCE, J. M. A Review of Solar Photovoltaic Levelized Cost of Electricity”, Renewable & Sustainable Energy. **Reviews 15**, pp.4470-4482 (2011). Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104> em: 20 de julho 2017.

BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 06 de janeiro de 2022

CANAL SOLAR. **O que é o LCOE e como utilizar nos projetos fotovoltaicos?** São Paulo, 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 21 nov. 2022.

CEPEL-CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Edição revisada e atualizada, Rio de Janeiro – março – 2014

EMPALUX. **Módulo fotovoltaico 350W**. Disponível em: < <https://empalux.com.br/wp-content/uploads/DataSheet-Empalux-Modulos-350W-450W-500W.pdf> >. Acesso em: 20 de agosto de 2022.

EPE. Empresa De Pesquisa Energética. 2021. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021** (ano-base 2020). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>.

EPE. Empresa De Pesquisa Energética. 2022. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022** (ano-base 2021). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>.

EPE. Empresa De Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional**. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro : s.n., 2022.

FARANDA, R. S. et al. The optimum PV plant for a given solar c.c./c.a. **converter. Energies**, v. 8, n. 6, p. 4853–4870, 2015.

FIORELLI, J.; ZUERCHER-MARTINSON M. **Supersize It - How oversizing your array-to-inverter ratio can improve solar-power system performance**. Solar Power World, pp. 42-46, 2013.

GREENER. **Estudo estratégico**: geração distribuída no mercado fotovoltaico. 1. Semestre- 2023. São Paulo: Greener, 2023.

IEA-PVPS. **Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems**. St. Urseren: Report Iea-pvps T13-03:2020

LUCCHESI, F. **Análise Do Impacto Da Geração Distribuída Fotovoltaica Na Rede Elétrica Da Universidade Federal De Santa Maria**, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/73/73>. Acesso em: agosto 2022.

MACÊDO, Wilson Negrão. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2006. 183 p. Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em: Acesso em: 18 out. 2018.

MOSENA, Fernando Reus. Sobrecarregamento “**Oversizing**” de Inversores **Fotovoltaicos**: estudo de caso da empresa Reus Engenharia, Santa Catarina, 2021.

MOUNETOU, R.; BEJAR, ALCANTARA I.; INCALZA, A.; JUSTINIANO, J.P.; LOISEAU, P.; PIGUET, G.; SABENE, A. **Oversizing Array-To-Inverter (DC-AC) Ratio: What Are the Criteria and How to Define the Optimum?**, 29th EU PVSEC 2014, 22 - 26 September 2014, Amsterdam.

PANDEY, S.; KUMAR, R.; PANWAR, K. Calculation Of Inverter Power Clipping Loss Due To Pv Array Oversizing. **International Journal Of Electrical Engineering & Technology (Ijeet)**. -, p. 43-46. ago. 2019. Disponível em: [http://iaeme.com/MasterAdmin/Journal\\_uploads/IJEET/VOLUME\\_10\\_ISSUE\\_4/IJEE T\\_10\\_04\\_005.pdf](http://iaeme.com/MasterAdmin/Journal_uploads/IJEET/VOLUME_10_ISSUE_4/IJEE T_10_04_005.pdf). Acesso em: 09 agosto. 2022.

PAWEL, I. The Cost Of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and applications to Renewable Energy Generation. **Energy Procedia, Wiener Neudorf**, v. 46, n 159, p.68-77, jan. 2014.

POWERBI. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em 01 de maio de 2023.

POWERBI. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em 01 de maio 2023.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese de doutorado, PROMEC/UFRGS. Porto Alegre, 2010.

ROSSO, P.A.; KROTH, G.; RAMPINELLI, A, G. SCHAEFFER, L. **Influência do Fator de Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede em operações no Sul do Brasil**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 9, 2022, Florianópolis, 2022. p. 1-10.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis: UFSC / Labsolar, 2004.

SCARABELOT, T. L.; RAMPINELLI, A. G. RAMBO, R.C. **Otimização do Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída a Partir do Sobredimensionamento do Inversor**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 8, 2020, Fortaleza, 2020. p. 1-10.

SILVA, Karina de Souza. **Metodologia para análise preliminar da disponibilidade de áreas para implantação de painéis solares fotovoltaicos com dados Lidar**. 2013. 109 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências Geodésicas, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

SOUZA, J. P. de. **Oversizing e Clipping: Você está dimensionando da maneira correta seu sistema fotovoltaico**, 2019. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/oversizing-e-clipping:-voce-esta-dimensionando-da-maneira-correta-seu-sistema-fotovoltaico>. Acesso em: 27 ago. 2022.

TAKATA, M.; SAUAIA, R. KOLOSZUK, R. **A Transição Energética Avança**. 2019. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/artigos/a-transicao-energetica-avanca/>. Acesso em: 10 setembro. 2022.

TAVARES, S.J.S.; GOMES, C.R.; LIMA, C.L. **Proteção de Sistemas de Microgeração Solar Fotovoltaica Contra Descargas Atmosféricas: Uma Abordagem Técnico - Científica**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 8, 2020, Fortaleza, 2020. p. 1-10.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. 224 p.

ZILLES, Roberto; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos A. Barros; OLIVEIRA, Sérgio H. Ferreira de. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à rede elétrica**. Oficina de textos. São Paulo. 2012.

## ANEXO 1

Descrição	SG3.0RS	SG4.0RS	SG5.0RS	SG6.0RS
<b>Entrada (CC)</b>				
Máxima potência FV de entrada recomendada	4,5 kWp	6 kWp	7,5 kWp	9 kWp
Máxima tensão de entrada FV	600 V			
Mínima tensão de entrada FV/ Tensão de inicialização	40 V/50 V			
Tensão nominal de entrada FV	360 V			
Intervalo de tensão MPP	40 – 560 V			
Intervalo de tensão MPP para potência nominal	110 - 480 V	140 - 480 V	170 - 480 V	200 - 480 V
Nº de entradas MPPT independentes	2			
Nº de strings FV por MPPT	1			
Máxima corrente de entrada FV	32 A (16 A/16 A)			
Máxima corrente CC de curto-circuito	40A (20 A/20 A)			
<b>Saída (CA)</b>				
Potência ativa de saída CA nominal @40°C	3000 W	4000 W	5000 W	6000 W
Máxima potência aparente de saída CA @40°C	3000 VA	4000 VA	5000 VA	6000 VA
Máxima corrente de saída CA	13,7A	18,2 A	22,8A	27,3A
Tensão CA nominal	220/230/240V			
Intervalo de tensão CA	154 V a 276 V			
Frequência nominal da rede/Faixa de frequência da rede	60 Hz/55 a 65Hz			
Distorção harmônica total (THD)	< 3% (à potência nominal)			
Fator de potência à potência nominal/Fator de potência ajustável	> 0,99/0,8 adiantado – 0,8 atrasado			
Fases de alimentação/conexão	1/1			
<b>Eficiência</b>				
Eficiência máxima/Eficiência europeia	97,9 %/97,0 %	97,9 %/97,2 %	97,9 %/97,3 %	97,9 %/97,5%
<b>Proteção</b>				
Monitoramento de rede	Sim			
Proteção de polaridade CC reversa	Sim			
Proteção contra curto-circuito CA	Sim			
Proteção contra corrente de fuga	Sim			
Proteção contra surtos	CC Tipo II/CA Tipo II			
Interruptor CC	Sim			
Monitoramento de corrente por string FV	Sim			
Função de recuperação de PID	Sim			
<b>Dados gerais</b>				
Dimensões (L*A*P)	410 * 270 * 150mm			
Peso	10 kg			
Método de instalação	Suporte de instalação em parede			
Topologia	Sem transformador			
Grau de proteção	IP65			
Intervalo da temperatura ambiente operacional	-25 a 60 °C			
Faixa de umidade relativa permitida (sem condensação)	0 - 100%			
Método de resfriamento	Resfriamento natural			
Máxima altitude de operação	4.000 m			
Visor	Visor digital de LED e indicador LED			
Comunicação	Ethernet/WLAN/RS485/DI (controle de frequência de ondulação e DRM)			
Tipo de conexão CC	MC4 (Máx. 6 mm <sup>2</sup> )			
Tipo de conexão CA	Conector plug-and-play (máx. 6 mm <sup>2</sup> )			
Conformidade	IEC/EN62109-1/2, IEC/EN62116, IEC/EN61727, IEC/EN61000-6-2/3, EN50549-1, AS4777.2, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, UNE 217002:2020, NTS V2 TypeA, CEI 0-21:2020, VDE0126-1-1/A1(VFR-2019), UTE C15-712, C10/11, G98/G99			
Suporte à rede	Controle de potência ativa e reativa e controle de taxa de aumento de potência			

## ANEXO 2

### DADOS ELÉTRICOS (STC)

Potência de Pico - P <sub>MAX</sub> (Wp)*	645	650	655	660	665
Tolerância de Potência - P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5				
Tensão Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Corrente Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Eficiência do Módulo - η (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiação 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura de Célula 25°C, Massa de Ar AM1.5, Tolerância de Medida: ±3%

### Características Elétricas para Respectivas Potências (10% de Relação de Irradiação)

Potência de Pico - P <sub>MAX</sub> (Wp)	690	696	701	706	712
Tensão Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Corrente Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Relação de Irradiação (Traseira/Frontal)	10%				

Potência Bifacial: 70±5%

### DADOS ELÉTRICOS (NOCT)

Potência de Pico - P <sub>MAX</sub> (Wp)	488	492	495	499	504
Tensão Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Corrente Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91

NOCT: Irradiação 800W/m<sup>2</sup>, Temperatura Ambiente 20°C, Velocidade do Vento 1m/s

### DADOS MECÂNICOS

Células	Monocristalinas
No. de Células	132 células
Dimensões do Módulo	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.08 polegadas)
Peso	38.3 kg (84.4 lb)
Vidro Frontal	2,0 mm (0,08 polegadas), Alta Transmissão, Anti Reflexo, Termoendurecido
Material Encapsulante	EVA/POE
Vidro Traseiro	2,0 mm (0,08 polegadas), Termoendurecido (Vidro de Grade Branca)
Moldura	33 mm (1,08 polegadas) Liga de Alumínio Anodizado
Caixas de junção	IP 68
Cabos	Cabo de Tecnologia Fotovoltaica 4,0mm <sup>2</sup> (0,006 polegadas <sup>2</sup> ), Retrato: 350/280 mm (13,78/11,02 polegadas) Paisagem: 1400/1400mm (55,12/55,12 polegadas) Comprimento customizável
Conector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Verificar conector com o vendedor local

### COEFICIENTES DE TEMPERATURA

NOCT (Temperatura Nível de Operação de Célula)	43°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Coefficiente de Temperatura V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Coefficiente de Temperatura I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

### LIMITES DE OPERAÇÃO

Temperatura Operacional	-40 ~ +85°C
Tensão Máxima do Sistema	1500V DC (IEC)
Capacidade Máx. de Fusível em Série	35A
	1500V DC (UL)

### GARANTIA

12 anos de garantia de produto  
30 anos de garantia de produção de energia  
2% de degradação no primeiro ano  
0,45% de taxa de degradação anual

(Verificar documento de garantia para maiores detalhes)

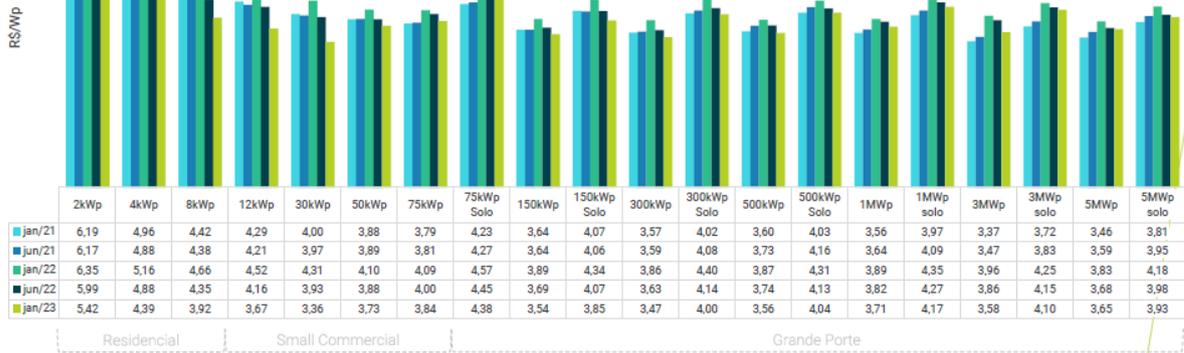
### EMBALAGEM E TRANSPORTE

Módulos por caixa: 33 unidades  
Módulos por container de 40': 594 unidades

## ANEXO 3

### Preços sistemas FV

Em média, os preços para o cliente final em 2022 apresentaram **queda de 12%** em relação à 2021. Sistemas FV residenciais e *small commercial* tiveram variação média de -13,6%, enquanto os sistemas FV de maior porte caíram em média 7,2%.



## APÊNDICE 1

Dados irradiação no plano inclinado W/m <sup>2</sup> - Norte																							
Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>		
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0
1	20	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	11	12	28
1	99	2	91	3	59	4	16	5	0	6	0	7	0	8	0	9	42	10	83	11	107	12	120
1	240	2	241	3	178	4	172	5	126	6	81	7	116	8	138	9	170	10	222	11	252	12	248
1	389	2	374	3	370	4	335	5	264	6	224	7	267	8	295	9	327	10	348	11	398	12	389
1	518	2	519	3	521	4	500	5	410	6	360	7	450	8	416	9	519	10	511	11	551	12	522
1	632	2	673	3	667	4	637	5	552	6	469	7	526	8	549	9	605	10	694	11	741	12	646
1	670	2	702	3	753	4	699	5	662	6	501	7	689	8	595	9	662	10	753	11	705	12	767
1	630	2	694	3	740	4	721	5	665	6	504	7	634	8	638	9	654	10	740	11	742	12	786
1	636	2	623	3	638	4	618	5	609	6	544	7	557	8	577	9	593	10	668	11	629	12	692
1	510	2	517	3	527	4	468	5	426	6	317	7	447	8	406	9	514	10	527	11	536	12	538
1	368	2	375	3	345	4	349	5	264	6	237	7	268	8	282	9	333	10	355	11	410	12	396
1	237	2	228	3	201	4	169	5	121	6	101	7	110	8	140	9	192	10	228	11	255	12	246
1	95	2	91	3	63	4	21	5	0	6	0	7	0	8	0	9	52	10	78	11	101	12	110
1	21	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	12	12	30
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0

Dados irradiação no plano inclinado W/m <sup>2</sup> - Leste																							
Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>	Mês	W/m <sup>2</sup>
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0
1	86	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	47	12	102
1	206	2	209	3	146	4	42	5	0	6	0	7	0	8	0	9	96	10	157	11	238	12	272
1	389	2	357	3	297	4	268	5	202	6	112	7	161	8	177	9	262	10	308	11	395	12	429
1	588	2	548	3	502	4	375	5	341	6	237	7	274	8	341	9	457	10	499	11	582	12	601
1	646	2	569	3	550	4	500	5	439	6	322	7	389	8	423	9	534	10	596	11	710	12	649
1	681	2	698	3	695	4	548	5	501	6	387	7	462	8	473	9	574	10	694	11	671	12	817
1	708	2	670	3	656	4	571	5	457	6	381	7	467	8	477	9	545	10	695	11	692	12	742
1	614	2	622	3	533	4	474	5	380	6	325	7	396	8	430	9	544	10	562	11	646	12	637
1	451	2	425	3	408	4	381	5	273	6	225	7	281	8	296	9	366	10	480	11	516	12	508
1	340	2	323	3	303	4	246	5	174	6	131	7	170	8	185	9	279	10	332	11	357	12	370
1	205	2	200	3	152	4	96	5	83	6	73	7	91	8	108	9	148	10	195	11	220	12	252
1	106	2	103	3	84	4	70	5	43	6	29	7	40	8	58	9	84	10	105	11	116	12	123
1	71	2	60	3	37	4	7	5	0	6	0	7	0	8	0	9	26	10	48	11	69	12	83
1	20	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	10	12	28
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0
1	0	2	0	3	0	4	0	5	0	6	0	7	0	8	0	9	0	10	0	11	0	12	0