

# MODELAGEM, SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL E MONITORAMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA NO CENTRO DE ATIVIDADES DIDÁTICAS DO PROJETO P&D OÁSIS – UFMG

**Ana Clara Vilar Pires**

Universidade Federal de Minas Gerais - Laboratório Tesla - Depto Engenharia Elétrica

**Luís Guilherme Monteiro Oliveira**

Universidade Federal de Minas Gerais / Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

**Sidelmo Magalhães Silva**

**Felipe Courae Cruz**

**Braz de Jesus Cardoso Filho**

Universidade Federal de Minas Gerais – Laboratório Tesla – Depto Engenharia Elétrica

**Resumo.** Nos últimos anos, a necessidade de redução de gastos com eletricidade e modernização do processo de geração de energia elétrica tem aumentado, recorrendo então às fontes renováveis de energia. A implementação de gerações distribuídas fotovoltaicas em edificações específicas no campus da UFMG faz parte do projeto de desenvolvimento institucional denominado P&D Oásis - UFMG, sendo um dos primeiros passos para a integração de um sistema inovador de microrrede de energia na universidade, onde o enfoque deste estudo é a GDFV instalada no CAD I, proporcionando economia, conhecimento e sustentabilidade. Foi realizado o as built do projeto original da usina desenvolvido pela empresa vencedora da licitação, considerando então os arredores da instalação e as perdas por sombreamento. Os principais parâmetros calculados - Fator de Capacidade, Produtividade Específica (Final Yield) e Performance Ratio - permitiram a análise de desempenho da usina, bem como a identificação de possíveis problemas que impactavam na geração, apresentando variações mensais entre 5% a 15% em relação aos valores esperados de geração e que, ao final na análise dos 11 meses, resultou em apenas 3% abaixo da energia P50 e 2% acima da P90. Concluiu-se então que esta performou como esperado ao considerar as adversidades que recaíram sobre ela, como falta de uma string que comprometeu cerca de 6,4% da produção de energia, necessidade de limpeza dos módulos, além de problemas de comunicação com o supervisor, propondo então trabalhos futuros das demais usinas pertencentes ao Projeto Oásis e/ou relacionados à posterior integração destas gerações fotovoltaicas à microrrede de energia. Este processo de monitoramento permite identificar falhas e realizar diagnósticos relacionados à operação das usinas, buscando alternativas para solucionar tais problemas.

**Palavras-chave:** Monitoração, Análise de Desempenho Energético, Sistemas Fotovoltaicos

## 1. INTRODUÇÃO

No ano de 2021 alastrou-se por todo o país a chamada crise hídrica, com os reservatórios das usinas hidrelétricas em níveis críticos. Foi necessário então colocar em funcionamento as usinas termelétricas e importar energia a partir da Argentina e do Uruguai a fim de suprir a demanda e evitar medidas extremas (IEMA, 2021). Contudo, os níveis dos reservatórios das usinas do Sudeste e Centro-Oeste, principais responsáveis pela regularização do Sistema Interligado Nacional - SIN, não se recuperaram como esperado (ONS, 2021). Tal fato culminou em um período de escassez de recursos hídricos, o pior em 91 anos e, conseqüentemente, na crise energética no Brasil, segundo consta a Nota Técnica NT-NOS DGL 0059/2021 do ONS encaminhada pelo Ministério de Minas e Energia - MME no Ofício nº 13/2021 à Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico - ANA, que apresenta as deliberações realizadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

Nesse período de crise, com a diminuição das chuvas, foi criada uma tarifa de escassez hídrica anunciada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para custear os gastos adicionais com as medidas implementadas, impactando diretamente na economia. Tanto os consumidores quanto os fornecedores foram afetados com a crise, já que a falta de água impacta em diversos setores, gerando maiores custos de produção e operação na indústria, sendo um dos fatores que causa o aumento da inflação e recai sobre o consumidor residencial (CNI, 2021).

Um fator determinante para a crise de 2021 foi a falta de planejamento estratégico, que indica a necessidade de modernização na estrutura e processos que envolvem o sistema elétrico para suprir a demanda do país (TCU, 2022). Em 2022, durante a Guerra entre Rússia e Ucrânia, o governo russo interrompeu o fornecimento de gás natural para alguns países europeus, o qual são dependentes, causando grande interferência no cenário global (Chedid; Pentead, 2022). Esse tipo de ação tem menor impacto no país quando suas matrizes energética e elétrica são diversificadas, contando com diversas fontes de energia que podem suprir a falta umas das outras, o que torna o sistema mais sustentável e confiável (Losekann; Tavares, 2021). A matriz elétrica brasileira tem se diversificado, mas ainda é majoritariamente hidráulica. As

formas de energia renovável como a solar e eólica vêm ganhando força nesse contexto de busca pela diversificação da matriz e descarbonização do planeta. O clima quente e úmido do país favorece a implementação de parques eólicos, especialmente na costa brasileira, concentrados na região Nordeste e Sul, além de apresentar um potencial solar favorável para geração de energia fotovoltaica (Gonçalves *et al.*, 2018).

A energia elétrica proveniente do sistema fotovoltaico tem se expandido ao longo dos anos devido a redução dos custos dos equipamentos que compõe o sistema, como também os custos de operação e manutenção, por sua característica de não emissão de gases de efeito estufa durante a geração, pela facilidade de modularização para pequenos e grandes consumidores de acordo com a demanda, entre outros fatores (Pereira; Ruther, 2021). Com a criação da Resolução Normativa nº482, em 2012, pela ANEEL, surgiu a possibilidade do consumidor ser compensado ao gerar energia localmente e injetá-la na rede elétrica, sendo suas regras de conexão e comercialização aprimoradas pela Resolução Normativa nº 1.059 de 2023 (ANEEL, 2023) e na Lei nº 14.300/2022 onde instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída e o sistema de compensação de energia elétrica.

A integração de diferentes fontes energéticas às chamadas mini ou microrredes de energia é uma tendência futura, estando ainda em desenvolvimento. Elas compreendem sistemas de distribuição de baixa/média tensão - BT/MT com recursos de energia distribuída, ou seja, microturbinas, células de combustível, sistemas fotovoltaicos/eólicos, dispositivos de armazenamento de energia e cargas flexíveis. Esses sistemas podem operar conectados ou não à rede elétrica principal. A operação da geração distribuída na microrrede pode fornecer benefícios para o desempenho geral do sistema elétrico se gerenciado e coordenado com eficiência (Ali *et al.*, 2017).

O Projeto de Desenvolvimento Institucional P&D Oásis - UFMG vem sendo desenvolvido pelo Laboratório Tesla Engenharia de Potência do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, em conjunto com seu Departamento de Gestão Ambiental - DGA. Ele foi estruturado e idealizado pela Comissão Permanente de Gestão Energética, Hídrica e Ambiental - CPGEHA, órgão ligado à reitoria, estando suas atribuições direcionadas à análise de consumo de água e energia e a propostas de alternativas de redução de consumo de água e energia elétrica, como também desenvolvimento de pesquisas científicas. O projeto ainda está em desenvolvimento e possui como principal objetivo reduzir os gastos de energia elétrica no campus UFMG, além de proporcionar pesquisa e desenvolvimento tecnológico e formação de recursos humanos. Atualmente, ele está em fase de implementação/estruturação das gerações distribuídas fotovoltaicas - GDFVs e em processo de captação de recursos para sua integração a um sistema de armazenamento de energia utilizando baterias e microturbinas à gás natural. Esses elementos serão acoplados a uma futura microrrede de energia que está sendo projetada para o campus Pampulha da UFMG, a qual fará toda a gestão e controle de fluxo de potência.

Neste trabalho, foram realizados estudos, modelagem matemática, simulações computacionais e monitoramento da GDFV instalada no Centro de Atividades Didáticas 1 - CAD 1. Foi realizada uma análise técnica comparando o modelo simulado durante a fase de projeto com dados reais após o início de operação da referida usina fotovoltaica. Portanto, com o estudo proposto, é possível promover pesquisas científicas, diagnóstico de falhas e uma proposta da execução da operação e manutenção na usina fotovoltaica do CAD 1 e, posteriormente, das demais instaladas nos CADs 2 e 3. A partir da observação e implementação de soluções durante o funcionamento das usinas, o sistema poderá ser expandido futuramente pelo campus de acordo com a evolução e adequação do projeto. Isso permite uma maior autonomia frente à companhia de energia de forma limpa e sustentável. Depois de um tempo, o impacto no modelo de gestão energética da UFMG ao implementar as usinas em seu sistema poderá ser detalhadamente analisado no contexto em que se encontra.

A implementação de usinas fotovoltaicas - que é objeto de estudo deste trabalho - contribui com a redução da crise hidro energética no país ao dar força à diversificação de sua matriz e diminuir sua dependência de gás natural proveniente de outros países para alimentação das termelétricas. É possível então desenvolver novos conhecimentos para o setor de energia a partir das diferentes tecnologias e métodos implementados no Projeto de P&D Oásis - UFMG, com foco na área de energia fotovoltaica, que agregam a estudos nacionais e internacionais. Este trabalho possui como objetivo geral realizar o diagnóstico da usina fotovoltaica instalada no CAD 1, tendo como objetivos específicos seu dimensionamento, modelagem 3D, simulação computacional e monitoramento da operação.

## 2. METODOLOGIA

De forma a obter êxito nos objetivos descritos anteriormente, segue a metodologia proposta para a realização deste trabalho. Com isso, serão produzidos resultados para que, estando a usina em funcionamento, seja possível coletar dados relacionados à produção de energia e potência entregue. Assim, as informações obtidas são comparadas com as simulações realizadas anteriormente, sendo feito um diagnóstico se ela está ou não performando como projetado.

### 2.1 Modelagem e Simulação Computacional

A edificação na qual está instalada a usina fotovoltaica do CAD 1 e seu entorno foram modeladas em ambiente 3D utilizando o software PVsyst versão 7.3.4, a fim de obter uma representação mais fiel do ambiente construído o qual o sistema fotovoltaico está instalado e possibilitar que as futuras análises energéticas desejadas sejam realizadas. Para modelar o sistema do CAD 1, inicialmente foram dimensionados os elementos constituintes do sistema e seu arranjo (conexões série e paralelo de módulos) de acordo com a necessidade e características locais de instalação. Os módulos instalados são policristalinos do modelo CS3W-415P, fabricante Canadian Solar, como mostra a Fig. 1, com potência de

pico de 415 Wp (Canadian Solar, 2020). O telhado tem inclinação = 4°, localizado em 19°51'58"S e 43°57'58"O, totalizando 311 unidades que somam uma potência instalada total de 129 kWp (Ownergy Solar Brazil, 2021). Estes foram distribuídos em 3 arrays (conjuntos), de forma a otimizar o espaço no telhado da edificação, orientados para o Noroeste geográfico para maximizar também a geração. Os inversores trifásicos utilizados no sistema do CAD 1 são do modelo CSI-30KTL-GI-L (Fig. 1) da Canadian Solar, e apresentam potência nominal e eficiência máxima de conversão de 36 kW e 97%, respectivamente. Seu valor de potência nominal de saída CA é de 30kW (Canadian Solar, 2018).



Figura 1 - Arranjo contendo Módulos Fotovoltaicos modelo CS3W-415P e Inversor Trifásico modelo CSI-30KTL-GI-L

Foram utilizados quatro inversores na usina do CAD 1, totalizando 120kW de potência nominal instalada. Esses dispositivos apresentam proteção contra sobrecorrente, sobretensão, polaridade reversa c.c. e curto-circuito c.a. (Canadian Solar, 2018), sendo do tipo string. Estes são amplamente utilizados em sistemas de pequeno porte por permitirem diferentes layouts e apresentarem menores perdas por Mismatch, uma incompatibilidade ou descasamento entre os módulos, podendo ser causado por acúmulo de sujeira, degradação dos módulos, sombreamento etc. (Dantas; Guerra; Nascimento, 2021), quando comparados a inversores centrais de grandes usinas. Nesse caso, eles são conectados diretamente à string e em paralelo com os outros inversores na saída, diferente dos centrais que as concentram, aumentando o impacto causado por falhas individuais em cada string (Canal Solar, 2022). Além disso, cada inversor conta com 2 seguimentos do ponto de máxima potência - SPMP (Maximum Power Point Tracker – MPPT), que permitem o rastreamento do Ponto de Máxima Potência - PMP para cada string, aumentando então a eficiência da conversão de energia do sistema e permitindo maior flexibilidade na disposição dos módulos em diferentes orientações, além de proporcionar maior confiabilidade ao sistema (Ginu, 2023).

É através dos inversores que pode ser feito o monitoramento da usina, sendo fornecido pelo fabricante um software específico para acompanhamento dos equipamentos e do sistema, o CSI Solar. Nele, são coletados dados de Tensão (V) e Corrente (A) nas 3 fases do lado c.a. e c.c., Potência Total de Entrada c.c. (W), Potência Total de Saída Ativa (W), Energia Gerada (Wh) e Temperatura Interna de cada inversor ao longo do dia, com taxas de amostragem igual a 5 minutos. A análise dos parâmetros fornecidos pelo inversor faz com que a operação do sistema se desenvolva, aumentando os níveis de confiabilidade e maturidade do sistema em operação e das demais GDFVs a serem implementadas (Rampinelli, 2010). Os dados coletados nas medições dos inversores, em conjunto com dados de irradiância (W/m<sup>2</sup>) vindas de piranômetro LI-COR (modelo Li-200S), instalado no plano do gerador fotovoltaico, são armazenados em um equipamento chamado datalogger, responsável pela aquisição de dados e sua disponibilização ao operador, funcionando como um sistema supervisor para monitoramento (Deschamps, 2018).

## 2.2 Monitoramento

O desempenho dos sistemas fotovoltaicos depende de diversos fatores como a irradiação incidente, temperatura ambiente, velocidade do vento, umidade relativa do ar, tecnologia implementada, poeira, degradação, entre outros. Sua produtividade pode ser analisada em uma base horária, diária, mensal ou anual (Haffaf et al., 2021). Por meio das simulações realizadas e dos dados coletados em campo e/ou pelos supervisórios, é possível analisar então as condições de operação dos sistemas fotovoltaicos instalados e realizar diagnósticos sobre as condições destes, utilizando figuras de mérito técnicos que foram considerados para este estudo. Tais figuras para sistemas fotovoltaicos foram propostos pela *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programm – IEA-PVPS* para padronizar o processo de monitoramento e análise desses sistemas, sendo possível identificar as perdas do sistema e compreender o funcionamento das novas tecnologias FVs (IEA - PVPS, 2014). É possível então avaliar o sistema e determinar seu comportamento operacional de acordo com sua performance de geração (Zilles et al., 2012), sendo as principais descritas a seguir.

O Fator de Capacidade - FC, Eq.1, pode ser definido como a razão entre a quantidade real de energia P(t), em kW, entregue pelo sistema no período total considerado T e sua produção teórica caso operasse com sua potência nominal em todo o período de análise na condição padrão de ensaio, ou seja, 1000W/m<sup>2</sup>, a temperatura de célula à 25°C e massa de ar igual a 1,5, onde P<sub>n</sub> corresponde a potência instalada nominal dos inversores, em kW (Benedito, 2009).

$$FC = \left[ \frac{\int_0^T P(t) dt}{P_n * T} \right] [\%] \quad (1)$$

Esse fator permite que sejam feitas comparações com outras formas de geração de energia elétrica, sendo o FC de sistemas fotovoltaicos relativamente baixo em relação a outros sistemas energéticos, tais como: hídrico, eólico, térmico etc.; em parte pela intermitência do recurso solar de acordo com o período do ano e variações climáticas (Fusano, 2013). Para sistemas com inclinação e orientação fixos otimizados para o Brasil, temos um FC entre 13% e 18% de acordo com a tecnologia empregada, com a forma que o dimensionamento foi realizado e com a disponibilidade do recurso solar (Benedito, 2009).

A Produtividade Específica -  $Y_f$  (*Final Yield*), Eq. 2, é determinada pela razão entre a potência instantânea entregue pelo sistema  $P(t)$ , em kW, durante o período total de análise  $T$ , em horas, e a potência  $P_n$ , que equivale à soma das potências nominais dos módulos instalados, em kWp (Benedito, 2009).

$$Y_f = \left[ \frac{\int_0^T P(t) dt}{P_n} \right] [\text{kWh/kWp}] \quad (2)$$

O índice  $Y_f$  representa a quantidade de horas de operação do sistema na potência nominal para produzir a mesma energia entregue em um determinado período (Marion *et al.*, 2005), sendo ser expresso pela unidade kWh/kWp.

A Taxa de Desempenho, Eq. 3, mais conhecida como *Performance Ratio* - PR, ou Rendimento Global, considera as perdas globais durante o processo de geração de energia, definindo a capacidade real do sistema de conversão da energia solar em eletricidade (Marion *et al.*, 2005), onde  $Y_f$  é a produtividade, em horas, no período considerado,  $H_t$  é a irradiância no plano do arranjo, em kWh/m<sup>2</sup> e  $G_{ref}$  é a irradiância de referência nas condições padrão de 1kW/m<sup>2</sup>.

$$PR = \left[ \frac{Y_f}{\frac{H_t}{G_{ref}}} \right] [\%] \quad (3)$$

O valor de PR é um indicativo do funcionamento adequado ou não do sistema, permitindo a identificação de falhas operacionais ou defeitos em seus componentes (Fusano, 2013).

Ademais, dados como temperatura ambiente, umidade relativa do ar, irradiância global, velocidade e direção do vento, pressão atmosférica e pluviosidade foram obtidos por meio da Estação Solarimétrica Tesla, localizada na Usina Fotovoltaica – UFV Tesla - UFMG. Essas informações, junto às demais fornecidas pelos equipamentos constituintes da usina CAD 1 foram suficientes para fazer uma análise ampla e consistente do sistema fotovoltaico instalado e em operação, de forma a realizar as comparações do que foi projetado e simulado com a realidade.

### 3. RESULTADOS

#### 3.1. Projeto PVsyst

Inicialmente, utilizando o software PVsyst versão 7.3.4, foi revisado o modelo do projeto desenvolvido pela empresa o qual realizou a implementação da GDFV no CAD 1 como base para o *as built* do projeto (modelagem 3D) da usina do CAD 1. O arquivo meteorológico escolhido foi o “Belo Horiz Pampulha MN80 SUN.MET MeteoNorm 8.0 Station Synthetic 3km”. Após a escolha do arquivo climático e da localização geográfica da simulação, é preciso definir parâmetros de orientação do sistema e tipo de arranjo. Os módulos foram instalados com um ângulo de inclinação de coletor  $\beta = 4^\circ$ , e um ângulo azimutal de superfície  $\gamma = 45^\circ$  para o arranjo fixo, de acordo com a inclinação e orientação oriundas da edificação do CAD 1.

Em relação a estrutura, a planta conta com 311 módulos fotovoltaicos e 4 inversores *strings*, sendo dividida em 3 sub-arranjos, cada um com uma quantidade diferente de módulos em série e paralelo. Os sub-arranjos 1 e 2 compartilham o mesmo inversor, cada um utilizando um MPPT. Assim, no *sub-array* 1, temos um total de 39 módulos e 1 inversor (utilizando 1 \* 50% MPPT), no segundo, temos 32 módulos e 1 inversor (1 \* 50% MPPT) e, por fim, os 240 módulos e 3 inversores (2 MPPT cada) restantes fazem parte do terceiro *sub-array*. Os parâmetros de perdas foram determinados pela instaladora como mostra a Tab. 1. Os que não foram descritos foram considerados nulos (0) ou como default. Os dados de autoconsumo e armazenamento não foram alterados, sendo desconsiderados por hora, visto que a planta ainda não foi integrada ao sistema de baterias.

Tabela 1 - Parâmetros de Perdas Considerados para Simulação do CAD 1

TIPO	PARÂMETRO	VALOR
<i>Thermal Parameter</i>	<i>Constant Loss Factor UC</i>	15 W/m <sup>2</sup> K
<i>Ohmic Losses</i>	<i>Loss Fraction at STC</i>	1,5%
<i>Unavailability</i>	<i>Unavailability Time Fraction</i>	2%
	<i>Unavailability Duration</i>	7.3 dias/ano
	<i>Number of Periods</i>	3

Para a representação dos módulos e os arredores da UFV, na aba *Near Shadings* foi criada uma nova perspectiva da usina para então alocar os possíveis obstáculos nos arredores. Para adicionar os módulos, em *Create*, foram escolhidas as opções *Single PV table* para representar os módulos nas extremidades da planta que têm um arranjo diferente e *Array of tables* para representar o restante em conjunto. Os grupos foram arranjados e definidos de acordo com a Fig. 2 e Tab. 2, sendo o primeiro um *Array of tables* e os demais *Single PV table*, alocados nas extremidades Sudoeste e Nordeste da planta, respectivamente.

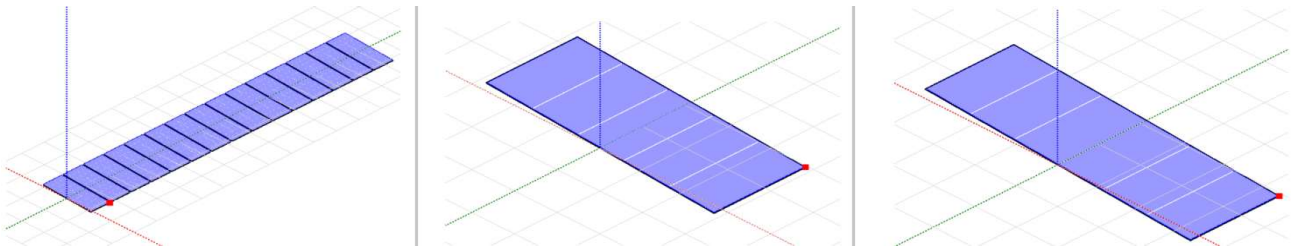


Figura 2 - Representação e Arranjo dos Módulos - *Array of tables* 10x2, *Single PV table* 5x1 e *Single PV table* 6x1

Tabela 2 – Parâmetros dos Arranjos dos Módulos

PARÂMETRO	<i>Array of Tables</i> 10x2	<i>Single PV table</i> 5x1	<i>Single PV table</i> 6x1
<i>Number of Sheds</i>	15	-	-
<i>Pitch N-S</i>	4.5m	-	-
<i>Sizes Definition</i>	<i>By modules (adjust size)</i>	<i>By modules (adjust size)</i>	<i>By modules (adjust size)</i>
<i>Orientation</i>	<i>Portrait</i>	<i>Portrait</i>	<i>Portrait</i>
<i>Number of modules in lenght (X)</i>	10	5	6
<i>Number of modules in height (Y)</i>	2	1	1
<i>Modules X spacing</i>	0.02m	0.02m	0.02m
<i>Modules Y spacing</i>	0.02m	0.02m	0.02m
<i>Frame around modules – left/right</i>	0.02m	0.02m	0.02m
<i>Frame around modules – top/bottom</i>	0.02m	0.02m	0.02m
<i>Origin</i>	<i>Lower Center</i>	<i>Lower Center</i>	<i>Lower Center</i>

Ao observar os arredores, foi identificada uma vegetação densa à noroeste da planta. Estimou-se uma distância de 6 metros do prédio ao início da vegetação, considerando que as árvores mais próximas têm 14 metros de altura, enquanto as mais afastadas atingem 19 metros, levando em conta a inclinação do terreno. A altura estimada do prédio do CAD 1 é de 12 metros, 4 andares com 3 metros de pé direito cada. Sendo assim, visto que a planta foi modelada no nível 0, foram definidos dois tipos de vegetação: as mais próximas do prédio com 2 metros de altura e as mais afastadas com 7 metros correspondente às estimativas feitas anteriormente.

A representação das árvores foi feita dessa forma para simular uma vegetação densa e analisar o impacto na geração, visto que o projeto original desconsiderava qualquer tipo de sombreamento. A Fig. 3 representa então a vista superior da usina do CAD 1 que foi modelada no PVsyst, bem como as árvores nos arredores.

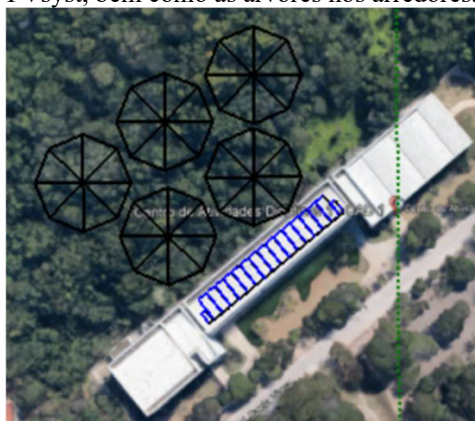


Figura 3 - Vista Superior - Modelagem Usina CAD 1 e Vegetação

### 3.2. Resultados da Simulação Computacional

Ao simular o projeto no PVsyst, foi obtido um relatório com todas as especificações da planta, bem como as perdas e indicadores associados. Tais características definem, de acordo com o modelo e fornecedor dos equipamentos, as

porcentagens de perdas e a geração esperada da usina fotovoltaica. O resultado do sombreamento projetado no horizonte da usina fotovoltaica está representado na Fig. 4:

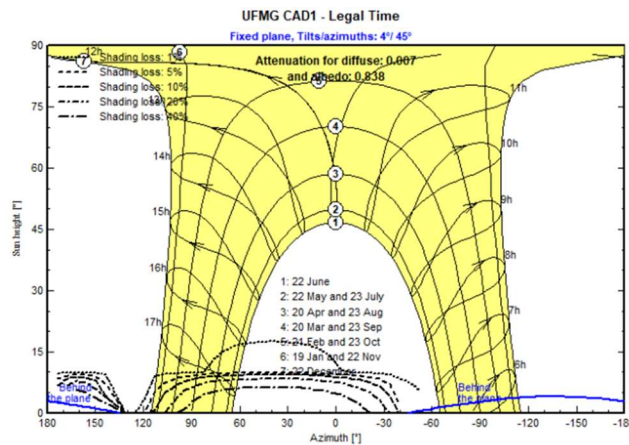


Figura 4 - Diagrama Solar e Linhas de Perda por Sombreamento - Relatório PVsyst

Observando o diagrama, pode-se entender que a vegetação próxima a usina tem impacto nas perdas por sombreamento dos módulos apenas no período final da tarde, quando o sol está se pondo a oeste, em todas as épocas do ano. Portanto, é possível afirmar que, por ser um horário com baixa irradiação, o impacto na geração é menor. Ademais, pela posição da usina no prédio, há um pequeno sombreamento ao nascer do sol por volta de 6 horas da manhã. Porém, assim como na situação anterior, este é um horário de baixa irradiação, resultando em uma produção de energia pouco abaixo do esperado para esse momento do dia. De forma geral, assim como as características da usina, as perdas se encontram dentro do que foi projetado.

A avaliação P50/P90 para a geração da usina é uma análise probabilística para interpretação dos resultados de simulação que supõe que a geração de energia anual é uma variável aleatória que segue a curva Gaussiana. O valor do P50 representa a geração média anual esperada (161.49 MWh), enquanto o P90 é o ponto para o qual estima-se 90% de probabilidade de que a geração supere 153,7 MWh neste período. Os resultados obtidos na simulação indicam uma produção estimada de energia de 161.5 MWh/ano com um PR anual de 78,17%, como mostra a Tab. 3.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	132.5	80.40	22.60	131.3	128.1	14.09	13.47	0.795
February	155.7	73.50	22.97	155.7	152.3	16.50	14.01	0.697
March	125.9	70.40	22.60	126.6	123.5	13.43	12.83	0.785
April	128.4	72.50	21.41	130.4	127.3	14.00	13.40	0.796
May	114.6	57.80	19.43	118.1	114.8	13.03	11.58	0.760
June	111.5	43.60	18.05	116.2	112.8	12.86	10.94	0.730
July	123.0	47.70	18.05	127.8	124.2	14.17	13.58	0.824
August	135.6	55.00	19.67	139.6	136.2	15.20	14.55	0.807
September	140.5	68.90	20.63	141.7	138.5	15.26	14.60	0.798
October	137.7	82.60	22.72	137.2	134.0	14.80	14.17	0.800
November	144.0	79.10	21.71	143.3	139.9	15.31	14.63	0.791
December	133.9	88.40	22.08	132.6	129.2	14.35	13.73	0.802
Year	1583.3	819.89	20.98	1600.6	1561.0	173.01	161.49	0.782

Tabela 3 - Produção de Energia - Relatório PVsyst

### 3.3. Comparativo Real x Simulado

Para a etapa final deste trabalho, foi utilizado o supervisor CSI Solar para acessar os dados de geração em tempo real da planta. O processo de análise de dados foi feito por inversor do período de 01/07/2022 até 31/05/2023, totalizando 11 meses. A usina iniciou seu funcionamento em 20/06/2022, contudo, para não contaminar a avaliação dos parâmetros com dados estimados, visto que se têm informações apenas de 11 dias de geração do primeiro mês, este foi desconsiderado da análise.

Os dados de geração foram exportados no formato Excel Microsoft (extensão .xlsx), sendo desenvolvida uma macro no software Excel para que as planilhas dispusessem apenas dos valores de interesse para a análise em questão: Tensão (V), Corrente (A) e Potência (W) CC, Tensão (V) e Corrente (A) nas fases R, S e T e Potência Total Ativa CA, além da Temperatura do Inversor (°C). O período de aquisição de dados pelo supervisor é de 5 em 5 minutos, com planilhas diárias por inversor. A Tab. 4 mostra os valores de energia P50 e P90 calculadas pelo PVsyst como parâmetro de

comparação para as análises. A energia mensal gerada compilada do supervisor CSI Solar é apresentada na quarta coluna, sendo seu comparativo percentual em relação aos anteriores representados nas últimas duas colunas.

Tabela 4 - Valores de Projeto da Usina e Energia Gerada para GDFV CAD 1

MÊS/ANO	P50 (kWh)	P90 (kWh)	ENERGIA GERADA (kWh)	GERADA x P50 (%)	GERADA x P90 (%)
07/2022	13.580	12.925	11.740	86%	91%
08/2022	14.550	13.848	12.160	84%	88%
09/2022	14.600	13.896	11.410	78%	82%
10/2022	14.170	13.486	14.820	105%	110%
11/2022	14.630	13.924	14.740	101%	106%
12/2022	13.730	13.068	12.820	93%	98%
01/2023	13.470	12.820	12.650	94%	99%
02/2023	14.010	13.334	15.913	114%	119%
03/2023	12.830	12.211	15.457	120%	127%
04/2023	13.400	12.754	11.970	89%	94%
05/2023	11.580	11.021	12.030	104%	109%

Somando os valores mensais de geração, temos que, para um período de 11 meses, a energia P50 totaliza 150.550 kWh, a energia P90 equivale a 143.287 kWh, enquanto a geração real da usina atingiu 145.711 kWh, cerca de 97% da P50 e 102% da P90. Cabe salientar que no início de 2023 ocorreu uma falha entre a comunicação da usina com o supervisor, comprometendo 22 dias de dados de fevereiro e 9 dias de março. Portanto, para se estimar a geração real da usina nesses meses, foi calculada uma média diária de geração considerando o período que o supervisor adquiriu dados, que foi multiplicada pelo número total de dias dos meses em questão para aproximar a estimativa do valor real de geração. Ao compilar os dados diários de geração e, posteriormente, mensais, se torna possível então calcular os valores de FC, Yf e PR reais mensais e do período de 11 meses e compará-los com o resultado da simulação realizada.

O Fator de Capacidade foi calculado de acordo com a Eq. 1, onde a Potência Instantânea P(t) corresponde a geração de potência ativa total no mês de análise, a Potência Instalada Nominal P<sub>n</sub> se refere a soma das potências nominais dos inversores, resultando em 120kW e o período T foi calculado multiplicando o número de dias correspondentes do mês de análise pela quantidade de horas no dia (24). Além disso, foram calculados os FCs esperados em relação à energia P50 e à energia P90 como parâmetro de comparação, substituindo esses valores na variável P(t). O resultado dos cálculos é apresentado na Tab. 5.

Tabela 5 - Valores Calculados: Fator de Capacidade

MÊS/ANO	FC P50 (%)	FC P90 (%)	FC REAL (%)
07/2022	15,2%	14,5%	13,1%
08/2022	16,3%	15,5%	13,6%
09/2022	16,9%	16,1%	13,2%
10/2022	15,9%	15,1%	16,6%
11/2022	16,9%	16,1%	17,1%
12/2022	15,4%	14,6%	14,4%
01/2023	15,1%	14,4%	14,2%
02/2023	17,4%	16,5%	19,7%
03/2023	14,4%	13,7%	17,3%
04/2023	15,5%	14,8%	13,9%
05/2023	13,0%	12,3%	13,5%

Pode-se observar que o valor de FC real esteve próximo aos valores estimados, os ultrapassando nos meses de outubro e novembro de 2022 e em fevereiro, março e maio de 2023. Este é um indicativo de que a usina teve um rendimento acima do esperado nesses períodos, ou seja, considerando a capacidade máxima da usina de acordo com as características dos meses em questão, estes obtiveram melhor rendimento mesmo em condições adversas para uma boa geração como ocorre, por exemplo, em outubro, novembro - períodos tradicionalmente chuvosos. Ademais, os valores se encontram dentro da faixa esperada de 13% a 18%, como indica (Benedito, 2009), sendo o valor real acumulado do período de 334 dias igual a 15,1%.

De acordo com a Eq. 2, o cálculo da produtividade específica pode ser feito dividindo o valor da potência gerada pela potência de pico da instalação. Sendo assim, este indicador foi calculado para cada mês, considerando a Potência Instantânea P(t) corresponde a geração de potência ativa total no mês de análise, a Potência Teórica Nominal P<sub>n</sub> se refere a soma das potências de pico dos módulos, resultando em 129kWp e o período T equivalente as horas do mês de análise. Como parâmetro de comparação, a energia P50 e energia P90 foram substituídas em P(t), calculando então a produtividade esperada para esses dois valores. O resultado dos cálculos é apresentado na Tab. 6.

Tabela 6 - Valores Calculados: Produtividade Específica

MÊS/ANO	$Y_f$ P50 (kWh/kWp)	$Y_f$ P90 (kWh/kWp)	$Y_f$ REAL (kWh/kWp)	REAL x P50 (%)	REAL x P90 (%)
07/2022	105,3	100,2	91,0	86%	91%
08/2022	112,8	107,4	94,3	84%	88%
09/2022	113,2	107,7	88,4	78%	82%
10/2022	109,8	104,6	114,9	105%	110%
11/2022	113,4	107,9	114,3	101%	106%
12/2022	106,4	101,3	99,4	93%	98%
01/2023	104,4	99,7	98,1	94%	99%
02/2023	108,6	103,4	123,4	114%	119%
03/2023	99,5	94,7	119,8	120%	127%
04/2023	103,9	98,9	92,8	89%	94%
05/2023	89,8	85,4	93,3	104%	109%

Ao analisar os valores de  $Y_f$  obtidos, pode-se observar que esta apresenta tradicionalmente os menores valores esperados no período do outono, possivelmente por ser um período que apresenta ventos mais intensos que carregam folhas e outros tipos de sujeira para os módulos. Entretanto, em março e maio de 2023 a usina teve rendimento acima do esperado, consequência de uma boa geração como foi apresentado anteriormente. Além disso, em outubro e novembro de 2022 e em fevereiro de 2023 tivemos períodos onde a produtividade real ultrapassou a esperada. Compilando as gerações do período, temos uma produtividade real de 1.129,5 kWh/kWp, para uma esperada P50 de 1.167,1 kWh/kWp e esperada P90 de 1.110,8 kWh/kWp.

Finalmente, o último parâmetro a ser analisado na usina é o PR, sendo este calculado de acordo com a Eq. 3, considerando a Produtividade  $Y_{f,real}$  calculada na análise anterior, a Irradiância  $H_t$  acumulada no período considerado (um mês) e a Irradiância de Referência  $G_{ref}$  em STC, igual a 1kW/m<sup>2</sup>. Os valores de irradiância acumulada apresentados foram obtidos através da base de dados da estação solarimétrica do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET instalada no campus da UFMG, inicialmente fornecidos em kJ/m<sup>2</sup>. Para convertê-los em kWh/m<sup>2</sup>, unidade utilizada para o cálculo, basta dividir o valor disponibilizado por 3600. Nesta análise não foi calculado o valor do PR de acordo com a energia P50 ou P90, sendo utilizado como parâmetro de comparação os valores disponibilizados no relatório gerado pelo *software* PVsyst. O resultado dos cálculos é apresentado na Tab. 7.

Tabela 7 - Valores Calculados: *Performance Ratio*

MÊS/ANO	$H_T$ PVsyst (kWh/m <sup>2</sup> )	$H_T$ REAL (kWh/m <sup>2</sup> )	Dif. $H_T$ (%)	PR PVsyst (%)	PR REAL (%)	Dif. PR (%)
07/2022	123,0	135,5	10,1%	82,4%	67,2%	-15,2%
08/2022	135,6	152,8	12,7%	80,7%	61,7%	-19,0%
09/2022	140,5	144,9	3,1%	79,8%	61,1%	-18,7%
10/2022	137,7	175,5	27,4%	80,0%	65,5%	-14,5%
11/2022	144,0	167,5	16,3%	79,1%	68,2%	-10,9%
12/2022	133,9	142,6	6,5%	80,2%	69,7%	-10,5%
01/2023	132,5	147,4	11,2%	79,5%	66,5%	-13,0%
02/2023	155,7	167,3	7,4%	69,7%	73,7%	4,0%
03/2023	125,9	174,7	38,8%	78,5%	68,6%	-9,9%
04/2023	128,4	142,5	10,9%	79,6%	65,1%	-14,5%
05/2023	114,6	128,7	12,3%	76,0%	72,5%	-3,5%

Os valores de PR encontrados estão consideravelmente abaixo do que foi projetado, apresentando um PR médio para o período de 67%. Isto indica problemas que podem estar relacionados ao acúmulo de sujeira nos módulos, poeira, falha de inversores e coleta de dados, visto que este é uma figura de mérito sensível às perdas energéticas no processo de conversão do recurso solar, sistema fotovoltaico e injeção na rede elétrica. Além disso, ao comparar o valor da Irradiância Acumulada  $H_t$  prevista pelo PVsyst com o real, observamos que a primeira está significativamente abaixo do realizado. Dessa forma, pelo fato de  $H_t$  estar presente na Eq. 3 como denominador, para a situação real com mais irradiância de acordo com a base do INMET, seu valor é menor do que o esperado pelo PVsyst, que utiliza os dados solarimétricos da plataforma Meteonorm, que são dados mais conservadores, sendo mais uma justificativa do motivo de ter apresentado valores inferiores. Ademais, apenas em fevereiro o PR real ultrapassou o valor projetado, sendo um mês com índices de geração acima do previsto. Contudo, outros meses que anteriormente apresentaram valores de parâmetros acima do esperado permaneceram abaixo do PR projetado, sendo os possíveis motivos para a discrepância dos dados discutidos na conclusão.

#### 4. CONCLUSÃO

Ao comparar o projeto inicial desenvolvido pela empresa instaladora da usina fotovoltaica do CAD 1 com o as built concebido neste trabalho, pode-se concluir que sua estrutura foi construída de forma semelhante ao projetado. Contudo, mostrou-se necessária a modelagem dos sombreamentos causados pelas árvores nos arredores, bem como pela própria edificação, a fim de analisar seu impacto na geração, mesmo este sendo inferior quando comparado aos demais horários onde há mais incidência de irradiação global nos módulos fotovoltaicos.

A performance da usina acompanha o esperado para cada mês, variando entre 5% a 15% em relação aos valores esperados de geração e que, ao final na análise dos 11 meses, resultou em apenas 3% abaixo da energia P50 e 2% acima da P90, bem como sua produtividade. É interessante também comparar a GDFV CAD 1 com outras usinas instaladas em Belo Horizonte, sendo um exemplo a UFV Mineirão, próxima ao campus da UFMG. Segundo (Barroso, 2017), a Usina Solar Fotovoltaica Mineirão, tem um Fator de Capacidade estimado de 14%, com Produtividade anual de 1.135 kWh/kWp e *Performance Ratio* médio de 71,7%. Além de ser uma usina fixa, esta foi instalada próxima à usina do CAD 1, podendo então comparar alguns de seus parâmetros. Estes estão próximos aos calculados para a usina do Projeto Oásis, variando +1,1% para o FC, +1% para  $Y_f$  e -4,7% para o PR comparando o período anual de operação da usina do Mineirão com os 11 meses da GDFV CAD 1.

As divergências apresentadas pela geração da usina do CAD 1 em relação ao seu projeto inicial se deram devido a questões pontuais. Desde o início de seu funcionamento, os módulos fotovoltaicos da usina do CAD 1 não foram limpos em momento algum. Contudo, os meses de outubro e novembro se destacam pelas intensas chuvas que, conseqüentemente, promoveram a limpeza dos módulos. Pode-se então destacar a necessidade e o impacto desse tipo de manutenção na usina ao recordar que estes meses foram destaque de performance de acordo com os cálculos realizados, alcançando valores de geração e produtividade cerca de 20% acima do simulado. Propõe-se então a limpeza periódica dos módulos, visto que a sujeira reduz consideravelmente a eficiência destes e, portanto, a geração final da usina.

Era esperado que a usina apresentasse melhor performance nos seus primeiros meses, visto que não há degradação dos equipamentos e os módulos fotovoltaicos estão limpos. Contudo, ao analisar os valores obtidos através dos cálculos realizados, estes se encontram grande parte do período abaixo do esperado, variando até próximo a -3% nas análises mensais de Fator de Capacidade e alcançando -19% nos meses de agosto e setembro de 2022 em relação ao *Performance Ratio*. No momento de conexão e início de operação, uma das *strings* da usina foi conectada de forma incompatível, sendo esta falha descoberta apenas em março, 9 meses depois. Esta desconexão comprometeu o funcionamento de 20 módulos, responsáveis por cerca de 6,4% da geração total, o que justifica a performance não ter superado os valores de projeto nos primeiros meses de operação. Além disso, eventuais falhas de comunicação do sistema supervisor com a usina comprometem a aquisição dos dados de geração disponibilizados, justificando assim, uma performance abaixo do esperado. Ademais, os valores de  $H_t$  real são maiores em relação ao projeto devido às diferentes bases de dados meteorológicos consultadas. Considerando que o Meteonorm faz uma estimativa desses valores enquanto o INMET conta com uma estação solarimétrica próxima à usina, este último pode ser considerado mais confiável.

Por fim, conclui-se que a usina fotovoltaica do CAD 1 performou dentro do esperado em frente às adversidades que recaíram sobre esta, sendo necessário seu acompanhamento contínuo para identificar falhas e demandas da usina. Os parâmetros de análise calculados obtiveram resultados satisfatórios levando em conta as ferramentas disponíveis para a avaliação destes.

#### Agradecimentos

Agradecemos ao Projeto de P&D Oásis-UFMG, ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia UFMG e ao Laboratório Tesla da UFMG, que incentivaram, apoiaram e financiaram este estudo. Ao Instituto Politécnico e a Pró Reitoria de Pesquisa e Pós Graduação da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas) pelo incentivo e apoio.

#### REFERÊNCIAS

- Ali, A. *et al.* Overview of current microgrid policies, incentives and barriers in the European union, united states and china. Sustainability, MDPI AG, v. 9, n. 7, p. 1146, jun 2017.
- ANEEL. Resolução Normativa ANEEL Nº 1.059, de 7 de Fevereiro de 2023. Brasília, 2023.
- Barroso, M. A. L. Avaliação Energética da Usina Solar Fotovoltaica do Estádio Mineirão por meio de Simulações Dinâmicas e Medições Aplicando o IPMVP. Dissertação (Mestrado) — Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.
- Benedito, R. da S. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, out. 2009.
- Canadian Solar. Inversor de String Trifásico de 15-30 kW - CSI15KTL-GI-LFL | CSI-20KTL-GI-LFL | CSI-30KTL-GI-L. [S.l.], 2018.
- Canadian Solar. HiKu Super High Power Poly PERC Module - 395W - 420W - CS3W395|400|405|410|415|420P. 2020.

- Canal Solar. Qual é a melhor solução de inversores para uma planta de GC? 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/qual-e-a-melhor-solucao-de-inversores-para-uma-planta-de-geracao-centralizada/>>.
- Chedid, J. P.; Penteado, R. Impacts of the russia-ukraine conflict on the world energy supply. Brazilian Journal of Development, South Florida Publishing LLC, v. 8, n. 12, p. 79067–79082, dec 2022.
- CNI. Impacto Econômico do Aumento no Preço da Energia Elétrica. [S.l.], 2021.
- Dantas, J. C.; Guerra, F. K. de O. M. V.; Nascimento, V. C. C. do. Sistemas fotovoltaicos: análise de perdas por mismatch. Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica, Editora da Universidade Federal Rural do Semi-Árido - EdUFERSA, v. 3, n. 2, p. 70–80, dec 2021.
- Deschamps, E. M. Otimização do Fator de Carregamento de Inversores para Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede Pública. Dissertação — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, set. 2018.
- Fusano, R. H. Análise dos Índices de Mérito do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do Escritório Verde da UTFPR. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, abr. 2013.
- Ginu, Y. F. Comparativo entre a geração fotovoltaica em aplicações utilizando inversores de string e microinversores. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Goiás, Aparecida de Goiânia, 2023.
- Gonçalves, A. R. *et al.* Cenários de expansão da geração solar e eólica na matriz elétrica brasileira. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.
- Haffaf, A. *et al.* Monitoring, measured and simulated performance analysis of a 2.4 kWp grid-connected PV system installed on the mulhouse campus. Energy for Sustainable Development, Elsevier BV, v. 62, p. 44–55, jun 2021.
- IEA - PVPS. PVPS Annual Report 2014 - Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems. [S.l.], 2014.
- IEMA. Crise Hídrica, Termelétricas e Renováveis. São Paulo, 2021.
- Losekann L.; Tavares, A. Transição energética e potencial de cooperação nos BRICS em energias renováveis e gás natural. Texto para Discussão, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, p. 1–69, aug 2021.
- Marion, B. *et al.* Performance parameters for grid-connected pv systems. 31st IEEE Photovoltaics Specialists - NREL/CP-520-37358, fev. 2005.
- ONS. Nota técnica nº 0059/2021, Avaliação das Condições de Atendimento Electroenergético do Sistema Interligado Nacional – Estudo Prospectivo Junho a Novembro de 2021. Brasília, 2021.
- Ownergy Solar Brazil. Grid-connected system: Simulation parameters - cad 1. 2021.
- Pereira, O. S.; Ruther, R. Energia solar fotovoltaica. Revista Brasileira de Energia, Revista Brasileira de Energia, v. 27, n. 3, aug 2021.
- Rampinelli, G. A. Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, dez. 2010.
- TCU. Falta de planejamento foi determinante para a crise elétrica de 2021. 2022. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/imprensa/noticias/falta-de-planejamento-foi-determinante-para-a-crise-eletrica-de-2021>>
- Zilles, R. *et al.* Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 1. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. (Coleção Aplicações da Energia Solar Fotovoltaica). ISBN 9788579750526.

### MODELING, COMPUTATIONAL SIMULATION AND MONITORING OF DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION IN THE TEACHING ACTIVITIES CENTER OF THE OASIS R&D PROJECT – UFMG

**Abstract.** *In recent years, the need to reduce electricity costs and modernize the electrical energy generation process has increased, turning to renewable energy sources. The implementation of distributed photovoltaic generations in specific buildings on the UFMG campus is part of the institutional development project called R&D Oásis - UFMG, being one of the first steps towards the integration of an innovative energy microgrid system at the university, where the focus of this study is the GDFV installed in CAD 1, providing savings, knowledge and sustainability. The as-built of the original plant project developed by the company that won the bid was carried out, taking into account the surroundings of the installation and losses due to shading. The main calculated parameters - Capacity Factor, Specific Productivity (Final Yield) and Performance Ratio - allowed the analysis of the plant's performance, as well as the identification of possible problems that impacted generation, presenting monthly variations between 5% and 15% in relation to expected generation values and which, at the end of the 11-month analysis, resulted in only 3% below P50 energy and 2% above P90. It was then concluded that it performed as expected when considering the adversities that befell it, such as the lack of a string that compromised around 6.4% of energy production, the need to clean the modules, in addition to communication problems with the supervisor. , then proposing future work on the other plants belonging to the Oásis Project and/or related to the subsequent integration of these photovoltaic generations into the energy microgrid. This monitoring process makes it possible to identify faults and carry out diagnoses related to the operation of the plants, seeking alternatives to solve such problems.*

**Keywords:** *Monitoring, Energy Performance Analysis, Photovoltaic Systems*