

**BENILDO DE SOUSA SANTOS**

**Análise de Desempenho e Retorno de Capital  
Aplicado em Sistemas Fotovoltaicos com  
Inversor *String*, Microinversor e Inversor com  
Otimizador de Potência**

**UBERLÂNDIA**

**2021**

**BENILDO DE SOUSA SANTOS**

**Análise de Desempenho e Retorno de Capital Aplicado  
em Sistemas Fotovoltaicos com Inversor *String*,  
Microinversor e Inversor com Otimizador de Potência**

Trabalho apresentado na Universidade Federal de Uberlândia como requisito para conclusão do curso de Engenharia Elétrica.

Orientador: GUSTAVO BRITO DE LIMA

**UBERLÂNDIA**

**2021**

**BENILDO DE SOUSA SANTOS**

**Análise de Desempenho e Retorno de Capital Aplicado  
em Sistemas Fotovoltaicos com Inversor *String*,  
Microinversor e Inversor com Otimizador de Potência**

Trabalho apresentado na Universidade Federal de Uberlândia como requisito para conclusão do curso de Engenharia Elétrica.

UBERLÂNDIA, 28 de Maio de 2021:

BANCA EXAMINADORA

---

**GUSTAVO BRITO DE LIMA**  
Orientador

---

**Lucas Pereira Pires**  
Convidado 1

---

**Vitor Fonseca Barbosa**  
Convidado 2

**UBERLÂNDIA**  
**2021**

*Este trabalho é dedicado ao meu pai João Batista (In memoriam) a minha mãe Ivanilde e a minha irmã Patrícia que sempre me apoiaram e incentivaram a transformar meus sonhos em realidade.*

# Agradecimentos

Os agradecimentos principais são direcionados à Gustavo Brito de Lima pelo apoio e orientação, a E-Sol Brasil e Instale Soluções Elétricas pelo suporte técnico e fornecimento de informações e a todos os amigos que de forma direta ou indireta foram fundamentais para realização deste trabalho. Deixo aqui também minha eterna gratidão por essa instituição que me proporcionou experiências incríveis e grandes amizades.

*“Comece fazendo o que é necessário,  
depois fazendo o que é possível,  
e de repente você estará fazendo o  
impossível.”  
(São Francisco de Assis)*

# Resumo

No mercado de geração distribuída diferentes topologias de inversores solares apresentam características próprias quanto à extração da máxima potência dos módulos fotovoltaicos. O inversor *string* tradicional otimiza o rastreamento de potência a nível de arranjo, o microinversor otimiza o rastreamento de potência a nível de inversor e o inversor simplificado com otimizadores de potência otimiza o rastreamento de potência a nível de conversor CC-CC. Assim, o presente trabalho aborda uma análise da performance dessas três topologias de inversores presentes em unidades geradoras distribuídas de baixa tensão em Uberlândia-MG. Através da base de dados de monitoramento dos sistemas fotovoltaicos foram coletadas históricos de geração utilizados para efetuar cálculos de produtividade energética, taxa de desempenho, fator de capacidade e rendimento de referência que permitem comparar unidades geradores em diferentes condições de inclinação, orientação, potência de módulos e potência instalada. Os cálculos obtidos através dos dados reais de geração dos sistemas fotovoltaicos foram comparados com dados de desempenho extraídos de simulações realizadas no *software* PVSyst.

**Palavras-chave:** Inversor *String*. Microinversor. Inversor Simplificado.

# Abstract

In the distributed generation market, different topologies of solar inverters have their own characteristics regarding the extraction of maximum power from the photovoltaic modules. The traditional string inverter optimizes the power tracking at the arrangement level, the microinverter optimizes the power tracking at the inverter level and the simplified inverter with power optimizers optimizes power tracking at the DC-DC converter level. Thus, the present work addresses an analysis of the performance of these three topologies of inverters present in distributed low voltage generating units in Uberlândia-MG. Through the monitoring database of the photovoltaic systems, generation histories were used, used to calculate energy productivity, performance rate, capacity factor and reference yield that allow comparing generator units in different slope, orientation, module power conditions. and installed power. The calculations obtained through the real generation data of the photovoltaic systems were compared with performance data extracted from simulations performed in the PVSyst software.

**Keywords:** String Inverter. Microinverter. Simplified Inverter.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte. . . . .	13
Figura 2 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico on-grid. . . . .	17
Figura 3 – Fluxo de Energia em Conversores Estáticos. . . . .	18
Figura 4 – Funcionamento de um inversor CC-CA para conexão a rede elétrica. . .	19
Figura 5 – Diagrama esquemático do circuito ponte completa. . . . .	20
Figura 6 – Vista explodida de um módulo fotovoltaico. . . . .	21
Figura 7 – Arranjos fotovoltaicos em condição de sombreamento parcial. . . . .	22
Figura 8 – Estrutura de controle genérico para um inversor fotovoltaico com estágio <i>boost</i> . . . . .	24
Figura 9 – Fabricantes de inversores mais lembrados na visão do integrador. . . .	24
Figura 10 – Sistema <i>on-grid</i> com inversor multi- <i>string</i> . . . . .	25
Figura 11 – Configuração de um sistema <i>on-grid</i> com microinversor. . . . .	26
Figura 12 – Configuração de um sistema <i>on-grid</i> com otimizador de potência. . . .	27
Figura 13 – Vista aérea da UFV A. . . . .	29
Figura 14 – Vista aérea da UFV B. . . . .	31
Figura 15 – Vista aérea da UFV C. . . . .	33
Figura 16 – Parâmetros utilizados nas simulações computacionais - UFV A. . . . .	37
Figura 17 – Parâmetros utilizados nas simulações computacionais - UFV B. . . . .	39
Figura 18 – Parâmetros utilizados nas simulações computacionais - UFV C. . . . .	41
Figura 19 – Simulações da produtividade energética das topologias. . . . .	42
Figura 20 – Simulações do fator de capacidade das topologias. . . . .	43
Figura 21 – Simulações da taxa de desempenho das topologias. . . . .	43

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Características da UFV A (com inversor <i>String</i> ). . . . .	30
Tabela 2 – Características da UFV B (com microinversor). . . . .	32
Tabela 3 – Características da UFV C (com Inversor simplificado e Otimizadores de potência). . . . .	34
Tabela 4 – Dados mensais da Irradiação Global Horizontal (IGH) recebida na cidade de Uberlândia (Fonte: Metheonorm). . . . .	35
Tabela 5 – Dados de desempenho da UFV A com inversor <i>string</i> , coletados de 2017 a 2020. . . . .	37
Tabela 6 – Dados de desempenho simulados da UFV A com inversor <i>string</i> . . . . .	37
Tabela 7 – Dados de desempenho da UFV B com microinversor. . . . .	38
Tabela 8 – Dados de desempenho simulados da UFV B com microinversor. . . . .	39
Tabela 9 – Dados de desempenho da UFV C com otimizadores de potência. . . . .	40
Tabela 10 – Dados de desempenho simulados da UFV C com otimizadores de potência. . . . .	40
Tabela 11 – Dados reais de desempenho das UFVs no primeiro ano de operação. . . . .	41

# Lista de abreviaturas e siglas

FV	<i>Fotovoltaica</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
GD	<i>Geração Distribuída</i>
UFV	<i>Usina Fotovoltaica</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
EMI	<i>Eletromagnetic Interference</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect</i>
IGTO	<i>Insulated Gate Turn-Off Thyristor</i>
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
DHT	<i>Total Harmonic Distortion</i>

# Sumário

1	INTRODUÇÃO . . . . .	12
1.1	Objetivo . . . . .	14
2	ESTADO DA ARTE . . . . .	15
3	REFERENCIAL TEÓRICO . . . . .	17
3.1	Definições Gerais do Inversor Solar . . . . .	18
3.2	Evolução do Inversor Solar . . . . .	19
3.3	Funcionalidades do Inversor Solar . . . . .	22
3.4	Inversores <i>Strings</i> vs Inversores MLPEs . . . . .	24
4	METODOLOGIA . . . . .	28
5	ESTUDO DE CASO . . . . .	29
5.1	UFV com Inversor <i>String</i> . . . . .	29
5.2	UFV com Microinversor . . . . .	31
5.3	UFV com Inversor Simplificado e Otimizadores de Potência . . . . .	33
6	RESULTADOS E DISCUSSÕES . . . . .	35
6.1	UFV A . . . . .	35
6.2	UFV B . . . . .	38
6.3	UFV C . . . . .	40
6.4	Tempo de retorno do investimento - <i>payback</i> . . . . .	44
7	CONCLUSÃO . . . . .	45
	REFERÊNCIAS . . . . .	46

# 1 Introdução

O uso de energia é um dos principais constituintes da sociedade moderna. Desenvolvimento econômico, industrialização e altos padrões de vida são processos que necessitam de um abastecimento adequado e confiável de energia. As crises energéticas da década de 70 do séc. XX trouxeram uma maior percepção de como a energia é essencial para o dia-a-dia de nossa sociedade e uma preocupação cada vez maior com o ambiente e seu uso de forma mais sustentável. Dessa forma, o público consumidor começou a buscar ser auto-suficiente em energia obtendo uma fonte energética própria, além de ter a opção de escolher seu próprio fornecedor de energia. Essas exigências provocaram gradualmente uma forte mudança no perfil da indústria de geração de eletricidade para um ambiente menos burocrático e mais competitivo. E é exatamente nesse panorama internacional de consumo que vem ganhando destaque as fontes alternativas de energia como a eólica e a solar (HINRICHS; KLEINBACH, 2003).

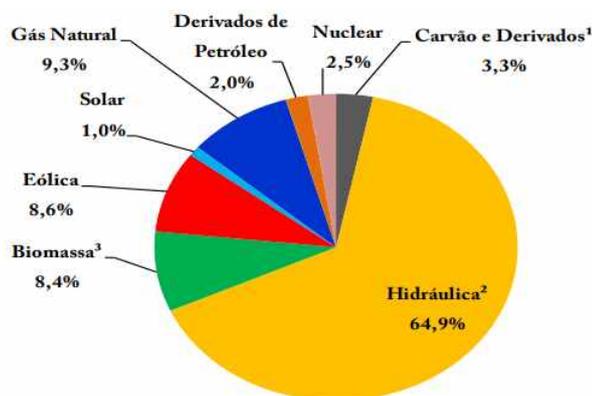
A energia solar ainda participa modestamente na demanda energética mundial, saindo de 0% em 1973 para 2,1% em 2019 (MME, 2019), seu crescimento mostra a tendência internacional por fontes alternativas limpas contrastando ao petróleo, seus derivados e a hidráulica. Políticas públicas, pesquisa e desenvolvimento, bem como os preços internacionais do petróleo são as principais causas para seu desenvolvimento e amadurecimento tecnológico pelo mundo. A tecnologia por trás da célula fotovoltaica (FV), conversão de luz solar direta em eletricidade, foi criada a mais de 150 anos e vem crescendo expressivamente nos últimos 40 anos. O primeiro grande impulso veio na década de 50 para energização de satélites em programas espaciais com o uso de sistemas fotovoltaicos isolados (*off-grid*). Relativamente as células solares continuam caras sendo que seu grau de penetração atual e futuro é altamente determinado pela redução de custos de produção e do aumento da eficiência das células solares. Mesmo assim, o mercado de FV cresce significativamente pelo mundo fornecendo energia limpa para uma ampla variedade de aplicações como eletrodomésticos, iluminação, comunicações, bombeamento de água, carregamento de baterias, etc (HINRICHS; KLEINBACH, 2003).

No Brasil, durante a chamada “crise do apagão” que ocorreu de 2001 a 2002 (resultado da combinação da falta de investimentos na geração e na transmissão de eletricidade com uma estiagem prolongada) tivemos o maior racionamento energético da história. A crise evidenciou um dos principais gargalos do crescimento econômico brasileiro, o que levou o governo a investimentos na matriz elétrica nacional para sua modernização, confiabilidade e diversificação (O POVO, 2018). Inicialmente entraram em operação fontes alternativas de energia, como termelétricas, porém, seu uso mostrou-se oneroso para o consumidor. Foi se fortalecendo então, a opção de investimento em fontes de energia limpa

(poluição e impactos ambientais mínimos) e renováveis (fontes infinitas) como a solar, devido a queda nos preços internacionais e aumento da eficiência energética dos sistemas solares fotovoltaicos dentre outros fatores, o que culminou na resolução normativa nº 482/2012 da ANEEL, o marco regulatório da GD que normatiza a ligação, na rede elétrica brasileira, dos geradores fotovoltaicos.

Assim, a energia solar fotovoltaica utilizada na geração distribuída vem se fortalecendo e ganhando espaço na matriz elétrica brasileira. A presença de sistemas solares fotovoltaicos próximos às cargas proporciona diversos benefícios para o sistema elétrico, como a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, redução das perdas no uso final da energia elétrica, baixo impacto ambiental, alívio no nível de tensão da rede durante o intervalo de carga pesada (uso de ar condicionados em residências e edificações comerciais) que solicitam uma grande demanda energética em países tropicais como o Brasil (ANEEL, 2016). De acordo com o balanço energético de 2019, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do Ministério de Minas e Energia em 2020 a energia solar ainda tem uma representatividade na oferta de eletricidade no Brasil pequena como é mostrado na Figura 1, o que indica o grande potencial de crescimento dessa fonte de energia limpa no Brasil (EPE, 2020).

Figura 1 – Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte.



**Fonte:** Balanço Energético Nacional 2019.

Geradores solares fotovoltaicos conectados a rede (*on-grid*) utilizam um conversor estático CC/CA, dispositivo chamado de inversor fotovoltaico que torna possível a conexão dos painéis FV a rede elétrica. Sua principal função é modificar a forma de onda da corrente contínua vinda do circuito fotovoltaico em corrente alternada possibilitando a injeção de corrente elétrica nos padrões da rede local de distribuição tornando assim, o conversor CC/CA o elemento chave para conexão do sistema solar a rede elétrica.

No mercado nacional encontra-se uma grande variedade de topologias de inversores. Entre as topologias *on grid* utilizadas na geração distribuída se destacam os inversores

tradicionais e inversores com arquitetura *Module-Level Power Electronics* (MLPE) onde derivam dois ramos: inversores centrais simplificados com otimizadores de potência e microinversores. As aplicações de cada tecnologia muitas vezes se confundem, porém, há aplicações específicas em que uma topologia de inversor se destaca mais que a outra, como os microinversores que se destacam em instalações de baixa tensão (prédios, comércios, residências).

Desta forma, para avaliar se o inversor utilizado em um sistema fotovoltaico condiz com o que foi proposto em projeto, contribuindo efetivamente para os requisitos de carga da instalação e promovendo uma extração de energia aceitável dos painéis solares é necessário um estudo referente a eficiência energética. Estudos com essa abordagem são comuns em trabalhos de diversos autores especializados na área, pois permitem levantar a eficiência e o retorno real no tempo do investimento feito no sistema solar (MELO, 2019).

Assim, este trabalho reuni informações referentes ao estudo da eficiência energética e sua influência no capital investido de três sistemas fotovoltaicos de baixa tensão instalados em telhados no município de Uberlândia-MG. Cada sistema possui uma topologia de conversor fotovoltaico diferente, sendo uma usina solar com inversor *string* da Fronius, outra com inversor simplificado com otimizadores de potência da SolarEdge e uma com microinversores da APSsystems.

## 1.1 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo analisar e confrontar os dados de geração destacando a influência das topologias de inversores solares no comportamento dos três geradores fotovoltaicos abordados neste estudo. Para tal, foi necessário:

- Modelar e analisar as três unidades de microgeração distribuída compostas por inversor tradicional, inversor com otimizadores de potência e microinversores na plataforma PVSyst.
- Através dos dados de geração coletados das plataformas de monitoramento e das informações de geração obtidas através das simulações realizar análises comparativas de desempenho teórico e prático.
- Por último, é feita uma projeção da influência do desempenho real das UFVs na economia de energia e o retorno no tempo do capital aplicado nos investimentos.

## 2 Estado da Arte

Na realização deste estudo foram utilizadas quatro grandezas que servem como ferramentas práticas e de grande utilidade na observação de engenharia dos sistemas *on-grid*. São elas: Fator de Capacidade ( $FC$ ), Produtividade do Sistema (Final Yield -  $Y_f$ ), Rendimento de Referência (Reference Yield -  $Y_R$ ) e Taxa de Desempenho (Performance Ratio -  $PR$ ) (ZILLES et al., 2012).

Fator de capacidade ( $FC$ ) define o quanto uma usina gera em relação ao máximo que ela poderia gerar, ou seja, relaciona em um sistema a capacidade de geração de energia ( $E$ ) com a produção em 24 horas durante um intervalo de tempo:

$$FC(\%) = \frac{E}{P_n * 24 * D} * 100 \quad (2.1)$$

Em 2.1, no denominador, temos o produto da potência nominal ( $P_n$ ) pela quantidade de dias ( $D$ ) referentes ao período de amostra. Como em MELO (2019), vamos definir a  $P_n$  como a potência de pico dos módulos para levar em conta as perdas e ganhos de geração advindos do uso de inversores com potência diferente da potência total dos módulos solares do sistema. Dessa forma, torna-se viável a comparação da produção de energia de UFVs de tamanhos e localizações diferentes.

Produtividade energética (2.2) é a relação entre a energia elétrica gerada ( $E$ ), em um intervalo de tempo, expressa em kWh, e a potência de pico instalada ( $P_o$ ), representada em kWp, do sistema fotovoltaico. A produtividade também é denominada rendimento energético e representa a energia (kWh) fornecida por sistemas fotovoltaicos para cada kWp de potencia instalada. É expresso em horas e permite balizar os indicadores de desempenho de usinas fotovoltaicas com potências variadas em uma determinada localidade.

$$Y_f = \frac{E[KWh]}{P_o[KWp]} \quad (2.2)$$

O conceito de rendimento de referência (2.3) relaciona a irradiação solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos ( $E_{GNI}$ ), expressa em kWh/m<sup>2</sup>, e a irradiância normal global incidente no plano horizontal ( $GNI$ - Global Normal Irradiance), exibida em W/m<sup>2</sup> (igual a 1000W/m<sup>2</sup> para sistemas FV com ângulo de inclinação fixo). O  $Y_R$  é representado em horas e desta forma baliza a energia advinda de geradores solares fotovoltaicos de localidades, inclinação, clima e azimute diferentes (MELO, 2019).

$$Y_R = \frac{E_{GNI}[KWh/m^2]}{GNI[KW/m^2]} \quad (2.3)$$

Taxa de desempenho (2.4) avalia a geração real de uma UFV em relação a sua geração teórica máxima possível, em outras palavras é a relação entre os indicadores  $Y_F$  e  $Y_R$ . Permite encontrar o desempenho global do sistema, pois é um índice de eficiência independente da Potência máxima e da Irradiação do local. Com esse índice é possível avaliar as perdas (temperatura, queda de tensão, eficiência do inversor, sombra, sujeira, posicionamento dos módulos, dentre outras) de energia (FAMOSO et al., 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.126>>).

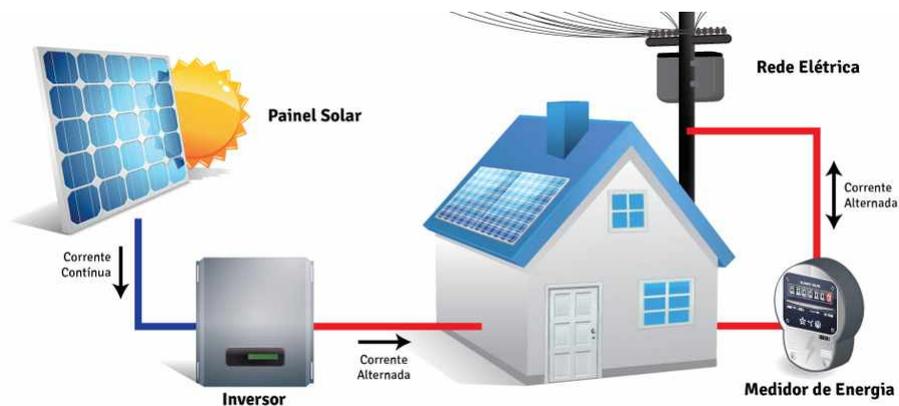
$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} \quad (2.4)$$

Esses parâmetros são bastantes difundidos nas aplicações com geradores fotovoltaicos, já que permitem determinar a qualidade dos diferentes sistemas com equipamentos de diferentes fabricantes.

### 3 Referencial Teórico

A geração distribuída advinda de sistemas solares tem como principais elementos o módulo ou arranjo fotovoltaico e o inversor solar. Os painéis são instalados diretamente nas edificações ou em outros locais, tais como coberturas de estacionamentos, indústrias, comércios, residências, áreas livres, etc. O consumo energético dessas edificações deve ser suprido pela energia produzida por esses módulos, para este fim, entra em ação o inversor solar que trabalha em paralelo com a rede elétrica de distribuição em baixa tensão (REIS, 2003), conforme é mostrado na figura 2.

Figura 2 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico on-grid.



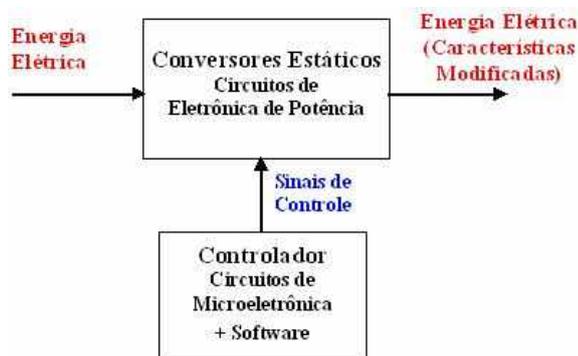
Fonte: *Strom, 2020.*

Desta forma, o inversor solar é o elemento chave do sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede. Dentre suas várias funcionalidades, o inversor tem como principal função converter a energia elétrica de corrente contínua, gerada pelos painéis fotovoltaicos, em corrente alternada sincronizada à rede. O inversor solar fotovoltaico é baseado principalmente na tecnologia de semicondutores e processamento de sinais, no qual seu filtro de conexão tem como elemento dominante o indutor que possui um papel crucial no desempenho durante o comportamento de regime transitório e regime permanente .

### 3.1 Definições Gerais do Inversor Solar

No ramo da eletrônica de potência o inversor solar faz parte da família dos conversores estáticos (figura 3). Por definição, conversores estáticos são circuitos eletrônicos que controlam o fluxo de potência entre dois ou mais sistemas elétricos. São circuitos não lineares, pois usam de um modelo de chaveamento com comutação em altas frequências, segundo uma sequência determinada por circuitos de comando (modulação), para gerar a forma de onda desejada na saída. Permitem o processamento de energia entre sistemas de CC e/ou CA, operando com a tensão em diferentes níveis, corrente ou mesmo em frequências diferentes (JR, 2019).

Figura 3 – Fluxo de Energia em Conversores Estáticos.



**Fonte:** *Automovéis Elétricos, 2013.*

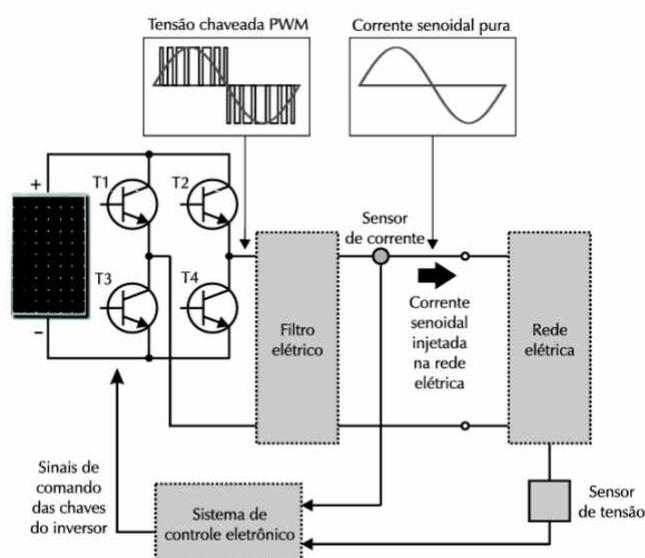
O aumento da energia que precisa ser gerenciada pelos sistemas de geração distribuída leva ao uso da tensão em mais níveis, que conduz a topologias mais complexas. Essas topologias são concebidas com a junção de dispositivos semicondutores em arranjos que criam níveis intermediários de tensão, aumentando a tensão gerenciada pelo conversor e, por conseguinte, a potência. No projeto e controle do conversor estático de rede, os desafios e oportunidades estão relacionadas com a necessidade de usar uma frequência de comutação mais baixa para gerenciar um nível de potência mais alto, bem como a disponibilidade de um dispositivo computacional mais poderoso e de inteligência mais distribuída (por exemplo, nos sensores e nos drivers PWM) (JR, 2019).

Quanto às estratégias de controle (modulação) os conversores podem ser classificados em auto comutados e comutados.

Conversores auto comutados operam com algoritmos de controle. Dessa forma, os transistores do inversor podem ser colocados em condução ou em corte em qualquer instante do ciclo, através de estratégias de controle por modulação (PWM) que podem ser operados por terminais de controle. Normalmente essa modulação ocorre em alta frequência, com o conversor apresentando um sinal de saída com baixo EMI e alto fator de potência (GODOI, 2018).

Por outro lado, conversores comutados pela rede tem a comutação controlada pelo circuito de potência (figura 4). Dessa forma, os tiristores vão do estado de abertura para o estado de fechamento quando a corrente que flui por eles for inferior à corrente de referência, ou quando houver uma inversão de tensão. Por conta da sua alta produção de EMI no sinal de saída, os inversores comutados necessitam de filtros mais robustos, o que implica em perdas e aumento do custo do sistema (GODOI, 2018). Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (conversores mutiníveis), os inversores comutados passaram a ser utilizados em potências acima de 100 KW.

Figura 4 – Funcionamento de um inversor CC-CA para conexão a rede elétrica.

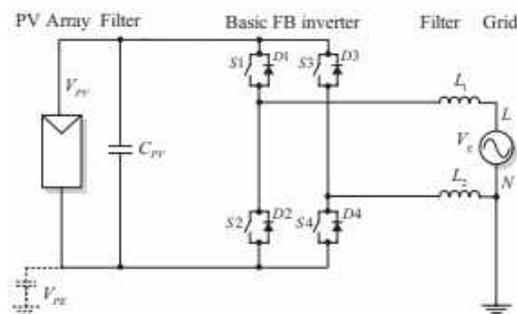


**Fonte:** *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações, 2012.*

## 3.2 Evolução do Inversor Solar

Historicamente os primeiros sistemas fotovoltaicos ligados à rede foram introduzidos nos anos 1980 com Tiristores - base dos inversores. O primeiro inversor fotovoltaico baseado em transistor produzido em série foi o PV-WR em 1990 pela SMA. Desde meados de 1990, a tecnologia a base de IGBT, MOSFET e IGTOs tem sido amplamente utilizada para todas as topologias de inversores fotovoltaicos, exceto os integrados ao módulo, onde a tecnologia MOSFET é dominante. O desenvolvimento de topologias para inversores fotovoltaicos sem transformador alcançou excelentes resultados advindos de duas famílias de conversores tradicionais no mercado, a FB (Full Bridge - Ponte Completa) mostrada na figura 5 e o NPC (Neutral Point Clamped - Ponto de Neutro Grampeado) (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/9780470667057>>).

Figura 5 – Diagrama esquemático do circuito ponte completa.

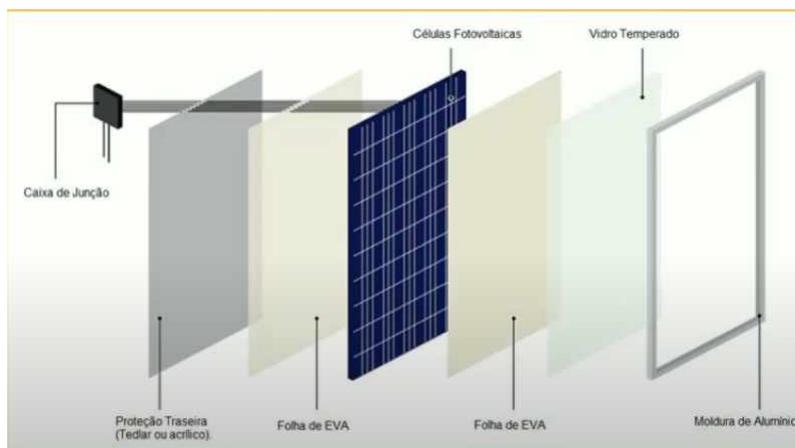


Fonte: Teodorescu, 2010.

Devido ao alto custo da energia oriunda de fontes solares, a tecnologia do inversor fotovoltaico foi impulsionada principalmente pela eficiência e redução de custos na fabricação, desenvolvendo uma vasta quantidade de topologias de inversores fotovoltaicos no mercado. Os inversores de frequência para acionamento de motores já estão a mais tempo no mercado, porém os inversores fotovoltaicos são mais complexos tanto em *hardware* quanto em funcionalidades. Por isso, a necessidade de aumentar a tensão de entrada, o filtro de ligação à rede, relé de desconexão da rede e interruptor CC são os aspectos mais importantes responsáveis pelo aumento da complexidade do *hardware*. Rastreamento de máxima potência, anti-ilhamento, sincronização da rede e registrador de dados são funções típicas necessárias para os inversores fotovoltaicos.

Um dos métodos desenvolvidos para aumentar a eficiência está na questão da corrente de fuga dos painéis fotovoltaicos. Como mostrado na figura 6, painéis fotovoltaicos são normalmente construídos em uma estrutura de sanduíche envolvendo vidro, silício de semicondutores e *backplane* (proteção traseira) moldado por um quadro metálico para ligação ao terra. Desta forma, uma capacitância de terra aparece, criando um caminho para a corrente de fuga. Isto pode comprometer a segurança pessoal, que é prevenida através de um método que monitora a corrente de fuga, com uma indicação de falhas, especialmente em aplicações residenciais, tornando a estrutura sem transformador mais complexa, resultando em novas topologias de tal forma a manter a corrente de fuga e a injeção de corrente CC sob controle para cumprir com as questões de segurança (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/9780470667057>>).

Figura 6 – Vista explodida de um módulo fotovoltaico.

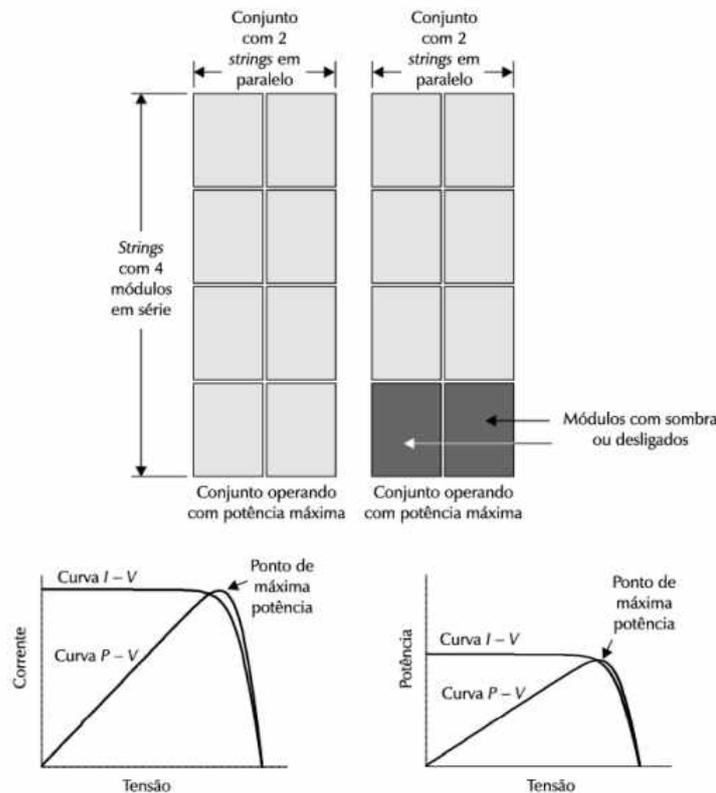


Fonte: *Energês, 2019.*

Outra questão importante de *design* que impulsionou o desenvolvimento de novas topologias é a capacidade do dispositivo de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*-Rastreamento do Ponto de Máxima Potência) otimizar a operação dos módulos para que tenham uma performance de alta eficiência (global ou local) mesmo em situações de operação adversas como em sombreamentos parciais. Diferentes topologias de inversores fotovoltaicos apresentam mecanismos MPPT que em situações de sombreamento verificam constantemente as modificações na curva I-V para encontrar o local de máxima potência e, assim atuar sobre o chaveamento do inversor ou do conversor C.C.-C.C., contribuindo ao sistema solar fotovoltaico para que trabalhe na tensão e corrente de máxima potência disponível, otimizando a extração de energia e evitando perdas na produção das células fotovoltaicas.

O que de fato fez essa estratégia se tornar viável foi o uso de múltiplos MPPT, através dos quais, grupos de módulos são conectados ao seu próprio rastreador. Por isso, foi inserida mais de uma entrada MPPT em diversas topologias de inversores, maximizando a extração de energia dos módulos ou arranjos fotovoltaicos. Para ilustrar, temos na figura 7 um arranjo de módulos 4 x 4 com quatro módulos em série por *strings* e dois pares de *strings* em paralelo em condição de sombreamento parcial com cada par conectado a um sistema de rastreamento individual. Assim, a condição de baixa iluminação afeta somente o arranjo ao qual estão vinculados os dois módulos em destaque, ambos os conjuntos operam no seu ponto de máxima potência, devido a presença de dois MPPT independentes e todo o sistema atua com máxima potência para a condição citada (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 7 – Arranjos fotovoltaicos em condição de sombreamento parcial.



Fonte: *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações, 2012.*

### 3.3 Funcionalidades do Inversor Solar

Devido à grande variedade de tecnologias de inversores fotovoltaicos, as estruturas de controle também são muito diferentes. A estratégia de modulação tem que ser específica para cada topologia. A seguir, uma estrutura genérica de controle independente do tipo de topologia é apresentada a qual possui estágio de conversão *boost* (Elevador de Tensão). Na figura 8 também é mostrado um diagrama de blocos esquemático.

#### 1. Funções básicas - Comuns para todos os inversores conectados à rede:

- Controle de corrente da rede
  - Limites de DHT impostas pelas normas;
  - Estabilidade no caso de grandes variações de impedância na rede;
  - Perturbações temporárias de tensão na rede.
- Controle  $V_{cc}$ 
  - Adaptação às variações de tensão da rede;
  - Perturbações temporárias de tensão da rede.

- Sincronismo com a rede
  - Operação no fator de potência próximo ao unitário, como exigido pelas normas;
  - Perturbações temporárias de tensão da rede.

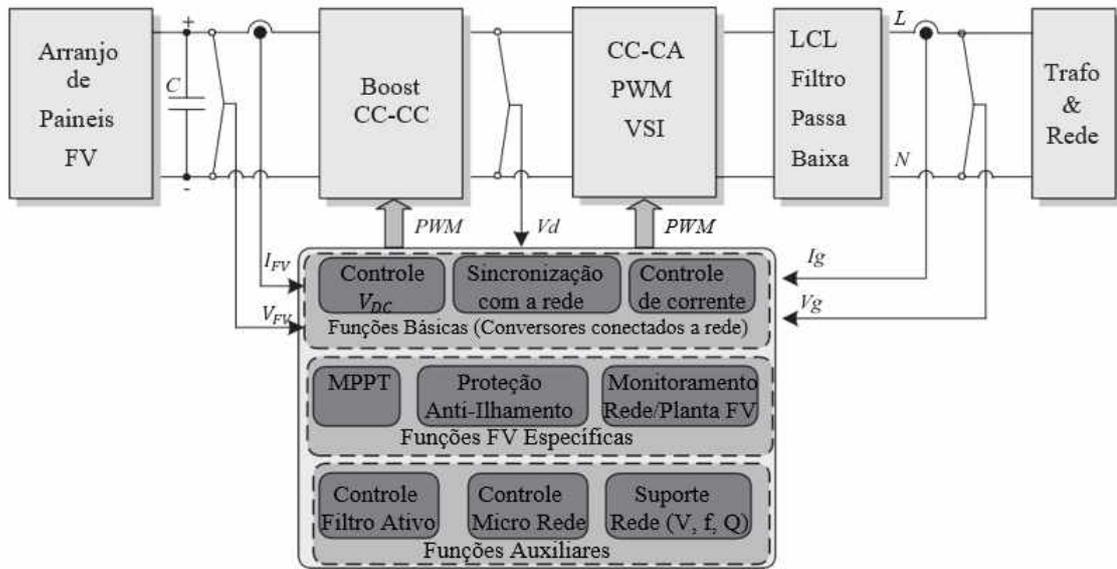
## 2. Funções fotovoltaicas específicas – Comum para todos os inversores fotovoltaicos

- Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)
  - Eficiência de MPPT muito alta durante o estado estacionário (tipicamente > 99%);
  - Rastreamento rápido durante mudanças bruscas de irradiação (eficiência de MPPT dinâmica);
  - Operação estável a níveis de irradiação muito baixos.
- Anti-Ilhamento (IA), tal como exigido por normas (VDE 0126, IEEE 1574, etc.)
  - Monitoramento da rede;
  - Sincronização;
  - Tensão rápida / detecção de frequência passiva.
- Monitoramento da planta
  - Diagnóstico por painel do arranjo fotovoltaico;
  - Detecção de sombreamento parcial.

## 3. Funções auxiliares

- Suporte da rede
  - Controle local de tensão;
  - Compensação Q (reativos);
  - Falta temporária .

Figura 8 – Estrutura de controle genérico para um inversor fotovoltaico com estágio *boost*.



Fonte: Teodorescu, 2010.

### 3.4 Inversores *Strings* vs Inversores MLPEs

Os fabricantes de inversores fotovoltaicos encontradas no mercado apresentam diferentes *players* (topologias) para extrair a máxima energia dos módulos ou arranjos fotovoltaicos através de diferentes níveis de modularidade e flexibilidade com o objetivo de atenuar as de perdas de geração. Como é mostrado na Figura 9 as três topologias mais lembradas no ano de 2020 por integradores são: Fronius, Growatt e Renovigi.

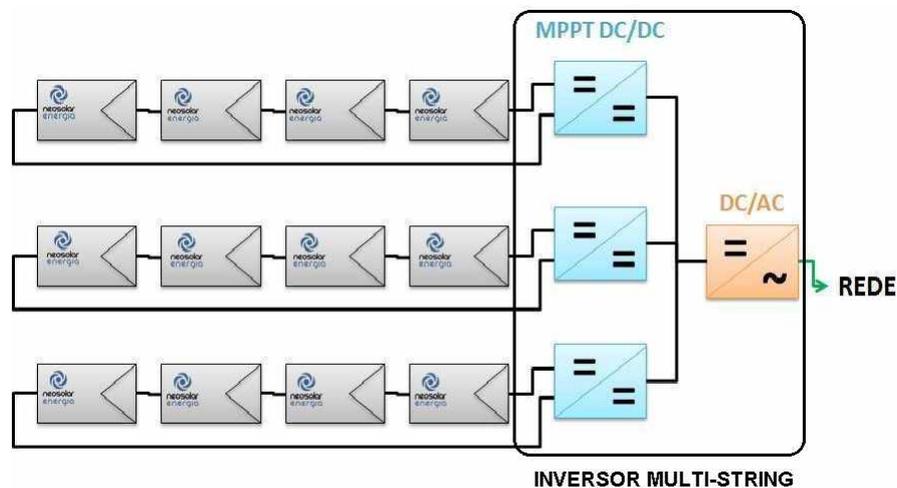
Figura 9 – Fabricantes de inversores mais lembrados na visão do integrador.

TOP 10 – MAIS lembradas	
1	Fronius
2	Growatt
3	Renovigi
4	Sungrow
5	Solis
6	APSystems
7	SMA
8	ABB (Fimer)
9	WEG
10	SolarEdge

Fonte: Greener, 2021.

Inversores *string* são o tipo mais comumente utilizado em sistemas solares fotovoltaicos residenciais e empresariais. Representam 50% de todos os inversores solares utilizados no mundo. Recebem esse nome por ter uma entrada MPPT que atua em um arranjo (*string*) de módulos em série. O Inversor *string* tradicional pode apresentar uma ou múltiplas entradas MPPT sendo chamado neste caso de inversor multi *string* (Figura 10) o que permite maior flexibilidade com diferentes orientações e inclinações até certo limite. Essa limitação ocorre porque a modularidade é fornecida a nível de arranjo e não a nível de módulo. Também por esse motivo a potência fornecida a entrada do MPPT está sujeita às consequências de sombras, potência específica e *mismatch* (incompatibilidade) dos módulos da *string* (NEOSOLAR, 2018).

Figura 10 – Sistema *on-grid* com inversor multi- *string* .



Fonte: NeoSolar, 2020.

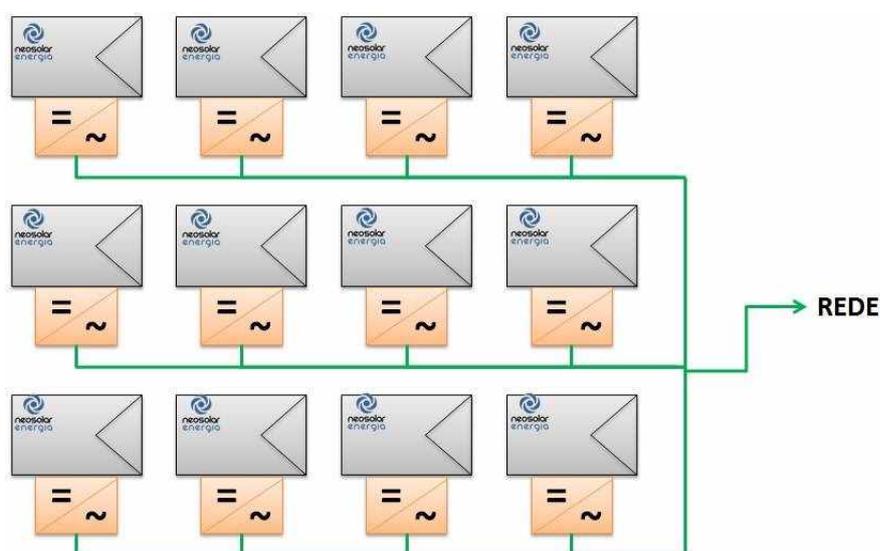
As arquiteturas fotovoltaicas modulares derivadas da família MLPE buscam solucionar problemas encontrados nas instalações como perdas por sombreamento, flexibilidade para diferentes orientações e inclinações, modularidade, dentre outras (SOLAR, CANAL, 2019). Os microinversores e inversores com otimizadores de potência buscam alternativas diferentes para solucionar esses problemas nas instalações através da individualização dos inversores e individualização de otimizadores a nível de módulo respectivamente. Assim, apresentam as seguintes vantagens:

- Aumento de eficiência (maior geração de energia) proporcionada pela localização do ponto de máxima potência por módulo;
- Facilidade de manutenção devido à possibilidade de isolar o módulo fotovoltaico defeituoso do sistema;

- Redução das perdas de energia por *mismatch* (perdas ocasionadas pelas diferenças de potência entre os módulos de uma *string*);
- Possibilidade de utilizar módulos de marcas e características diferentes;
- Possibilidade de instalar módulos em ângulos, orientações e condições de sombra diferentes;
- Maior segurança na instalação elétrica, reduzindo a tensão de circuito aberto das *strings*;
- Opção de monitorar individualmente a energia produzida pelos painéis solares fotovoltaicos.

Desta forma, o microinversor é a topologia de inversor MLPE que apresenta a maior individualização onde cada painel recebe um inversor com seu MPPT individual, como é mostrado na figura 11. Nessa topologia, além dos benefícios dos MPPT individuais, há vantagens por se trabalhar em CA proporcionando maior segurança contra arco elétrico e flexibilidade na instalação. Quanto aos materiais utilizados na instalação estes também se reduzem, pois o sistema trabalha todo em CA, dispensando dispositivos e cabos CC. Como já foi citado, é possível monitorar cada painel e inversor individualmente, o que possibilita um rápido diagnóstico e correção de eventuais problemas (SOLAR, ECORI ENERGIA, 2019). Porém, o custo e perdas podem prejudicar a escolha desse sistema. O custo pode ser alto para projetos maiores onde um único inversor poderia substituir todos os microinversores. Já as perdas ocorrem devido à conversão CC-CA que nos otimizadores é feita em um inversor e nos microinversores é feita em cada um deles (NEOSOLAR, 2018).

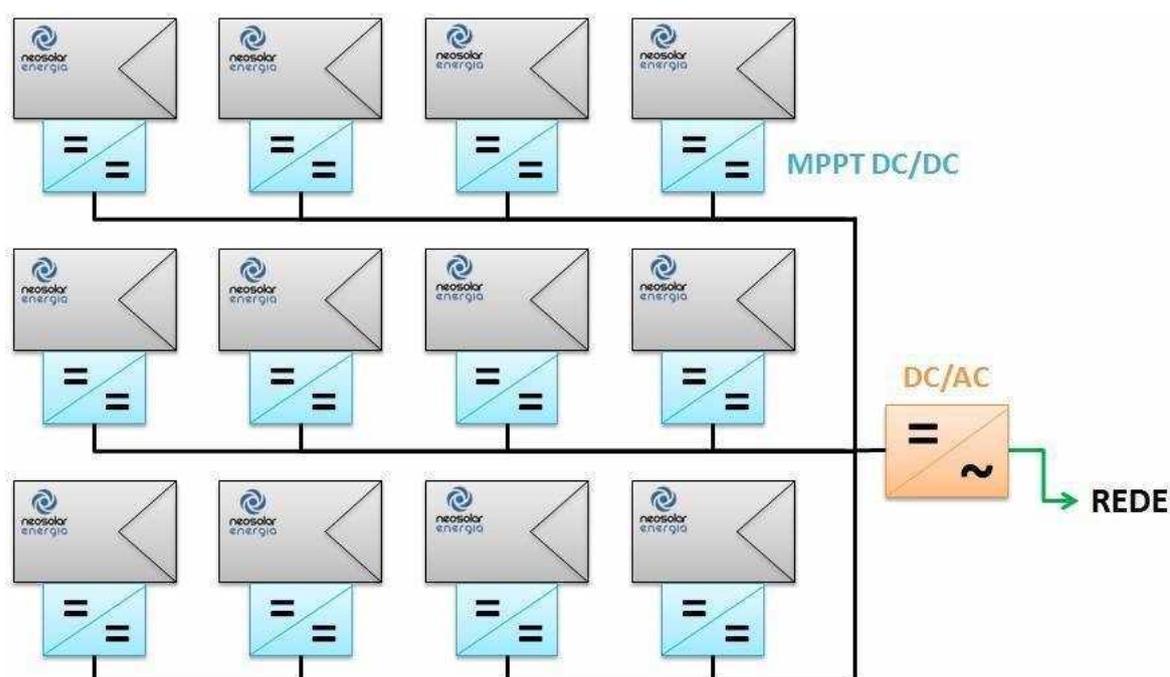
Figura 11 – Configuração de um sistema *on-grid* com microinversor.



Fonte: NeoSolar, 2020.

O otimizador de potência é basicamente um conversor CC-CC (*boost*). Seu objetivo é fazer um pré-processamento da energia elétrica antes de entregá-la ao inversor CC-CA, possibilitando a modularização completa do sistema fotovoltaico. Cada painel é conectado a um MPPT (otimizador), o que aumenta os custos do projeto, porém eleva ao extremo os benefícios da modularidade (como redução das perdas no arranjo por diferença de potência dos módulos, degradação com o tempo, sombreamento e sujeiras). Os otimizadores podem ser ligados em série ou paralelo, fornecendo energia a um inversor central convencional ou a um inversor central específico para uso com otimizadores de potência (figura 12). Pelo fato da conversão CC-CA ser centralizada em um único inversor as perdas térmicas oriundas da conversão são reduzidas consideravelmente. Quanto à segurança, possuem um sistema de desligamento automático que detecta arco elétrico, tornando os geradores fotovoltaicos imunes à ocorrência de incêndios (SOLAR, CANAL, 2019).

Figura 12 – Configuração de um sistema *on-grid* com otimizador de potência.



Fonte: NeoSolar, 2020.

No final das contas a melhor solução para redução das diferentes perdas é um sistema bem projetado mesmo diante de cenários diversos, já que há vantagens e desvantagens em todas as arquiteturas de sistemas fotovoltaicos. Por isso, ainda na fase de projeto deve ser avaliado a melhor forma de posicionar os painéis solares. E para este fim é necessário o uso de ferramentas poderosas de simulação do desempenho de sistemas fotovoltaicos como PVsyst, Helioscope ou Designer da SolarEdge.

## 4 Metodologia

Os estudos aqui mostrados seguiram as seguintes etapas em seu desenvolvimento:

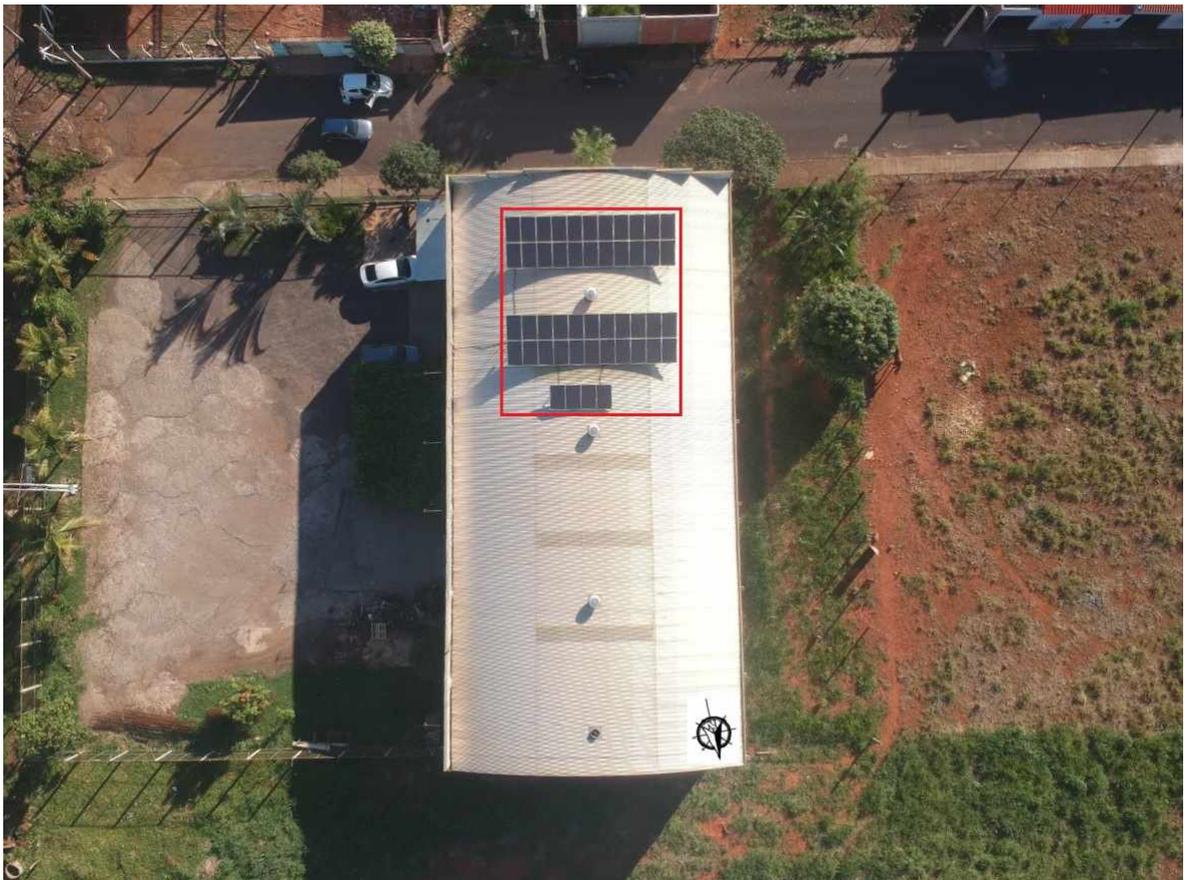
1. Foram escolhidos três sistemas fotovoltaicos ativos que possuem inversores *string*, microinversor e inversor simplificado respectivamente, sendo o primeiro sistema com inversor *string* modelo FRONIUS, o segundo com microinversores APSystems da família QS1-3-220 e o terceiro com inversor tradicional simplificado com otimizadores de potência da SolarEdge.
2. Através da plataforma PVSyst foram realizadas simulações dos diferentes indicadores de geração das plantas selecionadas. Cada planta apresenta características técnicas quanto a instalação que foram consideradas e reproduzidas na simulação para que fosse viável levantar a correta análise do desempenho energético levando em conta as topologias de conversores solares considerados no estudo.
3. Em seguida, foram realizadas comparações dos resultados das simulações e da base de dados obtidas pelo monitoramento dos inversores solares das instalações. Desta forma, foi possível comprovar a exatidão dos dados de simulação na modelagem e no desempenho dos três geradores solares fotovoltaicos deste estudo.
4. Por fim, foi feita uma projeção da economia e do retorno no tempo do capital investido dos geradores fotovoltaicos com base nas informações dos indicadores de desempenho energético obtidos através dos respectivos dados de monitoramento e simulação.

## 5 Estudo de Caso

As três plantas estão situadas à cidade de Uberlândia e possuem orientação em relação ao Norte e inclinação dos módulos diferentes, sem sombras ou com sombras parciais influenciando a geração após o horário de irradiação ótima (aproximadamente das 10:00 da manhã as 15:00 horas da tarde), com potência de pico e potência dos módulos diferentes. Todos os módulos são policristalinos com os sistemas tendo ângulo de inclinação fixo e ângulo de azimute fixo.

### 5.1 UFV com Inversor *String*

Figura 13 – Vista aérea da UFV A.



Fonte: *E-Sol Brasil, 2020.*

Na Tabela 1 é mostrada as características gerais do sistema fotovoltaico com inversor tradicional denominado UFV A. No arranjo da usina solar os 48 módulos são

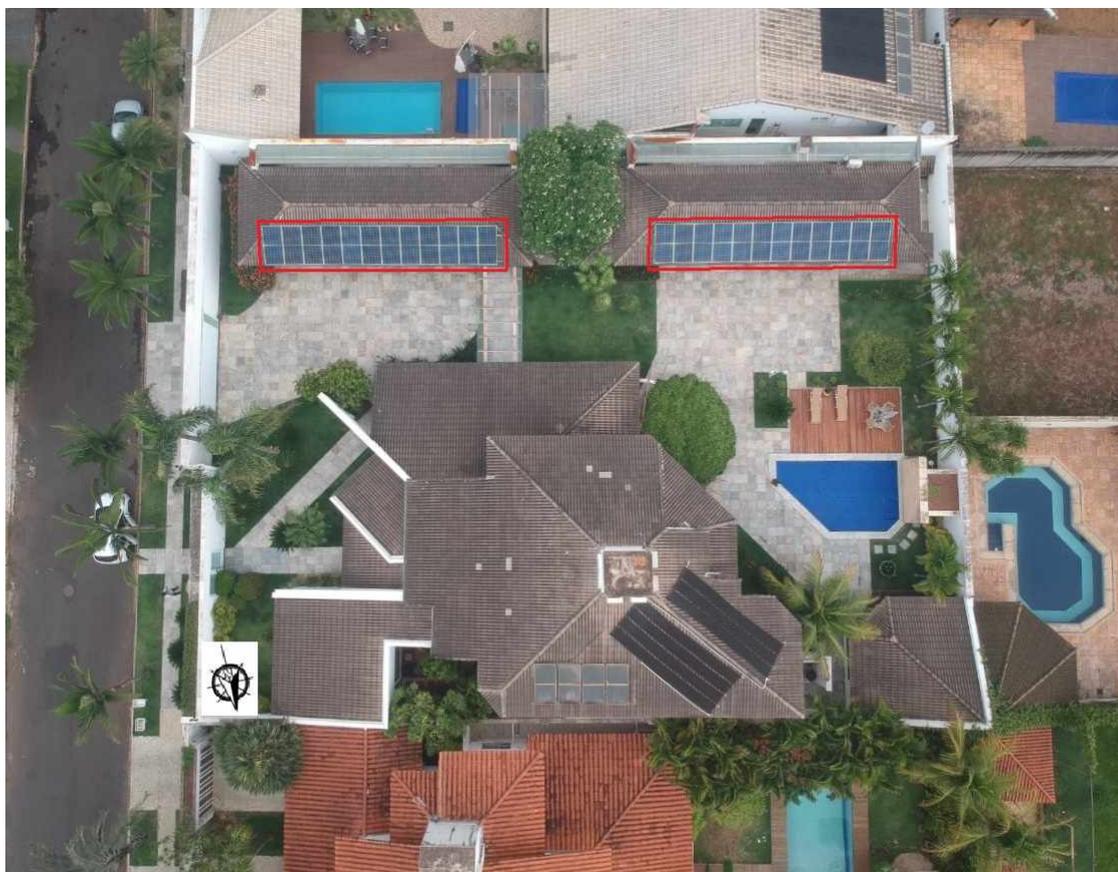
divididos em duas *strings* de 24 módulos com cada *string* vinculada à uma entrada MPPT do inversor para otimização do rastreamento de potência como abordado anteriormente.

Tabela 1 – Características da UFV A (com inversor *String*).

<b>Orientação</b>	<b>Dados</b>
Azimute	37°
Inclinação	15°
<b>Inversor</b>	<b>1 x Fronius Symo 12.0-3 208-240</b>
P. nominal	12000W
MPPT	2
Faixa de operação Vcc	200 - 600V
Faixa de frequência	45 a 65Hz
Eficiência	97%
<b>Módulo</b>	<b>48 x Canadian Solar CS6P-265P</b>
Tipo	Policristalino - 60 Células
Área ocupada	79 m <sup>2</sup>
P. Instalada	12720W <sub>p</sub>
V <sub>mp</sub>	30, 6V
I <sub>mp</sub>	8, 66A
N° <i>string</i>	02(24/24)
Conexão	02 MPPTs independentes
Eficiência	16, 47%

## 5.2 UFV com Microinversor

Figura 14 – Vista aérea da UFV B.



**Fonte:** *E-Sol Brasil, 2020.*

Os dados técnicos dos equipamentos e os parâmetros de projeto do sistema fotovoltaico da chamada UFV B são mostrados na Tabela 2. No arranjo da usina solar cada microinversor possui 4 portas com cada porta tendo um MPPT exclusivo, desta forma cada um dos 24 módulos possui um rastreamento independente reduzindo assim as *strings* do circuito a nível de módulo.

Tabela 2 – Características da UFV B (com microinversor).

<b>Orientação</b>	<b>Dados</b>
Azimute	1°
Inclinação	21°
<b>Inversor</b>	<b>6 x APsystems YC1000-3-220</b>
P. nominal	900W
MPPT	4
Faixa de operação Vcc	16 - 55V
Faixa de frequência	55.1 a 64.9Hz
Eficiência	95.5%
<b>Módulo</b>	<b>24 x Canadian Solar CS3U-335P</b>
Tipo	Policristalino - 144 Células
Área ocupada	50 m <sup>2</sup>
P. Instalada	8040Wp
Vmp	38, 2V
Imp	8, 77A
N° <i>string</i>	24
Conexão	Independente por MPPT
Eficiência	16, 89%

### 5.3 UFV com Inversor Simplificado e Otimizadores de Potência

Figura 15 – Vista aérea da UFV C.



Fonte: *E-SOL Brasil, 2020.*

Para este sistema fotovoltaico denominado UFV C os dados técnicos dos equipamentos e os parâmetros de projeto são mostrados na Tabela 3. No arranjo da usina solar o otimizador de potência recebe 2 módulos em série sendo que cada otimizador tem um MPPT próprio. Desta forma, 20 módulos estão vinculados a uma *string* formada por 10 otimizadores P850 em série e 16 módulos estão vinculados a outra *string* formada por 8 otimizadores P750 em série, totalizando os 36 módulos do circuito.

Tabela 3 – Características da UFV C (com Inversor simplificado e Otimizadores de potência).

<b>Orientação</b>	<b>Dados</b>
Azimute	37°
Inclinação	8°
<b>Inversor</b>	<b>1 x Solar Edge 17K</b>
P. nominal	17000W - 220/127V
Faixa de operação Vcc	600V - 220/127V
Faixa de frequência	55 a 65Hz
Eficiência	97.7%
<b>Otimizador (MPPT)</b>	<b>8 x Solar Edge P730 10 x Solar Edge P850</b>
P. nominal	730W e 850W
Faixa de operação Vcc	12.5 - 105V
Eficiência	98.6%
<b>Módulo</b>	<b>36 x Canadian Solar CS3U-345P</b>
Tipo	Policristalino - 144 Células
Área ocupada	70 m <sup>2</sup>
P. Instalada	12420Wp
Vmp	39,00V
Imp	8,86A
Nº <i>string</i>	02(16/20) independentes
Conexão	18(8/10) MPPTs independentes
Eficiência	17,39%

## 6 Resultados e Discussões

Utilizando o *software* PVSyst foi possível modelar as três UFVs abordadas neste trabalho e desta forma simular o desempenho quanto à geração anual, produtividade energética, fator de capacidade e taxa de desempenho para confrontar os dados simulados com os dados coletados a partir do monitoramento dos geradores fotovoltaicos.

Além dos detalhes técnicos de localização e características dos módulos e inversores também foram consideradas perdas características para tornar as simulações o mais próximas do cenário real. As perdas consideradas foram: Degradação Induzida pela Luz (LID), quedas de tensão nos cabos e diodos de *bypass*, ventilação na parte traseira dos módulos, sujeira e fator de indisponibilidade.

O mapa solarimétrico da cidade de Uberlândia considerado para as simulações no PVSyst é mostrado na tabela 4.

Tabela 4 – Dados mensais da Irradiação Global Horizontal (IGH) recebida na cidade de Uberlândia (Fonte: Metheonorm).

Mês	IGH(KWh/m <sup>2</sup> )	Mês	IGH(KWh/m <sup>2</sup> )
Jan.	171.7	Jul.	149.1
Fev.	159.6	Ago.	166.8
Mar.	161.8	Set.	167.7
Abr.	157.8	Out.	179.2
Mai.	146.3	Nov.	168.0
Jun.	137.4	Dez.	186.6

### 6.1 UFV A

A UFV A entrou em operação em março de 2017 e seus dados de desempenho são mostrados na tabela 5, de 2017 até 2020 representados pelos anos 1, 2, 3, e 4. A potência de pico do arranjo fotovoltaico instalado é de 12720 W, maior que a potência nominal do inversor (que é 12000 W). Esse sobredimensionamento é tolerável pelo fato do inversor possuir um *oversizing* (sobredimensionamento em relação a potência nominal) de 30%. Na tabela 6 são mostrados os dados obtidos a partir da simulação computacional da UFV A.

Para melhor elucidar como foram realizados os cálculos obtidos a partir dos dados oriundos do monitoramento, das características técnicas e físicas das usinas solares abordadas neste estudo e exibidos nas tabelas 5, 7 e 9, logo abaixo é mostrado o equacionamento dos resultados das três grandezas de mérito referentes ao 1º ano de operação da UFV A.

Para o cálculo da produtividade energética ( $Y_f$ ) baseado em 2.2 foi considerado uma geração anual extraída do monitoramento de 16.614,15 KWh/ano para uma potência instalada de 12,72 KWp:

$$Y_f = \frac{16.614,15}{12,72} = 1306,14$$

A taxa de desempenho ( $PR$ ) baseado em 2.4 é calculada pela razão entre Geração Real por Geração Teórica. Assim, a geração real é o valor obtido do monitoramento do sistema da UFV A para o ano 1 que é de 16.614,15 KWh/ano. A energia teórica (também em kWh/ano) é a geração esperada da unidade fotovoltaica e é obtida por 6.1:

$$ET = I * t * A * R \quad (6.1)$$

Em que:

$I$  = Irradiação em kWh/ $m^2$ /dia.

$t$  = Valor do intervalo de tempo para análise em dias.

$A$  = Área em  $m^2$  ocupada pelos módulos fotovoltaicos.

$R$  = Eficiência do módulo (fracionado por 100).

A partir de 6.1, consideramos uma irradiação média diária de 5,29 KWh/ $m^2$ /dia para a cidade de Uberlândia, sendo 365 dias (306 especificamente para o 1º ano da UFV A) o intervalo de tempo adotado, área de 79  $m^2$  e eficiência do módulo de 16,19 %. Com base nessas informações chegamos ao seguinte cálculo:

$$PR = \frac{16.614,15}{5,29 * 306 * 79 * 0,1619} * 100 = 80,25\%$$

Por último, temos a equação 2.1 do Fator de capacidade ( $FC$ ), no qual vamos considerar 16.614,15 KWh de geração anual, potência instalada de 12,72 KWp e o período de tempo em horas de 8760/ano (7344/ano especificamente para o 1º da UFV A). Logo, temos:

$$FC(\%) = \frac{16.614,15}{12,72 * 7344} * 100 = 17,79\%$$

Tabela 5 – Dados de desempenho da UFV A com inversor *string*, coletados de 2017 a 2020.

Ano	$E(\text{KWh})$	$Y_f$	$PR$	$FC$
01	16.614,15	1306,14	80,25%	17,79%
02	18.646,06	1465,52	76,81%	16,73%
03	18.730,57	1472,53	77,16%	16,81%
04	17.520,04	1377,36	72,17%	15,72%

Tabela 6 – Dados de desempenho simulados da UFV A com inversor *string*.

Ano	$E(\text{KWh})$	$Y_f$	$PR$	$FC$
01	16.575	1501	80,00%	17,13%
02	18.942	1489	79,40%	17,00%
03	18.879	1484	79,12%	16,94%
04	18.793	1477	78,76%	16,87%

Na Figura 16 são mostrados os dados técnicos da UFV A que foram inseridos na plataforma PVSyst para modelagem computacional dos respectivos dados de geração. Vale notar que na simulação é mostrado que a área útil total dos módulos considerada nos cálculos de  $PR$  equivale a  $70,1 \text{ m}^2$ . Por outro lado, nos cálculos de  $PR$  obtidos pelo monitoramento a área útil total dos módulos é  $79,0 \text{ m}^2$ . Essa diferença não afeta a confiabilidade dos dados reais de performance obtidos por ser considerado em 6.1 o valor de  $R$  que é a eficiência real dos módulos fotovoltaicos do sistema. O mesmo conceito se aplica para os cálculos de  $PR$  da UFV B e UFV C.

Figura 16 – Parâmetros utilizados nas simulações computacionais - UFV A.

<b>PV Array Characteristics</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>CS6K - 265P</b>
Original PVSyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
Number of PV modules		In series	24 modules
Total number of PV modules		Nb. modules	48
Array global power		Nominal (STC)	<b>12.72 kWp</b>
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	616 V
Total area		Module area	<b>78.6 m<sup>2</sup></b>
		In parallel	2 strings
		Unit Nom. Power	265 Wp
		At operating cond.	10.72 kWp (63°C)
		l mpp	17 A
		Cell area	70.1 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>			
		Model	<b>Symo 15.0-3 / 220</b>
Original PVSyst database		Manufacturer	Fronius USA
Characteristics		Operating Voltage	325-850 V
		Unit Nom. Power	12.0 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units
		Total Power	12.0 kWac

Fonte: PVSyst, 2021.

No ano 1 os dados são referentes a 10 meses de operação da unidade geradora, por isso os valores de produtividade energética reais e simulados são menores com um desvio entre os dados menor que 1%. Já os valores de fator de capacidade e taxa de desempenho podem ser inseridos no comparativo com os anos 2, 3 e 4. Tomando como base o valor real

de geração em relação ao simulado, temos uma variação percentual positiva (valor real maior que o valor simulado) de 0,24%.

No 2º ano a variação percentual é negativa (valor simulado maior que o real) de 2,09%. Este resultado se deve a baixa geração no mês de Novembro de 2018 devido as condições climáticas de Uberlândia. Outra observação importante é que do dia 8 ao dia 26 de Outubro do mesmo ano, devido a falhas de atualização de *Firmware*, não houve dados de geração, o que comprometeu a análise de geração do período.

É possível notar que nos 3 primeiros anos a variação percentual (positiva ou negativa) é menor que 2% ao ano. No ano 4 esse valor muda consideravelmente apresentando uma variação percentual negativa acima de 7%. O que pode justificar a queda na geração da usina é a redução da eficiência de um ou mais módulos (por sujeira ou degradação), o que reduz a eficiência do arranjo e, conseqüentemente, compromete o desempenho global do sistema. Outra observação importante é que nos 4 anos de operação o sistema fotovoltaico não teve nenhuma limpeza das módulos solares.

## 6.2 UFV B

A UFV B entrou em operação no final de 2018 e seus dados de desempenho são mostrados na tabela 7 de 2019 a 2020 (anos 1 e 2).

Tabela 7 – Dados de desempenho da UFV B com microinversor.

<b>Coletados de 2019 a 2020</b>				
<b>Reais</b>	$E(\text{KWh})$	$Y_f$	$PR$	$FC$
Ano 01	11.027,68	1371,60	77,87%	17,85%
Ano 02	12.429,01	1545,90	77,54%	17,65%
<b>Simulados</b>	$E(\text{KWh})$	$Y_f$	$PR$	$FC$
Ano 01	11.013	1369,78	74,80%	17,79%
Ano 02	12.442	1547	74,60%	17,67%

Na Figura 17 são mostrados os dados técnicos da UFV B que foram inseridos na plataforma PVSyst para modelagem computacional dos respectivos dados de geração.

Figura 17 – Parâmetros utilizados nas simulações computacionais - UFV B.

<b>PV Array Characteristics</b>				
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>CS3U - 335P</b>	
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series	1 modules	In parallel 24 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	24	Unit Nom. Power 335 Wp
Array global power		Nominal (STC)	<b>8.04 kWp</b>	At operating cond. 6.83 kWp (63°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	32 V	I mpp 212 A
Total area		Module area	<b>49.6 m<sup>2</sup></b>	Cell area 42.4 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>				
		Model	<b>YC1000-3-220</b>	
Original PVsyst database		Manufacturer	APsystems	
Characteristics		Operating Voltage	16-55 V	Unit Nom. Power 0.90 kWac
Inverter pack		Nb. of inverters	6 units	Total Power 5.4 kWac

**Fonte:** *PVsyst, 2021.*

No primeiro ano de operação considerado, são apresentados dados de geração a partir de meados do 2º mês de 2019 devido a falhas no monitoramento de 01 de Janeiro a 14 de Fevereiro, por isso os dados de produtividade energética são menores tanto os valores reais quanto os simulados (mas se tornam úteis pelo efeito comparativo). No ano 1 é possível notar que a variação percentual de geração é positiva em torno 0,13 %. Vale ressaltar que só a partir do segundo ano de operação os módulos do sistema começaram a ser limpos com uma frequência de 6 meses.

No 1º e 2º ano o desvio em torno de 3% referente a taxa de desempenho (*PR*) pode ser justificado pela melhor ventilação dos microinversores, instalados mesmo estando em telhado onde a circulação de ar na parte traseira dos módulos é geralmente limitada. Tais fatores não comprometem a eficácia das simulações da planta.

Como os dados reais de geração são referentes a 2019 e 2020, para a análise de desempenho a fim de alcançar o retorno do capital aplicado no investimento foram consideradas simulações projetadas para 4 anos de operação da UFV B, mostradas na tabela 8.

Tabela 8 – Dados de desempenho simulados da UFV B com microinversor.

<b>Ano</b>	<b><i>E</i>(KWh)</b>	<b><i>Y<sub>f</sub></i></b>	<b><i>PR</i></b>	<b><i>FC</i></b>
01	11.013	1369,78	74,80%	17,79%
02	12.442	1547	74,60%	17,67%
03	12.414	1544	74,50%	17,63%
04	12.388	1541	74,30%	17,59%

### 6.3 UFV C

A UFV C entrou em operação no final de 2019 e seus dados de desempenho são mostrados na tabela 9 referentes ao ano 2020 sendo chamado de ano 1.

Tabela 9 – Dados de desempenho da UFV C com otimizadores de potência.

<b>Coletados em 2020</b>				
<b>Ano</b>	<b><math>E(\text{KWh})</math></b>	<b><math>Y_f</math></b>	<b><math>PR</math></b>	<b><math>FC</math></b>
01	19.172	1543,64	80,72%	17,62%
<b>Simulados</b>				
<b>Ano</b>	<b><math>E(\text{KWh})</math></b>	<b><math>Y_f</math></b>	<b><math>PR</math></b>	<b><math>FC</math></b>
01	19.153	1545	80,30%	17,60%

Para o sistema da UFV C temos uma variação percentual positiva de geração do valor real em relação ao simulado de 0,10% na operação do primeiro ano. O desvio nos dados referentes a  $Y_f$ ,  $PR$  e  $FC$  também são menores que 1% e mostram o grau de confiabilidade das simulações feitas para a planta.

Como no caso da UFV B, para análise de retorno financeiro foram considerados dados computacionais através de simulações em um cenário de 4 anos de operação (tabela 10).

Tabela 10 – Dados de desempenho simulados da UFV C com otimizadores de potência.

<b>Ano</b>	<b><math>E(\text{KWh})</math></b>	<b><math>Y_f</math></b>	<b><math>PR</math></b>	<b><math>FC</math></b>
01	19.153	1545	80,30%	17,60%
02	19.107	1538	79,88%	17,56%
03	19.038	1532	79,55%	17,50%
04	18.969	1526	79,05%	17,43%

Na Figura 18 são mostrados os dados técnicos da UFV C que foram inseridos na plataforma PVSyst para modelagem computacional dos respectivos dados de geração. O arranjo de otimizadores de potência é formado por um sub-arranjo (ou *strings*) de 8 P730 e um sub-arranjo de 10 P850 conectados ao inversor SE17K.

Figura 18 – Parâmetros utilizados nas simulações computacionais - UFV C.

<b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>CS6U - 345P P4</b>
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.
<b>Sub-array "P730 #2"</b>			
<b>SolarEdge Power Optimizer</b>		Model	<b>P730 Worldwide</b>
PV modules on one Power Optimizer		Unit Nom. Power	730 W
Nb. of optimizers	in series	2	in parallel 1
Total number of PV modules	In series	8	In parallel 1 strings
Array global power	Nb. modules	16	Unit Nom. Power 345 Wp
Output of optimizers	Nominal (STC)	<b>5.52 kWp</b>	At operating cond. 4.69 kWp (63°C)
	U oper	450 V	I at Poper 6 A
<b>Sub-array "P850 #1"</b>			
<b>SolarEdge Power Optimizer</b>		Model	<b>P850 Worldwide</b>
PV modules on one Power Optimizer		Unit Nom. Power	850 W
Nb. of optimizers	in series	2	in parallel 1
Total number of PV modules	In series	10	In parallel 1 strings
Array global power	Nb. modules	20	Unit Nom. Power 345 Wp
Output of optimizers	Nominal (STC)	<b>6.90 kWp</b>	At operating cond. 5.69 kWp (63°C)
	U oper	600 V	I at Poper 8 A
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>12.42 KWp</b>
		Module area	<b>70 m<sup>2</sup></b>
		Total	36 modules
		Cell area	61.1 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>		Model	<b>SE17K-BR-220/127V</b>
Original PVsyst database		Manufacturer	SolarEdge
Characteristics	Operating Voltage	400 V	Unit Nom. Power 17.0 kWac

Fonte: *PVSyst, 2021.*

Na tabela 11 são mostrados os dados reais de  $E$ ,  $PR$  e  $FC$  coletados das 3 UFVs referentes ao primeiro ano de operação.

Tabela 11 – Dados reais de desempenho das UFVs no primeiro ano de operação.

<b>1º Ano</b>	<b><math>E</math>(KWh)</b>	<b><math>PR</math></b>	<b><math>FC</math></b>
UFV A (Inversor <i>string</i> )	16.614,15	80,25%	17,79%
UFV B (Microinversor)	11.027,68	77,87%	17,85%
UFV C (Otimizador de potência)	19.172	79,91%	17,62%

Para a taxa de desempenho calculada para as três UFVs no ano 1 o menor valor encontrado foi de 77,87% e o maior de 80,25%. Valores dentro dos encontrados na literatura com taxas de desempenho entre 70% a 85%. Esse é um indicador importante para análise da eficiência global do sistema, *mismatch* do painel e da *string*, dentre outras. Para o Fator de capacidade temos que o menor valor foi de 17,62% e o maior de 17,85% dentro da faixa de 12% a 18% (MELO, 2019).

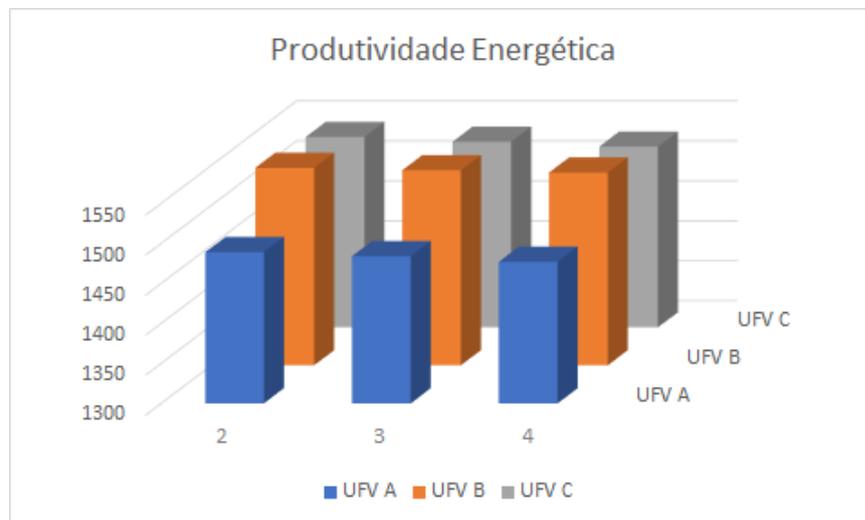
Nos gráficos abaixo são abordados a produtividade energética, taxa de desempenho e o fator de capacidade respectivamente obtidos via *software* para as três topologias de UFVs abordadas neste estudo.

Com relação ao comparativo da produtividade energética mostrado na Figura 19, os valores considerados são abordados para o 2º, 3º e 4º ano de operação das UFVs, já

que os valores de geração anual do ao 1º ano de geração da UFV A são referentes a 10 meses em quanto as outras usinas solares possuem valores referentes a 12 meses o que compromete uma análise comparativa mais precisa.

A UFV B é a que apresenta a maior taxa de energia entregue em KWh para cada KWp de potência instalada, um dos fatores que contribuem para esse desempenho é a orientação em relação ao Norte (1º de azimute) da usina solar e da otimização de rastreamento de potência a nível de módulo pelos microinversores do sistema fotovoltaico. A UFV A apresenta os valores de produtividade energética mais baixos (aproximadamente 4%) em relação a UFV B e UFV C.

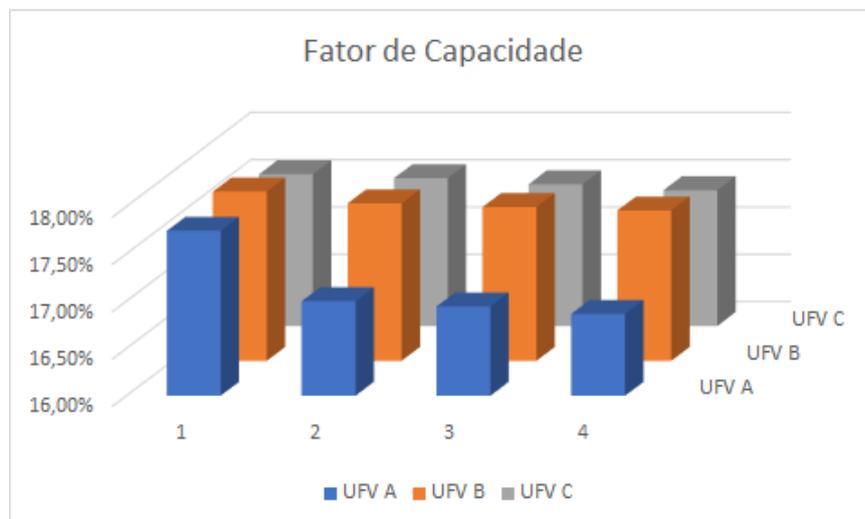
Figura 19 – Simulações da produtividade energética das topologias.



**Fonte:** *Acervo próprio, 2021.*

Na Figura 20 é possível notar que o sistema que ao longo dos anos mais perde percentual de energia gerada em relação a capacidade instalada é o da UFV A. No 2º ano de operação a queda é mais significativa (0,74%) devido a degradação anual dos módulos que é maior no ano inicial de operação (2%).

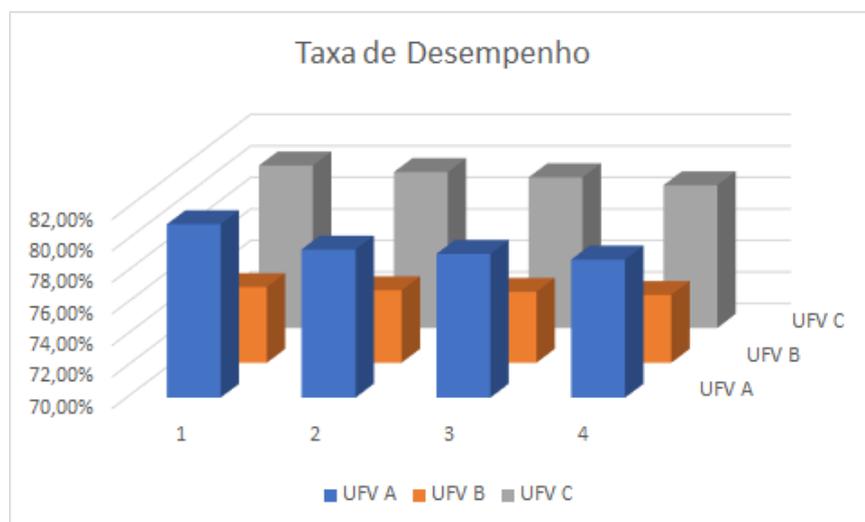
Figura 20 – Simulações do fator de capacidade das topologias.



**Fonte:** Acervo próprio, 2021.

No comparativo mostrado na Figura 21 é mostrado dados de taxa de Desempenho referente aos anos 1º, 2º, 3º e 4º. O sistema que apresenta a maior queda ao longo dos anos (ou aumento das perdas) é o da UFV A, em média de 1% ao ano devido a fatores já comentados anteriormente. Já o sistema da UFV B, apesar de ter um valor cerca de 5% inferior ao ano em relação as demais unidades geradoras, tem a menor variação ao longo dos anos. Esse valor inferior em relação as demais usinas fotovoltaicas ocorre, dentre outros fatores, pela conversão CC-CA nos microinversores que ocorre em todos os canais de conexão com os módulos.

Figura 21 – Simulações da taxa de desempenho das topologias.



**Fonte:** Acervo próprio, 2021.

Portanto, fica claro das tabelas e gráficos apresentados acima um dos fatores que mais afeta a geração (e não há controle algum sobre ele) são as condições ambientais como a temperatura e a irradiação. O sombreamento de nuvens e queda no valor de irradiação incidente ocorrem em várias situações ao longo do ano (RAMOS; ANDRADE, 2018).

Em todo caso, considerando as perdas e eventuais paralisações no funcionamento dos equipamentos é possível estabelecer uma relação confiável entre os dados obtidos pelo monitoramento e pela simulação e assim projetar a economia de energia gerada pelas usinas solares e seu *payback*.

## 6.4 Tempo de retorno do investimento - *payback*

O cálculo do tempo de retorno (*payback*) representa o tempo necessário para que o investimento se pague e, a partir de então, comece a gerar lucros líquidos para o proprietário. Para encontrarmos o tempo de retorno estimado é necessário fazer o levantamento do Valor Presente Líquido (VPL):

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} - Investimento_{Inicial} \quad (6.2)$$

Em 6.2 o fluxo de caixa ( $FC$ ) por período ( $j$ ), é obtido através do produto da energia gerada (dada em KWh) pela tarifa média de energia (em reais). A taxa mínima de atratividade ( $TMA$ ) representa a taxa mínima aceitável para investir em um novo projeto. O somatório de todos os valores de fluxo de caixa que geram entrada de dinheiro ao investidor subtraído do investimento inicial nos dão o valor presente líquido (VPL) do investimento.

Quando, no somatório do VPL, chegamos a uma iteração do período que nos dá um valor positivo. Essa iteração representa quanto tempo o investimento retornou ou se pagou. Caso seja considerado um período de iterações anuais a equação utilizada para encontrar os meses é:

$$PB_{meses} = \frac{VPL * (-1)}{\left(\frac{FC_i}{(1+TMA)}\right) * 12} \quad (6.3)$$

Onde, no numerador, utilizamos o último valor negativo do VPL por ano e no denominador utilizamos a razão do fluxo de caixa pela taxa mínima de atratividade (com  $i$  referente a iteração do ano seguinte ao ano do valor negativo encontrado) multiplicada por 12 meses.

## 7 Conclusão

Baseado nas informações de desempenho e do capital aplicado nos três investimentos é possível realizar uma projeção para encontrar a economia financeira e o retorno no tempo estimado. Para tanto, foi considerada uma tarifa média de energia de R\$ 0,90/KWh (considerando impostos); reajuste anual da energia elétrica de 7,0%; taxa mínima de atratividade de 6,0%. Sendo as instalações classificadas no grupo B de baixa tensão com a UFV A e UFV C pertencendo a classe de instalação comercial trifásica e a UFV B a classe residencial trifásica (com o custo de disponibilidade do sistema de 100 KWh para as três).

A UFV A custou R\$ 60.000,00 reais em 2017. Com o retorno no tempo do investimento sendo atingido com 3 anos e 10 meses de operação. Chegando ao final do ano de 2020 já estava com 102,65% de economia, ou seja, além do investimento se pagar havia também um lucro livre de 2,65 % que equivale a R\$ 1.592,56 reais. O acompanhamento de desempenho desta usina pelos índices aqui expostos expressam a necessidade de limpeza e manutenção.

A UFV B demandou um investimento de R\$ 39.000,00 no final de 2018. Até o fechamento do ano de 2020 foi gerada uma economia de R\$ 21.993,80 reais, que equivale a 56,39% do investimento aplicado. Mantendo o desempenho observado, o retorno completo do investimento ocorrerá em 3 anos e 8 meses de operação.

A UFV C teve um custo inicial de R\$ 51.000,00 reais em 2019. Com uma economia de energia no ano de 2020 de R\$ 17.254,80 reais correspondendo a 33,83% do investimento, a previsão de retorno total do investimento é de 3 anos de operação.

A partir do que foi exposto, quanto a performance de geração fica evidente que a usina solar que mais apresentou queda ao longo dos anos foi a UFV A (queda de 6% no ano de 2020 em relação ao ano de 2019) que utiliza inversor de tecnologia *string*. O monitoramento mostrará se a taxa de queda na geração aumentará significativamente nos próximos anos viabilizando a tomada de decisão para vistoria técnica da UFV, limpezas mais regulares ou troca de equipamentos. Já as UFVs com inversores da tecnologia MLPE apresentam desempenho similar quanto aos indicadores com uma diferença na taxa de desempenho, na qual a UFV B apresenta o menor *PR* dos 3 sistemas.

Os valores de geração das diferentes UFVs aqui abordadas na prática afetaram drasticamente o retorno financeiro no tempo. O investimento em energia solar é bastante vantajoso, com taxas de retorno que superam a maioria das aplicações financeiras disponíveis no mercado, porém com um grau de risco muito menor. Em trabalhos futuros, poderá ser avaliada a condição de operação das usinas solares em simulações com a condição sombreamento para, assim, verificar o desempenho dos sistemas em situações adversas.

## Referências

- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. *Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc*, 2016. Citado na página 13.
- EPE. *Balanço Energético Nacional 2020: Relatório final - Ano base 2019*. Ministério de Minas e Energia. EMPRESA, DE PESQUISA ENERGÉTICA., p. 16, 2020. Citado na página 13.
- FAMOSO, F. et al. *Performance comparison between micro-inverter and string-inverter Photovoltaic Systems. Energy Procedia*, Elsevier, v. 81, p. 526–539, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.126>>. Citado na página 16.
- GODOI, R. R. d. *Análise Comparativa de Desempenho de Inversor String e Microinversor*. 86 p. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.
- HINRICHS, R. A.; KLEINBACH, M. *Energia e meio ambiente*. [S.l.]: Cengage Learning Editores, 2003. Citado na página 12.
- JR, V. P. T. *EQ: Inversor Monofásico de 5 Níveis a Capacitor Chaveado Alimentado em Corrente*. 87 p. Dissertação (Mestrado) — Centro Tecnológico de Joinville, CTJ, Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2019. Citado na página 18.
- MELO, A. d. P. *Estudo do impacto no tempo de retorno do investimento em geradores Fotovoltaicas de pequeno porte utilizando microinversores e inversores string*. 28 p. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 41.
- MME. *Resenha Energética Brasileira*. [S.l.]: Ministério de Minas e Energia Brasília, 2019. Citado na página 12.
- NEOSOLAR. *Inversor Grid-Tie*. 2018. Disponível em: <<http://https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie>>. Último acesso: 20 de Março de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.
- O POVO . *Confirma os maiores apagões da história do Brasil*. 2018. Disponível em: <<http://www.opovo.com.br/noticias/br>>. Último acesso: 21 de Abril de 2021. Citado na página 12.
- RAMOS, A. E. de M.; ANDRADE, V. S. de. *Análise de desempenho de sistema fotovoltaico conectado - Um estudo de caso em uma instituição de ensino pública de Governador Valadares*. IX Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, 2018. Citado na página 44.
- REIS, L. B. D. *Geração de Energia Elétrica – Tecnologia, Inserção Ambiental, Planejamento, Operação e Análise de Viabilidade*. [S.l.]: Editora Manole Ltda, 2003. Citado na página 17.

- SOLAR, CANAL. *Entenda os otimizadores para sistemas fotovoltaicos*. 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/94-entenda-os-otimizadores-para-sistemas-fotovoltaicos>>. Último acesso: 25 de Fevereiro de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.
- SOLAR, ECORI ENERGIA. *Tecnologia MLPE - como os microinversores se tornaram referência no mercado fotovoltaico*. 2019. Disponível em: <<https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/tecnologia-mlpe---como-os-microinversores-se-tornaram-referencia-no-mercado-fotovoltaico>>. Último acesso: 20 de Abril de 2021. Citado na página 26.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. [S.l.: s.n.], 2010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/9780470667057>>. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações*. São Paulo: Érica, v. 2, 2012. Citado na página 21.
- ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de Textos, 2012. Citado na página 15.