

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA POLITÉCNICA

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM EDIFÍCIO MULTIFAMILIAR: Análise
das Opções através de Estudo de Caso**

Porto Alegre, 4 de dezembro de 2024

Autor: Lucas Kloster Campos

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Curso de Engenharia Elétrica

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - CEP: 90619-900 - Porto Alegre - RS - Brasil

Email: lucas.kloster@edu.pucrs.br

Orientador: Prof. Aquiles Rossoni

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - Bloco F - Sala 204 - CEP: 90619-900 - Porto Alegre - RS -
Brasil

Email: aquiles.rossoni@pucrs.br

RESUMO

O presente trabalho tem como foco central o desenvolvimento e a realização de um estudo de caso que avalia diferentes opções de projeto e diferentes opções de modalidades de participação no sistema de compensação de energia distribuída fotovoltaica em condomínios multifamiliares. O principal objetivo consiste em proporcionar alternativas viáveis e sustentáveis para a geração de energia em ambientes residenciais compartilhados. Inicialmente, o trabalho descreve os sistemas fotovoltaicos e o estudo de caso do projeto, destacando-se os elementos essenciais como módulos fotovoltaicos, inversores e as características dos sistemas conectados à rede elétrica. Um enfoque especial é dado às modalidades de geração distribuída e a compensação de créditos, alinhadas com as mais recentes regulamentações, especialmente adaptadas para condomínios. Baseado nestas informações, o trabalho propõe uma análise simplificada de opções de projetos e estratégias de comercialização de energia, acompanhadas pela utilização do software OpenSolar. Para validar a análise proposta, um estudo de caso foi conduzido, tendo como local de análise um condomínio em Porto Alegre – RS. O estudo avaliou três condições, sendo elas a energia necessária para a área comum do condomínio, a energia para todos os consumidores e a potência máxima através da área disponível, resultando na potência e na energia de, respectivamente, 4,28 kW e 5.498 kWh/anual, 94,01 kW e 120.778,5 kWh/anual e a potência 140,16kW e 155.997 kWh/anual. Com estes resultados, houve um enquadramento em microgeração distribuída para a área comum e como minigeração distribuída para o atendimento de todos os consumidores e para a potência máxima dada pela área disponível. Este trabalho visa contribuir para o avanço do conhecimento na área de geração distribuída em condomínios e auxiliar a estabelecer diretrizes práticas para profissionais e pesquisadores interessados na transição ou inserção de fontes de energia mais sustentáveis e eficientes em ambientes residenciais multifamiliares.

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento de consumo de energia elétrica, junto a preocupação com o meio ambiente, cada vez é mais incentivado a busca por fontes de energia mais limpas e sustentáveis. Nesse contexto, a energia fotovoltaica, que converte a luz solar (radiação) em energia elétrica, emergiu como uma solução promissora. A expansão da geração distribuída fotovoltaica representa uma parte significativa no futuro do setor energético, tanto para consumidores individuais quanto para a infraestrutura nacional.

A geração distribuída tem como definição do termo a energia elétrica gerada no local de consumo ou próximo a ele. Na geração distribuída, os geradores de energia podem ser tanto energia solar, eólica ou hídrica e, até mesmo, fontes não renováveis em cogeração qualificada. No Brasil essa definição é dada através da LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022:

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

a) XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

b) XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, 2022);

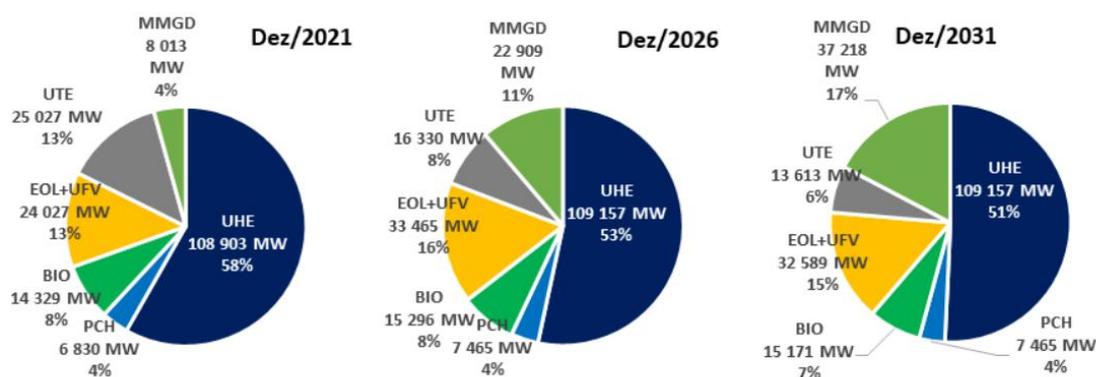
Nesse contexto, é fundamental considerar os diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos existentes, pois eles operam de maneiras diferentes, dependendo do tipo de projeto implementado. Os principais tipos de sistemas fotovoltaicos são os seguintes:

- a) Sistemas *On Grid* (Conectados à rede Elétrica): Esse sistema é conectado à rede elétrica da distribuidora da região. Durante o dia, o sistema ou consome a energia demandada ou injeta energia na rede, que é convertida em créditos de energia segundo o Art. 1º Lei 14300/2022.
- b) Sistemas *Off Grid* (Isolados/Autônomos): Os sistemas *off grid* não dependem da rede elétrica. Esse sistema utiliza baterias para armazenar energia durante o dia e disponibilizar durante a noite ou em momentos que não há radiação solar, sendo normalmente utilizados em locais rurais.
- c) Sistemas Híbridos: Sistemas Híbridos são um misto entre os sistemas *off grid* e *on grid*. Eles são conectados à rede elétrica, porém, também tem a capacidade de armazenar energia através de baterias. Estes proporcionam mais flexibilidade no uso da energia, em contrapartida, essa tecnologia é mais cara.

Neste projeto, optou-se o uso do sistema *on grid* para a implementação do condomínio estudado, considerando que está é aplicação mais usual atualmente.

Além disso, é importante considerar a regulamentação que vem em constante evolução e que engloba as gerações distribuídas fotovoltaicas. As mudanças na legislação, em especial a Lei 14.300/2022, impactam o cenário energético nacional. O cenário de energia fotovoltaica está e tende a continuar crescendo, conforme mostra a Figura 1 e, com a lei sendo implementada, é essencial o acompanhamento dessas transformações para o entendimento das oportunidades atuais e futuras no setor.

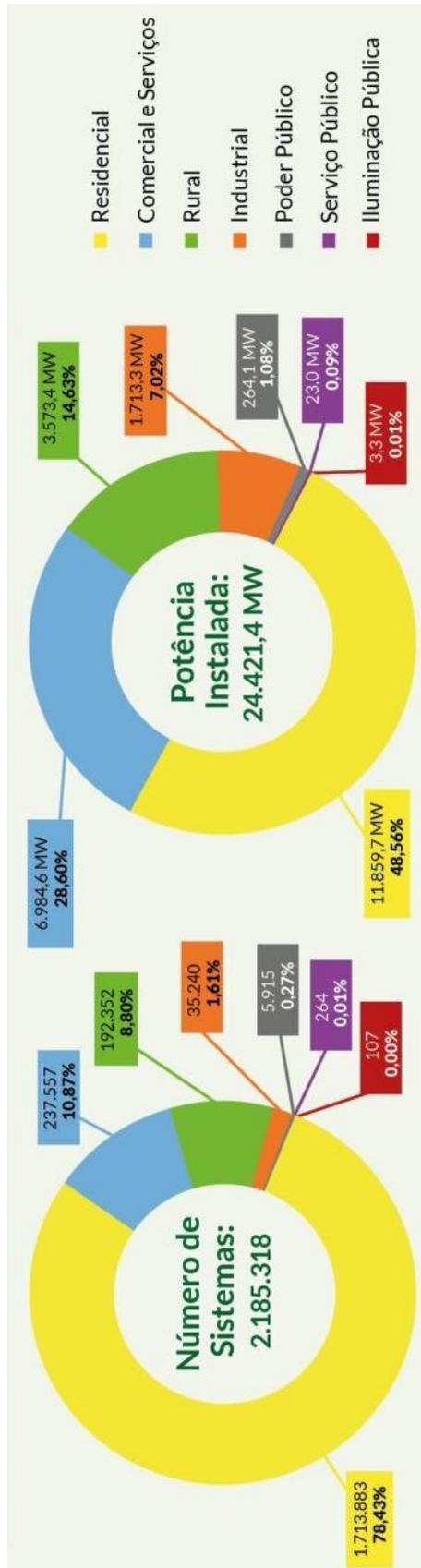
Figura 1 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN



Fonte: EPE [2022]

Este trabalho propõe realizar um estudo de caso de geração distribuída fotovoltaica implementada em condomínios residenciais ou comerciais. A maioria dos consumidores de distribuição fotovoltaica no Brasil é composta por residências e empresas de pequeno porte, como apresentado na Figura 2. Isso determina a necessidade de estudos de possibilidades para condomínios onde a geração distribuída fotovoltaica pode ser utilizada tanto para a geração de energia do condomínio e/ou dos moradores, quanto para o aluguel do espaço para geração remota por empresas especializadas, que desenvolvem projetos de geração distribuída para consumidores remotos, ou ainda a redistribuição dos créditos excedente para consumidores fora do condomínio. Desta forma, poderia ser gerada uma vantagem econômica para o condomínio ao ceder o espaço ou negociar os créditos excedentes. O próximo item apresenta o objetivo deste trabalho.

Figura 2 – Geração Distribuída Solar FV por Classe de Consumo no Brasil



Fonte: ABSOLAR [2023]

1.1 Objetivo

Este trabalho tem como proposta central realizar um estudo de caso que analisa as opções de projeto e comercialização de energia distribuída fotovoltaica em condomínios multifamiliares.

Para alcançar o objetivo geral, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- a) Descrever sistemas fotovoltaicos, metodologias e *softwares* de projeto;
- b) Relatar as modalidades de geração distribuída possíveis para condomínios de acordo com as novas regulamentações;
- c) Propor um procedimento de análise de projeto simplificado e compensação de energia para condomínios;
- d) Desenvolver ou utilizar ferramentas que auxiliem o processo de aplicação da metodologia;
- e) Realizar um estudo de caso para validar a metodologia.

1.2 Delimitações do Trabalho

Este projeto de pesquisa delimita-se no foco de geração de energia distribuída fotovoltaica em edifícios multifamiliares tendo em vista o aspecto energético do sistema, abordando a energia gerada e energia demandada, não entrando em aspectos como proteção, condutores e detalhes da conexão com a rede. Há uma breve citação dos aspectos legais que envolvem o projeto visando esclarecer quem pode ou não aderir ao sistema de compensação de energia elétrica e de que forma isso pode ser realizado, porém, o trabalho não visa se aprofundar em aspectos legais do enquadramento dos consumidores.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este referencial teórico apresenta os tópicos: radiação solar, módulos fotovoltaicos, inversores fotovoltaicos, dimensionamento de sistemas conectados à rede, conexão com a rede e sistema de compensação de energia elétrica, apresentados a seguir.

2.1 Radiação Solar

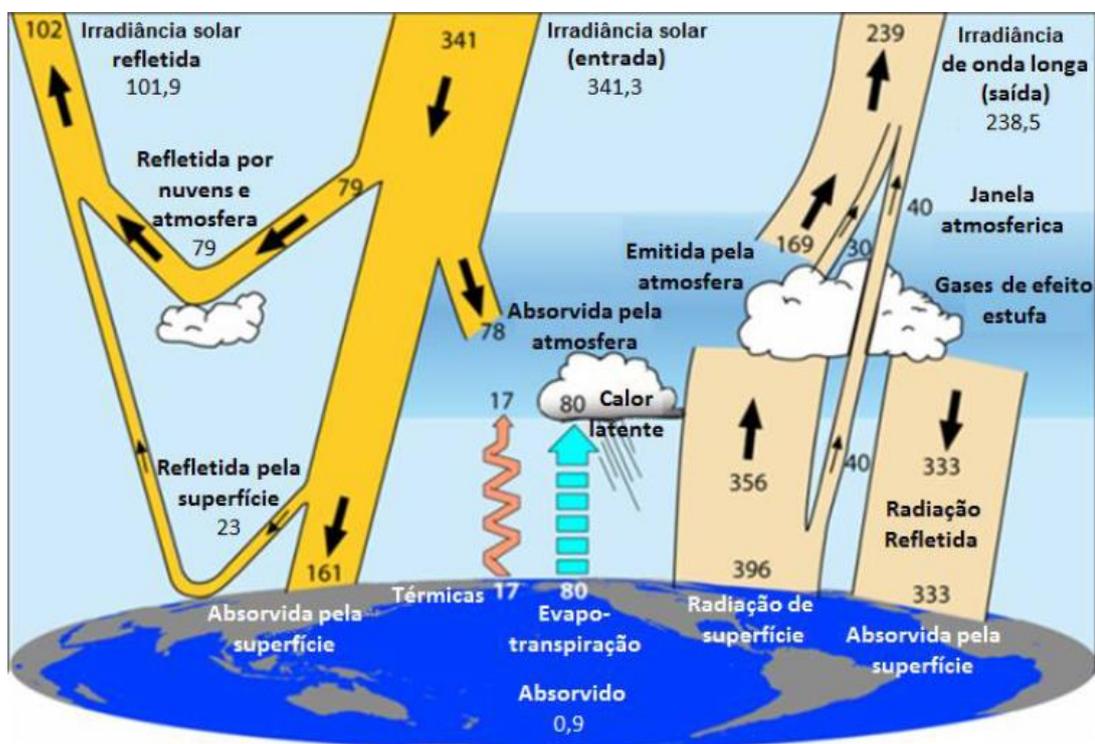
Enquanto a palavra radiação refere-se à energia que é emitida na forma de ondas eletromagnéticas, a irradiação refere-se à exposição a essa radiação, normalmente dado em Wh/m^2 . Por outro lado, a irradiância representa o fluxo de energia radiante instantâneo ou médio que incide sobre uma superfície, real ou imaginária, por unidade de área, normalmente dado em W/m^2 .

As definições apresentadas abaixo sobre radiação, irradiância e irradiação são baseadas em CRESEBS (2014).

A irradiância solar, quando assim medida num plano perpendicular à direção da propagação dos raios solares no topo da atmosfera terrestre recebe o nome de constante solar. Considerando que a Terra tem um raio médio de 6371 km e a constante solar possui um valor de irradiância de 1367 W/m², a potência total disponibilizada pelo Sol à Terra é de aproximadamente 174 mil TW (terawatts).

A radiação, com base em análises e observações feitas do espaço, permitiram avaliações do fluxo de energia na terra de forma mais qualitativa. O diagrama de fluxo de potência global, com medições feitas de março de 2000 a novembro de 2005, é apresentado na Figura 3. Esse diagrama indica que cerca de 54% da irradiância solar que incide no topo da atmosfera, 7% é refletida e 47% absorvida pela superfície terrestre (os outros 46% restantes são ou refletidos ou absorvidos diretamente pela atmosfera), diminuindo assim a potência total disponibilizada pelo Sol à Terra para cerca de 94 mil TW.

Figura 3 – Fluxo de potência global (em W/m²).

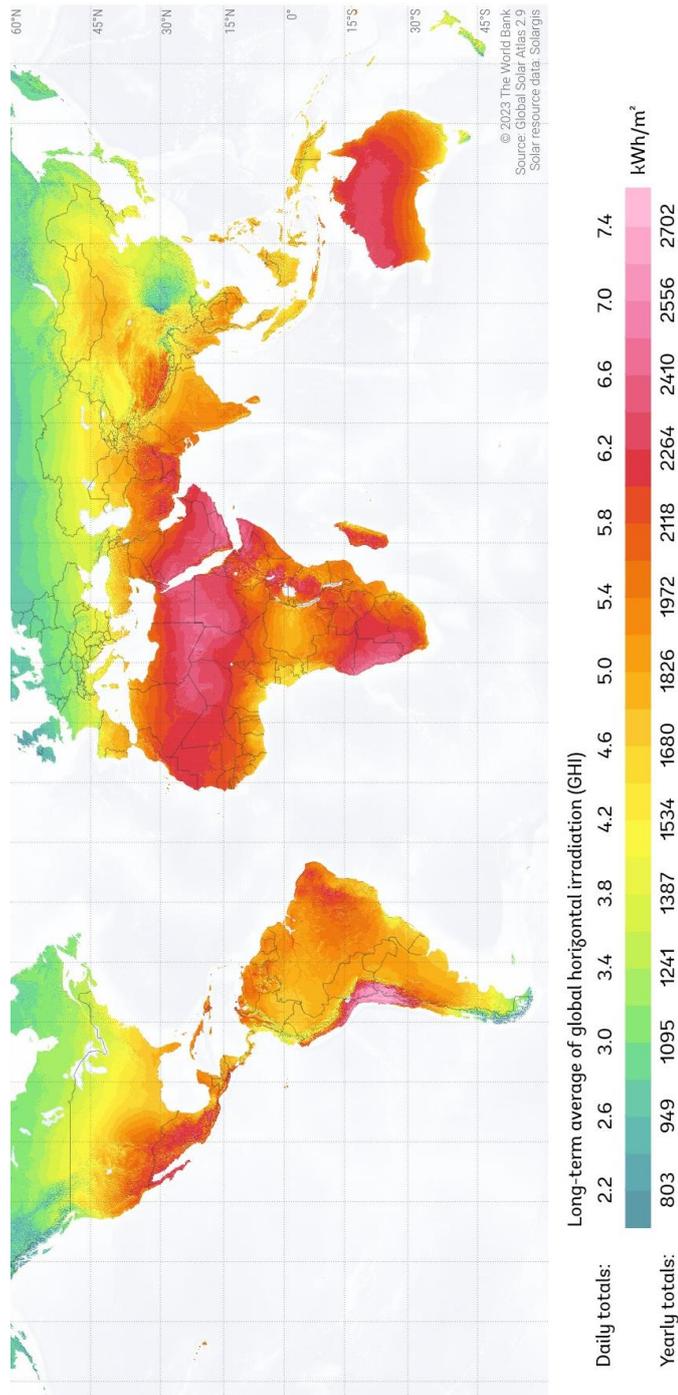


Fonte: Trenberth et al. [2009]

Para profissionais envolvidos no desenvolvimento e na aplicação de tecnologias de energia fotovoltaica, é de grande utilidade fazer uso de mapas que representam a distribuição

geográfica da irradiação solar média anual (expressa em kWh/m²) incidente sobre a superfície terrestre, conforme ilustrado na Figura 4. Os dados apresentados foram obtidos por meio de estimativas com base em imagens de satélites meteorológicos, abrangendo o período de 1994 a 2018.

Figura 4: Irradiação Horizontal Global (GHI): Média anual de longo prazo das quantidades diárias e anuais totais.



Fonte: SOLARGIS [2023]

Já a Figura 5 mostra a irradiação direta normal em Wh/m², considerando a média diária em Porto Alegre – RS onde o estudo de caso deste trabalho foi realizado.

Figura 5: Irradiação direta normal (Wh/m²), média diária em Porto Alegre – RS

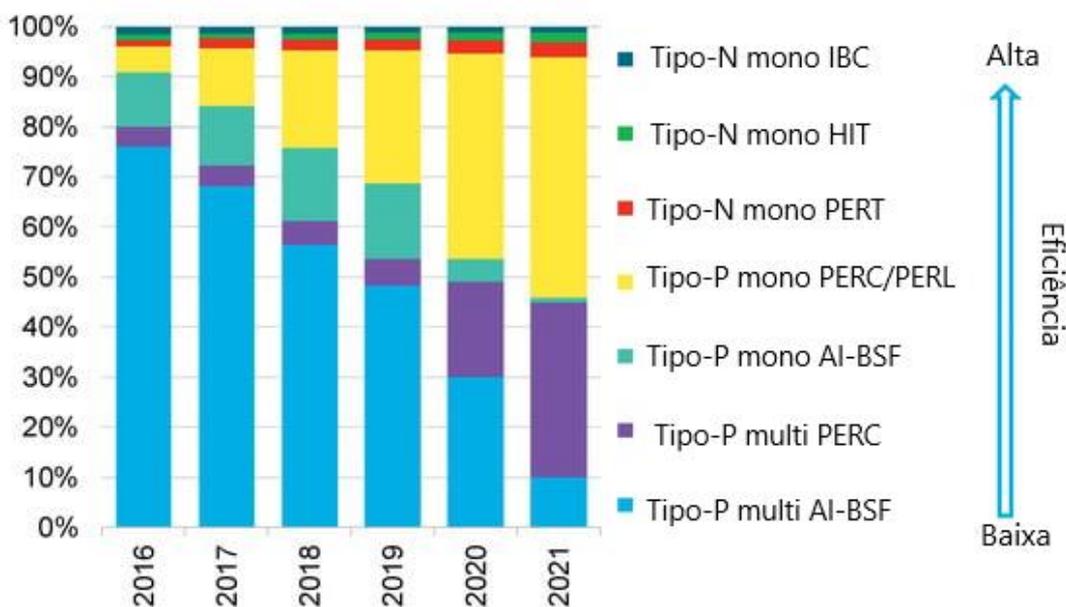
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6	194	90	30						25	116	32	46
6 - 7	334	305	266	212	111	37	43	114	190	250	258	246
7 - 8	417	405	385	349	299	239	276	273	274	325	379	371
8 - 9	480	480	451	415	365	318	361	349	336	372	453	452
9 - 10	515	512	486	468	406	360	407	399	374	407	498	505
10 - 11	531	515	488	472	420	383	441	426	391	426	528	541
11 - 12	520	493	482	469	419	397	446	443	405	435	531	547
12 - 13	505	492	473	461	411	396	448	447	403	430	528	522
13 - 14	468	467	455	448	391	375	424	432	385	407	501	502
14 - 15	427	437	424	417	350	334	382	395	350	369	459	464
15 - 16	383	393	377	353	268	239	293	318	288	314	421	419
16 - 17	341	337	301	183	60	30	75	134	175	231	347	359
17 - 18	230	191	69						8	40	137	225
18 - 19												
19 - 20	14											
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	5359	5118	4688	4247	3501	3110	3595	3730	3601	4122	5602	5736

Fonte: SOLARGIS [2023]

2.2 Módulos Fotovoltaicos

A energia contida na radiação solar pode ser diretamente convertida em energia elétrica através do uso de células fotovoltaicas. Essas células são dispositivos fabricados a partir de materiais semicondutores, como o silício, em suas formas monocristalina e multicristalina. A Figura 6 ilustra a participação das diferentes tecnologias no mercado global de módulos fotovoltaicos, destacando o monocristalino como o material mais amplamente utilizado, representando em torno de 45% do mercado, seguido pelo multicristalino 35% do mercado.

Figura 6: Participação de mercado de diferentes módulos FV de silício cristalino (c-Si).



Fonte: WANG e BARNETT [2019]

As definições apresentadas abaixo sobre os módulos fotovoltaicos são baseadas em CRESEBS (2014) e Zilles Macedo et al (2012).

- Módulo de silício monocristalino (m-SI):** Neste módulo é utilizado um único cristal de silício. Por ser ultrapuro, é possível reconhecer facilmente as diferenças entre o monocristalino e o policristalino, o monocristalino apresenta uma cor uniforme, conforme Figura 7. A eficiência de conversão comercial média deste módulo é em torno de 18%, existindo módulos com eficiência superior a 20%.

Figura 7: Módulo de silício monocristalino



Fonte: Solaris [2020]

- b) **Módulo de silício policristalino (m-Si):** Este módulo possui um processo diferente do monocristalino, nele é utilizado o processo de fundição dos cristais, onde os cristais de silício são fundidos em um bloco, assim preservando a formação de múltiplos cristais. Quando o bloco é cortado, é possível observar esta formação de múltiplos cristais, conforme apresentado na Figura 8. Já sua eficiência de conversão é em média de 15%.

Figura 8: Módulo de silício policristalino



Fonte: Solaris [2020]

Existem duas eficiências de conversão. CRESEBS (2014) define que “A eficiência η : é o parâmetro que define quão efetivo é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente” é calculada através de (1).

$$\eta = \frac{P_o}{P_i} \quad (1)$$

Onde:

P_o : potência obtida na saída do conversor;

P_i : potência da radiação solar incidente sobre a área do conversor fotovoltaico.

Por outro lado, a eficácia de conversão de célula ou módulo – η (%) – é a razão entre a potência máxima fornecida pela célula ou módulo, e o produto da área da célula (ou do módulo), pela irradiância total.

$$\eta(\%) = \frac{P_{MP}}{(A_{MT} \cdot \text{ou} \cdot A_{CT}) \cdot G_{TOT}} \times 100\% \quad (2)$$

Onde:

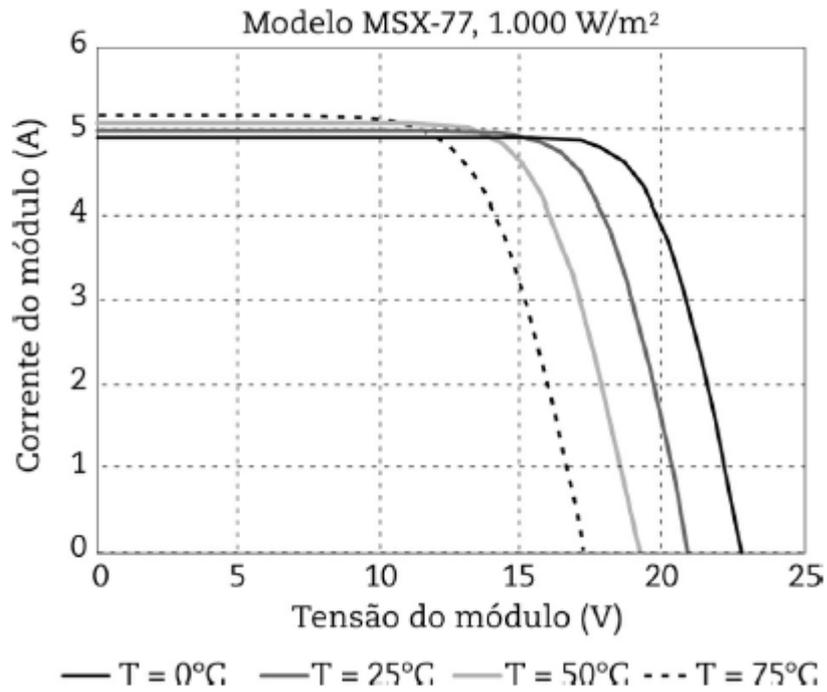
A_{MT} : área total do módulo;

A_{CT} : área total da célula;

G_{TOT} : Irradiância total.

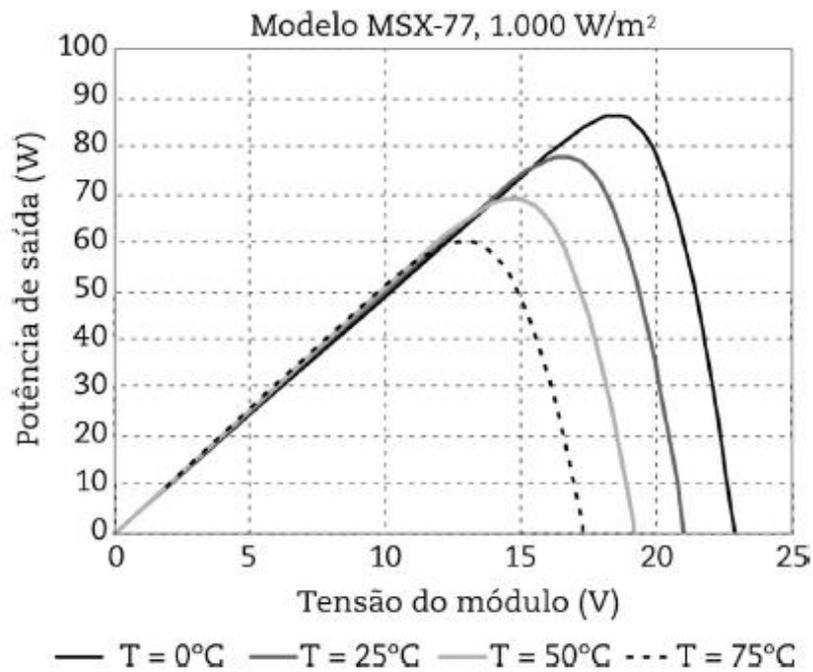
As células fotovoltaicas mais comuns têm a capacidade de gerar sua potência máxima nominal sob condições típicas de teste, ou seja, com uma irradiância de 1000 W/m² e uma temperatura da célula em torno de 25°C. Nessas condições, elas produzem uma corrente na faixa de aproximadamente 32 mA/cm². Portanto, cada célula é capaz de gerar uma corrente que varia de 1,5 A (para células de 50 cm²) a 4,5 A (para células de 150 cm²), mantendo uma tensão na faixa de 0,45 V a 0,48 V. Essa característica pode ser observada nas curvas IxV e PxV, exemplificadas nas Figuras 9 e 10, como no caso do Modelo MSX-77 sob condições de 1000 W/m².

Figura 9 – Curvas I – V para o Modelo MSX-77, a 1000 W/m^2 e vários níveis de temperatura da junção p-n.



Fonte: Zilles Macedo, Sistemas fotovoltaicos [2012]

Figura 10 – Curvas P – V para o módulo MSX-77, a 1000 W/m^2 e vários níveis de temperatura da junção p-n.



Fonte: Zilles Macedo, Sistemas fotovoltaicos [2012]

Observando as Figuras 9 e 10, percebe-se que a temperatura é um fator importante no rendimento dos módulos fotovoltaicos. Um aumento na temperatura provocará uma diminuição da tensão de circuito aberto e uma perda de potência. Essa taxa de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura, para células de silício, assume valores em torno de $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

Os módulos fotovoltaicos podem ser associados em série e/ou em paralelo, utilizados de diferentes maneiras para se obter os níveis de tensão e corrente desejados. Em relação as associações:

a) Associação em série: Nesta conexão, o terminal positivo de um dispositivo fotovoltaico é conectado ao terminal negativo do outro dispositivo. Para dispositivos idênticos e submetidos à mesma irradiância, quando assim ligados em série, as tensões são somadas e a corrente não é afetada. É possível observar o resultado desta associação demonstrado na Figura 11 e nas expressões (3)-(4).

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (3)$$

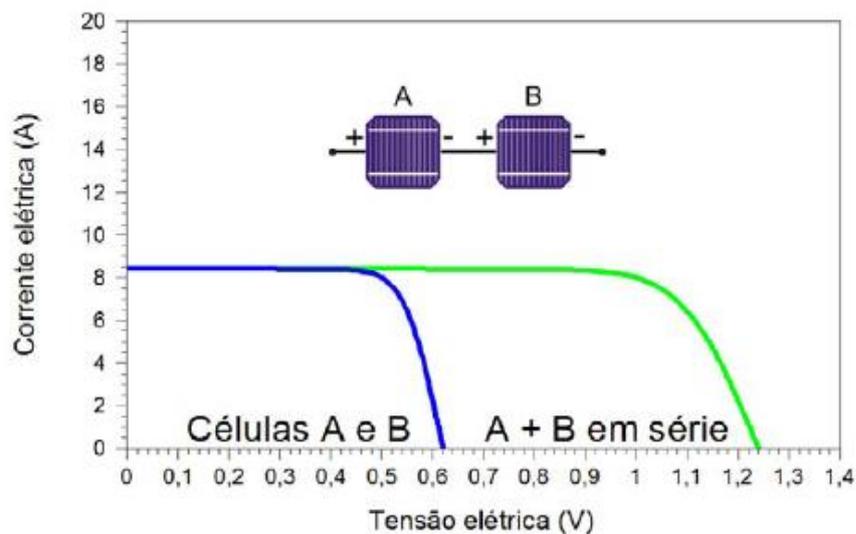
$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (4)$$

Onde:

V : Tensão do módulo;

I : Corrente do módulo.

Figura 11: Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em série.



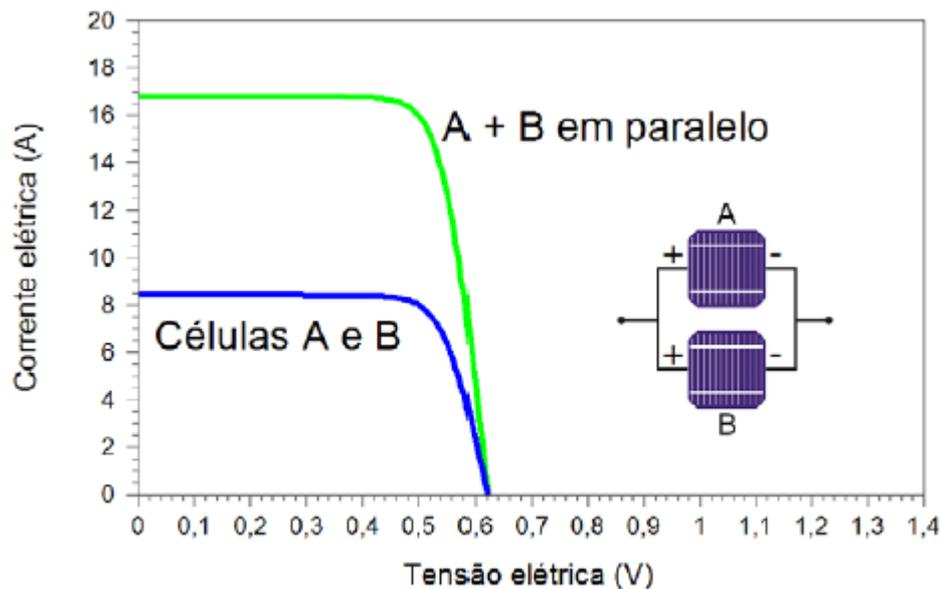
Fonte: CRESESB [2014]

b) Associação em paralelo: nesta associação, os terminais positivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos, fazendo então o efeito inverso da associação em série. Ao serem submetidos a mesma irradiância, as correntes são somadas e a tensão não é afetada, sendo possível observar o resultado desta associação na Figura 12 e nas expressões (5)-(6).

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (5)$$

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (6)$$

Figura 12: Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas em paralelo



Fonte: CRESESB [2014]

2.3 Inversores Fotovoltaicos

O inversor é o dispositivo que converte a energia elétrica CC em CA. A energia CC pode ser proveniente de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. Esse equipamento pode ser considerado o coração do sistema fotovoltaico, por isso a qualidade é fundamental para assegurar assim um bom desempenho e segurança do sistema. O inversor deve apresentar uma tensão CA de saída com amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas desejadas. Dito isso, caso o sistema esteja conectado à rede, o inversor deverá ter a tensão de saída sincronizada com a tensão de rede alvo.

Para obter o melhor inversor para o sistema verifica-se as especificações dos inversores e as especificações do gerador fotovoltaico, analisando se os módulos fornecem a tensão dentro da faixa de tolerância especificada pelo fabricante do inversor. Existem alguns fatores impactantes na escolha dos inversores. A tensão de circuito aberto (V_{OC}) do gerador

fotovoltaico não pode exceder a faixa de tensão especificada da entrada do inversor, nos momentos em que a temperatura é mais baixa. E a tensão de máxima potência (V_{mp}) do gerador fotovoltaico não pode ficar abaixo da mesma faixa de tensão especificada de entrada do inversor, neste caso em temperaturas mais elevadas.

Os inversores são o núcleo dos projetos de sistemas fotovoltaicos, por isso que durante sua evolução tecnológica e a disseminação dos sistemas fotovoltaicos, a eficiência de seguimento do ponto máxima potência (SPPM) tornou-se tão importante quanto a eficiência de conversão CC-CA, evitando assim perdas significativas. O ponto de máxima potência depende de diversos fatores externos tais como o gerador fotovoltaico, a radiação solar e a temperatura. O seguidor de máxima potência, contido no inversor, ajusta dinamicamente o ponto de operação do gerador fotovoltaico para que a máxima potência seja obtida em uma dada condição. As características do inversor e dos módulos fotovoltaicos são todos dependentes uns dos outros para a avaliação da eficiência de seguidor do ponto de máxima potência.

2.4 Dimensionamento de Sistemas Conectados à Rede

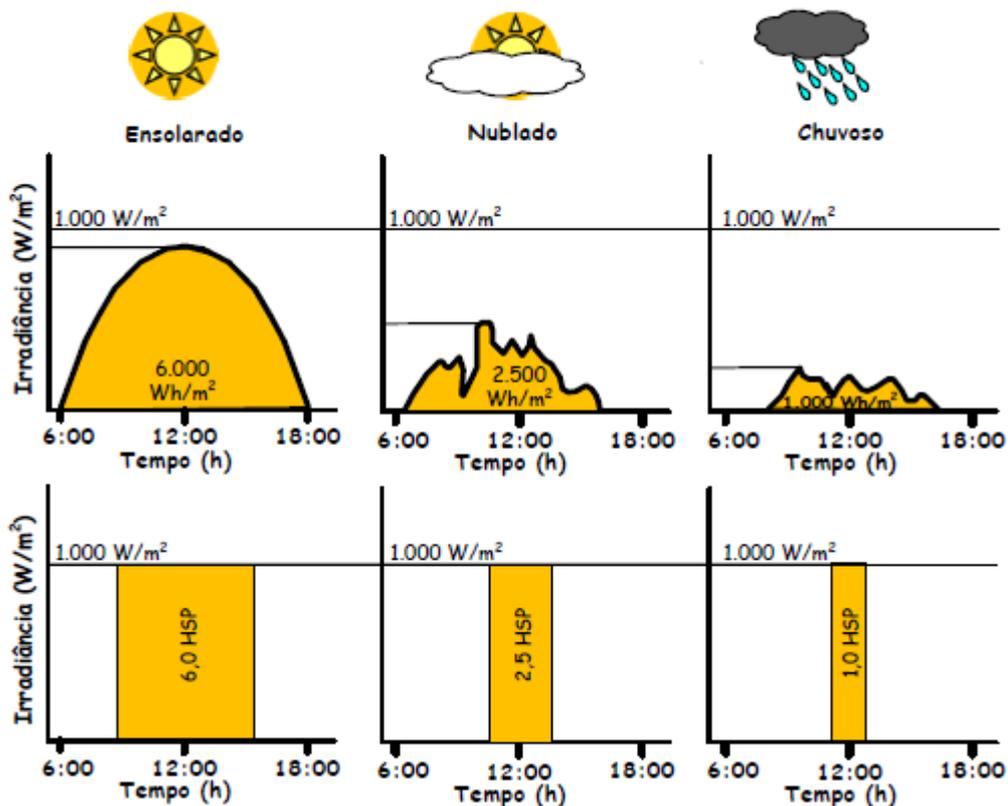
Para dimensionar um sistema fotovoltaico deve-se levar em consideração a geração, potência, irradiação solar e, para alguns específicos casos, o armazenamento de energia. Envolvendo assim diversas etapas que devem ser cumpridas para efetuar o seu dimensionamento.

As principais etapas de um projeto de sistema fotovoltaico são: levantamento de dados de irradiação solar no local projetado; definição do melhor local para aplicação e configuração do sistema; levantamento da demanda aplicada; dimensionamento do gerador fotovoltaico; dimensionamento dos inversores e, caso necessite, o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia.

2.4.1 Irradiação Solar

Inicialmente, averigua-se a irradiação (ou irradiância média) solar no local onde será instalado o painel fotovoltaico. Esse valor é dado de forma mais comum em valores médios mensais para o valor de energia acumulada ao longo do dia. É também necessário, mas não de modo obrigatório, fazer o levantamento meteorológico do local. Os dados são obtidos a partir de informações meteorológicas medidas e armazenadas ao longo de vários anos e, com base nessas informações, é dado o termo de Ano Meteorológico Padrão ou Típico. Na Figura 13, é exemplificado o comportamento da irradiância solar com a variação meteorológica.

Figura 13: Exemplo de perfis de irradiância solar em Horas de Sol Pleno (HSP)



Fonte: CRESESB [2014]

A variação meteorológica impacta diretamente no dimensionamento do sistema, pois um gerador fotovoltaico depende tanto da irradiância e da temperatura dos módulos. A irradiância solar tem um impacto muito maior no gerador do que a temperatura, pois pode variar muito em um curto intervalo de tempo durante o dia. Sendo assim, para estimar a produção de energia elétrica é melhor considerar a totalidade de energia convertida em intervalos de tempos. Então usa-se o número de Horas de Sol Pleno (HSP). O HSP é o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a 1 kW/m^2 , de modo que a energia resultante seja equivalente a disponibilizada pelo sol no local, conforme demonstrado na Figura 13.

2.4.2 Localização do Sistema

A eficiência do gerador fotovoltaico depende também da localização em que é instalado. Há muitas variáveis que afetam seu desempenho, como elementos sombreadores, superfícies reflexivas e até locais muito quentes a sua eficiência. A instalação de um sistema FV em locais urbanos tende a ter menos liberdade na hora de projetar, principalmente em instalações do tipo *rooftop* (de telhado).

É importante então levar em consideração todos os objetos sombreadores em volta do local, o índice meteorológico, superfícies reflexivas e o tipo de material em que o painel solar será instalado, pois cada aspecto será impactante em sua eficiência. A análise da localização é facilitada pelo uso de ferramentas computacionais.

2.4.3 Demanda aplicada

Para o dimensionamento do sistema é de muita importância fazer o levantamento da demanda requisitada total que o sistema irá atender, sendo assim, o sistema deve usualmente gerar a mesma energia que a demanda requisita. O cálculo de demanda é normalmente feito através da soma da energia demandada pela unidade consumidora ou unidades a receberem os créditos de forma remota. Em alguns casos, a potência do sistema fica limitada ao espaço existente no local, não sendo possível produzir a energia demandada por um ou mais consumidores.

2.4.4 Gerador Fotovoltaico

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico é necessário entender como funciona o sistema de compensação de energia regulamentado pelo governo. No sistema de compensação adotado pelo Brasil (Resolução normativa ANEEL 482/2012 e LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022), quando o sistema fotovoltaico gerar mais energia que foi demandada pelo consumidor, a energia excedente será entregue à rede elétrica. Ou seja, ao fim do mês, caso o balanço energético seja positivo, a distribuidora irá disponibilizar um crédito referente a energia excedente que será compensado nas faturas subsequentes.

É necessário então fazer o levantamento do consumo médio diário anual desejado (Wh/dia), este pode ser calculado através do histórico de faturas mensais de consumo de energia elétrica emitidas pela distribuidora responsável. É ressaltado que o consumidor deve realizar o pagamento de um valor mínimo de energia dependente do número de fases de sua conexão com a rede, mesmo que não consuma ou que gere mais que o consumido. A potência do sistema pode ser calculada por (7), onde também é possível escolher uma fração dessa demanda de energia elétrica consumida que se pretende suprir com o sistema.

$$P_{FV}(W_P) = \frac{\frac{E}{TD}}{HSP_{MA}} \quad (7)$$

Onde:

$P_{FV}(W_p)$: Potência do pico do painel fotovoltaico;

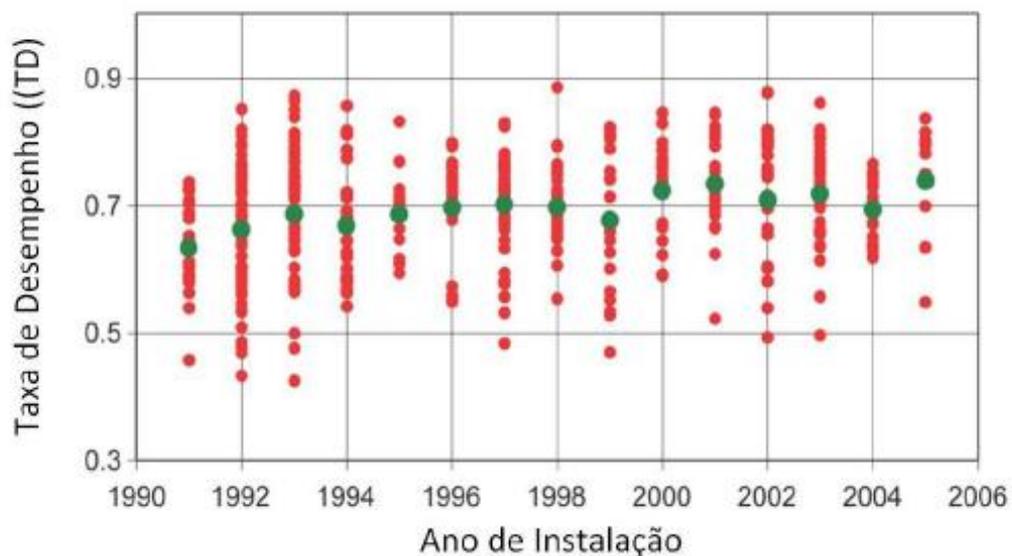
$E\left(\frac{Wh}{dia}\right)$: Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

$HSP_{MA}(h)$: Média diária anual das HSP incidente no plano do painel fotovoltaico;

$TD(adimensional)$: Taxa de desempenho.

O desempenho do sistema fotovoltaico é medido tipicamente pela taxa de desempenho, cujo é definida pela relação entre o desempenho máximo teórico possível e o desempenho real. Essa relação é um parâmetro que serve para avaliar a geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico, pois leva em consideração a potência real do sistema contando com todas as perdas possíveis e as condições reais de operação. A Figura 14, conforme CRESESB (2014), mostra a taxa de desempenho de 527 sistemas fotovoltaicos instalado na Europa, em maioria na Alemanha.

Figura 14 – Taxa de desempenho (TD) de 527 sistemas fotovoltaicos instalados na Europa, a maioria na Alemanha, entre 1991 e 2005.



Fonte: CRESESB [2014]

Uma TD entre 70% e 80% em sistemas fotovoltaicos residenciais, bem ventilados e não sombreados, pode ser obtida normalmente nas condições de radiação solar no Brasil.

2.4.5 Dimensionamento do Inversor

O fator de dimensionamento do inversor representa a razão entre a potência nominal do inversor (P_{inv}^0) e a potência nominal do gerador fotovoltaico P_{FV}^0 . Por exemplo, um FDI de 0,8

(usualmente utilizado) indica que a capacidade do inversor é 80% da potência nominal do gerador fotovoltaico.

$$FDI = \frac{P_{inv}^0}{P_{FV}^0} \quad (8)$$

Onde:

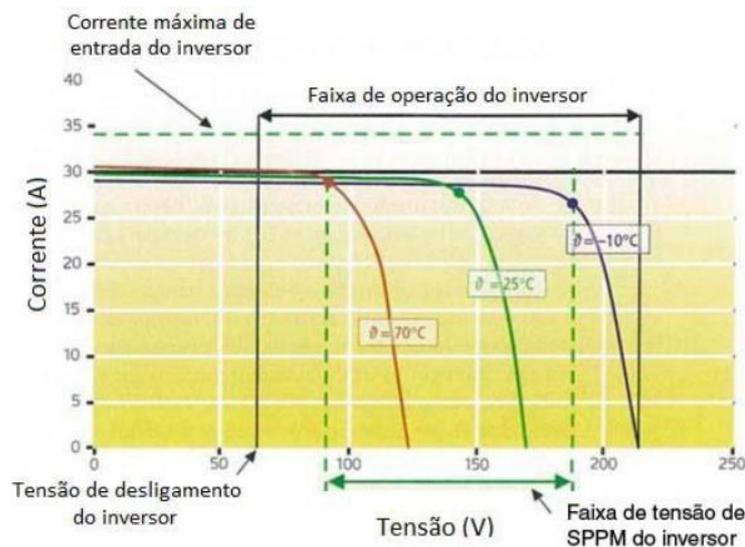
P_{inv}^0 : Potência nominal do Inversor;

P_{FV}^0 : Potência nominal do Gerador fotovoltaico.

O inversor com FDI igual a 0,8 irá limitar a potência de saída ao seu valor nominal através do controle do buscador de máxima potência, esta situação ocorre para valores elevados de radiação. Por outro lado, em horários de menor radiação, que normalmente não sensibilizariam um inversor de potência maior, o inversor de FDI 0,8 está mais propício a produzir energia.

Os inversores também dependem da tensão de operação e corrente de operação como visto anteriormente no item 2.3. A tensão de entrada do inversor será a soma das tensões dos módulos associados em série e, dado que a tensão é dependente da temperatura, deverá ser levado em consideração as temperaturas extremas tanto do inverno quanto do verão. A Figura 15 exemplifica a faixa de operação de um inversor em função da temperatura.

Figura 15 – Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura e a compatibilidade, com as janelas de tensão do SPPM e de operação do inversor.



Fonte: CRESEBS [2014]

O número máximo de módulos em série deverá respeitar a tensão máxima suportável pelo módulo, no qual é informada pelo fabricante e pode ser verificada através de (9).

$$N \text{ módulos}_{\text{série}} \cdot V_{ocTmin} < V_{i_{max}} \quad (9)$$

Onde:

$V_{i_{max}}(V)$: Máxima tensão c.c admitida pelo inversor;

$V_{ocTmin}(V)$: Tensão em circuito aberto (V_{oc}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista.

Adicionalmente, considerando o exposto anteriormente, o dimensionamento deve ser feito para atender a faixa de tensão de operação do SPPM do inversor, sendo assim, o número de módulos conectados em série deverá respeitar à faixa de tensão SPPM do inversor. No Brasil, a máxima temperatura dos módulos fotovoltaicos pode chegar acima de 70° C, tendo uma redução de tensão CC do sistema conforme mostra a Figura 10, portanto, deve-se avaliar se o sistema fotovoltaico possui número suficiente de módulos conectados em série de modo que a tensão do painel fotovoltaico seja superior à mínima tensão de SPPM do inversor.

$$\frac{V_{i_{SPPMmin}}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ} \text{ módulos}_{\text{série}} < \frac{V_{i_{SPPMmax}}}{V_{mpTmin}} \quad (10)$$

Onde:

$V_{i_{SPPMmin}}(V)$: Mínima tensão c.c de operação do SPPM do inversor;

$V_{i_{SPPMmax}}(V)$: Máxima tensão c.c de operação do SPPM do inversor;

$V_{mpTmin}(V)$: Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista;

$V_{mpTmax}(V)$: Tensão de potência máxima (V_{mp}) de um módulo fotovoltaico na maior temperatura de operação prevista.

A corrente máxima CC do inversor também deve estar dimensionada de forma que o seu valor não seja ultrapassado pelo número máximo de fileiras em paralelo dos módulos, conforme (11).

$$N^{\circ} \text{ series} FV_{\text{paralelo}} = \frac{I_{imax}}{I_{SC}} \quad (11)$$

Onde:

$I_{imax}(A)$: Corrente máxima CC admitida na entrada do inversor;

$I_{SC}(A)$: Corrente de curto-circuito do módulo FV nas STC.

Estes são os critérios básicos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, desconsiderando os demais elementos, como cabos e proteções, não sendo o objetivo deste

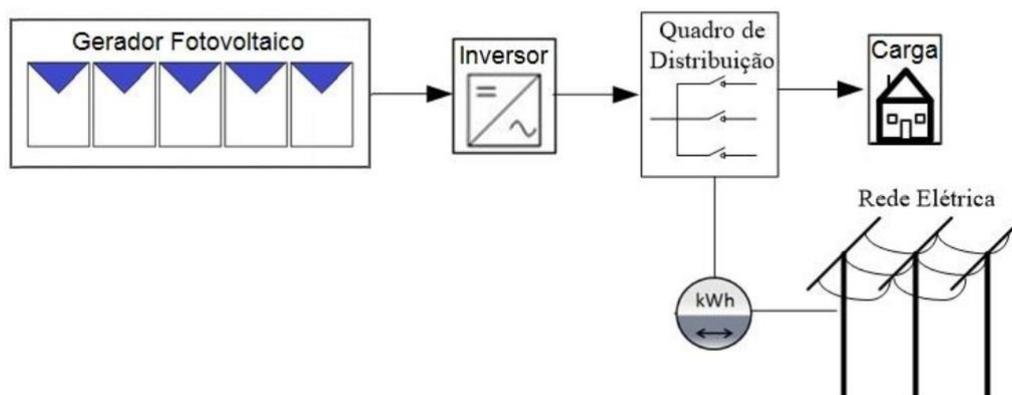
trabalho. Existem também *softwares* para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e verificação das conexões dos módulos com os inversores, entre eles podem ser citados os mais utilizados no mercado, PV*SOL e PVSystem, e uma opção livre, o OpenSolar. Na etapa de análise energética do sistema, este trabalho fará uso do OpenSolar.

2.5 Conexão com a Rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede dispensam o uso de acumuladores, pois sua energia produzida pode ser diretamente consumida pela carga do local ou injetada diretamente na rede elétrica. As potências instaladas variam entre poucos kW em instalações residenciais e MW em grandes sistemas utilizados em empresas.

No Brasil os sistemas que são enquadrados entre micro e minigeração são regulamentados pela Lei 14300/2022 e devem atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). Nos sistemas fotovoltaicos, a energia fornecida pode ser medida através de um medidor bidirecional que registra o fluxo de potência de ambos os sentidos. O medidor a cada instante registra apenas um dos sentidos dependendo da diferença instantânea entre a demanda e a potência gerada pelo sistema fotovoltaico como mostrado na Figura 16.

Figura 16 – Medição bidirecional de registros independentes com a utilização de um medidor bidirecional



Fonte: CRESEBS [2014]

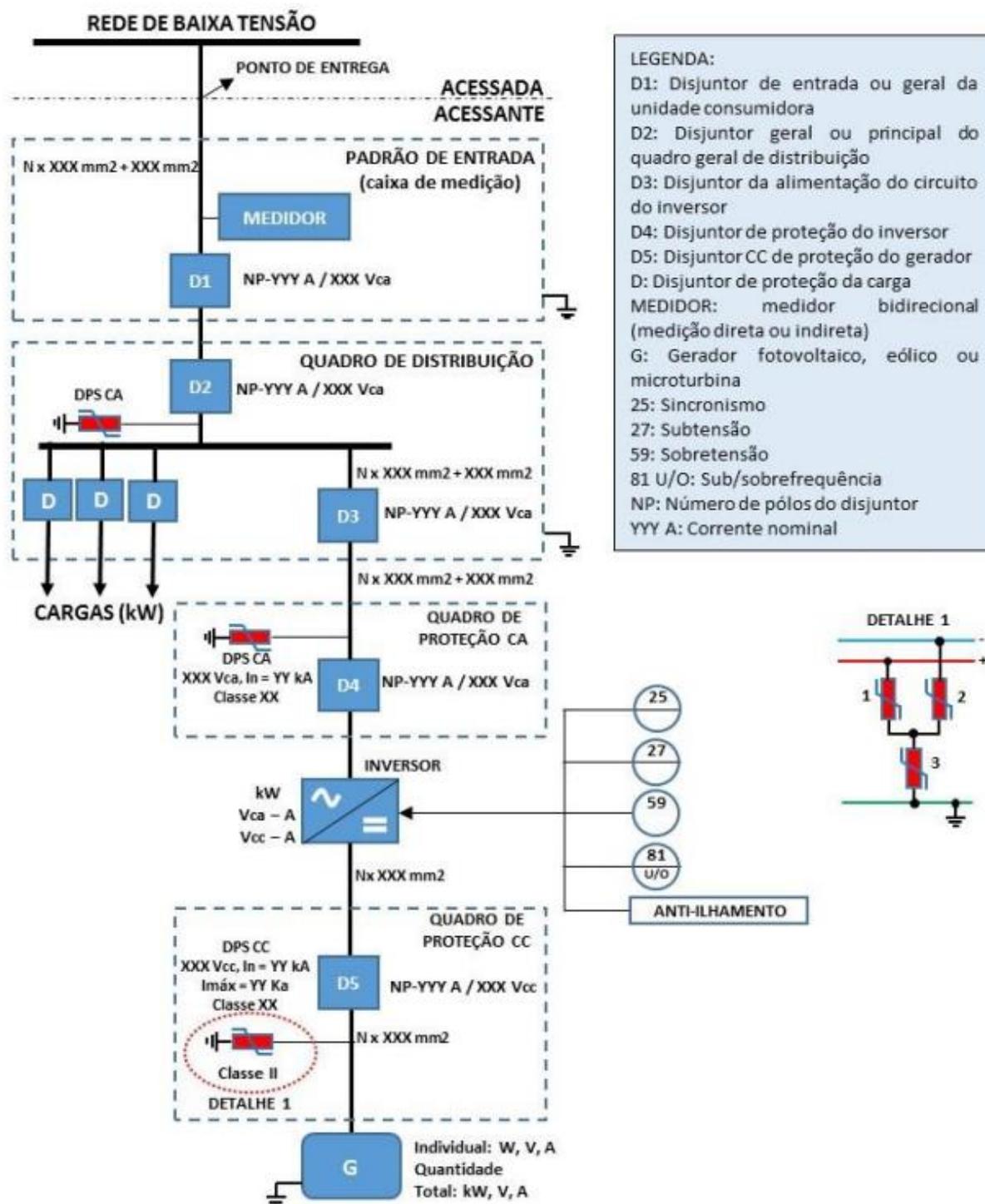
Os sistemas fotovoltaicos conectados com a rede devem obedecer aos requisitos de sua rede de distribuição e devem estar em conformidade conforme a norma ABNT NBR 16149. Selecionando como exemplo os requisitos gerais da CEEE-D Equatorial, devem ser respeitados os seguintes pontos em relação a proteção e qualidade de energia NT.020:

- a) Cintilação;

- b) Proteção de Injeção de Componente C.C. na Rede Elétrica;
- c) Harmônicos de Corrente;
- d) Perda da Tensão da Rede e Proteção Anti-ilhamento;
- e) Variação de Tensão;
- f) Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Faltas na Rede;
- g) Variação de Frequência;
- h) Fator de Potência (FP) e Injeção/Demanda de Potência Reativa.

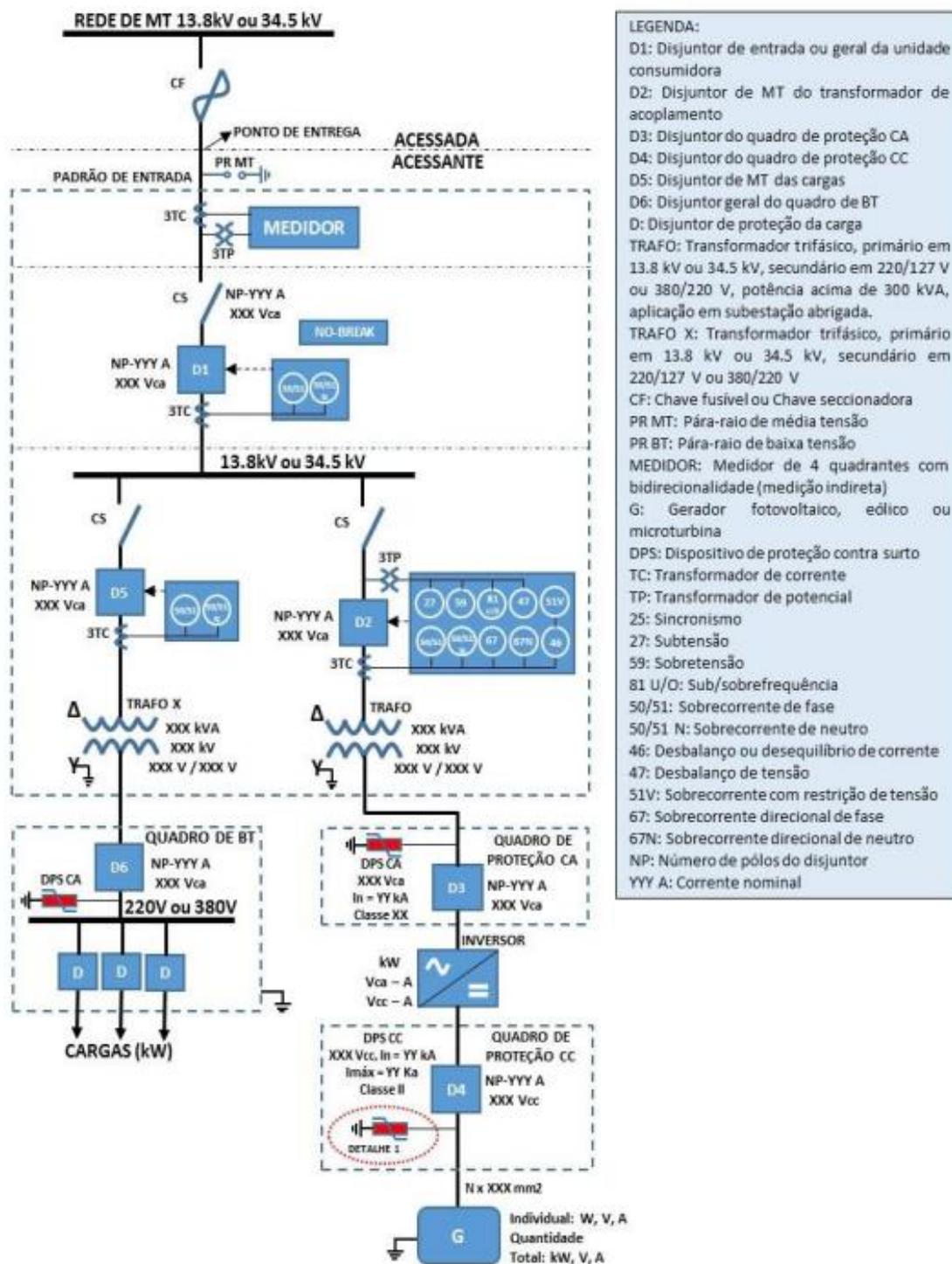
As conexões possíveis de sistemas fotovoltaicos são as de minigeração, que possuem um valor maior que 75 kVA, e as de microgeração, até 75 kVA. Os elementos principais dos dois modelos de acordo com a CEEE Equatorial são apresentados nas Figuras 17 e 18. O objetivo deste trabalho não é detalhar os elementos para cada tipo de conexão, apenas apresentar os equipamentos necessários, conforme Figuras.

Figura 17 – Modelo de diagrama unifilar de microgeração conectada à rede de baixa tensão com uso de inversor e sem transformador de acoplamento.



Fonte: Equatorial Energia [2024]

Figura 18 – Modelo de diagrama unifilar de minigeração com padrão de entrada em subestação abrigada acima de 300 kVA em 13,8 kV, 23,1 kV ou 34,5 kV com uso de inversores e com transformador elevador na geração.



Fonte: Equatorial Energia [2024]

2.6 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

O sistema de compensação de energia para geração distribuída segue a Lei 14300/2022 e regulação da distribuidora local (que deve respeitar a lei). No estudo deste trabalho, será considerada a compensação de energia da CEEE Equatorial.

A Lei 14300/2022 institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, colocando assim o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) e o programa de Energia Renovável Social (PERS). No capítulo IV Art. 9º diz que: “Podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras:

- I - com microgeração ou minigeração distribuída com geração local ou remota;
- II - integrantes de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;
- III - com geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada;
- IV - caracterizados como autoconsumo remoto.”

Onde, segundo a Lei 14300/2022, são caracterizados:

- a) **autoconsumo local:** modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;
- b) **autoconsumo remoto:** modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;
- c) **empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento;
- d) **geração compartilhada:** modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra

forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora.”

Com isso entende-se que: autoconsumo remoto refere-se à prática de usar energia solar gerada em uma localização central (por uma pessoa física ou jurídica) em unidades consumidoras distintas pertencentes ao mesmo titular. Isso permite que a energia gerada em um local, por exemplo, em uma residência principal, seja direcionada e consumida em outras propriedades ou unidades, como uma casa de praia ou filiais de uma empresa.

Geração compartilhada é um método de produção de energia solar que envolve a cooperação de diversos consumidores por meio de cooperativas ou consórcios. Nesse arranjo, os participantes unem seus recursos para compartilhar os custos associados à instalação de sistemas geradores de energia solar e, conseqüentemente, compartilham os benefícios derivados desse sistema. Por exemplo, várias empresas podem colaborar para implantar um sistema de geração de energia solar compartilhada em um terreno rural, e a energia gerada é direcionada ao sistema da distribuidora para ser utilizada como crédito e compensar as contas de energia de todas as empresas envolvidas nesse consórcio.

Já o empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, conforme definido pela ANEEL, é uma modalidade de energia solar compartilhada na qual cada unidade consumidora representa uma fração da energia produzida pelo sistema. Essa abordagem é frequentemente aplicada em condomínios residenciais, sejam eles compostos por edifícios de apartamentos ou casas. Nesse cenário, cada unidade residencial é considerada uma unidade de consumo, enquanto as áreas comuns do condomínio constituem outra unidade. O sistema gerador de energia solar é instalado, por exemplo, no telhado do edifício para beneficiar todas as unidades residenciais ou em uma área disponível (no caso de condomínios de casas).

Através dessa lei, a CEEE Equatorial atende os requisitos descritos nela e aplica o seu próprio sistema de compensação de energia elétrica. Sendo assim, algumas informações são descritas na norma NT.020 (EQUATORIAL ENERGIA, 2024):

- a) Os créditos de energia expiram em 60 meses após a data do faturamento em que foram gerados e ao final deste prazo, os créditos de energia devem ser revertidos para a modicidade tarifária sem que o consumidor tenha direito a qualquer forma de compensação. Os créditos de energia são estabelecidos em termos de energia elétrica ativa, e a sua quantidade não se altera devido a variações nas tarifas de energia elétrica. (ANEEL REN 1000 art. 655-L).

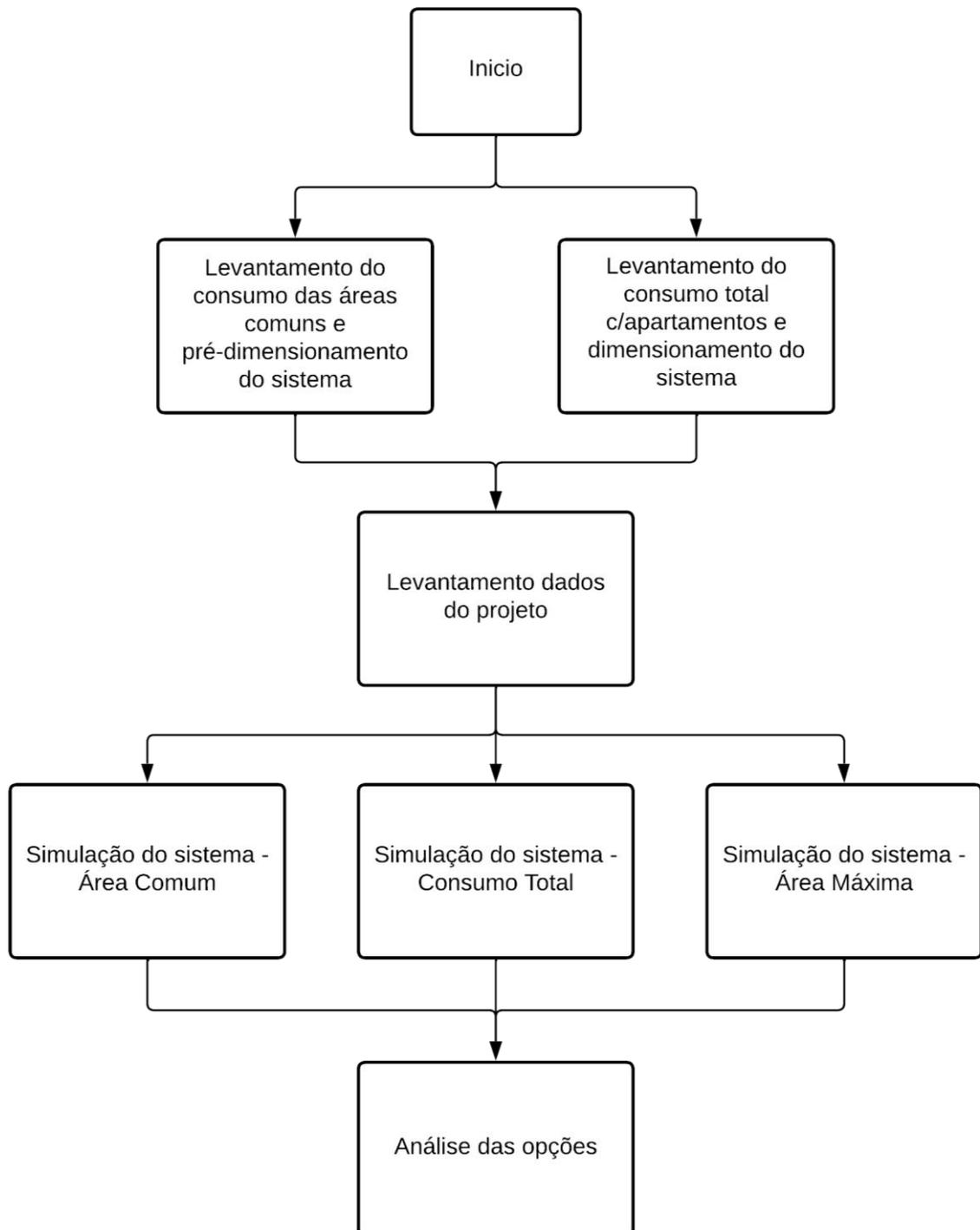
- b) Pode participar do sistema de compensação de energia elétrica o consumidor responsável por unidade consumidora: (ANEEL REN 1000 art. 655-D).
- Com micro ou minigeração distribuída;
 - Integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída;
 - Integrante de geração compartilhada; ou
 - Caracterizada como autoconsumo remoto.
- c) A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica ao consumidor livre ou especial. (ANEEL REN 1000 art. 655-D §2º).
- d) É vedada a inclusão de consumidores no SCEE nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica. (ANEEL REN 1000 art. 655-D §3º).
- e) O titular da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia, estabelecendo:
- O percentual do excedente de energia que será alocado a cada uma delas; ou
 - A ordem de prioridade para o recebimento do excedente de energia.
- f) É vedada a comercialização de créditos e excedentes de energia, assim como a obtenção de qualquer benefício na alocação dos créditos e excedentes de energia para outros titulares (ANEEL REN 1000 art. 655-M §5º).
- g) O faturamento no sistema de compensação de energia elétrica da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, considerando a energia elétrica ativa compensada, deve ocorrer a partir do ciclo subsequente à realização da vistoria e instalação ou adequação do sistema de medição (ANEEL REN 1000 art. 655-G §1º)

Dado o referencial teórico, o próximo item apresenta a metodologia proposta neste trabalho.

3 METODOLOGIA

Ao início da aplicação da metodologia há diversas opções que devem ser consideradas para a aplicação do projeto de geração distribuída em edifício multifamiliar. Para isso considera-se a Figura 19. Os itens da metodologia são discutidos a seguir.

Figura 19: Fluxograma estudo de caso Geração Distribuída em Edifício Multifamiliar



Fonte: Autor [2023]

- a) **Levantamento do consumo das áreas comuns e pré-dimensionamento do sistema:** é realizado um levantamento da demanda de energia elétrica das áreas comuns do

condomínio ou área do projeto, para assim obter os dados necessários para o projeto, como o dimensionamento da área utilizada para suprir essa demanda.

- b) **Levantamento do consumo total considerando os consumidores (apartamentos) e pré-dimensionamento do sistema:** é realizado um levantamento da demanda de energia elétrica de todo o local incluindo os apartamentos e área comum do projeto, assim podendo fazer o levantamento dos dados do projeto e fazer o dimensionamento da área total para suprir a demanda total.

Considerando os dados, é feito o pré-dimensionamento do sistema de geração distribuída fotovoltaica para suprir a demanda projetada com os dados levantados de consumo comum e consumo total. Assim como apresentado no item 2.4, é dimensionado o número de módulos do sistema instalado, realizado o dimensionamento dos inversores e a conexão do sistema. Para os módulos deve-se escolher o tipo de módulo e o tipo de conexão dos módulos, caso série ou paralelo, conforme citado no item 2.4. O inversor é dimensionado tendo um FDI de 80 a 120% e respeitando o limite de tensão nominal do inversor para módulos em série e corrente nominal para módulos em paralelo. A conexão do sistema é baseada no tipo de projeto que irá ser realizado para este estudo, sendo a conexão *On Grid*.

- c) **Levantamento dos dados do projeto:** após fazer o levantamento da demanda necessitada é então levado em consideração a área trabalhada/local e a irradiação local, conforme citado no item 2.1.

Utilizando a ferramenta OpenSolar, então são analisadas as três opções de dimensionamento são:

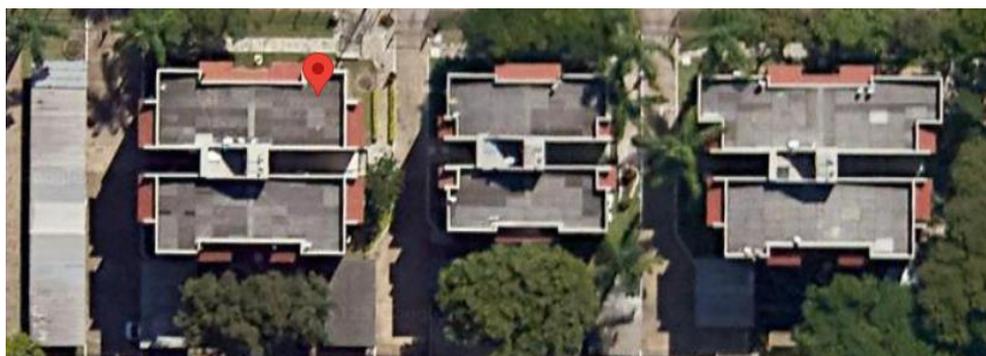
- d) **Simulação para a área comum:** com os valores do pré-dimensionamento do sistema, é feita a simulação através do *software* OpenSolar para assim atender a demanda da área comum do condomínio podendo ser feito um sistema *On Grid*, onde atenderia a demanda dessa área. A energia gerada atende a esta demanda e a energia excedente seria direcionada à rede elétrica, gerando assim créditos conforme o sistema da distribuidora local, para atender aos horários que a geração fotovoltaica não produz energia.
- e) **Simulação para o consumo total:** é realizado de forma análoga ao mencionado no item anterior, porém, a simulação é para um sistema maior, pré-dimensionamento devido ao aumento de demanda do projeto pois, as demandas dos apartamentos locais também serão atendidas.

- f) **Área máxima:** a simulação do sistema para uma área máxima visa prover a maior produção de energia possível do sistema fotovoltaico com a área total disponível para sua implementação, considerando assim a máxima potência que pode ser instalada, independente da demanda local, e viabilizar um retorno financeiro para o condomínio seguindo as normativas e leis conforme o item 2.5 e 2.6.
- g) **Análise das opções:** após a realização das etapas é feita uma a análise dos resultados.

4 ESTUDO DE CASO

Este item apresenta a aplicação do estudo de caso realizado em Porto Alegre – RS, no local de coordenada geográfica: -30.056130282863727, -51.161396566409685 representada na Figura 20. A irradiância média do local é 4,40 kWh/m².dia (CRESESB, 2024).

Figura 20: Imagem de satélite do local de realização do projeto.



Fonte: Google Maps [2023]

4.1 Levantamento do consumo e pré-dimensionamento

É estimado dois tipos de consumo: consumo comum, cujo é respectivo das áreas comuns do condomínio, tal como portão externo, luzes externas, luzes internas e garagem. Por outro lado, também há o consumo total do condomínio, considerando todos os moradores no cálculo de característica de consumo.

4.1.1 Áreas comuns

De acordo com o levantamento, a área comum possui uma demanda total associada as áreas externa e interna do condomínio igual a 5498 kWh/anual, conforme levantamento de janeiro a dezembro de 2023, ou seja, 15,06 kWh/dia. Considerando este consumo médio diário, a radiação média diária e um fator de desempenho igual a 0,8, a estimativa da potência do

sistema fotovoltaico pode ser estimada por (12). Neste caso, o sistema se configura como uma microgeração distribuída.

$$P_{FV}(W_P) = \frac{\frac{15,06}{0,8}}{4,4} = 4,28 \text{ kW} \quad (12)$$

Para sistema, foi considerado nove módulos JKM480N-60HL4 (Jinko) de 480 W, resultando em uma potência de pico de 4,32 kW. É necessário um inversor para a instalação desse sistema, sendo uma opção o GW5000-DNS-30 da GoodWe de 5 kW com 2 MPPTs, resultando em um FDI de 116%. No dimensionamento, foi optado por um MPPT com nove ligações em série para os nove módulos que foram necessários, sendo que a tensão e a corrente estão adequadas para os limites deste inversor e para o funcionamento do MPPT.

4.1.2 Consumo total

O condomínio totaliza três prédios, com 48 consumidores. O consumo de uma unidade em específico que autor tem acesso é em torno de 2396 kWh/anual e sua média de consumo diário é então 6,58 kWh/dia. Para o consumo total do condomínio, foi considerado o mesmo consumo diário do autor como padrão para os 48 consumidores totais, sendo a demanda total diária de 315,84 kWh/dia. Somando então com a demanda da área comum de 15,06 kWh/dia, o consumo total será de 330,9 kWh/dia.

Através do consumo total pode-se prever a potência necessária instalada para atender a demanda, conforme (13). Neste caso, o sistema se configura como uma minigeração distribuída.

$$P_{FV}(W_P) = \frac{\frac{330,9}{0,8}}{4,4} = 94,01 \text{ kW} \quad (13)$$

Foram necessários 204 módulos JKM480N-60HL4 (Jinko) de 480 W, sendo necessários diversos inversores, dada as diferentes áreas do condomínio. A descrição das áreas é dada no próximo item, na etapa de simulação.

Para Área 1, com 52 módulos e potência de pico de 24,96 kW, foi escolhido o inversor GW20KLS-MT (GoodWe) com cinco MPPTs e potência de saída de 20 kW (entrada máxima em CC de 30 kW), resultando em um FDI de 80%. Os módulos utilizam os cinco MPPTs, sendo duas entradas com 11 módulos e três entradas com 10 módulos, todos conectados em série.

Para Área 2 e 3, com 32 módulos e potência de pico de 15,36 kW para as duas áreas, foi escolhido o inversor GW12KLV-MT (GoodWe) de potência de saída de 12 kW (entrada máxima em CC de 18 kW), resultando em um FDI de 85%. Os módulos utilizam três MPPTs, sendo duas entradas com 11 módulos e uma entrada com 10 módulos, todos conectados em série.

Para Área 7 e 8, com 64 módulos e potência de pico de 30,72 kW, foi escolhido o inversor GW30KLV-MT (GoodWe) de potência de saída de 30 kW (entrada máxima em CC de 45 kW), resultando em um FDI de 100%. Os módulos utilizam cinco MPPTs, sendo duas entradas com 13 módulos e três entradas com 12 módulos, todos conectados em série.

Para Área 9 e 18, com 48 módulos e potência de pico de 23,04 kW, foi escolhido o inversor GW20KLV-MT (GoodWe) de potência de saída de 20 kW (entrada máxima em CC de 30 kW), resultando em um FDI de 87%. Os módulos utilizam três MPPTs, com 16 módulos em cada entrada, todos conectados em série.

A tensão e a corrente estão adequadas para os limites dos inversores e para o funcionamento dos MPPT. A potência de pico total do sistema resultou em 94,08 kW.

4.2 Levantamento de dados do projeto

O projeto necessita de uma área para poder ser aplicado, a área disponível foi verificada através do Google Maps via satélite. Na Figura 21 observa-se seis áreas inicialmente consideradas como disponíveis para a instalação dos painéis fotovoltaicos. A área 1 possui 130,38 m², as áreas 2, 3 e 4 possuem em conjunto um total de 99,18 m², a área 5 possui 29,45 m², tendo então uma área total (A_t) de 225,95 m², conforme (17).

$$A_t = 130,38 + 33,06 + 33,06 + 33,06 + 29,45 = 225,95 \text{ m}^2 \quad (17)$$

Figura 21 – Áreas consideradas inicialmente



Fonte: Autor, 2024.

Tendo em vista que a área anterior pode não ser disponível para atender a todo o consumo, foi apresentado como uma opção a utilização das áreas dos telhados como outras áreas disponíveis, sendo elas as Áreas 7, 8, 9, 10, 11 e 12 (Figura 22).

Figura 22 – Áreas totais disponíveis



Fonte: Autor, 2024.

Com a adição das áreas, temos as áreas 7 e 8 com um total de $140,58 \text{ m}^2$, áreas 9 e 10 $84,02 \text{ m}^2$ e áreas 11 e 12 $121,36 \text{ m}^2$, logo o total de área máxima (A_{max}) disponível resulta em $571,91 \text{ m}^2$, conforme (18).

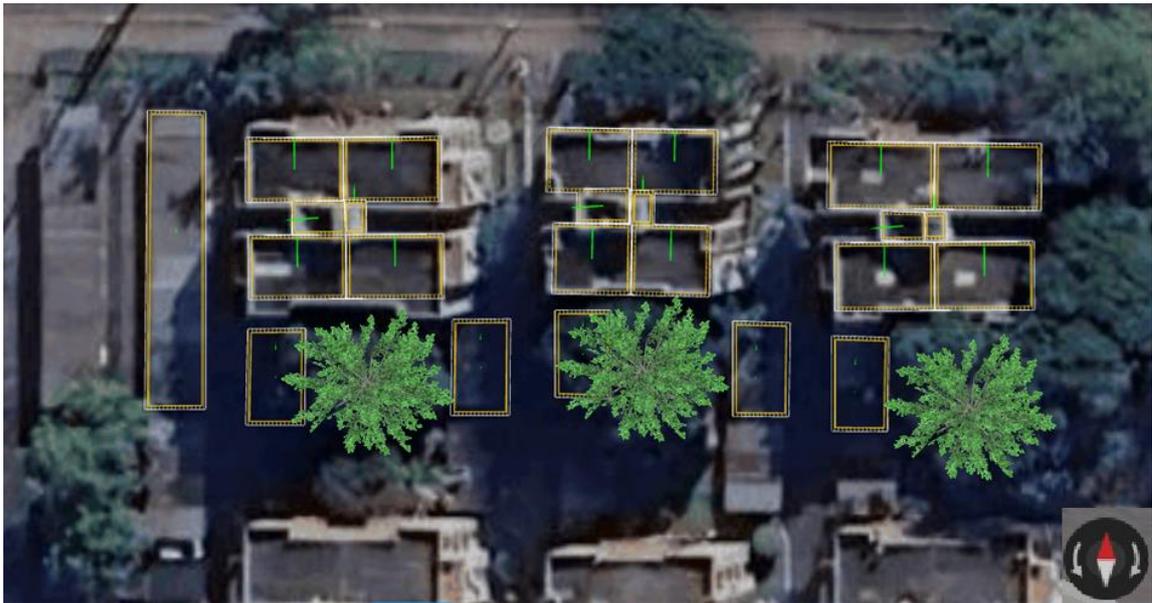
$$A_{max} = 225,95 + 140,58 + 84,02 + 121,36 = 571,91 \text{ m}^2 \quad (18)$$

O próximo item aborda a simulação dos sistemas no OpeSolar.

4.3 Simulação do sistema Fotovoltaico

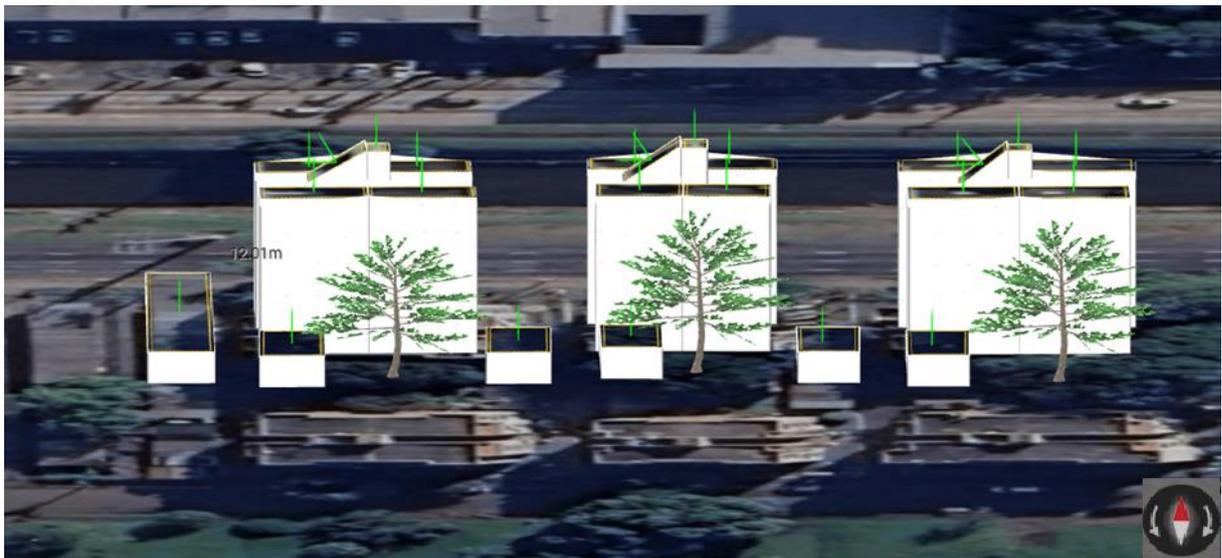
Para a simulação do sistema foi utilizado o programa OpenSolar, sendo considerado a área conforme mostrado na Figura 23 e modelado manualmente o dimensionamento dos prédios para maior precisão dos dados. Na Figura 23 é apresentada a visão do topo do local e na Figura 24 a vista lateral.

Figura 23 – Vista superior



Fonte: Autor, 2024

Figura 24 – Vista lateral



Fonte: Autor, 2024

Durante a simulação, o OpenSolar calcula a quantidade de radiação que o local irá receber e considerara o sombreamento conforme a movimentação do sol durante o dia, levando em consideração a estrutura do local, árvores e paredes.

Utilizando um módulo fotovoltaico de exemplo JKM480N-60HL4 (Jinko) de 480 W, cada módulo possui uma área de 2,16 m². Por exemplo, para atender um único consumidor, são necessários aproximadamente 4 módulos fotovoltaicos que totalizam uma área de 8,63m²,

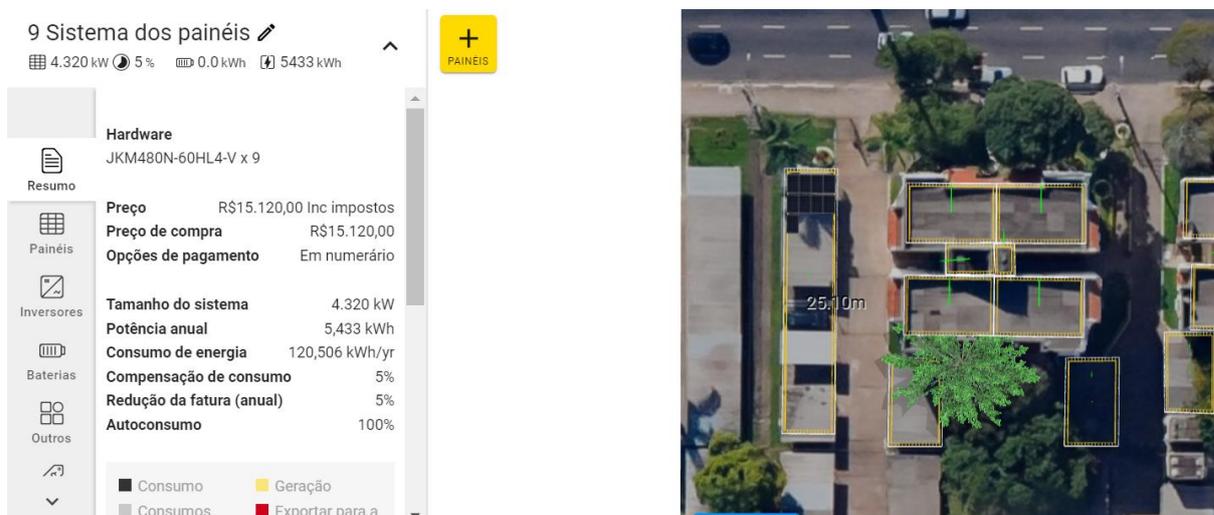
assim, considerando todos os 48 consumidores com um consumo médio de 6,58 kWh/dia, é necessária uma área total de 414,24 m².

Foi observada uma limitação enquanto eram feitas as simulações. Devido à complexidade dos blocos e número de módulos, o software OpenSolar no modo System Advisor Model (SAM), que considera os sombreamentos, não realizou os cálculos para todos os painéis solares. Para contornar esta característica, a simulação foi feita de forma separada a partir das áreas citadas na Figura 22.

4.3.1 Consumo comum

Para simular o atendimento ao consumo foram utilizados os nove módulos que totalizaram 4,32 kW conforme a Figura 25. Para a área comum, foi estimado um consumo de 5498 kWh/anual, sendo que a simulação obteve uma geração de 5433 kWh/anual. A diferença é devido ao fator de desempenho de 0,8 utilizado nos cálculos da energia prevista, enquanto na simulação é possível obter um desempenho mais preciso do sistema, tendo assim uma energia anual menor, mas com valores próximos. Este caso se caracteriza como um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras onde a unidade consumidora comum do edifício possui a modalidade de geração distribuída com autoconsumo local, sendo a energia excedente convertida em crédito para esta unidade consumidora. Adicionalmente, sendo a potência inferior a 75 kW, esta é classificada como microgeração distribuída e é conectada à rede de acordo com a Figura 17.

Figura 25 – Painéis simulados área comum



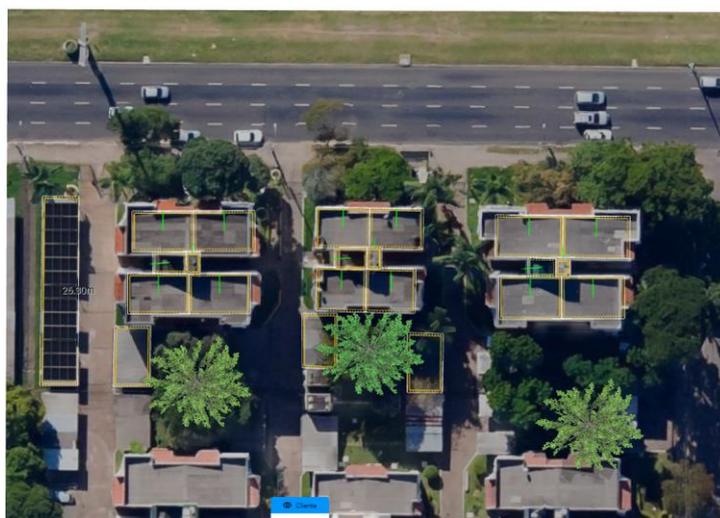
Fonte: Autor, 2024.

4.3.2 Consumo Total

Para o consumo total foram considerados 196 módulos, incluindo a Área 1 com 52 módulos (Figura 26), a Área 2 com 16 módulos (Figura 27), a Área 3 com 16 módulos (Figura 28), as Áreas 7 e 8 com 64 módulos (Figura 29) e as Áreas 9 e 10 com 48 módulos (Figura 30), resultando em 94,08 kW. A demanda estimada foi de 120.778,5 kWh/anual, porém, durante a simulação, foi obtida uma energia anual de 105.849 kWh/anual. Observa-se que a estimativa de consumo é maior que a energia obtida na simulação devido a taxa de desempenho simulada ser inferior a taxa de desempenho considerada no pré-dimensionamento, devido às características de sombreamento, temperatura, inclinação e orientação dos módulos, entre outras perdas. Também pode haver divergência entre os valores de radiação do software e considerada no pré-dimensionamento.

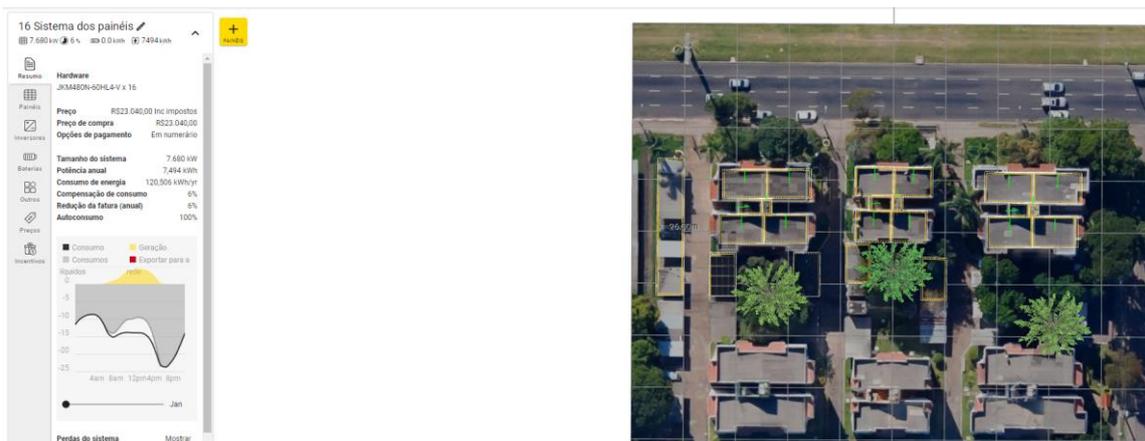
Este sistema se caracteriza como um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras onde a unidade consumidora do condomínio possui a modalidade de geração distribuída com autoconsumo local, sendo a energia excedente convertida em crédito para todas as unidades consumidoras localizadas neste empreendimento, incluindo a unidade comum e as unidades relacionadas aos apartamentos. Adicionalmente, sendo a potência superior a 75 kW, esta é classificada como minigeração distribuída e é conectada à rede de acordo com a Figura 18, sendo necessários maiores investimentos, principalmente relacionado a subestação e proteção em média tensão.

Figura 26 – Painéis Área 1



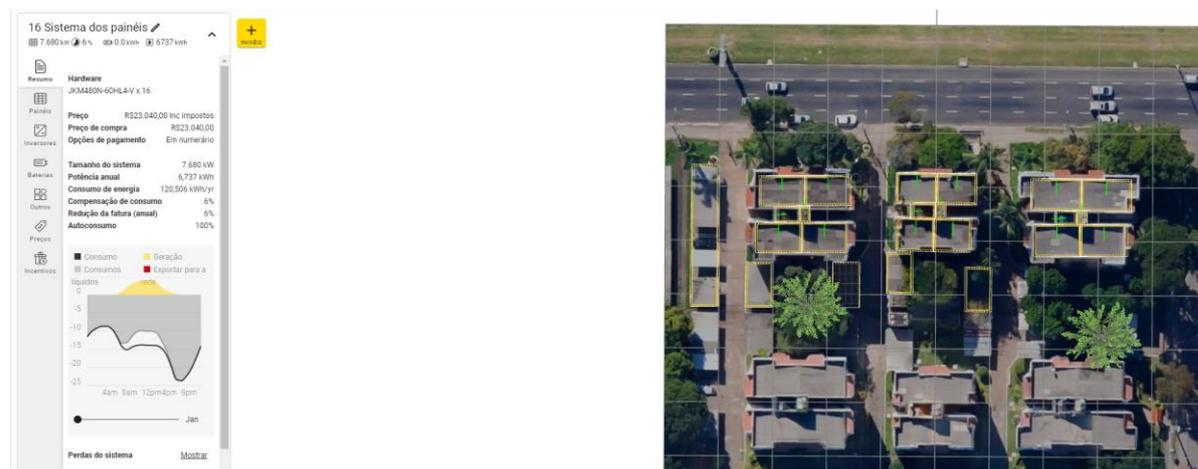
Fonte: Autor, 2024

Figura 27 – Painéis Área 2



Fonte: Autor, 2024

Figura 28 – Painéis Área 3



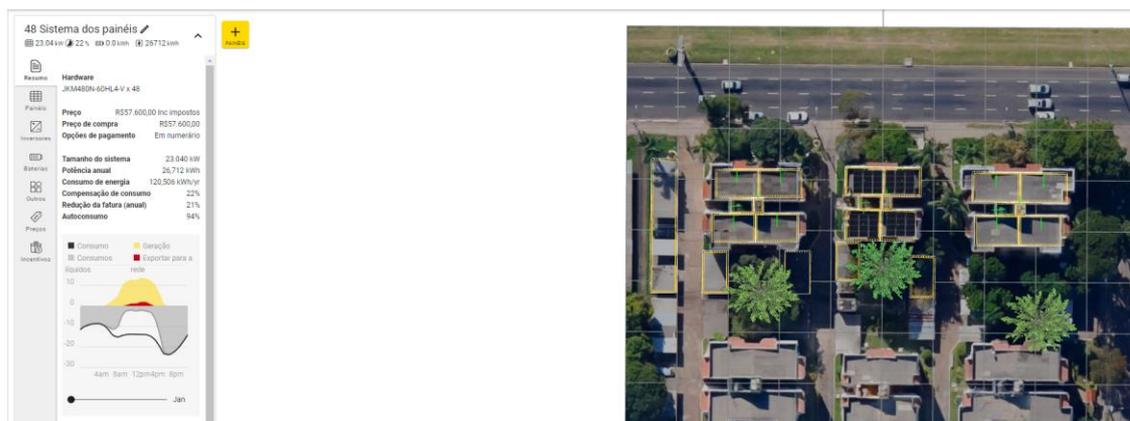
Fonte: Autor, 2024

Figura 29 – Painéis Área 7 e 8



Fonte: Autor, 2024

Figura 30 – Painéis Área 9 e 10



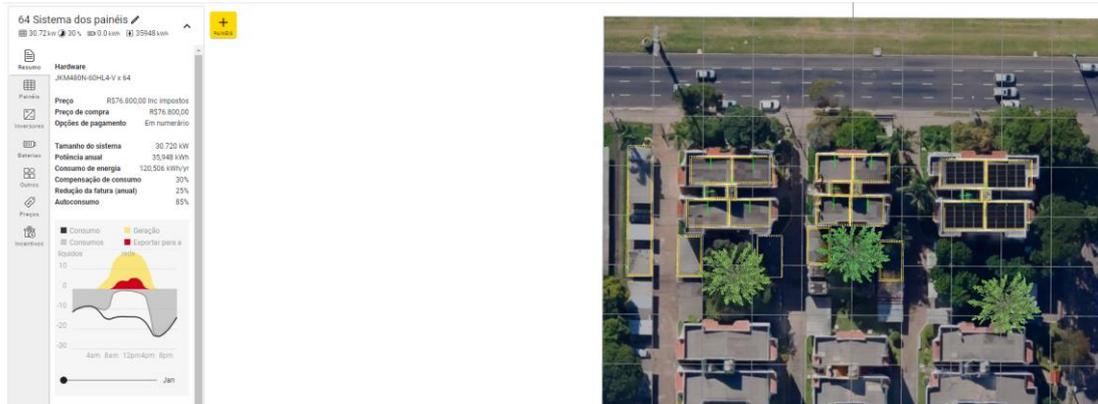
Fonte: Autor, 2024

4.3.3 Potência Total para a Área disponível

Conforme citado no item 4.1.3, a área total para implementação do projeto é de 571,91 m², resultando em uma potência fotovoltaica de 140,16 kW com 292 módulos fotovoltaicos para a implementação do sistema. Este sistema também estaria conectado como minigeração distribuída. Na simulação foi possível estimar uma energia total anual produzida de 155.997 kWh. As simulações das áreas adicionais ao sistema apresentado em 4.3.2, estão representadas nas Figuras 31, 32 e 33. Neste caso, em relação a energia demandada por todos os consumidores (120.778,5 kWh/anual) um excedente de 35218,5 kWh/anual.

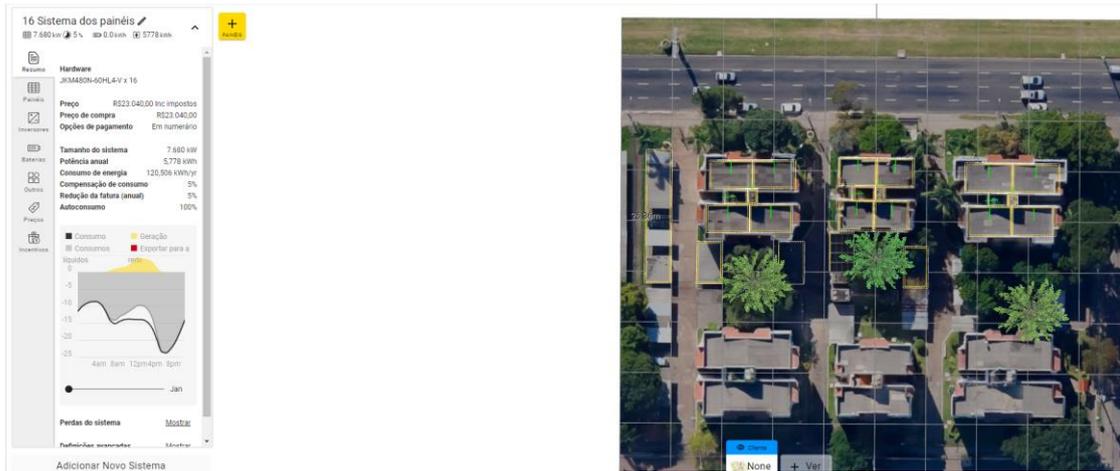
Neste caso, para que seja possível que a energia seja aproveitada por outros consumidores que venham a beneficiar o condomínio, seria necessário a formação de uma geração compartilhada formada por uma reunião de consumidores considerando uma das modalidades prevista na nova legislação. É ressaltado que, no momento da elaboração deste trabalho, já existem empresas que realizam este vínculo entre usinas e pessoas físicas ou jurídicas que pretendem reduzir a sua tarifa de energia através da associação em geração distribuída compartilhada.

Figura 31 – Painéis Área 11 e 12



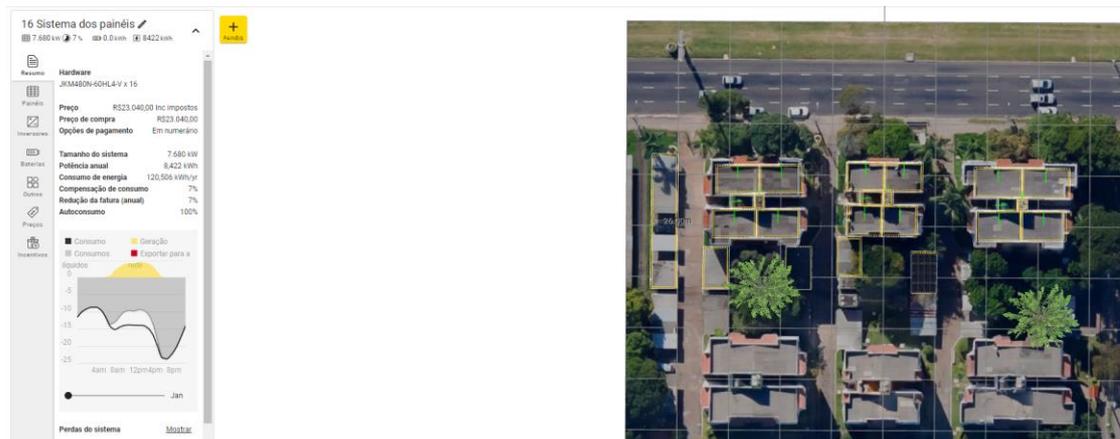
Fonte: Autor, 2024

Figura 32 – Painéis Área 4



Fonte: Autor, 2024

Figura 33 – Painéis Área 5



Fonte: Autor, 2024

4.4 Discussão dos resultados

Com as simulações foi possível verificar se a potência e a energia calculada para cada um dos dois primeiros casos corresponderiam aos valores simulados. Para o item 4.3.1 (área comum), observa-se que a energia anual necessária é maior que a energia anual calculada no OpenSolar, isso deve-se ao fator de desempenho adotado no cálculo da potência fotovoltaica. O mesmo se aplica para o item 4.3.2, sendo necessária uma energia demandada de 120.778,5 kWh/anual e sendo obtida uma energia anual de 105.849 kWh. Tendo assim uma estimativa mais concreta de produção de energia dos sistemas. As formas de conexões que serão adotadas são tanto de mini quanto microgeração. Devido à alta demanda dos consumidores, a potência necessária ultrapassar os 75 kW da microgeração, logo os itens 4.3.2 e 4.3.3 que possuem respectivamente uma potência necessária de 94,08 kW e 140,16 kW terão a minigeração como conexão.

Devido ao alto investimento, a probabilidade do aceite dos condomínios pode ser baixa para a situação de todos os consumidores terem sua energia gerada pelos painéis, já para uma proposta de consumo comum do condomínio, como o investimento é baixo, seria de mais fácil convencimento implementar a proposta. Por outro lado, dada que os consumidores reduziram a suas faturas de energia de forma significativa e ainda poderia ser negociado o excedente de energia (terceiro caso), estas são alternativas de maior retorno em longo prazo. Uma outra alternativa é alugar o espaço disponível para uma empresa terceira realizar o investimento e explorar a geração de energia, associando os consumidores locais e não locais a esta geração. Esta pode ser uma forma rentável para todos os envolvidos, pois o retorno seria imediato e não teria custos envolvidos por parte dos condôminos.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foram apresentados itens fundamentais na revisão bibliográfica para a implementação de um projeto de sistemas fotovoltaicos em condomínios. Ao longo deste estudo, foi possível explorar estratégias e metodologias que visam não apenas otimizar a geração de energia, mas também apresentar soluções para o processo de projeto e comercialização em contextos residenciais compartilhados.

O trabalho também aborda as opções de geração distribuída em edifício multifamiliar, levando em consideração as normativas da distribuidora local NT.20 da CEEE-D Equatorial, ABNT NBR 16149 e a Lei 14300/2022, dando alternativas aos condomínios de uma fonte de energia renovável e diminuindo seus custos de operação.

Mediante o estudo de caso proposto foi possível realizar o levantamento da energia consumida, potência necessária e área para a aplicação de um sistema fotovoltaico para a área comum, consumo total e a análise de área máxima disponível/potência máxima disponível, bem como realizar o dimensionamento dos sistemas, com potências, respectivamente, de 4,32 kW, 90,08 kW e 140,16 kW. Observou-se que o fator de desempenho adotado para o pré-dimensionamento do sistema foi elevado, pois as energias anuais obtidas nas simulações foram menores que as calculadas previamente.

Com a potência necessária para fornecer energia a todos os consumidores e para utilizar toda a área disponível, será necessária uma conexão de minigeração, diferente da aplicação para área comum, com potência até 75 kW e enquadramento em microgeração. Caso haja a implementação do projeto para atender a energia da área comum ou incluir a energia de todos os condôminos, será enquadrado como um empreendimento com múltiplas unidades consumidoras em autoconsumo de geração distribuída. Utilizando a área total, haverá a excedente de energia, podendo ser adotada a modalidade de geração compartilhada. Por último, os investimentos iniciais para área comum são menores, porém, os benefícios para os consumidores em longo prazo são maiores com a aplicação dos sistemas de maior potência. Neste aspecto, o trabalho também evidencia que existem diferentes possibilidades para a aplicação de geração distribuída em condomínios e que estas devem ser discutidas entre as partes interessadas.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR**, São Paulo, out. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 28 ago. 2023.

BRASIL. **Lei Nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)**. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm. Acesso em: 8 dez. 2022.

CRESESB. **Manual de Engenharia de Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: MME/EPE, 2022.

Equatorial Energia. **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição, 2024**. Disponível em: <https://ma.equatorialenergia.com.br/wp-content/uploads/2024/11/NT.00020.EQTL-05-Conexao-de-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-ao-Sistema-de-Distribuicao.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2024.

SOLARGIS. **Global Solar Atlas**. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map/>>. Acesso em: 11 set. 2023

WANG, X.; BARNETT, A. **The Evolving Value of Photovoltaic Module Efficiency**. Applied Sciences, v. 9, n. 6, p. 1227, 2019.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. [s.l.]. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

SOLARIS, Tipos de Painel Solar Fotovoltaico. Disponível em: <https://solaris.com.br/2020/06/30/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico>. Acesso em: 11 out. 2023