

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
Escola de Engenharia  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração

Victor Freitas de Paiva

**MODELO COMPUTACIONAL DA USINA EXPERIMENTAL FOTOVOLTAICA  
TESLA UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYS**

Belo Horizonte  
Novembro de 2019

**Victor Freitas de Paiva**

**MODELO COMPUTACIONAL DA USINA EXPERIMENTAL FOTOVOLTAICA  
TESLA UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST**

**Versão Final**

Monografia de especialização submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como requisito parcial necessário à obtenção do título de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Prof. Igor Amariz Pires

Área de Concentração: Energia Solar  
Fotovoltaica

**Belo Horizonte**  
**Novembro de 2019**

P149m

Paiva, Victor Freitas de.

Modelo computacional da usina experimental fotovoltaica Tesla utilizando o software PVSyst [recurso eletrônico] / Victor Freitas de Paiva. – 2019.

1 recurso online (117 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Igor Amariz Pires.

“Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Fontes Renováveis da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais”

Apêndices: f.104-117.

Bibliografia: f.102-103.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas de energia fotovoltaica.  
I. Pires, Igor Amariz. II. Universidade Federal de Minas Gerais.  
Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

CURSO DE FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO



## ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO VICTOR FREITAS DE PAIVA

Realizou-se, no dia 29 de novembro de 2019, às 16:00 horas, Sala 2305 - 2o. andar - bloco 1 - Escola de Engenharia, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *MODELO COMPUTACIONAL DA USINA EXPERIMENTAL FOTOVOLTAICA TESLA UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST*, apresentada por VICTOR FREITAS DE PAIVA, número de registro 2018707994, graduado no curso de ENGENHARIA MECÂNICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Igor Amariz Pires - Orientador (Universidade Federal de Minas Gerais), Prof(a). Thales Alexandre Carvalho Maia (UFMG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 29 de novembro de 2019.

Prof(a). Igor Amariz Pires ( Doutor )

Prof(a). Thales Alexandre Carvalho Maia ( Doutor )

## RESUMO

A busca por fontes alternativas de energia e por eficiência energética tem sido a pauta de acordos entre potências mundiais e fomento para muitas pesquisas ao redor de todo o globo. Apesar de o Brasil ser um dos países que possui maior porcentagem de energia renovável em sua matriz energética, a energia solar fotovoltaica possui pouca visibilidade no panorama energético nacional. Portanto o objetivo deste trabalho é apresentar um levantamento das tecnologias de captação solar fotovoltaica disponíveis no mercado, principalmente a de módulos fotovoltaicos de estrutura de silício cristalino. Além disso, teve o objetivo de criar um modelo de dimensionamento utilizando o software *PVsyst* para simular a operação da usina experimental TESLA, utilizando tanto os dados solarimétricos coletados pela estação meteorológica da usina quanto aos dados fornecidos pela biblioteca METEONORM, situada na Escola de Engenharia da UFMG. Com os resultados gerados pela simulação, foi possível compará-los com a simulação anterior feita pelos projetistas da usina e também com os valores de geração reais obtidos pelo sistema de monitoramento da usina. Com relação à comparação com dados reais, a diferença de produção de energia anual foi de 1,2% com relação à simulação utilizando a base de dados solarimétrica real para o ano de 2017 e 14,39% para a simulação utilizando a biblioteca METEONORM.

Por outro lado, a comparação dos valores gerados neste trabalho com os dados simulados pelos projetistas foi de 10,72%.

Palavras chave: Energia Solar Fotovoltaica, Pvsyst.

## ABSTRACT

The search for new renewable clean energy has been agenda for agreements between world power nations and seeking for research around the world. Although Brazil is one of the countries that have more share of renewable energy inserted their energetic matrix, the solar energy has poor visibility on the national energy picture. Therefore, this paper aimed to present a survey of photovoltaic solar capture technologies available in the market, especially the modules of crystalline silicon structure. In addition, it aimed to create a dimensioning model using the PVSyst software to simulate the operation of the experimental TESLA plant, using both the solarimetric data collected by the plant's meteorological station and the data provided by the METEONORM library, located at the Escola de Engenharia da UFMG. With the results generated by the simulation, it was possible to compare them with the previous simulation carried out by the plant's designers and also with the actual generation values obtained by the plant's monitoring system. Regarding the comparison with real data, the difference in annual energy production was 1.2% in relation to the simulation using the real solarimetric database for the year 2017 and 14.39% for the simulation using the METEONORM library. On the other hand, the comparison of the values generated in this work with the data simulated by the designers was 10.72%.

Keywords: Solar Energy, Photovoltaics, Pvsyst.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Energia Consumida no Mundo por Fonte.....	13
Figura 2 – Comparativo do Consumo de Energia Mundial por Fonte .....	14
Figura 3 – Crescimento da Energia Solar Fotovoltaica no Mundo (2012-2023).....	15
Figura 4 – Crescimento das Fontes Renováveis no Setor Elétrico Mundial .....	15
Figura 5 – Custo do Sistema Solar Fotovoltaico nos Estados Unidos (2010-2018) .....	16
Figura 6 - Matriz Elétrica Brasileira.....	18
Figura 7 – Previsão de Crescimento da Micro e Minigeração no Brasil (Tarifa Binômia x Legislação Atual).....	20
Figura 8 – Potência e Energia por Fonte em 2027 (Mini e Microgeração) .....	20
Figura 9 - Irradiação solar global - Brasil (a) / Alemanha (b).....	21
Figura 10 – Relação Geométrica Entre o Sol e a Terra .....	23
Figura 11 – Radiação Solar Espectral .....	25
Figura 12 – Angulação do Feixe de Radiação .....	27
Figura 13 – Diferentes Tipos de Radiação .....	28
Figura 14 – Composição da Radiação Solar Observada na Superfície da Terra .....	29
Figura 15 – (a) Junção pn e região onde ocorre o acúmulo de cargas. (b) Campo elétrico resultante da transferência de cargas através da junção pn .....	30
Figura 16 – Funcionamento da Célula Fotovoltaica .....	31
Figura 17 – Célula Fotovoltaica de Silício Monocristalino .....	32
Figura 18 – Célula Fotovoltaica de Silício Policristalino .....	33
Figura 19 – Filme Fino de Silício Amorfo .....	34
Figura 20 – Curvas (I-V) e (P-V) Características de uma Célula Fotovoltaica .....	36
Figura 21 – Circuito Equivalente de uma Célula Fotovoltaica .....	38
Figura 22 – Influência da $R_P$ nas Características Elétricas da Célula .....	39
Figura 23 – Influência de $R_S$ no Comportamento da Curva I-V .....	39
Figura 24 – Variação de $V_{OC}$ e $I_{SC}$ pela Radiação Solar .....	40
Figura 25 – Curvas I-V para Diferentes Níveis de Irradiância .....	41
Figura 26 – Curvas I-V para Diferentes Temperaturas .....	42
Figura 27 – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência .....	45
Figura 28 – Inversor Central Siemens SINACON PV5000 .....	50

<b>Figura 29 – Inversor String Fronius Primo 8.2-1 .....</b>	<b>51</b>
<b>Figura 30 – Micro Inversor APsystems-YC600 .....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 31 – Definição da Localização da Usina .....</b>	<b>54</b>
<b>Figura 32 – Vista Aérea Usina Fotovoltaica.....</b>	<b>56</b>
<b>Figura 33 – Diagrama Elétrico UFV TESLA.....</b>	<b>58</b>
<b>Figura 34 – Características do Módulo YL245P-32b .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 35 – Disposição Esquemática dos Módulos .....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 36 – Disposição das Strings nos 3 sub-arranjos .....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 37 – Parâmetros do Transformador 400/220V 40kVA.....</b>	<b>68</b>
<b>Figura 38 – Menu Principal <i>PVsyst</i> .....</b>	<b>75</b>
<b>Figura 39 – Project Settings UFV TESLA .....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 40 – Orientação e Inclinação dos Módulos.....</b>	<b>76</b>
<b>Figura 41 – Dimensionamento Global do Sistema .....</b>	<b>77</b>
<b>Figura 42 – Configurações <i>Sub-array 1 Pvsys</i> .....</b>	<b>78</b>
<b>Figura 43 – Características do Dimensionamento <i>Sub-array 1</i> .....</b>	<b>79</b>
<b>Figura 44 – Configurações <i>Sub-array 2 Pvsys</i> .....</b>	<b>80</b>
<b>Figura 45 – Características do Dimensionamento <i>Sub-Array 2</i>.....</b>	<b>81</b>
<b>Figura 46 – Configurações <i>Sub-array 3 Pvsys</i> .....</b>	<b>82</b>
<b>Figura 47 - Características de Dimensionamento <i>Sub-array 3</i>.....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 48 – Perdas Ôhmicas no Fio CC para <i>Sub-array 1</i> .....</b>	<b>84</b>
<b>Figura 49 – Perdas Ôhmicas no Circuito CA e Transformador .....</b>	<b>85</b>
<b>Figura 50 – Parâmetros Térmicos da UFV TESLA.....</b>	<b>85</b>
<b>Figura 51 – Layout em Perspectiva UFV TESLA.....</b>	<b>86</b>
<b>Figura 52 – Vista Superior UFV TESLA .....</b>	<b>87</b>
<b>Figura 53 – Sombreamento Parcial da Usina .....</b>	<b>88</b>
<b>Figura 54 – Horizonte Solar UFV TESLA .....</b>	<b>89</b>
<b>Figura 55 - Produção Específica Anual Normalizada e Porcentagem de Desempenho METEONORM 7.2 .....</b>	<b>91</b>
<b>Figura 56 – Diagrama de Perdas do Sistema .....</b>	<b>93</b>
<b>Figura 57 - Produção Específica Anual Normalizada e Porcentagem de Desempenho</b>	<b>94</b>
<b>Figura 58 - Diagrama de Perdas do Sistema.....</b>	<b>96</b>



<b>Figura 59 – Comparativo de Resultados de Geração da Usina e Simulado.....</b>	<b>97</b>
<b>Figura 60 – Comparativo de Resultados (Geração em 2017, Simulação Antunes, Simulação METEONORM 7.2).....</b>	<b>98</b>
<b>Figura 61 – Produção de Energia Acumulada de 2017 .....</b>	<b>99</b>

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparativo de Desempenho das Fontes de Energia no Setor Elétrico ....	17
Tabela 2 – Principais Indicadores do Consumo de Eletricidade.....	18
Tabela 3 – Características Térmicas do YL245P-32b .....	43
Tabela 4 - Fronius Symo 10.0-3 .....	46
Tabela 5 – Parâmetros Ambientais UFMG METEONORM 7.2 .....	54
Tabela 6 – Parâmetros Solarimétricos UFV TESLA Medidos pela Estação Solar .....	55
Tabela 7 – Parâmetros Básicos Inversor Fronius IG PLUS V 10 kW .....	61
Tabela 8 – Características Elétricas da <i>sub-array</i> 1.....	62
Tabela 9 – Parâmetros Básicos Inversor SMA Tripower 12 kW .....	62
Tabela 10 – Características Elétricas da <i>Sub-array</i> 2 .....	63
Tabela 11 – Parâmetros Básicos Inversor JEMA Siemens SINVERT 15 kW .....	63
Tabela 12 – Parâmetros Elétricos da <i>Sub-array</i> 3.....	64
Tabela 13 – Parâmetros Elétricos Módulo e Inversor <i>Sub-array</i> 1 .....	69
Tabela 14 – Parâmetros Elétricos Módulo e Inversor <i>Sub-array</i> 2 .....	71
Tabela 15 – Parâmetros Elétricos Módulo e Inversor <i>Sub-array</i> 3 .....	73
Tabela 16 – Resultados Principais da Simulação TESLA .....	90
Tabela 17 – Resultados Principais da Simulação METEONORM 7.2 .....	92
Tabela 18 - Resultados Principais da Simulação .....	95

## **LISTA DE SIGLAS E ABREVIACES**

IEA – International Energy Agency  
NREL – National Renewable Energy Laboratory  
BEN – Balanço Energético Nacional  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar  
MPPT – Maximum Power Point Tracking  
STC – Standard Test Conditions  
NOCT – Normal Operation Cell Temperature  
UFV – Usina Fotovoltaica

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>13</b>
<b>1.1 Motivação e Relevância.....</b>	<b>17</b>
<i>1.1.1 Perspectivas para a Micro e Minigeração Distribuída.....</i>	<i>19</i>
<b>1.2 Objetivos.....</b>	<b>22</b>
<i>1.2.1 Objetivos Específicos .....</i>	<i>22</i>
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1 Energia Solar .....</b>	<b>23</b>
<i>2.1.1 Características da Energia Solar .....</i>	<i>25</i>
<i>2.1.2 Características da Radiação Solar.....</i>	<i>26</i>
<b>2.2 Efeito Fotovoltaico.....</b>	<b>29</b>
<i>2.2.1 Junção pn.....</i>	<i>30</i>
<b>2.3 Tipos de Células Fotovoltaicas.....</b>	<b>32</b>
<i>2.3.1 Silício Monocristalino.....</i>	<i>32</i>
<i>2.3.2 Silício Policristalino.....</i>	<i>33</i>
<i>2.3.3 Filme Fino de Silício Amorfo.....</i>	<i>34</i>
<b>2.4 Características Elétricas e Funcionais dos Módulos Fotovoltaicos .....</b>	<b>35</b>
<i>2.4.1 Fatores que Influenciam as Características Elétricas da Célula Fotovoltaica</i>	<i>38</i>
<i>2.4.1.1 Influência da Resistência Série Paralelo .....</i>	<i>38</i>
<i>2.4.1.2 Influência da Radiação Solar.....</i>	<i>40</i>
<i>2.4.1.3 Influência da Temperatura .....</i>	<i>41</i>
<b>2.5 Inversor Solar .....</b>	<b>44</b>
<i>2.5.1 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT).....</i>	<i>44</i>
<i>2.5.2 Características Técnicas dos Inversores Conectados à Rede .....</i>	<i>45</i>
<i>2.5.3 Dispositivos Internos de Proteção de um Inversor.....</i>	<i>49</i>

<b>2.5.4 Topologias Comerciais de Inversores Solares.....</b>	<b>50</b>
2.5.4.1 <i>Inversor Central</i> .....	50
2.5.4.2 <i>Inversor String</i> .....	51
2.5.4.3 <i>Micro Inversor Solar</i> .....	52
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>53</b>
<b>3.1 Caracterização da Usina Experimental Fotovoltaica TESLA .....</b>	<b>55</b>
<b>3.1.1 Descritivo Geral.....</b>	<b>57</b>
3.1.1.1 <i>Módulos Fotovoltaicos</i> .....	59
3.1.1.2 <i>Inversores de Frequência</i> .....	61
3.1.1.3 <i>Cabeamento CC</i> .....	64
3.1.1.4 <i>Dispositivos de Proteção CC</i> .....	65
3.1.1.5 <i>Dispositivos de Proteção CA</i> .....	66
3.1.1.6 <i>Monitoramento Solarimétrico e Climático</i> .....	67
3.1.1.7 <i>Medição de Energia</i> .....	67
3.1.1.8 <i>Cabeamento CA</i> .....	67
3.1.1.9 <i>Transformadores de Conexão e Aterramento</i> .....	68
<b>3.2 Dimensionamento do Sistema Solar .....</b>	<b>69</b>
3.2.1 <i>Sub-array 1</i> .....	69
3.2.2 <i>Sub-array 2</i> .....	71
3.2.3 <i>Sub-array 3</i> .....	73
<b>3.3 Descrição do Modelo no PVsyst.....</b>	<b>74</b>
3.3.1 <i>Project Settings</i> .....	75
3.3.2 <i>Orientation</i> .....	76
3.3.3 <i>System</i> .....	77
3.3.3.1 <i>Sub-array 1</i> .....	77

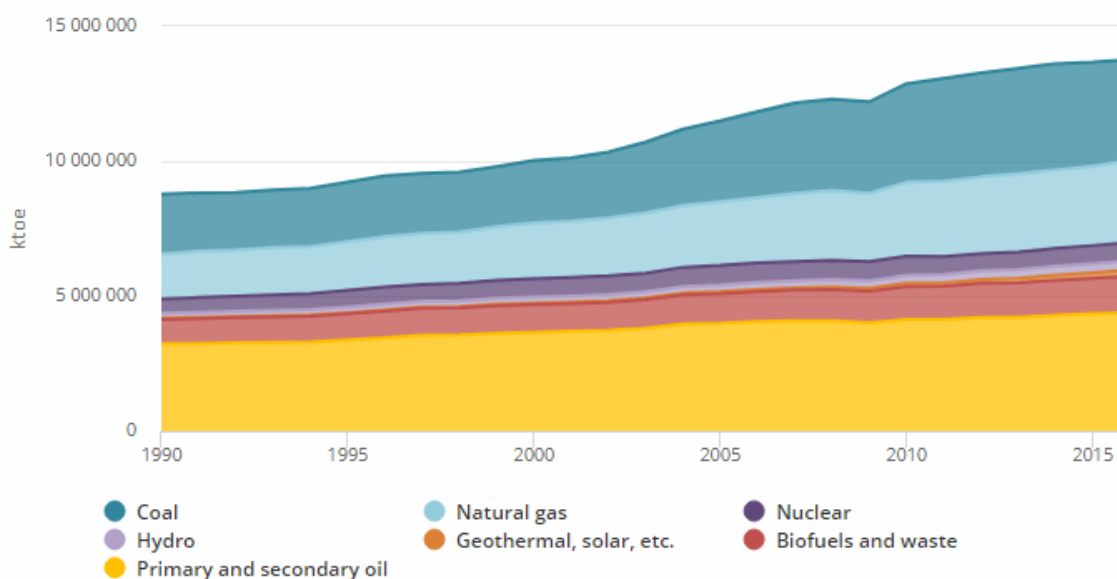
3.3.3.2 <i>Sub-array 2</i> .....	80
3.3.3.3 <i>Sub-array 3</i> .....	82
<b>3.3.4 Detailed Losses</b> .....	<b>84</b>
3.3.4.1 <i>Perdas Ôhmicas</i> .....	84
3.3.4.2 <i>Perdas Térmicas</i> .....	85
3.3.4.3 <i>Perdas por Sombreamento</i> .....	86
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>90</b>
<b>4.1 Resultados da Simulação</b> .....	<b>90</b>
4.1.1 <i>Simulação Utilizando os Dados METEONORM 7.2</i> .....	91
4.1.2 <i>Simulação Utilizando o Banco de Dados da Estação Solarimétrica para o Ano de 2017</i> .....	94
<b>4.2 Comparativo de Resultados</b> .....	<b>97</b>
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	<b>100</b>
<b>5.1 Propostas de Continuidade</b> .....	<b>101</b>
<b>6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>102</b>
<b>7 APENDICE</b> .....	<b>104</b>
7.1 <b>Relatório de Simulação METEONORM 7.2</b> .....	104
7.2 <b>Relatório de Simulação Utilizando Base de Dados Solarimétrica UFV TESLA111</b>	

## 1 INTRODUÇÃO

Desde a descoberta da energia elétrica e sua versatilidade de transformação, capaz de ser empregada para uso indireto para se obter energia na forma de luz, calor e movimento, criou-se uma crescente demanda por energia elétrica em todo mundo (PALZ, 2002). A busca pelo desenvolvimento e utilização de energias renováveis é uma realidade em escala global, tornando viável, tecnicamente e economicamente a implantação de sistemas de geração de energias provenientes de fontes renováveis independentes como solar e eólica (CORGOZINHO; NETO, 2014).

Entretanto, a situação energética mundial é preocupante, de acordo com os dados da IEA (International Energy Agency), cerca de 86% de toda a energia produzida no mundo é proveniente de fontes não renováveis como mostra a figura 1.

**Figura 1 – Energia Consumida no Mundo por Fonte**



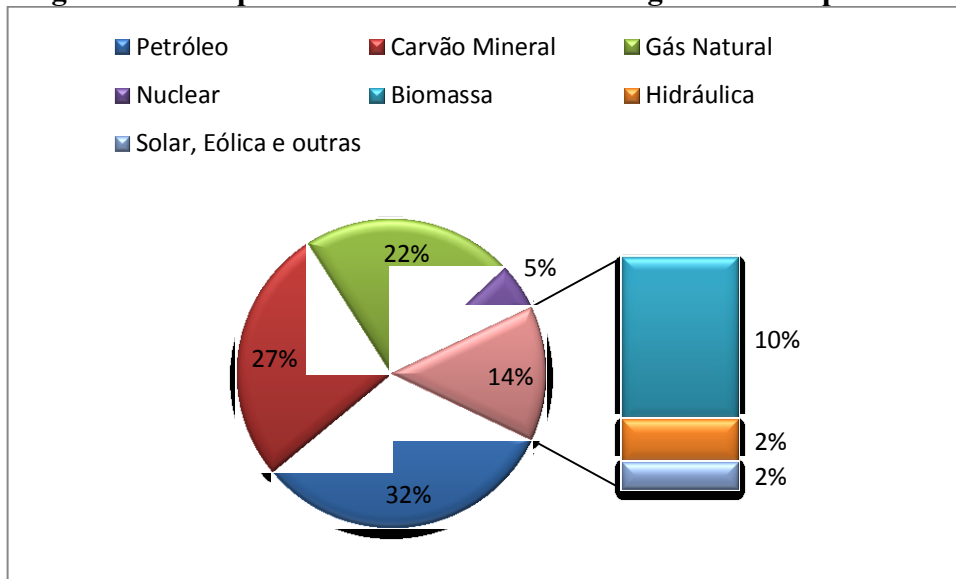
Fonte: International Energy Agency<sup>1</sup>

Para melhor visualização da parcela que cada fonte de energia representa no consumo mundial, a figura 2 mostra a comparação em porcentagem entre as fontes de energia consumidas no mundo.

<sup>1</sup> Disponível em:

<https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES> Acesso em Ago. 2019.

**Figura 2 – Comparativo do Consumo de Energia Mundial por Fonte**



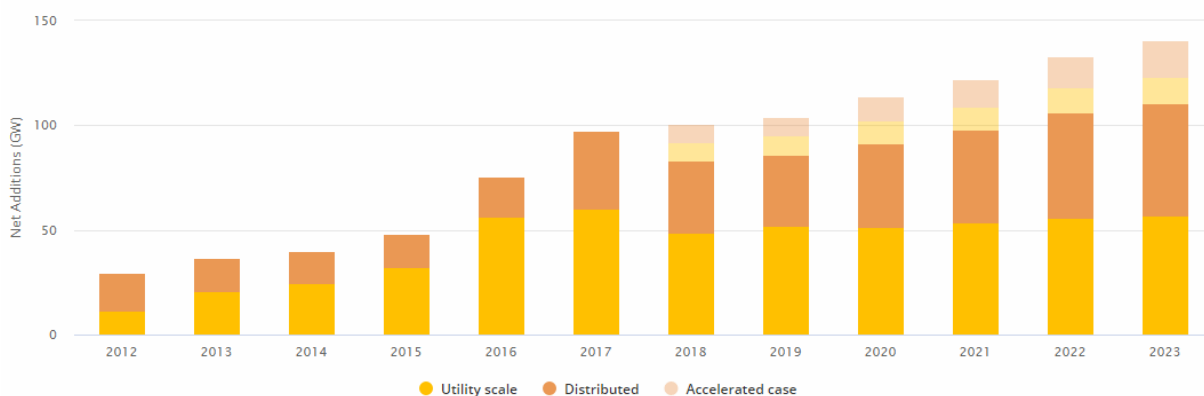
Fonte: Adaptado de International Energy Agency

Em contrapartida, os dados da IEA mostram que novamente em 2017, a produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis bateu novos Recordes. Mais de dois terços do crescimento da oferta mundial se deu por meio de fontes renováveis, uma adição de 178 gigawatts (GW) de potência instalada. A energia solar fotovoltaica teve a maior contribuição nesse aumento, com adição de 97 GW de potência, sendo que, metade desse crescimento solar fotovoltaico se deu na China, o maior expoente mundial em se tratando de energia solar fotovoltaica.

A figura 3 mostra o crescimento da energia solar fotovoltaica ao longo dos anos e prognóstico até 2023.



**Figura 3 – Crescimento da Energia Solar Fotovoltaica no Mundo (2012-2023)**

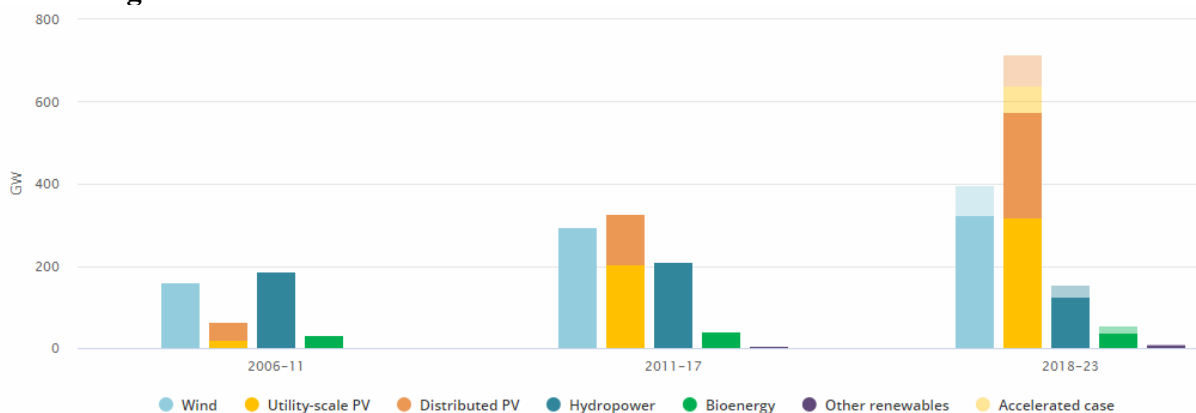


Fonte: International Energy Agency<sup>2</sup>

A energia solar fotovoltaica terá dominância no cenário de crescimento das renováveis nos próximos anos, é esperado que até 2023 mais 575 GW de potência instalada seja adicionada aos sistemas elétricos no mundo, sendo que grandes centrais geradoras representam 55% dessa parcela e 45% são esperados na geração distribuída (IEA, 2018).

A figura 4 compara o crescimento das renováveis ao longo dos anos além de estabelecer um prognóstico de crescimento até 2023.

**Figura 4 – Crescimento das Fontes Renováveis no Setor Elétrico Mundial**



Fonte: International Energy Agency<sup>3</sup>

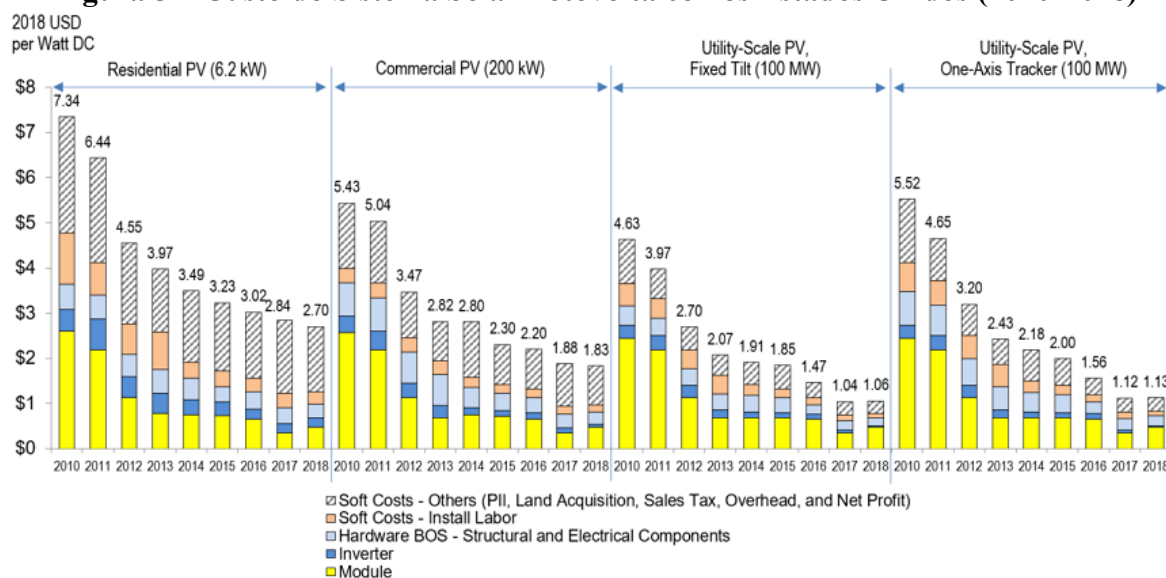
Neste cenário de previsão até 2023, a IEA prevê que o crescimento da energia solar fotovoltaica será igual ao crescimento de todas as renováveis combinadas. Isto se dá ao fato da rápida redução de custo de instalação dessa tecnologia.

<sup>2</sup> Disponível em: <<https://www.iea.org/renewables2018/power/>> Acesso em Ago. 2019.

<sup>3</sup> Disponível em: <<https://www.iea.org/renewables2018/power/>> Acesso em Ago. 2019.

O estudo feito pela NREL (National Renewable Energy Laboratory) mostra que o preço de aquisição de um sistema fotovoltaico residencial caiu de 7,34 US\$/Watt em 2010 para 2,7 US\$/Watt em 2018, uma queda de quase 65%. Essa tendência também é seguida nos preços para aquisição comercial e para grandes centrais geradoras, uma queda de 66% para o setor comercial e quase 80% para os sistemas de geração acima de 2 MW (Megawatt) como mostra a figura 5.

**Figura 5 – Custo do Sistema Solar Fotovoltaico nos Estados Unidos (2010-2018)**



**Fonte: National Renewable Energy Laboratory, 2018.**

O estudo da NREL dividiu as instalações FV (Fotovoltaica) em três setores: Residencial, Comercial e Centrais Geradoras. O setor residencial são instalações de baixa potência instalada (3-10 kWp) de consumo direto, instaladas no telhado residencial. As comerciais são instalações de (10 kWp – 2MWp), de consumo direto ou remoto instalados no telhado comercial. As centrais geradoras têm potências acima de 2MWp e são montadas em estruturas fixadas em solo, com rastreamento solar ou não.

A disposição dos módulos fotovoltaicos impacta diretamente a eficiência da planta, devido a fatores como resfriamento dos painéis em consequência da corrente de vento, uso de diferentes topologias de inversor seguindo o dimensionamento e necessidades de cada instalação e o uso de sistema de rastreamento nas centrais geradoras.

## 1.1 Motivação e Relevância

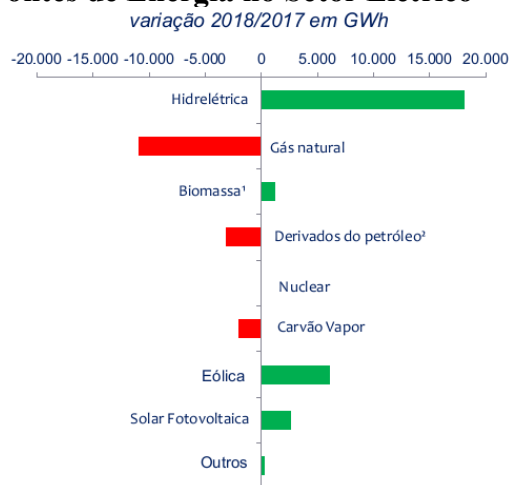
O Brasil possui a energia mais limpa do mundo, empregando 45,3% de renováveis em sua matriz energética. A maioria dessa parcela provém da biomassa de cana (17,4%) e hidráulica (12,6%) (BEN, 2019).

Apesar da energia solar fotovoltaica no Brasil ainda não ter alcançado uma parcela significativa na matriz energética, o crescimento da mesma acompanha o padrão chinês.

A tabela 1 mostra o comparativo de desempenho das fontes de energia no setor elétrico brasileiro entre 2017 e 2018.

**Tabela 1 - Comparativo de Desempenho das Fontes de Energia no Setor Elétrico**

Fonte	2017	2018	Δ 18/17
Hidrelétrica	370.906	388.971	4,9%
Gás Natural	65.593	54.622	-16,7%
Biomassa <sup>2</sup>	51.023	52.267	2,4%
Derivados do Petróleo <sup>3</sup>	12.458	9.293	-25,4%
Nuclear	15.739	15.674	-0,4%
Carvão Vapor	16.257	14.204	-12,6%
Eólica	42.373	48.475	14,4%
Solar Fotovoltaica	832	3.461	316,1%
Outras <sup>4</sup>	14.146	14.429	2,0%
Geração Total	589.327	601.396	2,0%

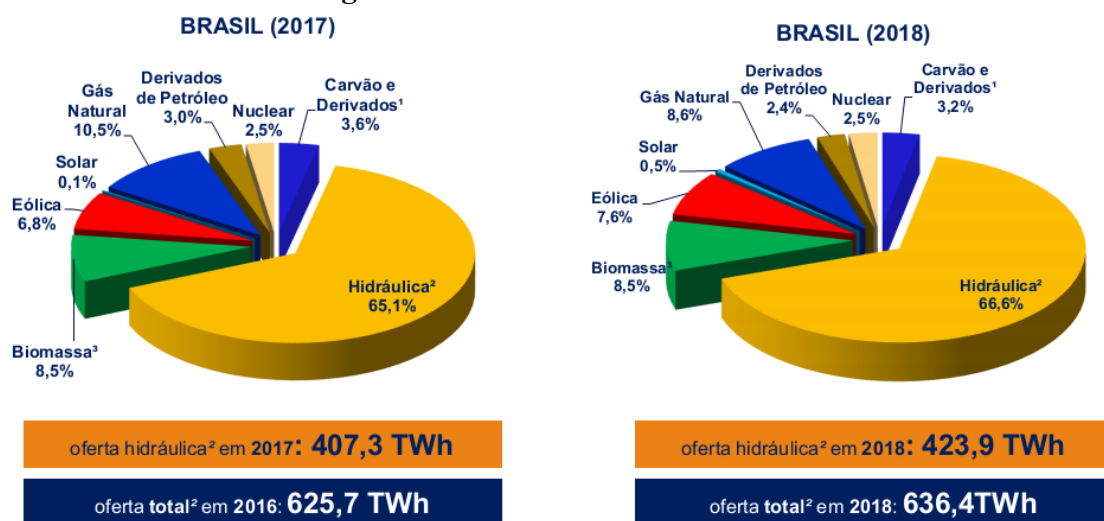


Fonte: Balanço Energético Nacional, 2019

O comparativo produzido pelo BEN (Balanço Energético Nacional), mostra que a energia solar fotovoltaica produziu 3.461 GWh de energia elétrica em 2018, um crescimento de 316,1% com relação ao ano anterior, foi a fonte de energia que mais cresceu no país no mesmo período.

O Brasil apesar de possuir a matriz energética mais limpa do mundo, o setor elétrico brasileiro é totalmente dependente de suas usinas hidrelétricas, 66,6% de toda a energia elétrica produzida é proveniente da mesma como mostra a figura 6.

**Figura 6 - Matriz Elétrica Brasileira**



Fonte: Balanço Energético Nacional, 2019.

Estudos da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) apontam um crescimento do setor elétrico brasileiro. De acordo com o PDE 2027 (Plano Decenal de Expansão de Energia) o setor crescerá a uma taxa de 3,6% a.a, atingindo um consumo de 753 TWh.

Levando em consideração o percentual de perdas totais do SIN (Sistema Interligado Nacional) de 19,5%, a oferta de energia deverá ser de aproximadamente 900 TWh em 2027. Os dados da tabela 2 resumem os principais indicadores do consumo de eletricidade no Brasil.

**Tabela 2 – Principais Indicadores do Consumo de Eletricidade**

Discriminação	2017	2022	2027	2017-	2022-	2017-
				2022	2027	2027
Crescimento médio (% a.a.)						
População (milhões de habitantes)	208	215	221	0,7	0,5	0,6
Consumo Total (TWh)	526	632	753	3,7	3,6	3,6
Autoprodução Clássica (TWh)	61	74	84	3,8	2,6	3,2
Consumo Total per capita (kWh/hab/ano)	2.525	2.934	3.407	3,1	3,0	3,0
Consumo por Consumidor Residencial (kWh/mês)	158	173	196	1,9	2,5	2,2
Número de Consumidores Residenciais (Milhão, base 31/12)	70,8	78,1	84,4	2,0	1,6	1,8
Percentual de Perdas Totais no SIN	19,5%	19,5%	18,6%	-	-	-
Intensidade Elétrica da Economia (MWh/10 <sup>3</sup> R\$ [2017])	0,080	0,084	0,087	-	-	-
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade	-	-	-	1,37	1,19	1,27

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia, 2018.

Em um cenário de expansão como esse, se faz necessário pensar em estratégias de diversificação da matriz elétrica, visto que a maior parte do potencial hidrológico do país que ainda pode ser utilizado para gerar energia elétrica se encontra na região norte e traz consigo uma série de desafios, principalmente de caráter ambiental no tocante ao licenciamento de novos projetos e também problemas de transmissão (EPE, 2018), visto que a região está longe dos grandes centros consumidores do país, é uma área de floresta tropical de difícil acesso e carece de linhas de transmissão já instaladas.

Em contrapartida, a energia solar fotovoltaica se consolida como uma alternativa viável para suprir essa demanda crescente por energia, uma tecnologia que possibilita uma expansão extremamente rápida, de fácil instalação e não depende da disposição hidrológica da região, em adição, o sistema pode ser facilmente adquirido na modalidade de micro e minigeradores por meio da geração distribuída.

### ***1.1.1 Perspectivas para a Micro e Minigeração Distribuída***

A micro e a minigeração distribuída foram regulamentadas no Brasil em 2012 pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) através da Resolução Normativa nº482. Atualmente, a resolução permite a conexão de geradores de até 5 MW de potência na rede de distribuição provenientes de fontes renováveis ou cogeração qualificada (PDE, 2017).

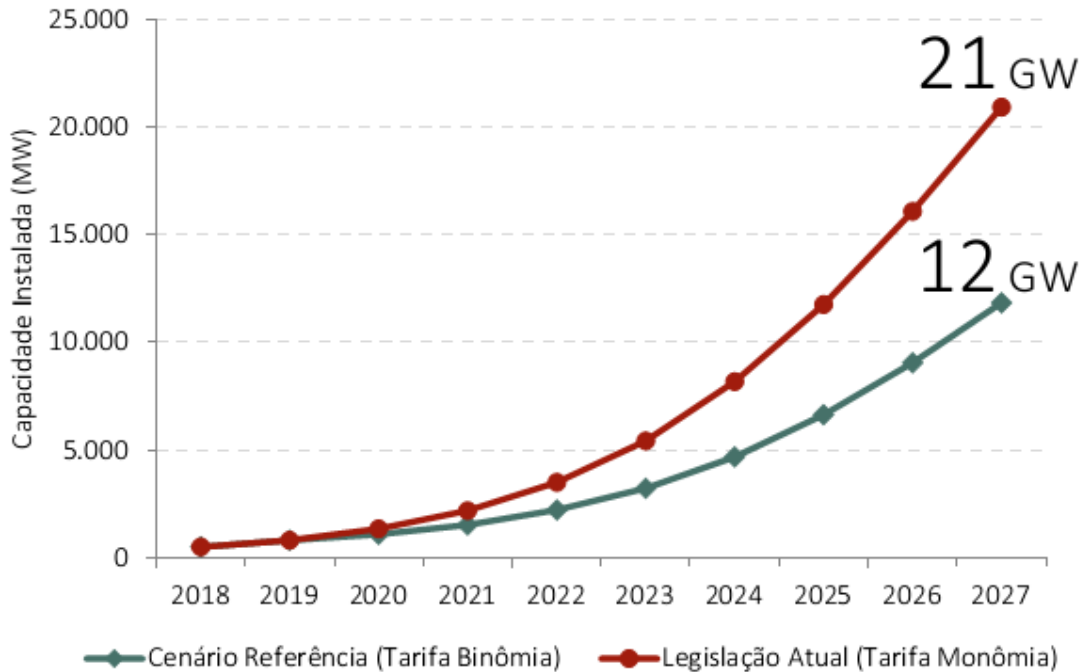
O modelo regulatório favorável, associado à queda dos preços das tecnologias permitiu que o consumidor antes visto apenas como carga, se tornasse também um colaborador com finalidade de reduzir a fatura de eletricidade no mercado cativo (GREENER, 2018).

Dessa forma, o estudo elaborado pela EPE por meio do PDE 2017 indica:

Em 2027 haverá 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro e minigeração distribuída, totalizando 11,9 GW, que exigirão quase 60 bilhões em investimentos ao longo do período. Em termos de energia, a capacidade instalada deve contribuir com uma geração de 2400 MW<sub>méd</sub>, suficiente para atender 2,4% da carga total nacional no final do horizonte (PDE, 2018, p. 212).

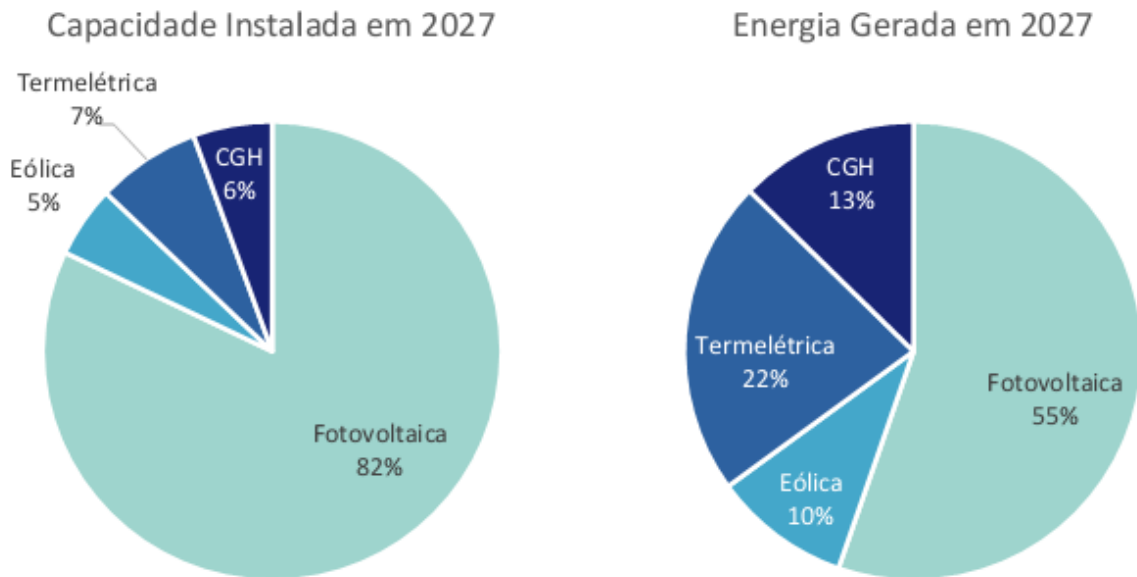
O resultado do estudo realizado pela EPE é apresentado nas figuras 7 e 8 a seguir:

**Figura 7 – Previsão de Crescimento da Micro e Minigeração no Brasil (Tarifa Binômia x Legislação Atual)**



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia, 2018.

**Figura 8 – Potência e Energia por Fonte em 2027 (Mini e Microgeração)**



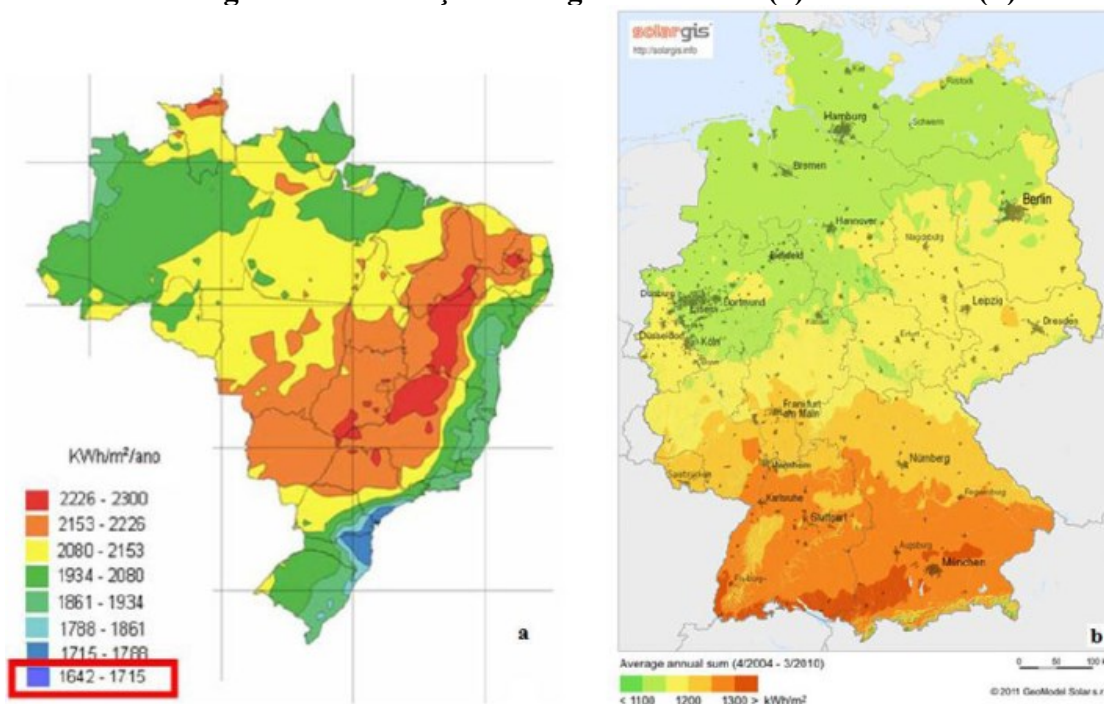
Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia, 2018.

De acordo com a figura 8, 82% da capacidade instalada de micro e minigeração distribuída serão consolidadas como base a fonte solar fotovoltaica. Essa disposição favorável do mercado apenas comprova o grande potencial solar que o Brasil possui.

Para exemplificar em números o verdadeiro potencial da energia solar em nosso país, a irradiação solar global incidente na Alemanha, França e Espanha (900-1250; 900,1650; 1200-1850 kWh/m<sup>2</sup> respectivamente) são muito inferiores à média brasileira que corresponde a (4200-6700 kWh/m<sup>2</sup>) (PEREIRA et al., 2006).

De acordo com a figura 9, a região menos ensolarada do país apresenta índices solares em torno de 1642 kWh/m<sup>2</sup>/ano, na qual é superior aos índices solares nas regiões de maior incidência da Alemanha que gira em torno de 1300 kWh/m<sup>2</sup>/ano.

**Figura 9 - Irradiação solar global - Brasil (a) / Alemanha (b).**



Fonte: SALAMONI e RÜTHER, 2007; GEOMODEL SOLAR<sup>4</sup>

<sup>4</sup> GEOMODEL SOLAR. *Maps of Global horizontal irradiation (GHI)*. 2011. Disponível em: <http://solargis.info/doc/71>. Acessado em 23/08/2019

## 1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal analisar e investigar as características tecnológicas e operação da UFV experimental TESLA instalada no prédio da Engenharia Elétrica da UFMG bem como propor um modelo computacional nos moldes da mesma.

### *1.2.1 Objetivos Específicos*

A seguir são enumerados os principais objetivos deste trabalho:

- Investigar o panorama da inserção das fontes renováveis, especificamente a fonte solar fotovoltaica, no Brasil e no mundo e suas perspectivas de crescimento;
- Descrever as características físicas da energia solar como fonte de energia;
- Identificar e descrever as tecnologias envolvidas na captação da fonte solar e sua transformação para energia elétrica;
- Validar o modelo computacional com base nos dados de funcionamento da UFV TESLA;
- Propor discussão para o aumento da produtividade da UFV experimental TESLA com base no modelo;



## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

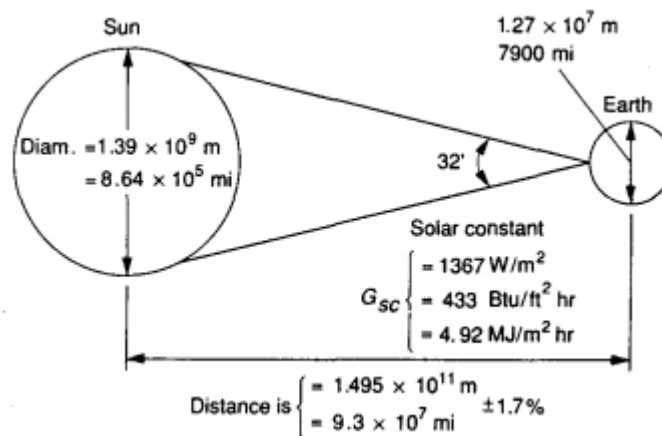
Neste capítulo serão abordados os aspectos fundamentais com relação à caracterização da radiação solar, abordagem das tecnologias inerentes ao processo de captação solar, elucidação dos sistemas *on-grid* e *off-grid* e breve detalhamento das funções do software *Pvsyst*.

### 2.1 Energia Solar

No espaço interestelar, a uma distância fixada em  $149,67 \times 10^9$  metros da terra (1 Unidade Astronômica), a radiação solar é definida pela chamada *constante solar*, e tem o valor de  $1367 \text{ W/m}^2$  (COMETTA, p. 23), porém a distância entre a terra e o sol nem sempre é constante devido a sua órbita excêntrica, por isso a constante solar é o resultado de uma aproximação fixa.

A figura 10 ilustra esquematicamente a relação geométrica solar-terra.

**Figura 10 – Relação Geométrica Entre o Sol e a Terra**



Fonte: DUFFE. J, BECKMAN. W, 2006.

Todas as fontes de energia conhecidas, menos a energia geotérmica, provêm indiretamente da energia solar.

Esta fonte inesgotável de energia é essencial para a fotossíntese que produz toda a matéria orgânica e alimento para os animais, a energia dos ventos provém da diferença de pressão atmosférica de uma região a outra causada pelo calor solar e a energia hidráulica é

proveniente da energia potencial da água transportada de um lugar mais baixo para outro mais elevado por meio da evaporação causada pelo sol.

Além das fontes não renováveis que são basicamente matéria orgânica decomposta em cadeias carbônicas hidratadas, não seria possível tê-las sem a energia solar.

Toda essa energia emanada pelo sol começa com uma fusão nuclear no interior do astro, onde ocorre a fusão dos núcleos de dois átomos de hidrogênio em 1 átomo de hélio. De acordo com Einstein, nessa reação uma pequena quantidade de matéria é convertida em uma grande quantidade de energia. Estima-se que o sol perde cerca de 4 milhões de toneladas por segundo de matéria, toda essa massa sendo convertida em energia por meio da fusão nuclear gera um total de  $3,8 \times 10^{20}$  MW (KALOGIROU, 2006).

Este valor energético é tão absurdo que seria necessário cerca de  $2,71 \times 10^{16}$  Itaipus em sua capacidade máxima para produzir toda essa energia. É claro que nem 1% dessa energia chega de fato na Terra, ela é liberada em todo o espaço tridimensional e para chegar na Terra é necessário viajar a distância entre o sol e a terra pelo espaço-tempo, onde apenas uma energia de natureza eletromagnética como a luz e radiação de calor podem atravessar.

De acordo com Borges (2012), a quantidade de luz solar que atinge a atmosfera da terra continuamente é de  $1,75 \times 10^5$  TW, considerando 60% de transmitância através das nuvens, cerca de  $1,05 \times 10^5$  TW atinge a superfície da terra continuamente.

Se a irradiação em apenas 1% da superfície terrestre pudesse ser convertida em energia elétrica com 10% de eficiência seria possível fornecer um montante de 105 TW, enquanto que a necessidade global projetada para 2050 é de 25-30 TW.

Um simples cálculo mostra que anualmente chegam a Terra mais de  $10^{18}$  kWh, ou seja, o Sol envia à Terra cerca de  $10^{13}$  toneladas de carvão em comparação energética, o que segundo estimativas otimistas esse valor é maior que as reservas totais deste combustível (COMETTA, p. 27, 1978).

### 2.1.1 Características da Energia Solar

A energia solar pode ser aproveitada por três tipos de processos, aos quais diferem do seu tipo de aproveitamento:

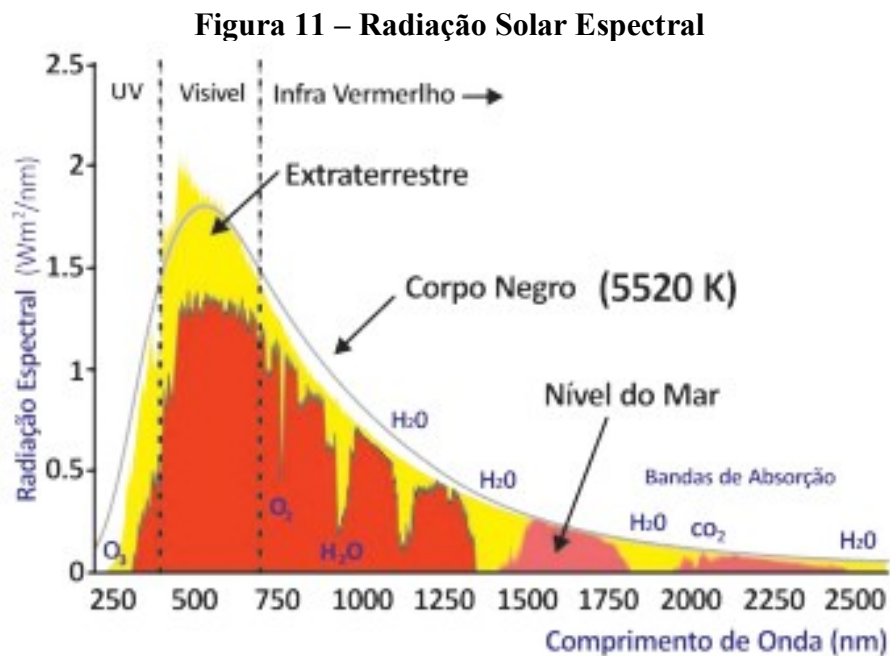
a) processos térmicos, que se subdividem por sua vez em três subclasses: alta, média e baixa temperatura;

b) processos elétricos;

c) processos químicos;

A energia solar é constituída por radiações eletromagnéticas, compreendidas entre o comprimento de onda dos raios -X ( $0,1 \mu\text{m}$ ) e o das ondas de rádio (cerca de  $100 \text{ m}$ ); 99% da energia radiante está entre  $0,28 \mu\text{m}$  e  $4,96 \mu\text{m}$ ; a maior parte da energia solar radiante está compreendida entre o ultravioleta e o infravermelho (COMETTA, p. 32).

A figura 11 mostra o espectro da radiação solar em termos de comprimento de onda.



Fonte: Atlas Solarimétrico CEMIG, 2012.

### ***2.1.2 Características da Radiação Solar***

Duffie e Beckman (2006) definiram a radiação solar em tópicos para facilitar a compreensão.

**Feixe de radiação:** É a radiação solar recebida do sol antes de ser dispersa pela atmosfera. Também é chamada de radiação direta.

**Radiação difusa:** Radiação solar recebida do sol após sua direção ter sido mudada pela dispersão da atmosfera.

**Radiação solar total:** É a soma do feixe de radiação e radiação difusa na superfície da terra. Também é chamada de radiação global.

**Irradiância:** É a taxa de energia radiante que incide sobre a superfície terrestre por unidade de área. O símbolo  $G$  é usado para a irradiância solar.

**Irradiação ou exposição à radiação:** É a energia incidente por unidade de área na superfície, pode ser obtida pela integração da irradiância pelo tempo específico, usualmente uma hora ou um dia.

**Insolação** é o termo aplicado especificamente para a irradiação solar. O símbolo  $H$  é usado para quantificar a insolação em um dia. O símbolo  $I$  é usado para quantificar a insolação em uma hora.

**Radiosidade:** É a taxa que representa a energia de radiação que sai da superfície terrestre por unidade de área, é a combinação da emissão, reflexão e transmissão.

**Potência emissiva:** É a taxa na qual a energia de radiação que sai da superfície terrestre por unidade de área, mas apenas pela emissão.

**Tempo solar:** Tempo baseado no ângulo aparente do movimento solar pelo céu, quando o meio dia solar atravessa o meridiano do observador.

Apesar da medida de tempo padrão ser derivada do movimento de rotação da terra, o tempo solar é diferente do tempo padrão devido às adequações feitas por questões políticas e territoriais, a diferença entre o tempo solar e o tempo padrão é dada pela equação (1).

$$\text{Tempo solar} - \text{Tempo padrão} = 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (1)$$

Onde  $L_{st}$  é o meridiano padrão da zona local de tempo,  $L_{loc}$  é a longitude da localidade em questão. O parâmetro  $E$  é calculado pela equação (2) em minutos.

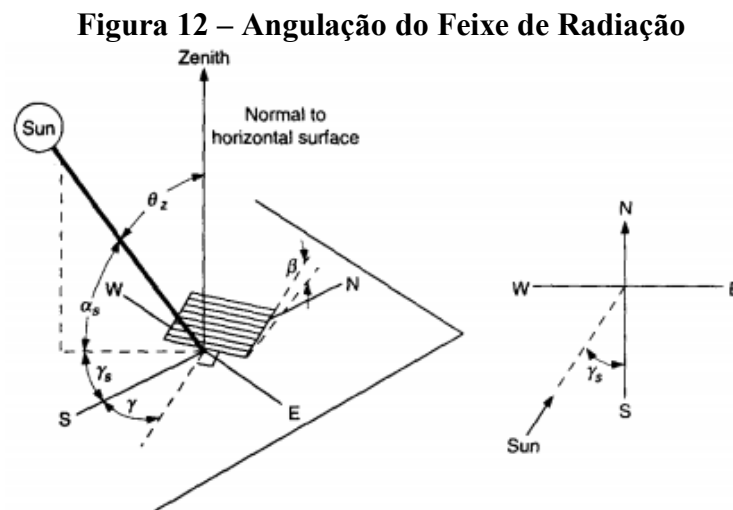
$$E = 229,2(0,000075 + 0,001868 \cos(B) - 0,032077 \sin(B) - 0,014615 \cos(2B) - 0,04089 \sin(2B)) \quad (2)$$

Sendo  $B$  dado pela equação (3).

$$B = (n - 1) \frac{360}{365}; \quad n \text{ é o dia do ano.} \quad (3)$$

Além do movimento de rotação terrestre, a latitude da localidade em questão também interfere na medição da radiação solar, por isso os ângulos entre o plano estudado e o feixe de radiação devem ser bem especificados.

A figura 12 ilustra esquematicamente os ângulos envolvidos no processo de caracterização da radiação solar.



Fonte: DUFFIE. J, BECKMAN. W, 2006.

Onde:

$\varphi$  **Latitude**, localização angular norte ou sul do equador, norte é positivo;  $-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ .

$\beta$  **Declive**, posição angular entre o plano da superfície e o plano horizontal;  $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ .

$\gamma$  **Ângulo de superfície azimutal**, desvio da projeção no plano horizontal da normal da superfície do meridiano local, com zero para o sul, negativo para o leste e positivo para o oeste;  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$ .

$\theta_z$  **Ângulo Zenith**, ângulo entre a normal da superfície com o feixe de radiação.

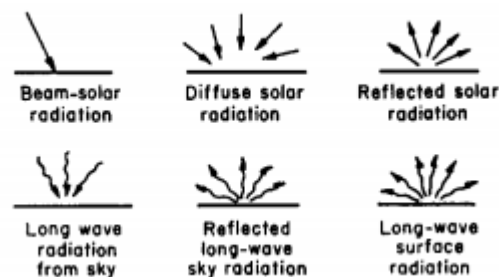
$\alpha_s$  **Ângulo da altitude solar**, ângulo entre o plano horizontal e o feixe de radiação, é o ângulo complementar ao ângulo Zenith.

$\gamma_s$  **Ângulo azimutal solar**, ângulo do desvio para o sul da projeção do feixe de radiação no plano horizontal. Deslocamentos do leste para o sul são negativos, e do oeste para o sul são positivos.

De acordo com Duffie e Beckman (2006), radiação solar ou radiação de onda curta é a radiação originária do sol, com comprimento de onda da faixa de  $0,3 \mu\text{m}$  a  $3 \mu\text{m}$ . Essa radiação inclui tanto a radiação direta quanto a difusa.

Radiação de onda longa é a radiação originária de fontes de temperaturas próximas a temperatura ambiente e substancialmente todos os comprimentos de onda são maiores que  $3 \mu\text{m}$ . Este tipo de energia é mais conhecido como radiação infravermelha, emitida pela atmosfera, pelos módulos fotovoltaicos ou qualquer outro corpo que está dissipando calor, na figura 13 são apresentados os diferentes tipos de fontes de radiação.

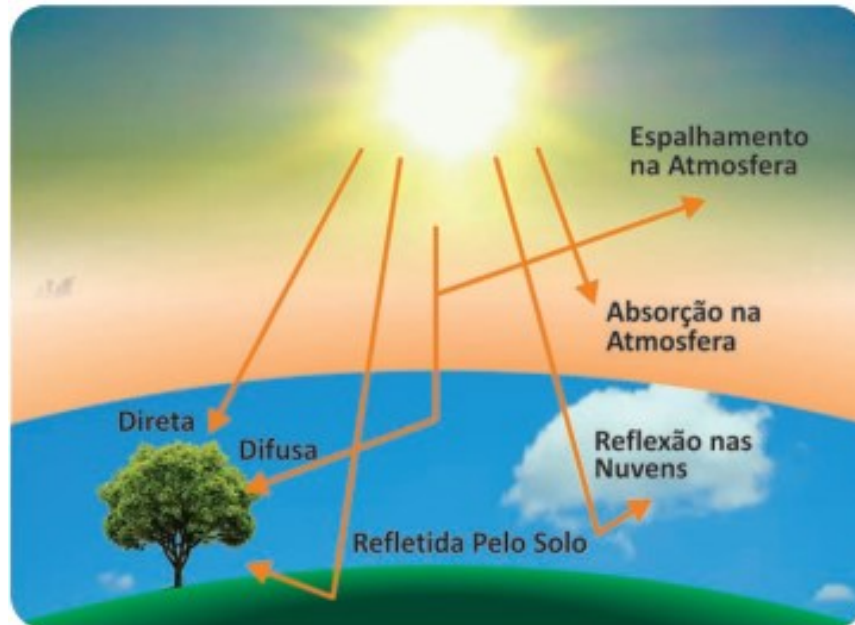
**Figura 13 – Diferentes Tipos de Radiação**



Fonte: DUFFIE. J, BECKMAN. W, 2006.

A figura 14 ilustra mais didaticamente o efeito da radiação ao adentrar na atmosfera e como ela se comporta ao atingir objetos opacos produzindo o albedo.

**Figura 14 – Composição da Radiação Solar Observada na Superfície da Terra**



Fonte: Atlas Solarimétrico CEMIG, 2012.

## 2.2 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é o fenômeno físico que permite a conversão direta da luz em eletricidade. Esse fenômeno ocorre quando a luz ou a radiação eletromagnética do Sol incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas (VILLALVA, 2015).

Os materiais conhecidos como semicondutores se caracterizam por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução totalmente ausente dos mesmos a temperaturas muito baixas.

A separação entre as duas bandas de energia dos semicondutores chamada de “gap de energia” é da ordem de 1 eV (Elétron-Volt). Essa propriedade faz com que os semicondutores apresentem várias características interessantes (GTES, 1999).

A possibilidade de fótons, na faixa do visível, com energia superior ao gap de energia do material, excitarem elétrons à banda de condução, é o princípio físico que possibilita o “aprisionamento” da luz e obtenção de corrente elétrica, mas isso não é o suficiente.

### 2.2.1 Junção pn

O material semiconductor não pode ser classificado como condutor elétrico nem como isolante. Entretanto, as propriedades de um semiconductor podem ser modificadas pela adição de materiais dopantes ou impurezas.

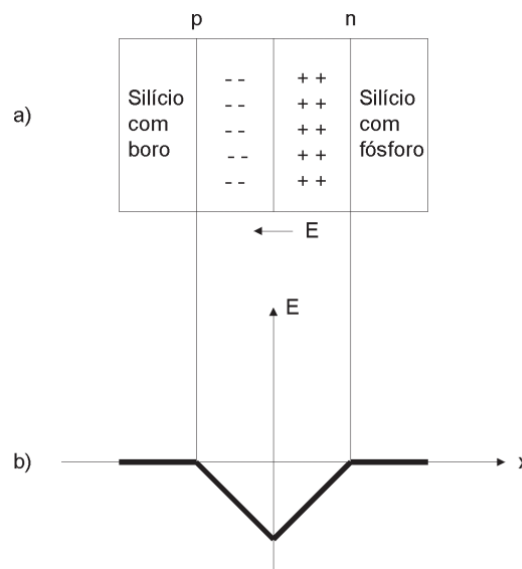
O semiconductor mais utilizado é o silício, possuem 4 elétrons em sua camada de valência e se organizam em estruturas cristalinas (VILLALVA, 2015).

A inserção de material dopante na estrutura cristalina do silício tem como objetivo criar uma região com maior número de elétrons que a outra. Ao adicionar átomos com cinco elétrons em sua camada de valência, como o fósforo, haverá um elétron em excesso que não formará ligação covalente e, conseqüentemente, ficará fracamente ligado ao seu átomo de origem. Portanto, o fósforo é um dopante doador de elétrons ou *dopante n*.

Por outro lado, introduz-se átomos com três elétrons em sua camada de valência, como o boro, haverá uma falta de um elétron para satisfazer as quatro ligações covalentes impostas pela natureza do átomo de silício, esta falta é denominada *buraco* ou *lacuna*. Portanto, o boro é um doador de lacunas ou um *dopante p* (GTES, 1999).

A figura 15 ilustra a formação de uma junção pn junto ao campo elétrico.

**Figura 15 – (a) Junção pn e região onde ocorre o acúmulo de cargas. (b) Campo elétrico resultante da transferência de cargas através da junção pn**





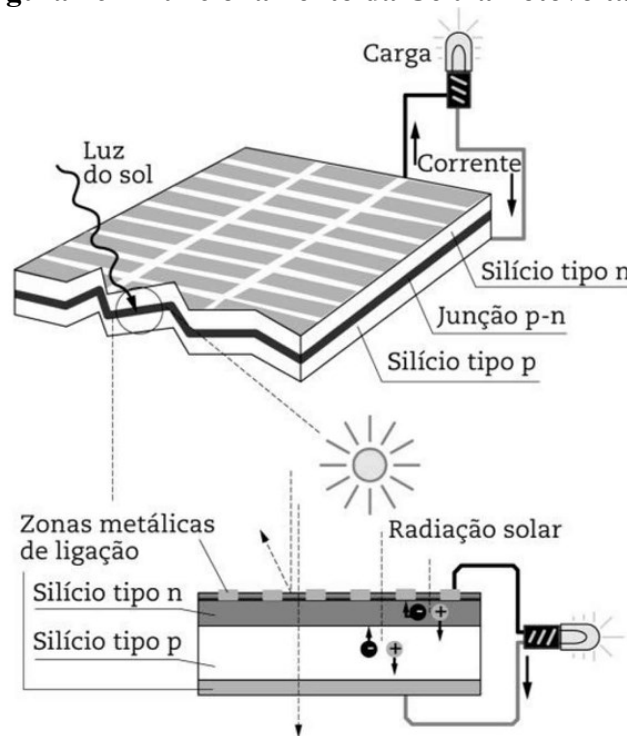
Na junção pn, elétrons livres do lado n passam para o lado p onde encontram as lacunas fornecidas pelo dopante p que as capturam, isso faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o eletricamente negativo, ao passo que o lado n se torna cada vez mais “carente” de elétrons e se tornando eletricamente positivo.

Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente a uma dada temperatura, que dificulta a passagem dos elétrons ou lacunas até se chegar a um nível de saturação capaz de barrar as cargas livres remanescentes (GTES, 1999).

A região afetada pelo campo elétrico é denominada de “zona de depleção” quanto maior o número de dopantes na estrutura cristalina, maior a tensão elétrica obtida. Se a junção pn estiver conectada por terminais elétricos e for exposta a fótons com energia superior ao gap do material, ocorrerá a geração de pares “*elétron-lacuna*”, se este fenômeno ocorre na zona de depleção, ou seja, onde o campo elétrico é diferente de zero, gera-se uma corrente elétrica através da junção dando origem a uma potência elétrica ao qual se denomina **Efeito Fotovoltaico**, a base do funcionamento de uma célula fotovoltaica.

A figura 16 ilustra de forma didática como se dá o processo.

**Figura 16 – Funcionamento da Célula Fotovoltaica**



Fonte: ZILLES et al., 2012

## 2.3 Tipos de Células Fotovoltaicas

Atualmente, existem diversas tecnologias para a fabricação de células fotovoltaicas, as mais conhecidas e encontradas no mercado são as células do tipo silício monocristalino, silício policristalino e as tecnologias de filme fino de silício amorfo.

### 2.3.1 Silício Monocristalino

A partir do enriquecimento do silício para produção de um silício ultrapuro, é produzido o lingote de silício monocristalino constituído de uma estrutura cristalina uniforme e organização molecular homogênea, o que lhe confere um aspecto brilhante e uniforme.

A partir do fatiamento desse lingote de silício, cada fatia será levada ao processo de dopagem para se ter os semicondutores P e N. Após o processo de dopagem, a célula recebe uma película metálica em uma das faces, a outra face é adicionada grades metálicas e um material antirreflexivo que lhe confere a cor azul escuro. A figura 19 ilustra uma célula fotovoltaica de silício monocristalino acabada.

**Figura 17 – Célula Fotovoltaica de Silício Monocristalino**



Fonte: MRWATT<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Disponível em: < <https://www.mrwatt.eu/en/shop/solar-cells/monocrystalline-photovoltaic-cells/monocrystalline-solar-cell-6x6-inches-156x156-mm-a-grade-3-bus-bars-4500mw-power.html> > Acesso em Ago. 2019.

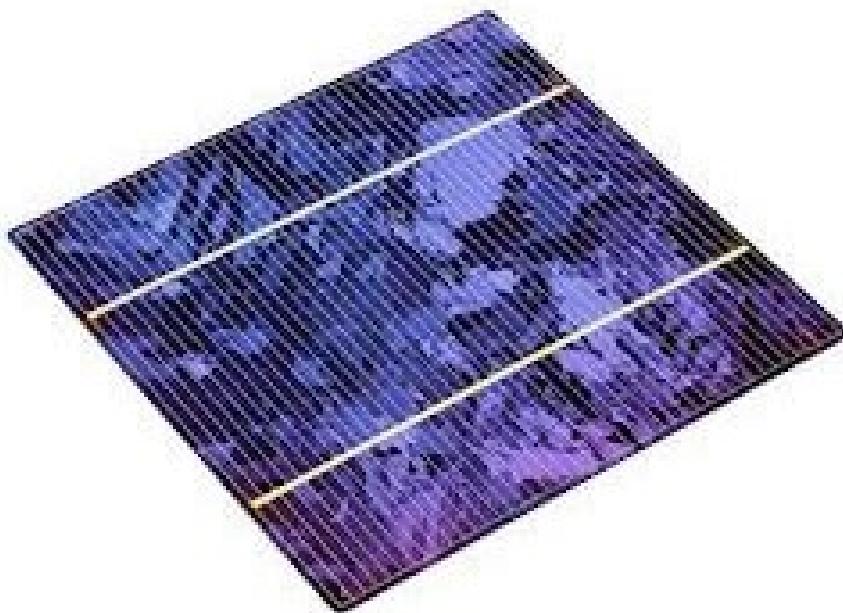
As células fotovoltaicas de silício monocristalino alcançam as maiores eficiências dentre os tipos comerciais, entre 15% e 18%, a eficiência varia para fabricantes diferentes.

### ***2.3.2 Silício Policristalino***

A célula fotovoltaica de silício policristalino também é produzida a partir de um lingote de silício ultrapuro. Porém, esse lingote é fabricado por um processo mais barato e consistem na aglomeração de vários pequenos cristais de silício, com formas e orientações distintas. Por isso, as células policristalinas possuem aparência heterogênea.

Da mesma forma que as células monocristalinas, é feito o processo de dopagem para se obter a junção pn e adicionado o tratamento antirreflexivo além dos aparatos metálicos de conexão. A figura 18 ilustra uma célula fotovoltaica de silício policristalino acabada.

**Figura 18 – Célula Fotovoltaica de Silício Policristalino**



**Fonte: Tindo Solar<sup>6</sup>**

Com eficiências comerciais entre 13% e 15%, são ligeiramente inferiores às das células monocristalinas. Entretanto, seu custo de fabricação é menor podendo ser mais vantajoso economicamente dependendo do projeto e dimensionamento da planta solar.

<sup>6</sup> Disponível em: <<http://www.tindosolar.com.au/learn-more/poly-vs-mono-crystalline/>> Acesso em Ago. 2019

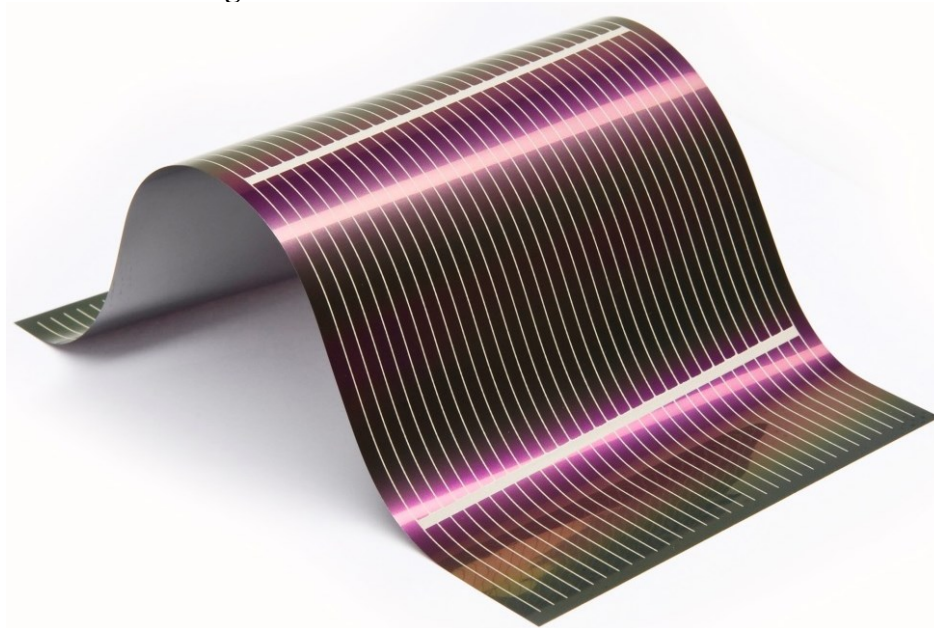
### 2.3.3 Filme Fino de Silício Amorfo

A tecnologia que emprega a estrutura de silício amorfo se destaca por sua versatilidade de aplicação.

Os dispositivos de filmes finos são fabricados através da deposição de finas camadas de silício sobre uma base que pode ser rígida ou flexível (VILLALVA, 2015). Este processo permite que os filmes finos possam ser produzidos em qualquer dimensão e aglutinados em qualquer superfície de qualquer geometria.

Apesar de possuírem um custo de produção inferior aos das células de silício cristalino devido à sua fabricação menos complexa e menos energia requerida, sua eficiência é baixa (entre 5% e 8%) e diminui ainda mais durante o primeiro ano de funcionamento. Além disso, a tecnologia sofre maior degradação ao longo do tempo em relação às células de silício cristalino. A figura 19 ilustra a tecnologia de filme fino de silício amorfo.

**Figura 19 – Filme Fino de Silício Amorfo**



Fonte: Scott Amyx<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Disponível em: < <https://scottamyx.com/2019/05/21/second-generation-thin-film-solar-cells/>> Acessado em Ago. 2019.

## 2.4 Características Elétricas e Funcionais dos Módulos Fotovoltaicos

As células fotovoltaicas mais utilizadas são capazes de gerar no STC (*Standard Test Conditions*), uma corrente da ordem de  $32 \text{ mA/cm}^2$  e tensão em torno de 0,4 a 0,6 Volts.

Na prática, as células são agrupadas em série e paralelo para produzir uma corrente e tensão adequadas às aplicações a que se destinam (ZILLES et al., 2012).

Os módulos comerciais de silício cristalino produzem entre 60 W e 330 W de potência e podem apresentar tensões superiores a 40 Volts.

Com relação ao STC, a sigla se refere às condições padronizadas de teste do módulo. Todos os fabricantes de módulos fotovoltaicos devem realizar os testes nas mesmas condições de padrões reconhecidos por órgãos internacionais de qualidade do produto. Assim, é possível a comparação dos diferentes módulos de acordo com os mesmos critérios (VILLALVA, 2015).

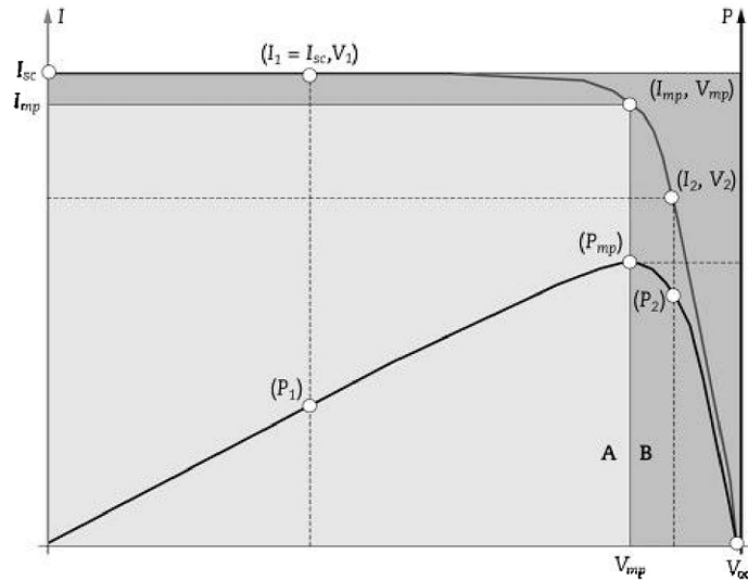
A condição de teste (STC) considera a irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  e a temperatura de operação da célula solar de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . A corrente elétrica produzida depende de sua área de captação, quanto maior a área de captação de luz solar, maior a corrente gerada.

Geralmente os módulos comerciais produzem uma corrente elétrica de 8 A em condições normais de operação. Entretanto, um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte de tensão. A instalação sempre estará sujeita às intempéries e ao sombreamento parcial, ou seja, a tensão de saída não apresenta constância nos seus terminais.

A tensão elétrica depende da sua corrente e vice-versa, se conectarmos um aparelho que demanda muita corrente, a tensão de saída tenderá a cair, ao passo que se a carga demanda baixa corrente, a tensão de saída será elevada, tendendo à tensão de circuito aberto (VILLALVA, 2015).

A figura 20 ilustra as curvas (I-V) e (P-V) características de uma célula ou módulo fotovoltaico.

**Figura 20 – Curvas (I-V) e (P-V) Características de uma Célula Fotovoltaica**



Fonte: ZILLES et al., 2012

A partir das curvas características medidas pelo fabricante nos padrões STC, obtêm-se os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho, são eles,  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ,  $P_{MP}$ ,  $FF$ :

- **Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ):**

É a tensão que se forma entre os terminais do diodo do circuito equivalente, ou seja, é a medida da tensão na ausência de carga e de passagem de corrente. Este parâmetro é muito importante no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos pois ela deve ser evitada, e apesar disso, os outros dispositivos como o inversor e o banco de baterias devem ser capazes de suportar essa magnitude de tensão caso ocorra.

- **Corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ):**

É a corrente elétrica na qual o módulo consegue fornecer quando seus terminais estão em curto-circuito. Este parâmetro é muito importante no dimensionamento dos sistemas, pois assim como a tensão de circuito aberto, é este parâmetro que vai ditar a especificação dos equipamentos e acessórios conectados ao gerador. O valor da corrente de curto-circuito é a corrente máxima, em qualquer hipótese, que o módulo vai fornecer na condição do STC.

- **Tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ):**

A tensão  $V_{MP}$  é o valor da tensão nos terminais do sistema na situação de máxima potência gerada na condição do STC, ou seja, é o valor de tensão ideal de funcionamento dado o valor da irradiância no momento. O valor da  $V_{MP}$  deve ser perseguido pelo inversor solar no intuito de otimizar a produção de energia.

- **Corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ):**

Analogamente à ( $V_{MP}$ ), a corrente de máxima potência é o valor da corrente ideal do sistema para a máxima produção de energia. O valor da  $I_{MP}$  deve ser perseguido pelo inversor solar no intuito de otimizar a produção de energia.

- **Potência de pico ( $P_{MP}$ ):**

É a máxima potência que o módulo pode fornecer na condição do STC, é a configuração de melhor patamar de geração. O valor da máxima potência corresponde à multiplicação  $V_{MP} * I_{MP}$ .

- **Fator de Forma (FF):**

O fator de forma define o quão próximo a curva I-V típica do STC está da idealidade, ou seja, do retângulo formado pelos vértices em  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ . O FF é interessante, pois depende apenas das características de construção da célula (tipo de semicondutor, dopagem, conexão, etc.) já que o mesmo é sensível às resistências série e paralelo da célula.

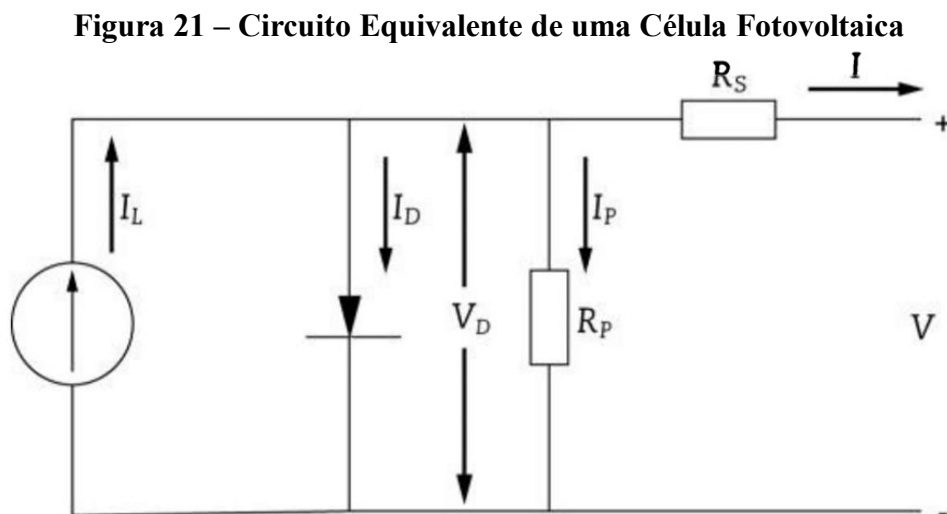
Valores típicos do FF são da ordem de 0,6 a 0,85 para células cristalinas e de 0,5 a 0,7 para as tecnologias de filme fino sendo que o valor ideal para o FF seria o unitário (ZILLES et al., 2012). Esse fator é dado pela Eq. 4.

$$FF = \frac{I_{MP} * V_{MP}}{I_{SC} * V_{OC}} \quad (4)$$

### 2.4.1 Fatores que Influenciam as Características Elétricas da Célula Fotovoltaica

As características elétricas das células fotovoltaicas podem ser alteradas em razão de fatores intrínsecos e extrínsecos à sua fabricação e morfologia. Os fatores ambientais, como irradiância e temperatura são extrínsecos e as resistências série e paralelo são intrínsecos. Os fabricantes de células fotovoltaicas buscam sempre atenuar esses fatores a fim de otimizar a eficiência na geração de energia.

A figura 21 ilustra o diagrama de um circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: ZILLES et al., 2012

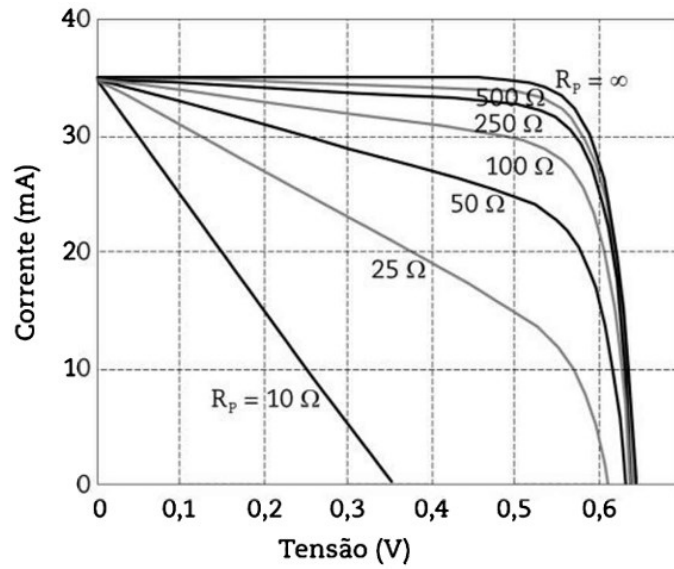
#### 2.4.1.1 Influência da Resistência Série Paralelo

A resistência paralela ( $R_P$ ) é oriunda de imperfeições na junção p-n, ou seja, é um problema relacionado ao processo de fabricação da célula. O ideal é que  $R_P$  seja a maior possível, de forma que a corrente fotogerada ( $I_L$ ) seja totalmente transferida para a carga (ZILLES et al., 2012).

Um valor baixo de  $R_P$  faz com que a corrente fotogerada circule internamente pelo gerador fotovoltaico, aumentando as perdas, reduzindo a corrente e a tensão de saída da célula. A figura 22 mostra a influência do valor de  $R_P$  na queda de tensão e de corrente.



**Figura 22 – Influência da  $R_p$  nas Características Elétricas da Célula**

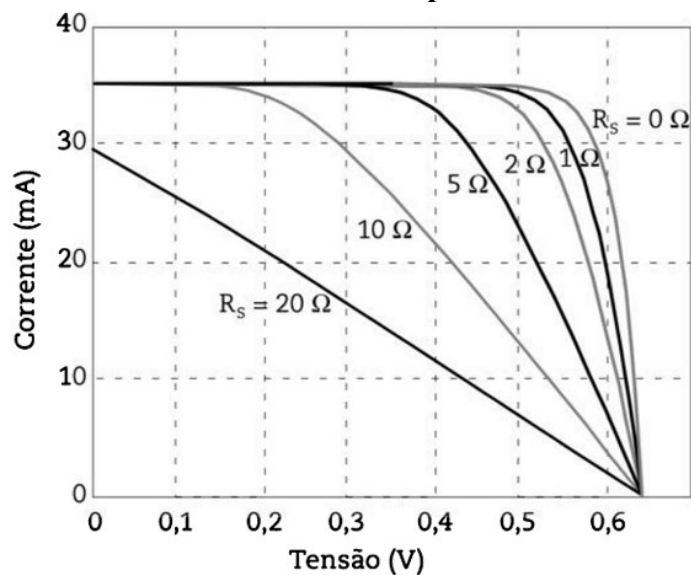


Fonte: ZILLES et al., 2012

Já a resistência série ( $R_s$ ) é oriunda da própria resistência do semiconductor dopado, da resistência do contato metálico entre o silício e os contatos metálicos e da resistência dos bornes (ZILLES et al., 2012). Diferentemente da  $R_p$ , o ideal é que  $R_s$  seja a menor possível, para diminuir a queda de tensão interna do gerador e não haver limitação da corrente fotogerada pelo aumento da resistência interna do circuito.

A figura 23 ilustra a influência de  $R_s$  no comportamento da curva I-V da célula fotovoltaica.

**Figura 23 – Influência de  $R_s$  no Comportamento da Curva I-V**



Fonte: ZILLES et al., 2012

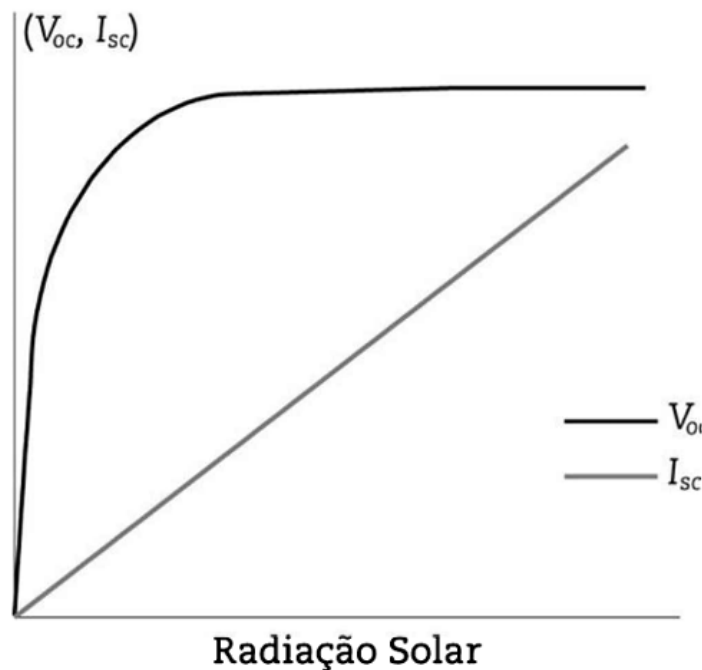
### 2.4.1.2 Influência da Radiação Solar

A corrente fotogerada pelo gerador fotovoltaico depende diretamente da radiação solar incidente sobre as células. Quanto maior a irradiância, maior a corrente fotogerada.

No catálogo do STC, a corrente máxima que pode ser gerada pelo módulo fotovoltaico é a medida quando há a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , quanto menor for a incidência de luz, menor é a corrente gerada.

A figura 24 ilustra o comportamento de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  pela radiação solar.

**Figura 24 – Variação de  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  pela Radiação Solar**



Fonte: ZILLES et al., 2012

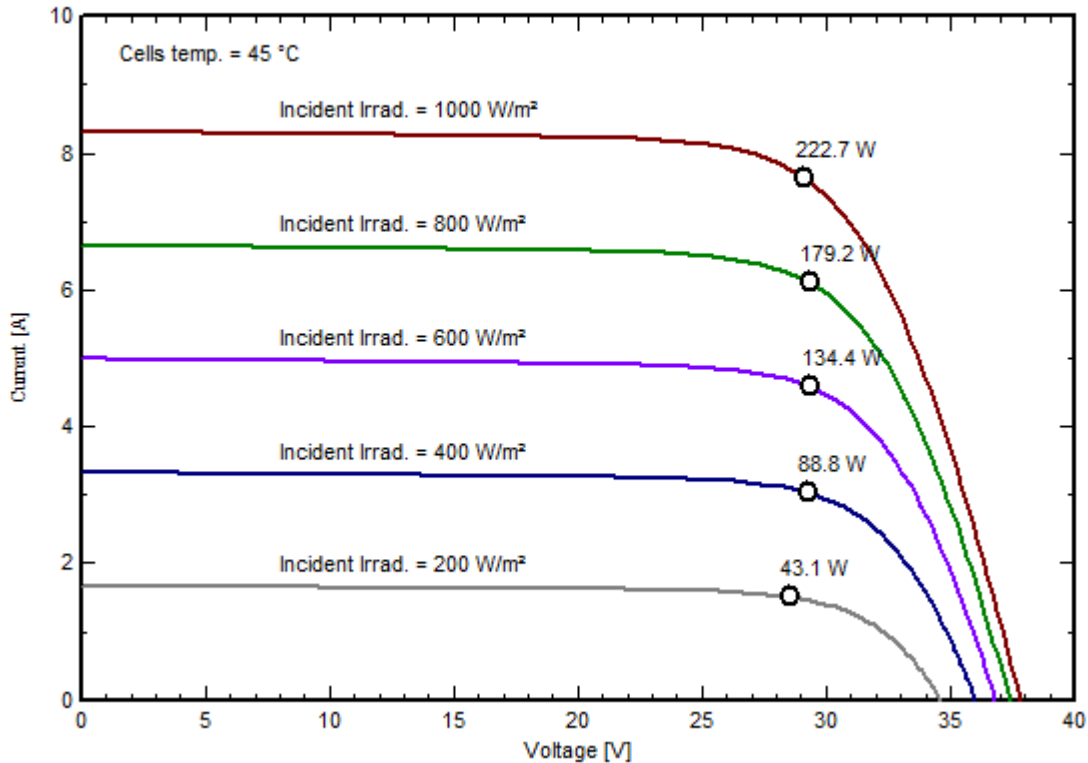
De fato, a tensão de saída das células fotovoltaicas não é gravemente afetada pela variação da radiação solar, uma vez que a mesma se torna constante a partir de um patamar mínimo de radiação solar.

Por outro lado, a figura 24 confirma a premissa de que a corrente fotogerada é diretamente proporcional à radiação solar incidente. Isso se deve ao fato de que quanto maior o número de fótons com energia superior ao gap de energia atingir a zona de depleção da célula fotovoltaica, maior o número de elétrons deslocados para a banda de condução e assim produzindo corrente útil.

A figura 25 ilustra curvas I-V para vários níveis de irradiância para o módulo fotovoltaico Yingli Solar modelo YL245P-23b.

**Figura 25 – Curvas I-V para Diferentes Níveis de Irradiância**

**PV module: Yingli Solar, YL245P-32b**



Fonte: PVsyst Database, 2009

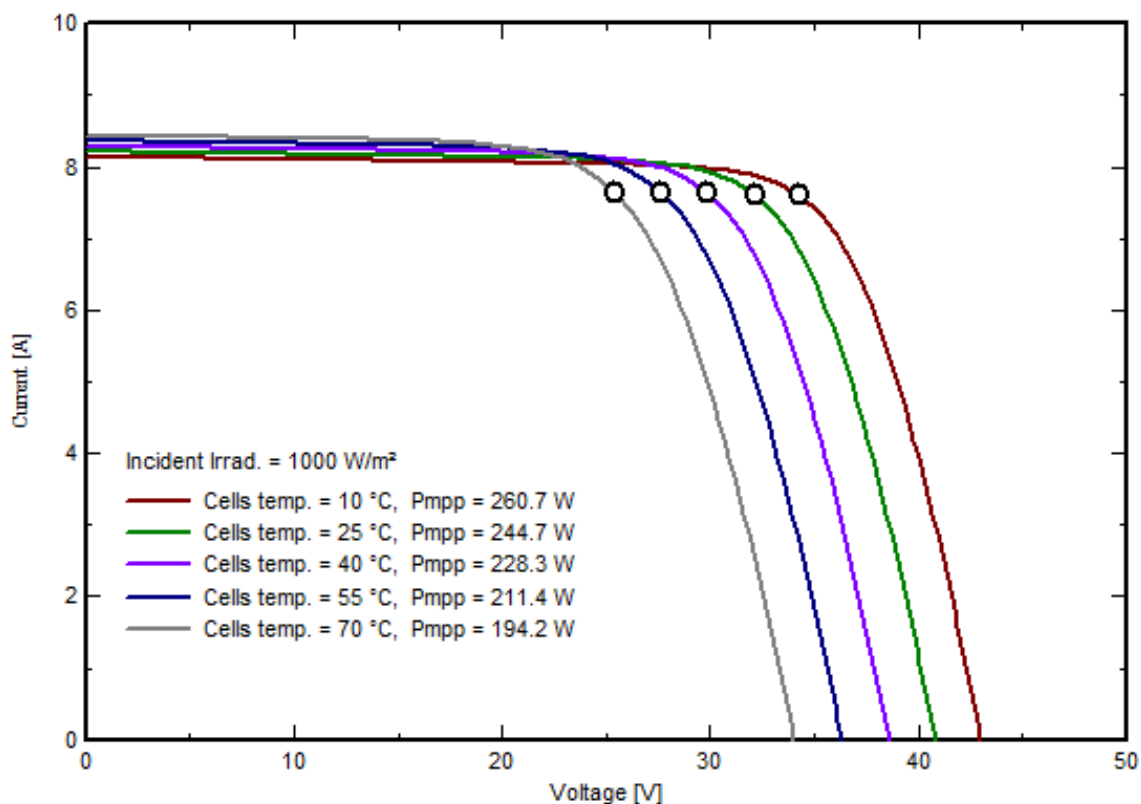
#### 2.4.1.3 Influência da Temperatura

A temperatura de operação da célula é outro fator ambiental que tem grande influencia sobre o desempenho da geração de energia.

Com relação à  $I_{SC}$ , há um ligeiro acréscimo de aproximadamente 0,05%/°C para módulos de silício cristalino, esta elevação é muito pequena e não acarreta em um aumento significativo de potência. Em contrapartida, a elevação da temperatura acarreta grandes distorções na tensão de saída da célula.

A taxa de variação da  $V_{OC}$  assume valores típicos em torno de  $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ , frequentemente utilizado para cálculos aproximados (ZILLES et al., 2012). A figura 26 ilustra curvas I-V para diferentes temperaturas de operação para o mesmo módulo YL245P-32b.

**Figura 26 – Curvas I-V para Diferentes Temperaturas**  
PV module: Yingli Solar, YL245P-32b



Fonte: PVSyst Database, 2009

A influência da temperatura na queda de tensão é tão significativa que foi criado outro padrão para teste dos módulos fotovoltaicos, o padrão NOCT (*Normal Operation Cell Temperature*).

Este padrão indica as tensões, correntes e potências do módulo em condições reais de operação, com temperatura ambiente de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , taxa de radiação solar de  $800 \text{ W}/\text{m}^2$ , massa de ar AM = 1,5 e velocidade de vento de  $1 \text{ m}/\text{s}$ .

O valor de NOCT fica em torno de  $45^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$ , valor típico encontrado nos ensaios dos fabricantes e pelos órgãos internacionais de normatização e certificação, pois essa é a temperatura média de uma célula solar quando a temperatura ambiente é de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ . Todavia, a

temperatura de operação da célula pode ainda ser superior a de NOCT, visto que a condição de resfriamento da célula por meio de correntes de ar e também a localização de instalação.

No Brasil, por exemplo, são raros os lugares em que a temperatura ambiente é de apenas 20 °C ao meio dia no verão. De acordo com Zilles et al (1999) a temperatura real de operação da célula fotovoltaica pode ser calculada pela Eq. 5.

$$T_C = T_a + \frac{H_{t,\beta}}{800} * (T_{NOCT} - 20) \quad (5)$$

Onde:

$T_C \rightarrow$  Temperatura de Operação da Célula em °C;

$T_a \rightarrow$  Temperatura Ambiente em °C;

$H_{t,\beta} \rightarrow$  Radiação Solar em  $W/m^2$ ;

$T_{NOCT} \rightarrow$  Temperatura em NOCT, fornecida pelo fabricante;

As características elétricas em NOCT ainda fornecem os coeficientes de temperatura do módulo fotovoltaico comercial como mostra a tabela 3.

**Tabela 3 – Características Térmicas do YL245P-32b**

Yingli Solar YL245P-32b	
Coef. Temp. Pmpp	-0,44%/°C
Coef. Temp. Vmpp	-0,47%/°C
Coef. Temp. Voc	-0,36%/°C

Fonte: Adaptado de PVsyst Database, 2009

Os coeficientes de temperatura permitem ao projetista inferir que, se o módulo trabalhará a uma temperatura de 45°C, temos  $45^\circ C - 25^\circ C = 20^\circ C$ , aplicando o coeficiente de temperatura Pmpp de -0,44%/°C temos uma perda de potência de  $20^\circ C * 0,44\%/^\circ C = 8,8\%$  com relação à potência gerada no STC.

## **2.5 Inversor Solar**

O inversor de frequência é o equipamento eletrônico que converte a eletricidade de tensão e corrente contínuas (C.C) em tensão e corrente alternadas (C.A). O inversor é necessário nos sistemas fotovoltaicos para alimentar consumidores em corrente alternada, já que a energia fotogerada é de natureza contínua (VILLALVA, 2015).

Além dessa função, os inversores para conexão à rede elétrica devem adequar a energia fotogerada para os padrões de distribuição do sistema integrado nacional (SIN) como tipo de onda, frequência, tensão e correntes de saída.

De modo geral, os inversores atuam como uma central de controle da usina solar fotovoltaica, ou seja, é o equipamento que garante o bom funcionamento de toda a cadeia de geração tanto no tocante à qualidade de energia quanto à função de extrair o máximo de potência possível com o auxílio do sistema de MPPT (Maximum Power Point Tracking).

### ***2.5.1 Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT)***

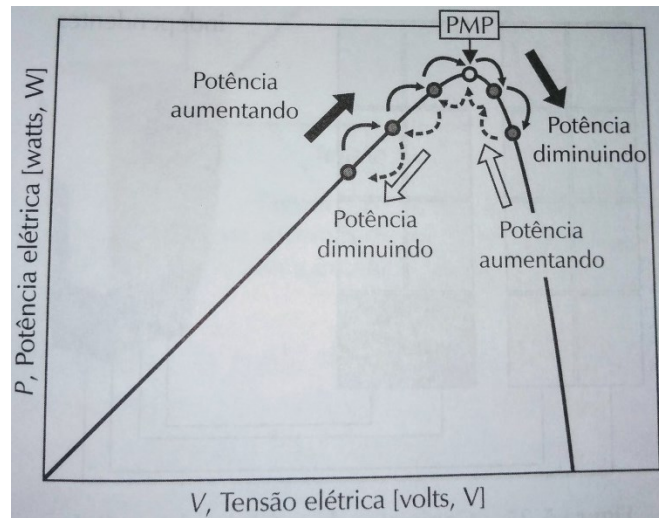
O sistema de MPPT tem o objetivo de garantir que os módulos operem em seu ponto de máxima potência instantaneamente que está diretamente relacionado às condições ambientais de operação (temperatura e radiação solar).

Essas condições ambientais mudam aleatoriamente durante o funcionamento do sistema. Portanto, o inversor deve ser capaz de controlar o nível de tensão de saída dos módulos para maximizar constantemente a produção de energia, proporcionando o maior rendimento de geração.

O MPPT funciona com um algoritmo muito simples, que consiste em perturbar a operação dos módulos, alterando intencionalmente a tensão em seus terminais e observar o que acontece com a potência fornecida (VILLALVA, 2015).

Se o inversor aumentar a tensão e observar que a potência também aumentou, o algoritmo continua aumentando até a potência começar a diminuir, o ponto de máxima potência é exatamente o ponto de inflexão do gráfico  $P \times V$  de operação do módulo como ilustra a figura 27.

**Figura 27 – Rastreamento do Ponto de Máxima Potência**



**Fonte: VILLALVA, 2015**

Na prática, os incrementos ou decrementos de tensão são muito pequenos, então se considera que o ponto de máxima potência foi atingido quando o algoritmo encontra uma situação de estabilidade e as perturbações acontecem na região de inflexão da curva de potência como mostrado na figura 27.

Os métodos de MPPT são vulneráveis à presença de sombras parciais nos módulos fotovoltaicos, uma vez que a condição ambiental não está mais homogênea em toda a cadeia de *strings* contemplada pelo mesmo inversor.

O algoritmo não consegue distinguir esses pontos de sombreamento e pode fazer com que o sistema opere em uma faixa de tensão e corrente que não corresponde ao máximo de potência que poderia ser extraído do sistema de fato com a condição irregular de radiação.

### **2.5.2 Características Técnicas dos Inversores Conectados à Rede**

A tabela 4 mostra as principais características técnicas dos inversores conectados à rede, essas especificações serão o guia do projetista na hora de projetar qualquer tipo de sistema fotovoltaico.

**Tabela 4 - Fronius Symo 10.0-3**

Dados Gerais			
Grau de Proteção		NEMA4X	
Consumo Noturno		<1W	
Retificador		Sem Transformador	
Temperatura de Operação		-40 - + 60°C	
Umidade Relativa		0 - 100%	
Eficiência		97%	
Dados de Entrada		Dados de Saída	
Potência PV (kWp)	8.0 - 13.0	Potência Máxima de Saída	9995W
Isc (MPPT1/MPPT2)	25A/16.5A	Corrente Máxima de Saída	29,7A
Faixa de Tensão MPP	300 - 500V	Tensão de Saída	208V - 220V - 240V
Faixa de Tensão de Operação	200 - 500V	Frequência de Saída	60Hz
Tensão Máxima de Entrada	600V	Fator de Distorção	<1,75%
Tensão Nominal de Entrada	370V	Fator de Potência	0 - 1

**Fonte: Adaptado de Catálogo Técnico Fronius Symo Brasil**

- Grau de Proteção

O grau de proteção de um equipamento fornece informações sobre sua capacidade de operar em ambientes agressivos, suportando chuva, calor, frio e poeira. A tabela 5 mostra que o inversor tem grau de proteção NEMA4X, ou seja, a instalação interna ou externa protege contra poeiras lançadas por vento e chuva, respingos de água, jatos de água e corrosão, além disso, protege contra danos causados pela formação de gelo no lado externo do gabinete do inversor.

- Consumo de Energia Noturno

O consumo noturno informado pelo fabricante diz respeito ao consumo de energia do inversor quando o mesmo está em modo *stand by* (modo de espera). À noite, quando não existe a possibilidade de geração de energia, o inversor é deligado automaticamente e apenas suas funções mínimas permanecem ativas, consumindo uma quantidade muito pequena de energia.



- Temperatura de Operação

É a temperatura do ambiente na qual o inversor está inserido, como qualquer equipamento eletrônico, o inversor é especificado para operar dentro de uma determinada faixa de temperatura, essas que se, excessivamente altas e baixas podem danificar o equipamento ou impedir seu funcionamento correto.

Em regiões sujeitas a extremo calor e frio, deve-se considerar a instalação dos inversores em locais fechados para lugares muito frios e lugares com arejados em lugares muito quentes.

- Umidade Relativa do Ar

Inversores de frequência são vulneráveis a umidades muito altas, em ambientes com esse tipo de característica, como regiões tropicais e litorâneas, deve-se considerar a instalação do inversor em local fechado e seco.

- Eficiência

Bons inversores possuem eficiência de pelo menos 95%, é a razão entre a energia que entra pela energia que sai do equipamento. Problemas como mismatch e sombreamento parcial afetam o desempenho de um inversor, por isso, o projetista deve sempre estar atento às especificações do fabricante para o bom funcionamento do sistema.

- Potência de Entrada e Saída do Inversor

Esse fator especificado pelo fabricante indica a faixa de potência de pico que o conjunto fotovoltaico deve ter para garantir o bom funcionamento do sistema, se a potência de pico c.c for muito pequena, o inversor está superdimensionado, acarretando maior custo de instalação e, se for demasiadamente pequena, a tensão de entrada pode até não ser suficiente para o inversor entrar em operação.

Por outro lado, um inversor subdimensionado acarreta em muitas perdas, pois a potência de saída (c.a) do inversor não ultrapassa a potência máxima de operação em hipótese alguma.

A potência de corrente alternada de saída é a máxima potência que o inversor pode injetar na rede respeitando a tensão de saída que precisa ser constante e a corrente máxima de saída.

- Corrente de Entrada e Saída Máximos

Todo inversor possui uma especificação de corrente contínua máxima admissível, este parâmetro é importante, pois é o limitador de *strings* em paralelo possíveis em um arranjo fotovoltaico, a corrente de curto-circuito do arranjo de módulos não pode ser superior à corrente contínua máxima admissível em seu inversor.

A corrente alternada máxima de saída diz respeito ao limite de geração do inversor, também importantes para o dimensionamento do cabeamento c.a e dispositivos de proteção.

- Tensão de Operação, Tensão MPP e Tensão Máxima de Entrada

A faixa de tensão de operação indica o patamar de tensão ótima onde o inversor opera, abaixo da tensão mínima e acima da tensão máxima o inversor interrompe o seu funcionamento. Já a faixa de MPP é onde o sistema de MPPT do inversor entra em operação a fim de otimizar a geração de potência elétrica.

- Tensão de Saída

A tensão de saída do inversor é fixa e precisa se adequar à tensão estipulada pela rede, alguns inversores possuem mais de uma configuração de tensão de saída para se adequar à padronização de países diferentes.

- Fator de Distorção

Esta característica do inversor se relaciona a forma de onda gerada pelo inversor, o fator de distorção deve ser o menor possível para inversores conectados à rede, quanto menor a distorção de onda, mais ela se assemelha a uma onda senoidal pura. Em geral as normas permitem um fator de distorção de no máximo 5%.

### ***2.5.3 Dispositivos Internos de Proteção de um Inversor***

Os inversores de frequência possuem diversos dispositivos de proteção que não só protegem o equipamento e o sistema como um todo, como também os técnicos que fazem a manutenção dos sistemas.

- **Chave de Desconexão de Corrente Contínua**

Item obrigatório nos inversores solares que pode ser acionada pelo usuário para desconectar internamente os módulos fotovoltaicos do circuito do inversor, permite que a manutenção do equipamento possa ser feita com segurança sem a necessidade de desfazer fisicamente as conexões dos cabos elétricos entre as *strings* e o inversor.

- **Proteção Conta Fuga de Corrente**

Os inversores são equipados com um sistema eletrônico que monitora a fuga de corrente para a terra através de um medidor de corrente contínua residual instalado na entrada do equipamento, onde é feita a conexão dos módulos fotovoltaicos.

Esse sistema impede o funcionamento do equipamento, desconectando-o da rede, se alguma fuga de corrente for detectada nos módulos.

- **Detecção de Ilhamento e Reconexão Automática**

Este recurso é exigido pelas normas que regem a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica e é necessário para garantir a segurança das pessoas, equipamentos e instalações nas situações de interrupção do fornecimento de energia proveniente da rede pública.

Se não houver um sistema de anti-ilhamento para fazer a desconexão do inversor à rede, o sistema fotovoltaico pode continuar alimentando sozinho os consumidores locais, energizando indevidamente a rede elétrica à qual está conectado, o que não é permitido devido aos riscos que isso representa para pessoas que realizam a manutenção da rede ou para outros equipamentos conectados a mesma.

O recurso de reconexão automática reconhece que a rede está funcionando normalmente e inicia novamente a operação do inversor sem a necessidade de um religamento do sistema.

#### ***2.5.4 Topologias Comerciais de Inversores Solares***

Existem diversos tipos de inversores solares para conexão com a rede no mercado, suas características se diferenciam uns dos outros pela aplicação, potência nominal e solução que cada tipo se propõe a realizar levando em consideração as peculiaridades de cada instalação.

##### ***2.5.4.1 Inversor Central***

Os inversores centrais são os maiores inversores em termos de potência e tamanho encontrados no mercado e podem ser alimentados por um grande número de módulos fotovoltaicos.

São inversores trifásicos usados em usinas de energia solar com potências acima de 100 kWp . A fabricante de inversores Siemens disponibilizam inversores centrais de até 5 MW de potência. A figura 28 ilustra o inversor solar central Siemens SINACOM PV5000.

**Figura 28 – Inversor Central Siemens SINACON PV5000**



**Fonte: Siemens<sup>8</sup>**

---

<sup>8</sup> Disponível em: < <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/systems/sinacpv.html> > Acesso em Set. 2019.

O custo relativo (R\$/W<sub>p</sub>) torna o inversor central uma boa opção para instalações de grande porte, além de que este tipo de instalação é feita em solo e longe dos grandes centros urbanos, as diversas *strings* não necessitam de diversos MPPTs, já que as fileiras sempre estão posicionadas em uma mesma inclinação e não há sombreamento parcial devido a construções verticais aos arredores da usina.

#### 2.5.4.2 Inversor String

O inversor *string* é o mais utilizado no mundo, ideal para microgeração, sua configuração de potência varia de 2 kW até 27 kW.

O inversor *string* atende tanto instalações de porte maior em solo quanto em sistemas residenciais e comerciais. Dependendo do tamanho do sistema, vários inversores podem ser empregados em paralelo, conectados a redes monofásicas ou trifásicas.

Uma grande vantagem deste tipo de inversor é a diversidade de sua configuração de potência, podendo se adequar a praticamente qualquer tipo de instalação fotovoltaica.

A figura 29 ilustra o inversor string Fronius Primo 8.2-1.

**Figura 29 – Inversor String Fronius Primo 8.2-1**



Fonte: Fronius<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Disponível em: < <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-8-2-1> > Acesso em Set. 2019

### 2.5.4.3 Micro Inversor Solar

Inseridos no mercado solar americano desde a década de 90, esta tecnologia de inversores vem tomando espaço no mercado brasileiro nos últimos dois anos, principalmente nas instalações residenciais de pequeno porte.

Os microinversores tem a mesma função dos inversores convencionais, porém, são mais compactos e são instalados debaixo dos módulos fotovoltaicos sem a necessidade de uma *string* box c.c. Esta característica de instalação, elimina os riscos de um arco elétrico c.c em um circuito elétrico que se fosse em uma instalação convencional, pode chegar a 1000V em corrente contínua.

Como os microinversores são projetados para o aporte de no máximo 4 módulos fotovoltaicos conectados individualmente, a tensão em corrente contínua nesses sistemas não passa de 50V.

A principal desvantagem dos microinversores é seu custo elevado no Brasil com relação aos inversores convencionais, porém suas vantagens construtivas como MPPT para cada módulo, simplicidade de instalação e versatilidade pode ser uma opção muito interessante para instalações de pequeno porte.

A figura 30 ilustra o microinversor APsystems-YC600.

**Figura 30 – Micro Inversor APsystems-YC600**



Fonte: APsystems<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Disponível em: <<https://apsystems.com/>> Acesso em Set. 2019.

### 3 METODOLOGIA

De acordo com os objetivos específicos deste trabalho, nesta etapa será descrito o modelo computacional utilizado para simular o funcionamento de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede utilizando-se dos parâmetros de instalação da Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência situada na Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais.

Para validar este projeto, foi feita uma verificação dos parâmetros da planta solar, comparou-se os resultados simulados com os resultados obtidos por Antunes (2018) e também com os resultados reais obtidos pelo sistema supervisor da usina.

Foi utilizado como plataforma para a produção do modelo, o software *PVsys*, como já foi citado anteriormente, é um programa largamente utilizado para modelagem de processos solares.

Com uma linguagem simples, o dimensionamento pelo software é feito a partir da escolha dos dados solarimétricos da região onde a usina será instalada, da orientação, disposição e inclinação dos módulos solares. O sistema é projetado de acordo com os equipamentos que serão usados na planta e análise de perdas elétricas e por sombreamento.

O modelo desenvolvido utilizou-se tanto da biblioteca solarimétrica do METEONORM 7.2 para estipular as condições ambientais e de irradiância do local desejado, como os dados coletados pela estação solarimétrica da UFV (Usina Fotovoltaica) TESLA para o ano de 2017. Para os dados obtidos pela biblioteca METEONORM 7.2, utilizou-se as coordenadas do prédio da Escola de Engenharia da UFMG como ilustra a figura 31.

**Figura 31 – Definição da Localização da Usina**

The screenshot shows a web interface for defining project location. It has three tabs: 'Geographical Coordinates', 'Monthly meteo', and 'Interactive Map'. The 'Project location' section includes a 'Show map' button and a 'Location' section with 'Site name' (UFMG), 'Country' (Brazil), and 'Region' (South America). The 'Geographical Coordinates' section includes 'Latitude' (-19.8696), 'Longitude' (-43.9620), 'Altitude' (815), and 'Time zone' (-3.0). There are also options for 'Meteo data Import' and 'Tabular I/O (Excel)'.

Fonte: Autor

A seguir, a biblioteca METEONORM 7.2 disponibiliza ao *PVsyst* os parâmetros ambientais e solares pertinentes como mostra a tabela 5.

**Tabela 5 – Parâmetros Ambientais UFMG METEONORM 7.2**

	Horizontal global irradiation	Horizontal diffuse irradiation	Temperature	Wind Velocity	Linke Turbidity	Relative Humidity
	kWh/m <sup>2</sup> .mth	kWh/m <sup>2</sup> .mth	°C	m/s	[-]	%
January	132.4	71.8	22.6	2.71	3.021	82.3
February	155.6	76.5	23.0	2.50	2.950	79.0
March	125.8	61.9	22.6	2.40	2.807	80.9
April	128.2	59.4	21.4	2.40	2.732	80.6
May	114.7	45.3	19.4	2.20	2.580	75.9
June	111.7	38.8	18.1	2.19	2.502	75.9
July	122.8	40.3	18.1	2.41	2.502	70.2
August	135.6	52.9	19.7	2.79	2.580	65.0
September	140.5	60.4	20.6	3.10	2.879	67.8
October	137.6	79.3	22.7	3.20	3.021	65.7
November	144.0	77.2	21.7	3.00	3.350	80.0
December	133.9	76.8	22.1	2.80	2.950	82.5
<b>Year</b>	<b>1582.8</b>	<b>740.6</b>	<b>21.0</b>	<b>2.6</b>	<b>2.823</b>	<b>75.5</b>

Fonte: Autor



Os dados solarimétricos coletados pela estação solar localizada na UFV TESLA se encontram na tabela 6.

**Tabela 6 – Parâmetros Solarimétricos UFV TESLA Medidos pela Estação Solar**

	<b>Irradiação Global Horizontal</b>	<b>Temperatura Ambiente</b>	<b>Velocidade do Vento</b>
	kWh/m <sup>2</sup> .mês	°C	m/s
<b>Janeiro</b>	196.0	24.9	1.9
<b>Fevereiro</b>	146.5	23.3	1.8
<b>Março</b>	178.0	23.7	1.7
<b>Abril</b>	140.4	22.7	1.7
<b>Mai</b>	126.6	20.4	1.5
<b>Junho</b>	124.1	19.5	1.4
<b>Julho</b>	128.4	17.4	1.7
<b>Agosto</b>	163.7	20.3	1.9
<b>Setembro</b>	180.0	20.9	2.2
<b>Outubro</b>	184.3	24.1	2.1
<b>Novembro</b>	142.7	22.4	1.8
<b>Dezembro</b>	153.7	23.6	1.7
<b>Anual</b>	<b>1864.3</b>	<b>21.9</b>	<b>1.8</b>

Fonte: Autor

Como apresentado nas tabelas 5 e 6, o valor anual de irradiação medido para o ano de 2017 foi 17,8% maior que o valor obtido pela biblioteca METEONORM 7.2 para o ano típico.

### **3.1 Caracterização da Usina Experimental Fotovoltaica TESLA**

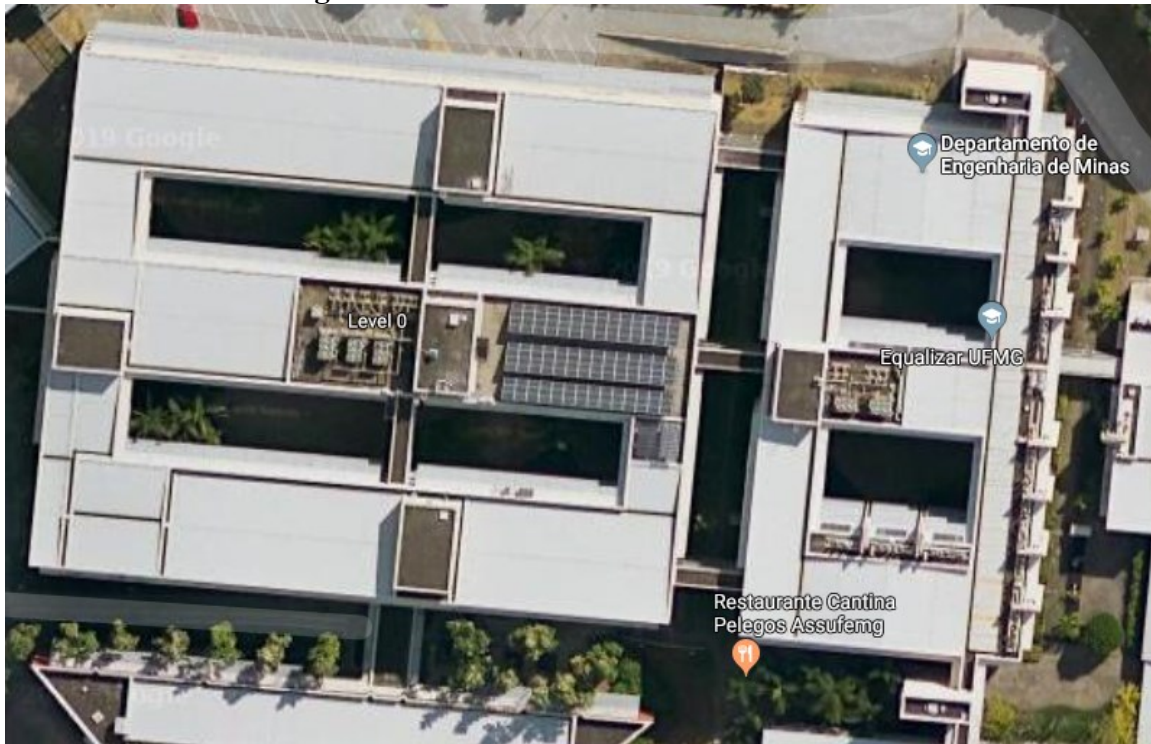
A UFV TESLA foi desenvolvida como parte do projeto de pesquisa e desenvolvimento feito pelo Laboratório Tesla Engenharia de Potência. Instalada na cobertura do Bloco I da Escola de Engenharia da UFMG, a UFV entrou em operação no dia 03 de junho de 2016 e possui como características básicas:

- Potência de pico total: 37,2 kWp;
- Potência de pico nominal: 36 kW;
- Previsão de energia entregue à rede: 53.847 kWh/ano;

- Área ocupada bruta: 439 m<sup>2</sup>;
- Área total dos módulos: 257 m<sup>2</sup> (154 módulos);

A figura 32 ilustra a vista aérea da usina fotovoltaica.

**Figura 32 – Vista Aérea Usina Fotovoltaica**



Fonte: Google Maps

A Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência será desenvolvida tendo em vista o atendimento de múltiplos objetivos, dentre os quais:

- Servir como fonte de potência para ensaios de conversores eletrônicos desenvolvidos e/ou avaliados pelo Laboratório TESLA.
- Possibilitar o ganho de know-how pela equipe do Laboratório TESLA no projeto, implantação, comissionamento, registro junto à ANEEL e operação de uma micro central de geração fotovoltaica.
- Fornecer energia elétrica para compensar o consumo de energia elétrica do Laboratório TESLA.
- Servir de laboratório para ensino e desenvolvimento de pesquisas sobre sistemas de geração fotovoltaica.

- Possibilitar aos estudantes dos níveis de graduação e pós-graduação da UFMG o acesso facilitado a uma central de geração fotovoltaica real.

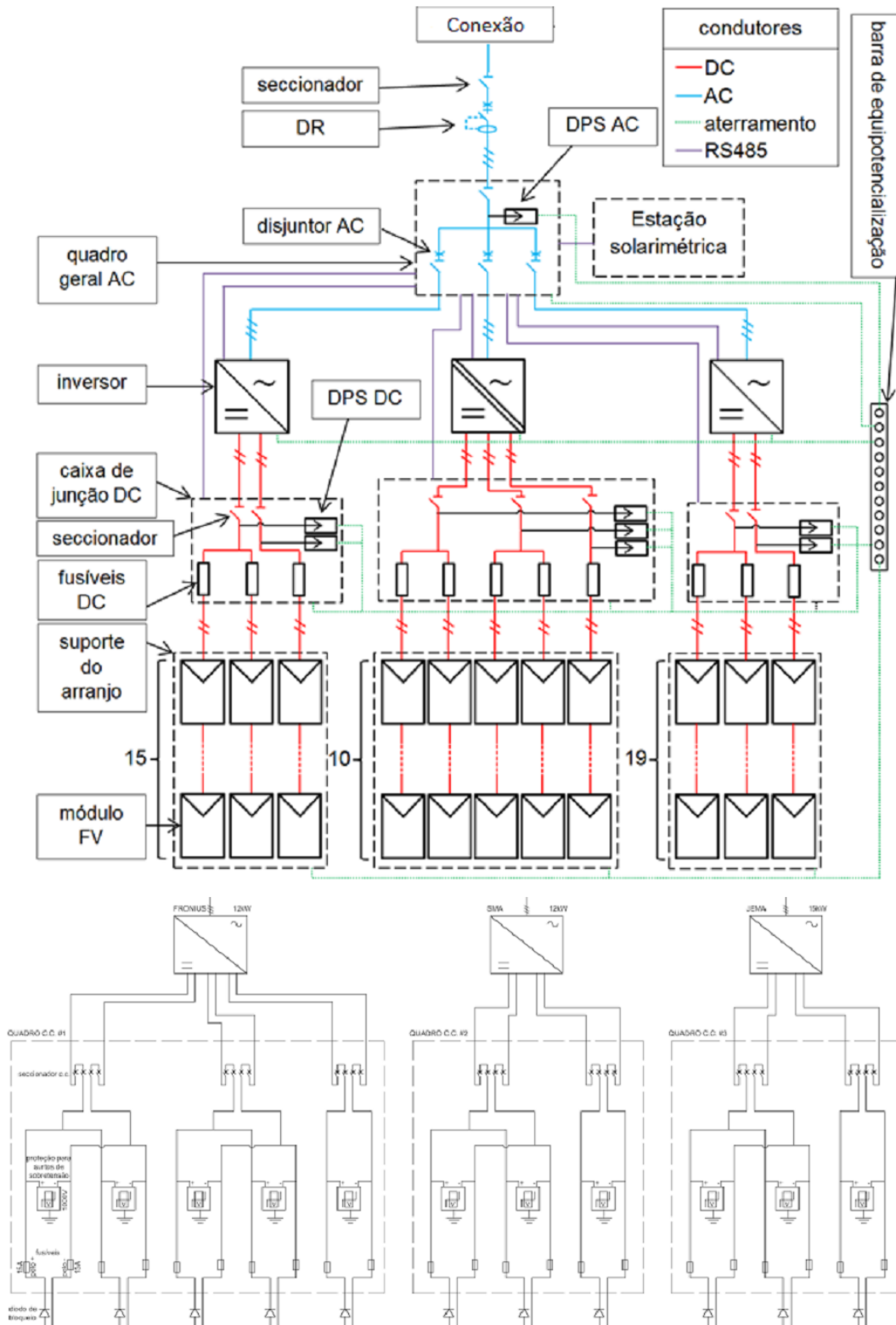
### ***3.1.1 Descritivo Geral***

A geração de energia fotovoltaica conectada a rede se dá por meio da associação de diversos componentes elétricos e estrutura de suporte para os módulos, cada um deles desempenha uma função específica seja na geração de potência, adequação da energia gerada, ou na proteção do sistema. A UFV TESLA conta com os seguintes componentes principais:

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversores *string* de frequência;
- Estrutura de fixação;
- Estação meteorológica;
- Transformadores de conexão e aterramento;
- Diodos de Bloqueio;
- Cabeamento CA e CC;
- Quadros de proteção CA e CC;

A figura 33 ilustra o diagrama elétrico da UFV:

**Figura 33 – Diagrama Elétrico UFV TESLA**



Fonte: Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

### 3.1.1.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos selecionados para a montagem da usina foram os painéis da fabricante Yingli Solar modelo YL245P-32b, cujos parâmetros se encontram na figura 34.

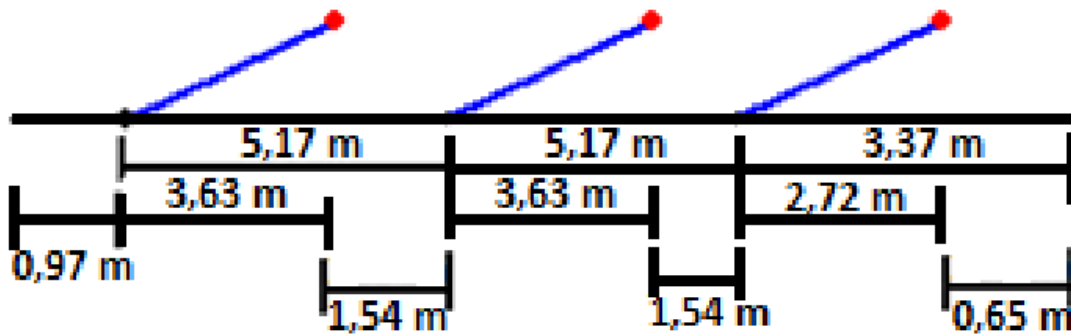
**Figura 34 – Características do Módulo YL245P-32b**

Manufacturer, model :	<b>Yingli Solar, YL245P-32b</b>				
Availability :	Prod. from 2009 to 2013				
Data source :	Manufacturer 2009				
<b>STC power (manufacturer)</b>	<b>Pnom</b>	<b>245 Wp</b>	<b>Technology</b>	<b>Si-poly</b>	
Module size (W x L)	0.990 x 1.810 m <sup>2</sup>		Rough module area	Amodule	1.79 m <sup>2</sup>
Number of cells	1 x 66		Sensitive area (cells)	Acells	1.61 m <sup>2</sup>
<b>Specifications for the model (manufacturer or measurement data)</b>					
Reference temperature	TRef	25 °C	Reference irradiance	GRef	1000 W/m <sup>2</sup>
Open circuit voltage	Voc	40.8 V	Short-circuit current	Isc	8.22 A
Max. power point voltage	Vmpp	32.2 V	Max. power point current	Impp	7.60 A
=> maximum power	Pmpp	244.7 W	Isc temperature coefficient	mulsc	4.9 mA/°C
<b>One-diode model parameters</b>					
Shunt resistance	Rshunt	250 ohm	Diode saturation current	IoRef	2.02 nA
Serie resistance	Rserie	0.45 ohm	Voc temp. coefficient	MuVoc	-147 mV/°C
Specified Pmax temper. coeff.	muPMaxR	-0.45 %/°C	Diode quality factor	Gamma	1.09
			Diode factor temper. coeff.	muGamma	0.000 1/°C
<b>Reverse Bias Parameters, for use in behaviour of PV arrays under partial shadings or mismatch</b>					
Reverse characteristics (dark)	BRev	3.20 mA/V <sup>2</sup>	(quadratic factor (per cell))		
Number of by-pass diodes per module		6	Direct voltage of by-pass diodes		-0.7 V
<b>Model results for standard conditions (STC: T=25°C, G=1000 W/m<sup>2</sup>, AM=1.5)</b>					
Max. power point voltage	Vmpp	32.1 V	Max. power point current	Impp	7.61 A
Maximum power	Pmpp	244.7 Wc	Power temper. coefficient	muPmpp	-0.44 %/°C
Efficiency(/ Module area)	Eff_mod	13.7 %	Fill factor	FF	0.730
Efficiency(/ Cells area)	Eff_cells	15.2 %			

Fonte: PVsyst Database, 2009

Os painéis foram posicionados com 25° de inclinação com relação à horizontal (ângulo *tilt*) e com ângulo azimute de -7°. O espaçamento entre as bases dos painéis é de 5,17 metros e o espaço entre as fileiras de 1,54 metros como ilustra a figura 35.

Figura 35 – Disposição Esquemática dos Módulos



Fonte: Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

As *strings* que constituem o diagrama mostrado na figura 36 foram distribuídas de forma que se reduzisse ao máximo as perdas ôhmicas por excesso de cabeamento e também reduzir as perdas por efeito de sombreamento parcial de uma *string*.

Figura 36 – Disposição das Strings nos 3 sub-arranjos

S1	S1	S1	S1	S1	S2	S2	S2	S2	S2	S3	S3	S3	S3
S1	S1	S1	S1	S1	S2	S2	S2	S2	S2	S3	S3	S3	S3
S1	S1	S1	S1	S1	S2	S2	S2	S2	S2	S3	S3	S3	S3
F1	F1	F1	F2	F2	F3	F3	F4	F4	F4	F5	F5	S3	S3
F1	F1	F1	F2	F2	F3	F3	F4	F4	F4	F5	F5	S3	P2
F1	F1	F2	F2	F2	F3	F3	F3	F4	F4	F5	F5	F5	P1
F1	F1	F2	F2	F2	F3	F3	F3	F4	F4	F5	F5	F5	J3
J1	J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3
J1	J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3
J1	J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3
J1	J1	J1	J1	J1	J2	J2	J2	J2	J2	J3	J3	J3	J3

Fonte: Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

### 3.1.1.2 Inversores de Frequência

A UFV TESLA Engenharia de Potência é composta por três inversores trifásicos, com potências de 10kW, 12kW e 15kW. Tendo em vista possibilitar a avaliação de equipamentos distintos, foram escolhidos inversores de diferentes fabricantes, entre os principais do mercado.

Devido às diferentes especificações desses inversores, a usina é dividida em 3 instalações com conexões comuns apenas no ponto de acoplamento com a rede de energia elétrica. A seguir descreve-se sucintamente cada uma das instalações.

- Inversor JEMA 15 kW: *strings* J1,J2,J3  
Número de Painéis: 19 por *string*
- Inversor Fronius 10 kW: *strings* F1,F2,F3,F4,F5  
Número de Painéis: 10 por *string*
- Inversor SMA 12 kW: *strings* S1,S2,S3  
Número de Painéis: 15 por *string*

1. A “*sub-array*” 1 é baseada no inversor Fronius IG Plus V, 10 kW, cujos parâmetros básicos são apresentados na tabela 7.

**Tabela 7 – Parâmetros Básicos Inversor Fronius IG PLUS V 10 kW**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Potência de Pico [kW]</b>	10
<b>Faixa de Tensão do MPPT [V]</b>	230-500
<b>Tensão Máxima de Entrada [Vdc]</b>	600
<b>Corrente Máxima de Entrada [Ade]</b>	46,2
<b>Entradas <i>string</i></b>	6
<b>Tensão de saída [V]</b>	400
<b>Corrente nominal de saída [A]</b>	14,5
<b>Dimensões [mm x mm x mm]</b>	434 x 250 x 1263

Fonte: Adaptado de Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

Para a *sub-array* 1, os painéis fotovoltaicos foram conectados em 5 arranjos em paralelo de 10 painéis em série, totalizando 50 painéis.

A Tabela 8 apresenta as características elétricas da *sub-array* 1.

**Tabela 8 – Características Elétricas da *sub-array* 1**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Número de Painéis por <i>string</i></b>	10
<b>Número de <i>strings</i> em Paralelo</b>	5
<b>Potência de Pico Total [W]</b>	12.250
<b>Tensão Máxima - <math>V_{mp}</math> [Vdc]</b>	329
<b>Corrente Máxima - <math>I_{mp}</math> [Adc]</b>	38,1
<b>Tensão de Circuito Aberto - <math>V_{oc}</math> [Vdc]</b>	460
<b>Corrente de Curto Circuito - <math>I_{sc}</math> [Adc]</b>	41,7
<b>Orientação (Azimute) [°]</b>	-7
<b>Inclinação [°]</b>	25

Fonte: Adaptado de Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

2. A *sub-array* 2 é baseada no inversor SMA Tripower, 12 kW, cujos parâmetros básicos são apresentados na tabela 9.

**Tabela 9 – Parâmetros Básicos Inversor SMA Tripower 12 kW**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Potência de Pico [kW]</b>	12
<b>Faixa de Tensão de MPPT [Vdc]</b>	150-800
<b>Tensão Máxima de Entrada [Vdc]</b>	1.000
<b>Corrente Máxima de Entrada [Adc]</b>	22
<b>Entradas</b>	2
<b>Número de Conexões</b>	5
<b>Tensão de Saída [V]</b>	400
<b>Máxima Corrente de Saída [A]</b>	19.2
<b>Dimensões</b>	665 x 265 x 690

Fonte: Adaptado de Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.



Para a *sub-array 2*, os painéis fotovoltaicos serão conectados em 3 arranjos em paralelo de 15 painéis em série, totalizando 45 painéis.

A Tabela 10 apresenta as características elétricas da *sub-array 2*.

**Tabela 10 – Características Elétricas da *Sub-array 2***

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Número de Painéis por <i>string</i></b>	15
<b>Número de <i>strings</i> em Paralelo</b>	3
<b>Potência de Pico Total [W]</b>	11.025
<b>Tensão Máxima - <math>V_{mp}</math> [Vdc]</b>	494
<b>Corrente Máxima - <math>I_{mp}</math> [Adc]</b>	22,9
<b>Tensão de Circuito Aberto - <math>V_{oc}</math> [Vdc]</b>	689
<b>Corrente de Curto Circuito - <math>I_{sc}</math> [Adc]</b>	25
<b>Orientação (Azimute) [°]</b>	-7
<b>Inclinação [°]</b>	25

Fonte: Adaptado de Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

3. A *sub-array 3* é baseada no inversor JEMA Siemens SINVERT, 15 kW, cujos parâmetros básicos são apresentados na tabela 11.

**Tabela 11 – Parâmetros Básicos Inversor JEMA Siemens SINVERT 15 kW**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Potência de Pico [kW]</b>	15
<b>Faixa de Tensão de MPPT [Vdc]</b>	250-850
<b>Tensão Máxima de Entrada [Vdc]</b>	950
<b>Corrente Máxima de Entrada [Adc]</b>	45
<b>Entradas</b>	2
<b>Número de Conexões</b>	6
<b>Tensão de Saída [V]</b>	380
<b>Máxima Corrente de Saída [A]</b>	25
<b>Dimensões</b>	600 x 550 x 1100

Fonte: Adaptado de Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

Para a *sub-array* 3, os painéis fotovoltaicos serão conectados em 3 arranjos em paralelo de 19 painéis em série, totalizando 57 painéis. A Tabela 7 apresenta as características elétricas da *sub-array* 3.

**Tabela 12 – Parâmetros Elétricos da *Sub-array* 3**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Número de Painéis por <i>string</i></b>	19
<b>Número de <i>strings</i> em Paralelo</b>	3
<b>Potência de Pico Total [W]</b>	13.965
<b>Tensão Máxima - <math>V_{mp}</math> [Vdc]</b>	626
<b>Corrente Máxima - <math>I_{mp}</math> [Adc]</b>	22,9
<b>Tensão de Circuito Aberto - <math>V_{oc}</math> [Vdc]</b>	873
<b>Corrente de Curto Circuito - <math>I_{sc}</math> [Adc]</b>	25
<b>Orientação (Azimute) [°]</b>	-7
<b>Inclinação [°]</b>	25

Fonte: Adaptado de Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

### 3.1.1.3 Cabeamento CC

Os cabos adquiridos para as conexões, conforme cálculos adequados da corrente e dos fatores de correção são cabos de #6mm<sup>2</sup> de classe de proteção de 1kV da fabricante Prysmian. Para conexão dos mesmos aos painéis, serão usados conectores especiais de aplicações fotovoltaicas do tipo MC4.

Como apresenta a figura 33, os cabos são conduzidos via condutores instalados junto da estrutura de suporte e fixação da usina.

Para o aterramento dos painéis e da estrutura metálica de suporte e fixação, foram utilizados cabos de aterramento (verde-amarelo) para conexão individual por painel e conexão à estrutura.

### 3.1.1.4 Dispositivos de Proteção CC

As conexões entre *strings* e os painéis fotovoltaicos serão realizadas através de um quadro de conexão CC, o qual constará de fusíveis, disjuntores e barramentos para possibilitar a associação das *strings* e posterior distribuição para os inversores. As três caixas de junção de *Strings* CC contam com os seguintes componentes:

- Painel #1 de *Strings* CC:
  - Configuração de 3 saídas com 5 entradas de *strings* 2/2/1
  - Painel de material plástico 400x600x130mm
  - Fusíveis Littelfuse SPF de 1000VDC e 15A nos polos positivos e negativos das *strings* com suportes para fusível LFPHV
  - Dispositivo de proteção DS50PV-1000 de 1000V contra surtos de sobretensão por *string*
  - Diodo de bloqueio por *string* com conexão MC4(Externo ao painel), tensão 1000VDC, corrente 9A
  - 3 Seccionadores MDC1A-040-1000-4V-9121 com capacidade 1000V / 40A nas saídas
- Painéis #2 e #3 de *Strings* CC:
  - Configuração de 2 saídas com 3 entradas de *strings* 2/1
  - Painel de material plástico 400x600x130mm
  - Fusíveis Littelfuse SPF de 1000VDC e 15A nos polos positivos e negativos das *strings* com suportes para fusível LFPHV
  - Dispositivo de proteção DS50PV-1000 de 1000V contra surtos de sobretensão por *string*
  - Diodo de bloqueio por *string* com conexão MC4 (Externo ao painel), tensão 1000VDC, corrente 9A
  - 2 Seccionadores MDC1A-040-1000-4V-9121 com capacidade 1000V / 40A nas saídas

As *strings* são conectadas no interior da caixa de junção de forma a alimentar os inversores solares. No interior da caixa de junção, logo na entrada das *strings*, são utilizadas

barras de cobre individuais para as *strings*, de forma a permitir maior flexibilidade para a ligação dos arranjos fotovoltaicos.

A caixa de junção foi planejada de forma a permitir o isolamento total da mesma com a instalação elétrica quando necessário, seja para fins de manutenção ou modificação das conexões entre *strings*. Para tal são utilizados disjuntores de quatro polos nas entradas das *strings* e nas saídas para os inversores solares.

Nas entradas, cada terminal CC da *string* percorre dois polos do disjuntor. Isso maximiza a capacidade de abertura do disjuntor e é recomendável em virtude da operação em corrente contínua e elevada tensão que os arranjos fotovoltaicos fornecem. Além disso, os disjuntores fornecem para o circuito elétrico mais uma proteção contra sobrecorrente. Da mesma forma, nas saídas dos arranjos fotovoltaicos são utilizados disjuntores de quatro polos.

A fim de aumentar a proteção das *strings* contra sobrecorrentes, foi utilizado em série a cada uma um fusível, o qual tem o objetivo de limitar a circulação de correntes elevadas e eventual operação da *string* como carga.

Ainda em série com as *strings*, no polo positivo, é utilizado um diodo de bloqueio que garante que se uma *string* reduzir a tensão fornecida devido a algum problema ou sombreamento, esta não receberá corrente reversa proveniente de outras *strings*, o que reduziria a eficiência da usina e ofereceria risco aos módulos fotovoltaicos.

### 3.1.1.5 Dispositivos de Proteção CA

No quadro de conexão CA, foram utilizadas chaves trifásicas que permitem o isolamento dos inversores com a rede elétrica, seja individualmente ou em conjunto por meio da chave de saída geral.

O quadro de Conexão CA conta com os seguintes componentes:

- Painel de material plástico 440x640x179mm
- 3 Entradas de 400V e 32A trifásicos
- Dispositivo de proteção Phoenix Contact VAL-MS 230/3+1 contra surtos de sobretensão
- 3 disjuntores trifásicos ABL SURSUM B23T4 de 400V e 23A nas entradas, 1 para cada inversor

- 1 disjuntor trifásico B63 na saída para proteção contra surtos de sobretensão
- Analisador de rede Janitza UMG 604 (alimentação por 24V)

#### *3.1.1.6 Monitoramento Solarimétrico e Climático*

Para possibilitar o acompanhamento da operação da usina e fornecer subsídios para a avaliação do desempenho da mesma frente ao esperado, a Usina Experimental Fotovoltaica conta com estação solarimétrica composta principalmente pelos seguintes equipamentos:

- Piranômetro Kipp & Zonen
- Sensor de temperatura ambiente e temperatura dos painéis.
- Barômetro.
- Sensor de humidade relativa do ar.
- Anemômetro.

#### *3.1.1.7 Medição de Energia*

A UFV conta com um sistema de medição de energia, composto por medidor Schneider PM850, com módulo de comunicação em rede PM8ECC e software para visualização remota das medições realizadas.

#### *3.1.1.8 Cabeamento CA*

Os cinco cabos (3xFase 1xNeutro 1xTerra) que conectam a saída da usina (400V) ao transformador abaixador localizado na subestação devem ser dimensionados para corrente nominal de circuito de 58A. E os cabos que conectam o transformador abaixador ao disjuntor QFBT1, 105A com a tensão nominal de 220V.

A distância entre a saída da instalação e o transformador na subestação é de 130m.

Os cabos selecionados foram de 120mm<sup>2</sup> para ambas as conexões em 400V e em 220V.

O condutor de terra, segundo a NBR5410, deve ser instalado para proteção e pode ter sua seção, no mínimo, igual à metade dos condutores de fase. Foi previsto um condutor de

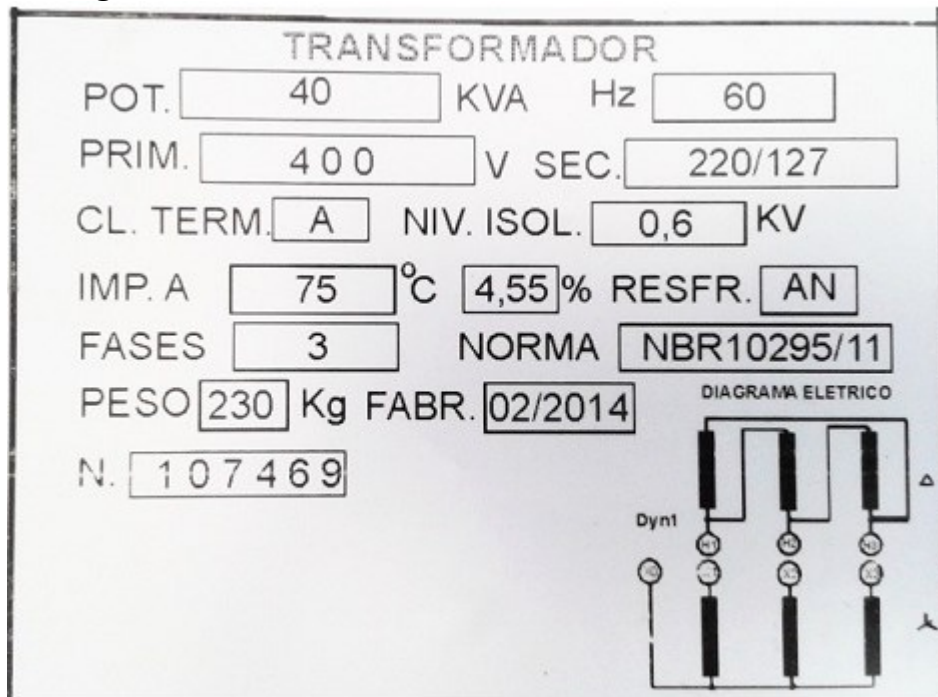
seção 70mm<sup>2</sup> para conexão da usina até a subestação sendo lá aterrado junto ao transformador abaixador.

### 3.1.1.9 Transformadores de Conexão e Aterramento

Para a instalação da usina solar, foi utilizado um transformador de aterramento do lado da usina. Esse transformador, com potência de 13,4kVA é do tipo Zig-Zag, por apresentar o benefício de redução das correntes de sequência zero no caso de um curto monofásico.

Para a conexão à rede de alimentação, foi utilizado um transformador abaixador com potência de 40kVA seguindo os requisitos estabelecidos pela distribuidora de energia CEMIG-D. Os parâmetros do transformador abaixador utilizado constam na figura 37.

**Figura 37 – Parâmetros do Transformador 400/220V 40kVA**



Fonte: Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

### 3.2 Dimensionamento do Sistema Solar

O primeiro passo para o dimensionamento de uma usina solar fotovoltaica é a verificação dos fatores limitantes do projeto, uma vez especificado quais módulos e quais inversores serão empregados.

Nesta etapa é feita a verificação da tensão e corrente resultante da combinação escolhida, é necessário garantir que a tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito do conjunto de *strings* não ultrapasse os limites estabelecidos pelo fabricante dos inversores empregados a fim de evitar desligamentos desnecessários e desgaste do equipamento.

Com base nos parâmetros elétricos (STC) do módulo especificado é feita a verificação para cada *sub-array*.

#### 3.2.1 Sub-array 1

**Tabela 13 – Parâmetros Elétricos Módulo e Inversor *Sub-array 1***

Módulo Yingli Solar YL245P-32b		Inversor Fronius IG PLUS V 10 kW	
Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
Potência [W]	244,7	Potência de Pico [kW]	10
Vmp [V]	32,2	Faixa de Tensão do MPPT [V]	230-500
Voc [V]	40,8	Tensão Máxima de Entrada [Vdc]	600
Coef. Temp. Voc [mV/°C]	-147	Corrente Máxima de Entrada [Ade]	46,2
Imp [A]	7,6		
Isc [A]	8,22		

Fonte: Autor

1. Número de módulos em série:

$$n^{\circ} \text{módulos} = \frac{V_{Trabalho}}{V_{mp}} = \frac{500}{32,2} = 15,53 > 10 \text{ módulos por string OK} \quad (6)$$

2. Tensão de isolamento:

Considerando a condição de mínima temperatura como sendo de 5°C:

$$V_{OC5} = V_{OCSTC} + \Delta T * -0,147V/^{\circ}C \quad (7)$$

$$V_{OC5} = 40,8V + ((5 - 25)^{\circ}C * -\frac{0,147V}{^{\circ}C}) = 43,74V$$

$$V_{Isola\c{c}ao} = V_{OC5} * n^{\circ}m\u00f3dulos = 43,74 * 10 = 437,4V < 600V \text{ OK} \quad (8)$$

3. Corrente de curto circuito da *sub-array*:

$$I_{SCsubarray} = I_{SC} * 5 = 8,22A * 5 = 41,1A < 46,2A \text{ OK} \quad (9)$$

4. C\u00e1lculo da pot\u00eancia m\u00e1xima da *sub-array*:

$$V_{string} = V_{mpNOCT} * n^{\circ}m\u00f3dulos \quad (10)$$

$$V_{mpNOCT} = V_{mp} + \Delta T * -0,147V/^{\circ}C \quad (11)$$

$$V_{mpNOCT} = 32,2V + \left( (45^{\circ}C - 25^{\circ}C) * -\frac{0,147V}{^{\circ}C} \right) = 29,26V \quad (12)$$

$$V_{string} = 29,26V * 10 = 292,6V \quad (13)$$

$$P_{string} = V_{string} * I = 292,6V * 7,6A = 2223,76W \quad (14)$$

$$P_{subarray} = P_{string} * 5 = 2223,76W * 5 = 11.118,8W \quad (15)$$

$$FDI = \frac{P_{subarray}}{P_{nom}} = \frac{11.118,8W}{10.000W} = 1,11 < 1,5 \text{ OK} \quad (16)$$

Com base na mem\u00f3ria de c\u00e1lculo descrita acima, \u00e9 poss\u00edvel afirmar que a *sub-array 1* da UFV TESLA est\u00e1 dentro dos padr\u00f5es de seguran\u00e7a de opera\u00e7\u00e3o.



### 3.2.2 Sub-array 2

**Tabela 14 – Parâmetros Elétricos Módulo e Inversor Sub-array 2**

Módulo Yingli Solar YL245P-32b			Inversor SMA Tripower 12kW	
Parâmetros	Valor		Parâmetros	Valor
Potência [W]	244,7		Potência de Pico [kW]	12
Vmp [V]	32,2		Faixa de Tensão do MPPT [V]	150-800
Voc [V]	40,8		Tensão Máxima de Entrada [Vdc]	1.000
Coef. Temp. Voc [mV/°C]	-147		Corrente Máxima de Entrada [Ade]	22
Imp [A]	7,6			
Isc [A]	8,22			

Fonte: Autor

1. Número de módulos em série:

$$n^{\circ} \text{módulos} = \frac{V_{Trabalho}}{V_{mp}} = \frac{800}{32,2} = 24,84 > 15 \text{ módulos por string OK} \quad (17)$$

2. Tensão de isolamento:

Considerando a condição de mínima temperatura como sendo de 5°C:

$$V_{OC5} = V_{OCSTC} + \Delta T * -0,147V/^{\circ}C \quad (18)$$

$$V_{OC5} = 40,8V + ((5 - 25)^{\circ}C * -\frac{0,147V}{^{\circ}C}) = 43,74V \quad (19)$$

$$V_{Isolação} = V_{OC5} * n^{\circ}módulos = 43,74 * 15 = 656,1V < 1.000V OK \quad (20)$$

3. Corrente de curto circuito da *sub-array*:

$$I_{SCsubarray} = I_{SC} * 3 = 8,22A * 3 = 24,66A > 22A \quad (21)$$

Corrente de curto circuito excede o valor de corrente máxima de entrada do inversor.

4. Cálculo da potência máxima da *sub-array*:

$$V_{string} = V_{mpNOCT} * n^{ºmódulos} \quad (22)$$

$$V_{mpNOCT} = V_{mp} + \Delta T * -0,147V/ºC \quad (23)$$

$$V_{mpNOCT} = 32,2V + \left( (45ºC - 25ºC) * -\frac{0,147V}{ºC} \right) = 29,26V \quad (24)$$

$$V_{string} = 29,26V * 15 = 438,9V \quad (25)$$

$$P_{string} = V_{string} * I = 438,9V * 7,6A = 3.335,64W \quad (26)$$

$$P_{subarray} = P_{string} * 3 = 3.335,64W * 3 = 10.006,92W \quad (27)$$

$$FDI = \frac{P_{subarray}}{P_{nom}} = \frac{10.006,92W}{12.000W} = 0,83391 < 1,5 \text{ OK} \quad (28)$$

A verificação da *sub-array 2* mostra que a corrente de curto circuito é ligeiramente acima da corrente máxima de entrada permitida pelo inversor, o que não deveria ocorrer para se evitar o fenômeno de *clipping* que nada mais é do que um efeito limitador de potência feita pelo inversor para proteger o sistema, gerando algum desperdício de energia dependendo da radiação instantânea.

Além disso, verificou-se que o inversor está sobredimensionado, ou seja, a capacidade de produção de energia total do inversor possui uma parte ociosa, visto que os módulos fotovoltaicos nunca atingirão a potência máxima que o inversor suporta.

Outro fator importante é a baixa tensão de operação com relação à tensão máxima de entrada permitida pelo inversor, pelo lado da segurança, não há problema algum com essa característica, porem em tempos de radiação solar baixa, a tensão poderá não ser suficiente (150V) para começar a gerar energia.

### 3.2.3 Sub-array 3

**Tabela 15 – Parâmetros Elétricos Módulo e Inversor *Sub-array 3***

Módulo Yingli Solar YL245P-32b		Inversor JEMA SINVERT 15kW	
Parâmetros	Valor	Parâmetros	Valor
Potência [W]	244,7	Potência de Pico [kW]	15
Vmp [V]	32,2	Faixa de Tensão do MPPT [V]	250-850
Voc [V]	40,8	Tensão Máxima de Entrada [Vdc]	950
Coef. Temp. Voc [mV/°C]	-147	Corrente Máxima de Entrada [Ade]	45
Imp [A]	7,6		
Isc [A]	8,22		

Fonte: Autor

1. Número de módulos em série:

$$n^{\circ} \text{módulos} = \frac{V_{Trabalho}}{V_{mp}} = \frac{850}{32,2} = 26,39 > 19 \text{ módulos por string OK} \quad (29)$$

2. Tensão de isolamento:

Considerando a condição de mínima temperatura como sendo de 5°C, temos:

$$V_{OC5} = V_{OCSTC} + \Delta T * -0,147V/^{\circ}C \quad (30)$$

$$V_{OC5} = 40,8V + ((5 - 25)^{\circ}C * -\frac{0,147V}{^{\circ}C}) = 43,74V \quad (31)$$

$$V_{Isolação} = V_{OC5} * n^{\circ}módulos = 43,74 * 19 = 831,06V < 950V OK \quad (32)$$

3. Corrente de curto circuito da *sub-array*:

$$I_{SCsubarray} = I_{SC} * 3 = 8,22A * 3 = 24,66A < 45A OK \quad (33)$$

4. Cálculo da potência máxima da *sub-array*:

$$V_{string} = V_{mpNOCT} * n^{\circ}módulos \quad (34)$$

$$V_{mpNOCT} = V_{mp} + \Delta T * -0,147V/^{\circ}C \quad (35)$$

$$V_{mpNOCT} = 32,2V + \left( (45^{\circ}C - 25^{\circ}C) * -\frac{0,147V}{^{\circ}C} \right) = 29,26V \quad (36)$$

$$V_{string} = 29,26V * 19 = 555,94V \quad (37)$$

$$P_{string} = V_{string} * I = 555,94V * 7,6A = 4.225,14W \quad (38)$$

$$P_{subarray} = P_{string} * 3 = 4.225,14W * 3 = 12.675,43W \quad (39)$$

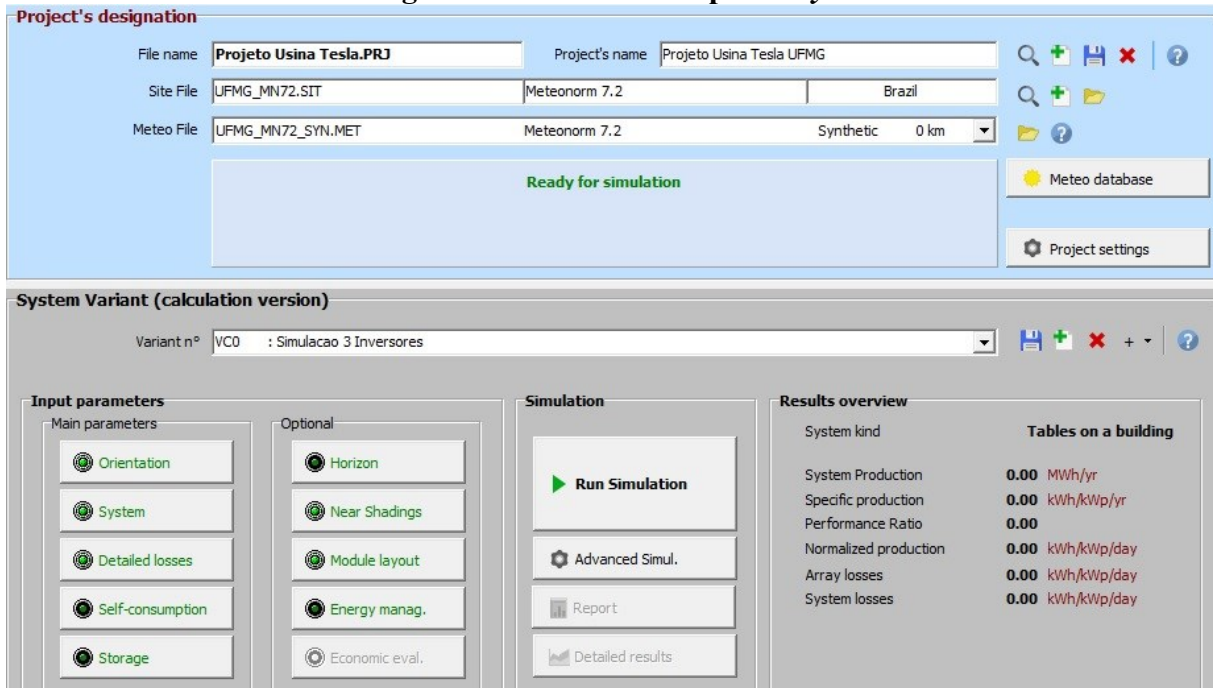
$$FDI = \frac{P_{subarray}}{P_{nom}} = \frac{12.675,43W}{15.000W} = 0,845 < 1,5 \text{ OK} \quad (40)$$

Apesar do sobredimensionamento observado assim como acontece na *sub-array 2*, é possível afirmar que a *sub-array 3* da UFV TESLA está dentro dos padrões de segurança de operação.

### 3.3 Descrição do Modelo no *PVsyst*

A partir da escolha do tipo de dimensionamento desejado, no caso da UFV TESLA é a opção de sistema conectado à rede, abre-se o menu principal do programa. O *PVsyst* fornece uma gama de opções e ferramentas para o projetista detalhar e minuciar o projeto. Quanto mais detalhado e minucioso é o dimensionamento, maior a probabilidade de a simulação condizer com os dados reais. A figura 38 mostra a tela de menu principal do *PVsyst*.

**Figura 38 – Menu Principal PVsyst**



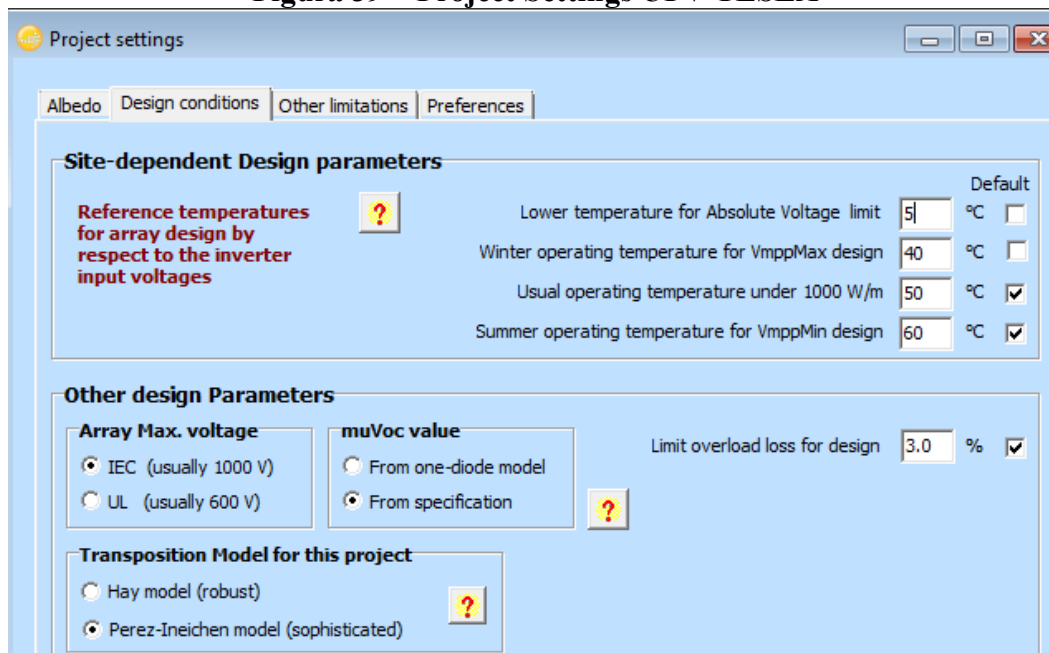
**Fonte: Autor**

Como já foi dito anteriormente, os dados geográficos e solarimétricos da usina já foram configurados no programa, deste modo é necessário configurar o “Project settings” e todos os parâmetros de entrada do sistema de variáveis do projeto.

### **3.3.1 Project Settings**

Nesta aba o projetista determinará os parâmetros de simulação que independem do dimensionamento do sistema. Nele o projetista definirá o tipo de albedo do ambiente, temperatura mínima para se calcular o máximo Voc, temperatura de operação de célula e o tipo de simulação levando em consideração a radiação difusa como mostra a figura 39.

Figura 39 – Project Settings UFV TESLA

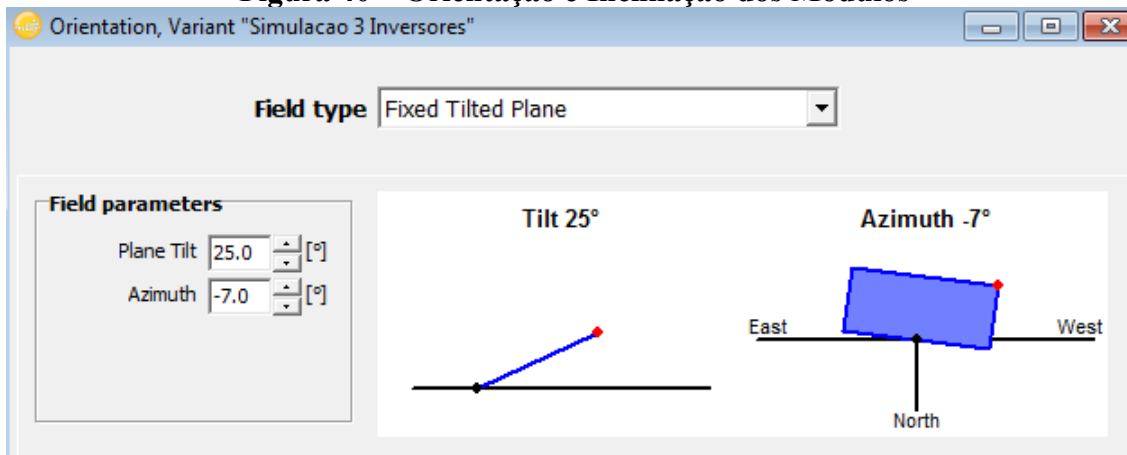


Fonte: Autor

### 3.3.2 Orientation

A orientação e inclinação dos módulos foram definidas de acordo com as especificações da UFV TESLA, ou seja, Azimute de  $-7^\circ$  e ângulo de inclinação de  $25^\circ$  como ilustra a figura 40.

Figura 40 – Orientação e Inclinação dos Módulos



Fonte: Autor

### 3.3.3 System

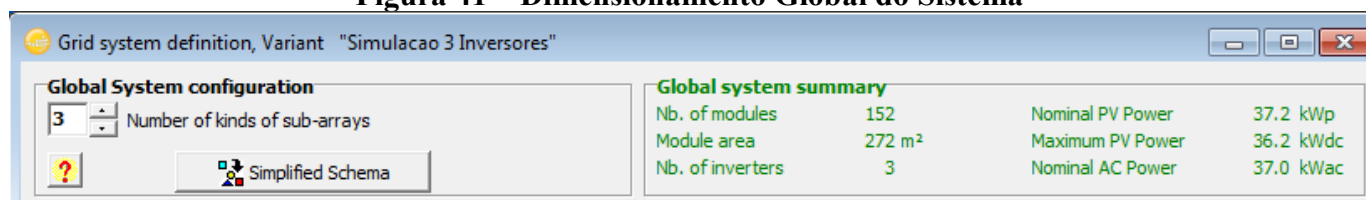
O dimensionamento do sistema e a escolha dos equipamentos são feitos nesta aba, o *PVsystem* permite a escolha do dispositivo específico que será utilizado na planta tanto inversor de frequência quanto módulo solar.

O *PVsystem* possui um banco de dados contendo as características de funcionamento de equipamentos de diversos modelos e fabricantes. Se por ventura o dispositivo que será usado na usina não constar no banco de dados do programa, o arquivo contendo as características do equipamento pode ser facilmente criado ou adicionado à lista de dispositivos pelo usuário.

Como já foi dito anteriormente, o projeto da UFV TESLA foi feito dividindo a usina em 3 *sub-arrays*, cada inversor na planta é responsável por uma *sub-array* contendo 3 ou 5 strings cada.

A figura 41 ilustra a descrição geral do sistema.

**Figura 41 – Dimensionamento Global do Sistema**



Fonte: Autor

#### 3.3.3.1 Sub-array 1

Seguindo o projeto da usina apresentado pelo descritivo completo elaborado pelo laboratório TESLA, a *sub-array 1* é constituída por 50 módulos Yingli Solar YL245P-32b divididos por 5 *strings* de 10 módulos cada e um inversor solar Fronius IG Plus 120 V-3 com potência nominal de 10 kW.

A figura 42 ilustra as configurações da *sub-array 1* no *PVsystem*.

**Figura 42 – Configurações *Sub-array 1 PVsyst***

Strings F1, F2, F3 | Strings S1, S2, S3 | Strings J1, J2, J3

**Sub-array name and Orientation**  
 Name: Strings F1, F2, F3, Order: 1, Tilt: 25°, Azimuth: -7°, Orient: Fixed Tilted Plane

**Presizing Help**  
 No sizing, Enter planned power: 0.0 kWp,  ... or available area(modules): 0 m<sup>2</sup>

**Select the PV module**  
 All modules, Filter: All PV modules, Yingli Solar, 245 Wp 27V Si-poly YL245P-32b, Until 2013, Manufacturer 2009, Open  
 Sizing voltages: Vmpp (60°C) 26.9 V, Voc (5°C) 40.8 V  
 Use Optimizer

**Select the inverter**  
 Available Now, Output voltage 400 V Tri 50Hz, 50 Hz, 60 Hz, Fronius International, 10 kW 230 - 500 V HF Tr 50/60 Hz IG Plus 120 V-3, Since 2008, Open  
 Nb. of inverters: 1, Operating Voltage: 230-500 V, Global Inverter's power: 10.0 kWac, Input maximum voltage: 600 V, "String" inverter with 6 inputs

**Design the array**  
**Number of modules and strings**  
 Mod. in series: 10, between 9 and 14, Nbre strings: 5, Overload loss: 0.1%, Pnom ratio: 1.23, Show sizing  
**Nb. modules: 50 Area: 90 m<sup>2</sup>**

**Operating conditions**  
 Vmpp (60°C): 269 V, Vmpp (40°C): 299 V, Voc (5°C): 408 V  
 Plane irradiance: 1101 W/m<sup>2</sup>, Impp (GMax): 42.1 A, Isc (GMax): 41.1 A, Isc (at STC): 41.1 A  
 Max. in data,  STC, Max. operating power at 1101 W/m<sup>2</sup> and 50°C: 11.9 kW, **Array nom. Power (STC): 12.3 kWp**

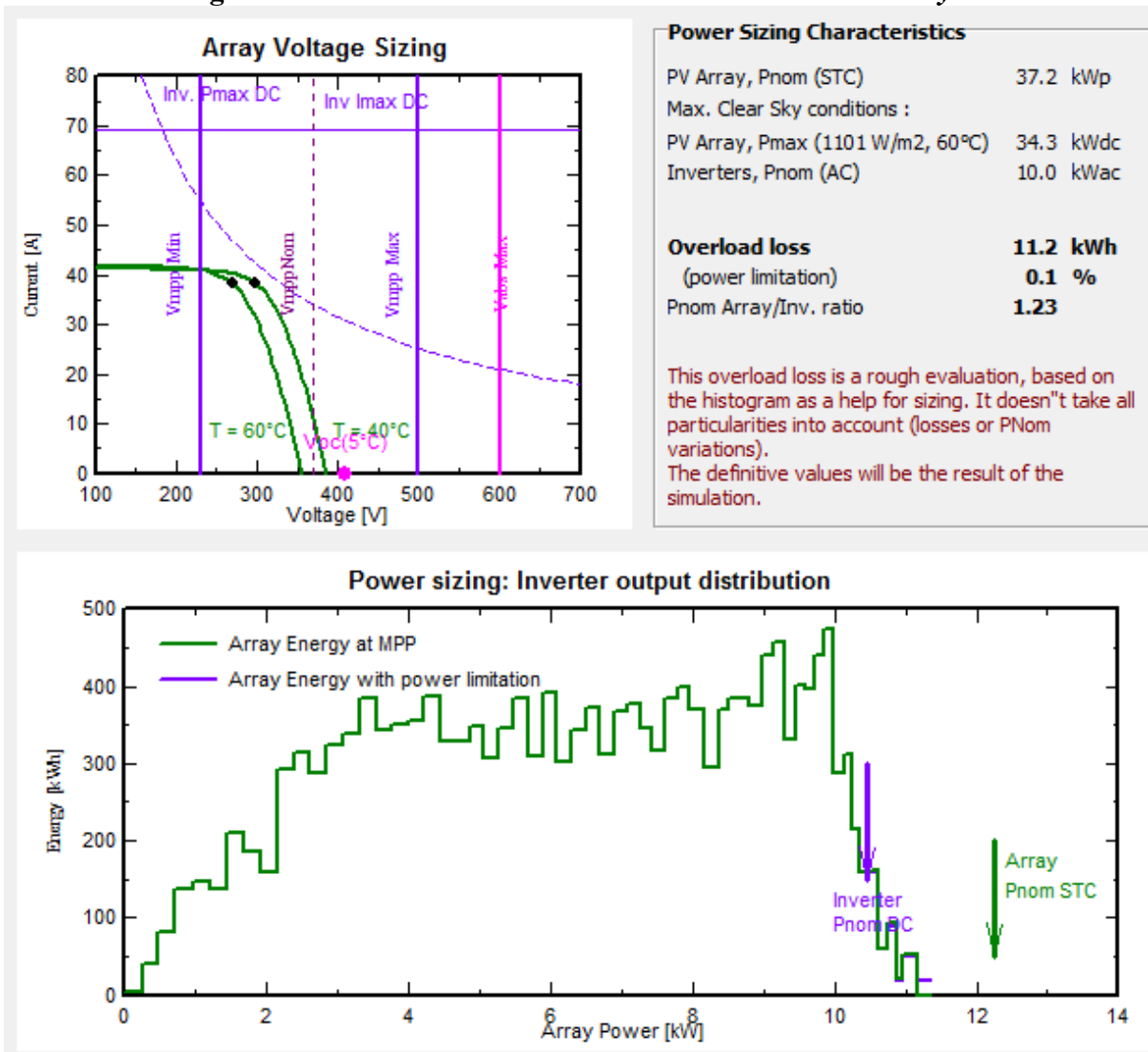
Fonte: Autor

Uma função muito útil dentro do dimensionamento do *PVsyst* é a função “*show sizing*”, com as configurações de entrada estipuladas, o software gera um gráfico com os valores de tensão, corrente e potência da *string* e as compara com os valores de entrada do inversor para o projetista avaliar a segurança do modelo, sobredimensionamento e *clipping* que possa ocorrer no sistema.

O gráfico gerado para a *sub-array 1* é ilustrado na figura 43.



Figura 43 – Características do Dimensionamento *Sub-array 1*



Fonte: Autor

O gráfico “*Array Voltage Sizing*” mostra que a Voc para temperatura de operação de 5°C da *sub-array 1* nunca alcançará a Vmpp Máx do inversor e também a corrente no mppt para 60°C e 40°C com irradiação máxima medida para a localidade da usina não ultrapassará a corrente máxima (Imax DC) permitida pelo inversor.

O gráfico “*Power sizing: Inverter output distribution*” mostra que haverá um ligeiro *clipping* no sistema 0,1%, ou seja, 11,2 kWh deixarão de ser gerados devido ao ligeiro sobredimensionamento do inversor.

### 3.3.3.2 Sub-array 2

Seguindo o projeto da usina apresentado pelo descritivo completo elaborado pelo laboratório TESLA, a *sub-array 2* é constituída por 45 módulos Yingli Solar YL245P-32b divididos por 3 *strings* de 15 módulos cada e um inversor solar SMA Tripower com potência nominal de 12 kW.

A figura 44 ilustra as configurações da *sub-array 2* no *PVsyst*.

Figura 44 – Configurações *Sub-array 2* *PVsyst*

The screenshot displays the PVsyst configuration for Sub-array 2. The interface is organized into several functional areas:

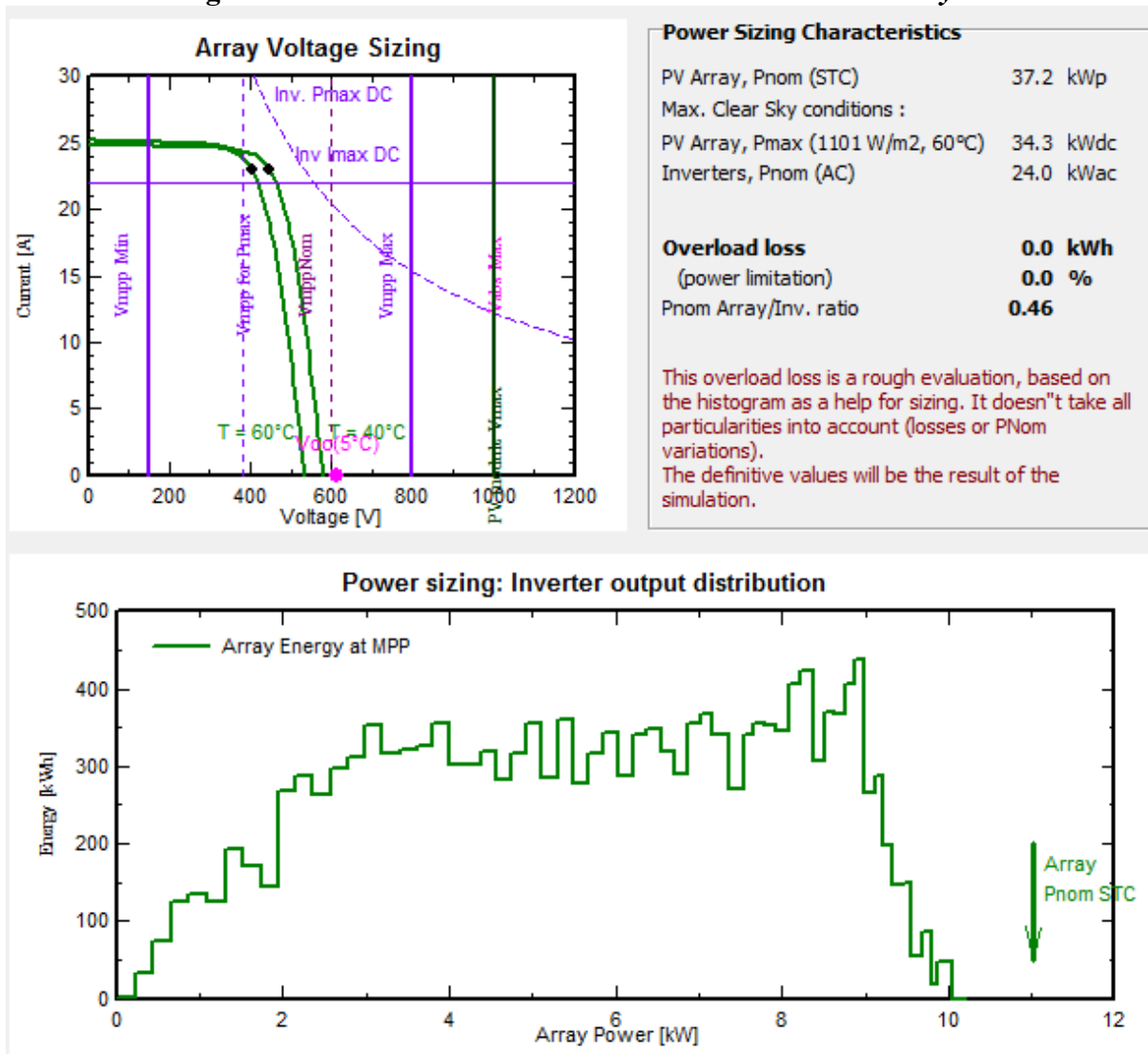
- Sub-array name and Orientation:** Name: Strings S1, S2, S3; Order: 2; Tilt: 25°; Azimuth: -7°.
- Presizing Help:** No sizing selected; Enter planned power: 0.0 kWp; or available area(modules): 0 m².
- Select the PV module:** All modules filter; Selected: Yingli Solar, 245 Wp 27V Si-poly YL245P-32b, Until 2013, Manufacturer 2009. Sizing voltages: Vmpp (60°C) 26.9 V, Voc (5°C) 40.8 V.
- Select the inverter:** All inverters filter; Selected: SMA, 12 kW 150 - 800 V TL 50/60 Hz Sunny Tripower 12000TL-10, Until 2014. Output voltage: 400 V Tri 50Hz. Nb of MPPT inputs: 1. Operating Voltage: 150-800 V. Inverter power used: 12.0 kWac. Input maximum voltage: 1000 V. Inverter with 2 Unbalanced MPPT.
- Design the array:** Number of modules and strings: Mod. in series 15, Nbre strings 3. Overload loss: 0.0%, Pnom ratio: 0.92. Nb. modules: 45, Area: 81 m². Operating conditions: Vmpp (60°C) 404 V, Vmpp (40°C) 448 V, Voc (5°C) 612 V. Plane irradiance: 1101 W/m². Max. operating power at 1101 W/m² and 50°C: 10.7 kW. Array nom. Power (STC): 11.0 kWp.

Fonte: Autor

Como já foi demonstrado, a relação FDI da *sub-array 2* é de 0,92, ou seja o inversor está ligeiramente superdimensionado dado sua potência nominal maior que a potência máxima dos módulos no STC.

A figura 45 ilustra as características de dimensionamento da *sub-array 2*.

Figura 45 – Características do Dimensionamento *Sub-Array 2*



Fonte: Autor

O gráfico “*Array Voltage Sizing*” mostra que a Voc para temperatura de operação de 5°C da *sub-array 1* não alcançará a Vmpp Máx do inversor, porém, a corrente no mppt para 60°C e 40°C com irradiação máxima medida para a localidade da usina ultrapassa a corrente máxima (Imax DC) permitida pelo inversor. Já o gráfico “*Power sizing: Inverter output distribution*” mostra a disparidade entre a potência de módulo da *sub-array 2* com a potência nominal do inversor.

### 3.3.3.3 Sub-array 3

Seguindo o projeto da usina apresentado pelo descritivo completo elaborado pelo laboratório TESLA, a *sub-array 3* é constituída por 57 módulos Yingli Solar YL245P-32b divididos por 3 *strings* de 19 módulos cada e um inversor solar JEMA SINVERT com potência nominal de 15 kW. A figura 46 mostra as configurações da *sub-array 3* no PVsyst.

Figura 46 – Configurações *Sub-array 3* PVsyst

The screenshot displays the PVsyst software interface for configuring Sub-array 3. The interface is organized into several sections:

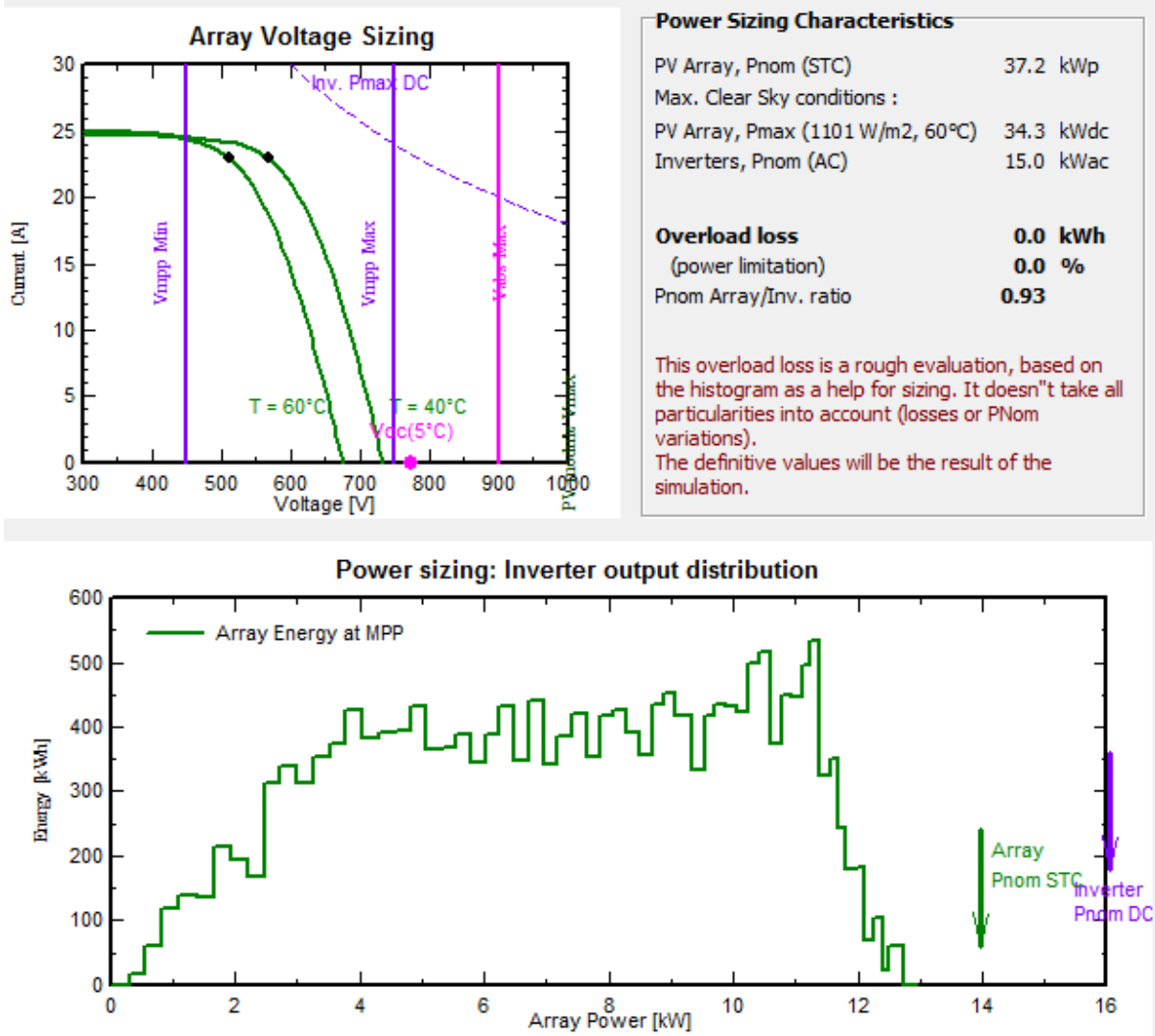
- Sub-array name and Orientation:** Name: Strings J1, J2, J3; Order: 3; Tilt: 25°; Azimuth: -7°; Orientation: Fixed Tilted Plane.
- Presizing Help:** No sizing selected; Enter planned power: 0.0 kWp; ... or available area(modules): 0 m².
- Select the PV module:** All modules; Filter: All PV modules; Selected module: Yingli Solar, 245 Wp 27V Si-poly YL245P-32b, Until 2013, Manufacturer 2009. Sizing voltages: Vmpp (60°C) 26.9 V, Voc (5°C) 40.8 V. Use Optimizer: unchecked.
- Select the inverter:** All inverters; Output voltage 400 V Tri 50Hz; Selected inverter: Siemens, 15 kW 450 - 750 V LF Tr 50/60 Hz Sinvert 20, Until 2007. Nb. of inverters: 1; Operating Voltage: 450-750 V; Input maximum voltage: 900 V; Global Inverter's power: 15.0 kWac; Master/Slave inverter: Slave.
- Design the array:** Number of modules and strings: Mod. in series: 19; Nbre strings: 3; Overload loss: 0.0%; Pnom ratio: 0.93. Operating conditions: Vmpp (60°C) 511 V, Vmpp (40°C) 568 V, Voc (5°C) 775 V. Plane irradiance: 1101 W/m²; Imp (GMax) 25.2 A; Isc (GMax) 24.7 A; Isc (at STC) 24.7 A. Max. operating power: 13.6 kW at 1101 W/m² and 50°C. Array nom. Power (STC): 14.0 kWp. The inverter power is slightly oversized.

Fonte: Autor

Como já foi demonstrado, a relação FDI da *sub-array 2* é de 0,93, ou seja o inversor está ligeiramente superdimensionado dado sua potência nominal maior que a potência máxima dos módulos no STC.

A figura 47 ilustra as características de dimensionamento da *sub-array 3*.

**Figura 47 - Características de Dimensionamento *Sub-array 3***



Fonte: Autor

De forma análoga à *sub-array 2*, o gráfico de dimensionamento do sistema mostra um superdimensionamento do inversor com relação à potência instalada de pico da usina.

### 3.3.4 Detailed Losses

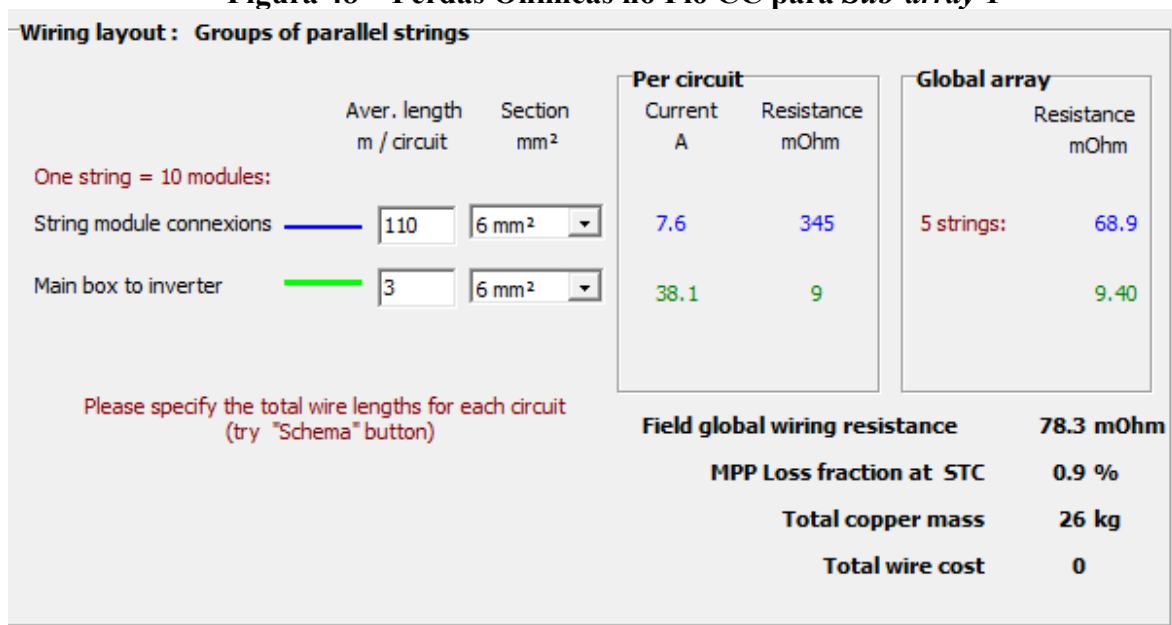
Nesta etapa do dimensionamento, o projetista tem a opção de definir as perdas do sistema. O *PVsys* dá opções para definir as perdas ôhmicas por cabeamento, perdas no transformador, perdas térmicas, perdas óticas, perdas por *mismatch*, entre outras.

#### 3.3.4.1 Perdas Ôhmicas

De acordo com o descritivo geral da usina, foram usados cabeamento solar CC com diâmetro de  $6\text{mm}^2$ , foi calculado que seria necessário 110 metros de cabeamento CC para a *sub-array 1* e 3 e 86 metros para a *sub-array 2*, totalizando 315 metros de cabeamento CC. A análise de perdas ôhmicas do *PVsys* indica que teremos 2,33% de perdas ôhmicas no cabeamento CC considerando condições do STC.

A figura 48 ilustra o calculo de perdas ôhmicas para a *sub-array 1*.

**Figura 48 – Perdas Ôhmicas no Fio CC para *Sub-array 1***



Fonte: Autor

Com relação ao transformador ao cabeamento CA, o descritivo da usina estipula 450 metros de cabeamento com diâmetro de  $120\text{mm}^2$  e transformador com eficiência de 95,45%.

A figura 49 ilustra como foi feito a simulação dessas perdas.

**Figura 49 – Perdas Ôhmicas no Circuito CA e Transformador**

**AC losses after the inverter (Full system)**

**AC circuit: inverter to injection point**

Significant length, to be accounted for

Length Inverter to injection:  m   %

Loss fraction at STC:  %

STC: Pac = 36 kW, Vac = 400 V Tri, I = 51 A

Voltage drop at STC: 5.8 V (1.5 %)

Between inverter and transfo     This sub-system  
 From transfo to injection     Whole system

**External transformer**

External transformer present default

Iron loss (constant value):  %  kW

Resistive/Inductive losses:  % at STC

(quadratic,  $R * I^2$ , R = 205.0 mOhm

Night disconnect     This sub-system  
 Whole system

Fonte: Autor

### 3.3.4.2 Perdas Térmicas

Na aba de perdas térmicas é possível definir o tipo de instalação na qual os módulos serão fixados, se serão montados no chão com livre circulação de ar, se serão semi-integrados com ventilação natural ou se serão montados totalmente integrados à estrutura sem ventilação ou circulação de ar.

Após a escolha do tipo de instalação, o *PVsys* calcula a taxa de transferência de calor  $U_c$  (W/m<sup>2</sup>K) e o valor de  $T_{NOCT}$  para este tipo de estrutura como mostra a figura 50.

**Figura 50 – Parâmetros Térmicos da UFV TESLA**

**Field Thermal Loss Factor**

Thermal Loss factor:  $U = U_c + U_v * \text{Wind vel}$

Constant loss factor  $U_c$ :  W/m<sup>2</sup>k

Wind loss factor  $U_v$ :  W/m<sup>2</sup>k / m/s

**Default value acc. to mounting**

"Free" mounted modules with air circulation  
 Semi-integrated with air duct behind  
 Integration with fully insulated back

**Standard NOCT factor**

Alternative definition:

NOCT coefficient:  °C

for "Nominal Operating Cell Temperature"  
 Temperature of "free" mounted modules in open circuit, under  $G=800 \text{ W/m}^2$ ,  $T_{amb}=20^\circ\text{C}$ , Wind=1 m/s.

NOCT definition:

Open circuit (at Voc)   
 Loaded (at Pmpp)

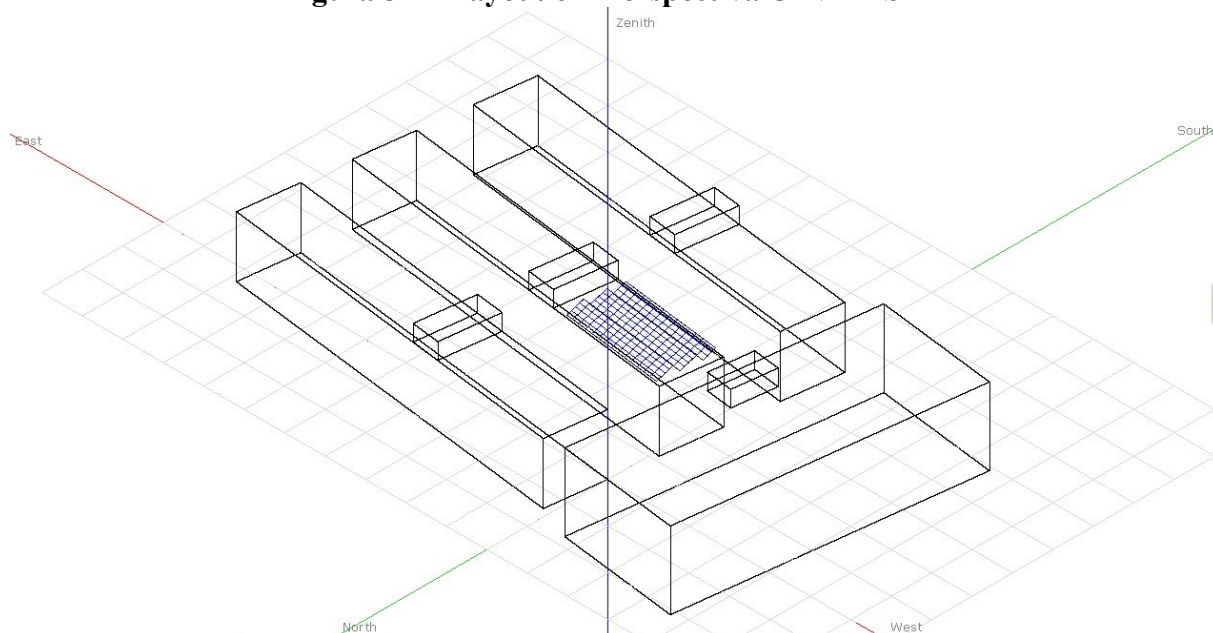
Fonte: Autor

### 3.3.4.3 Perdas por Sombreamento

Além do dimensionamento elétrico do sistema, o *PVsys* também possibilita o dimensionamento espacial da planta.

De acordo com descritivo geral da usina, a UFV TESLA possui 152 módulos divididos em três fileiras ocupando uma área de módulos equivalente a 272m<sup>2</sup>, as três fileiras possuem uma inclinação de 25° e orientação de -7° como mostram as figuras 51 e 52.

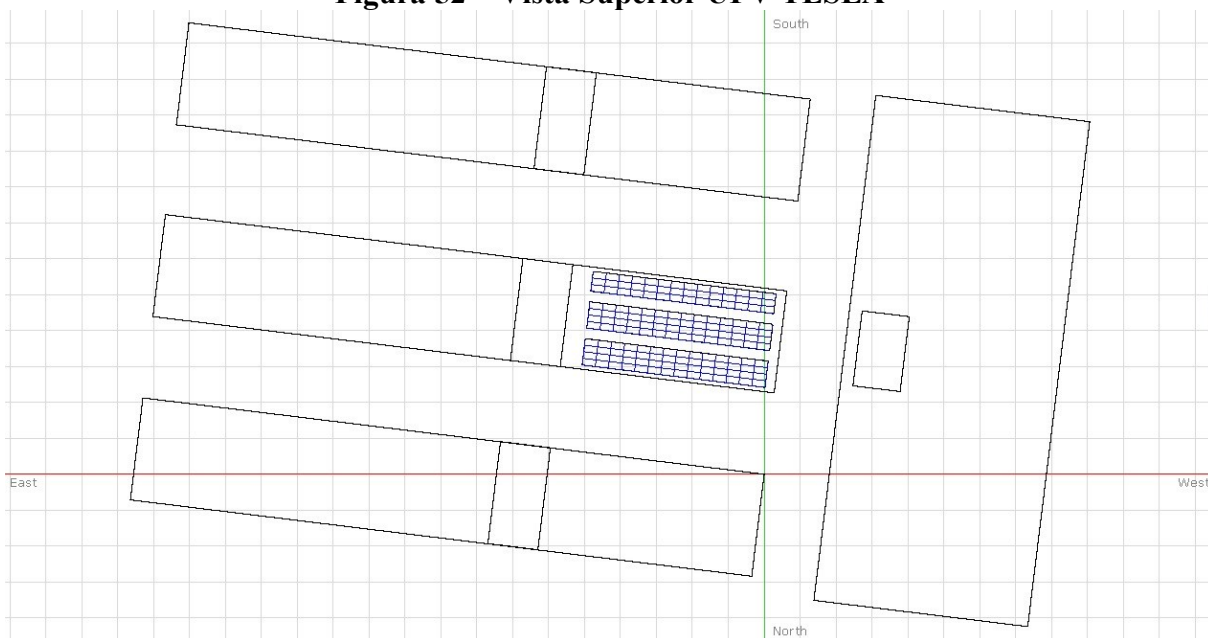
**Figura 51 – Layout em Perspectiva UFV TESLA**



Fonte: Autor



**Figura 52 – Vista Superior UFV TESLA**



**Fonte: Autor**

Além do dimensionamento espacial, a opção “*Near Shadings*” permite realizar o cálculo de perdas por sombreamento devido a obstáculos presentes na vizinhança ou por orientação e disposição dos módulos.

Nesta simulação, foi comprovada a presença de sombreamento parcial feito por obstáculos da vizinhança como pela pouca distancia entre as fileiras.

A figura 53 é uma fotografia tirada no momento que havia o sombreamento parcial da usina, nela podemos observar tanto o sombreamento proveniente da fileira adjacente quanto o sombreamento feito pela sala de controle da usina.

**Figura 53 – Sombreamento Parcial da Usina**



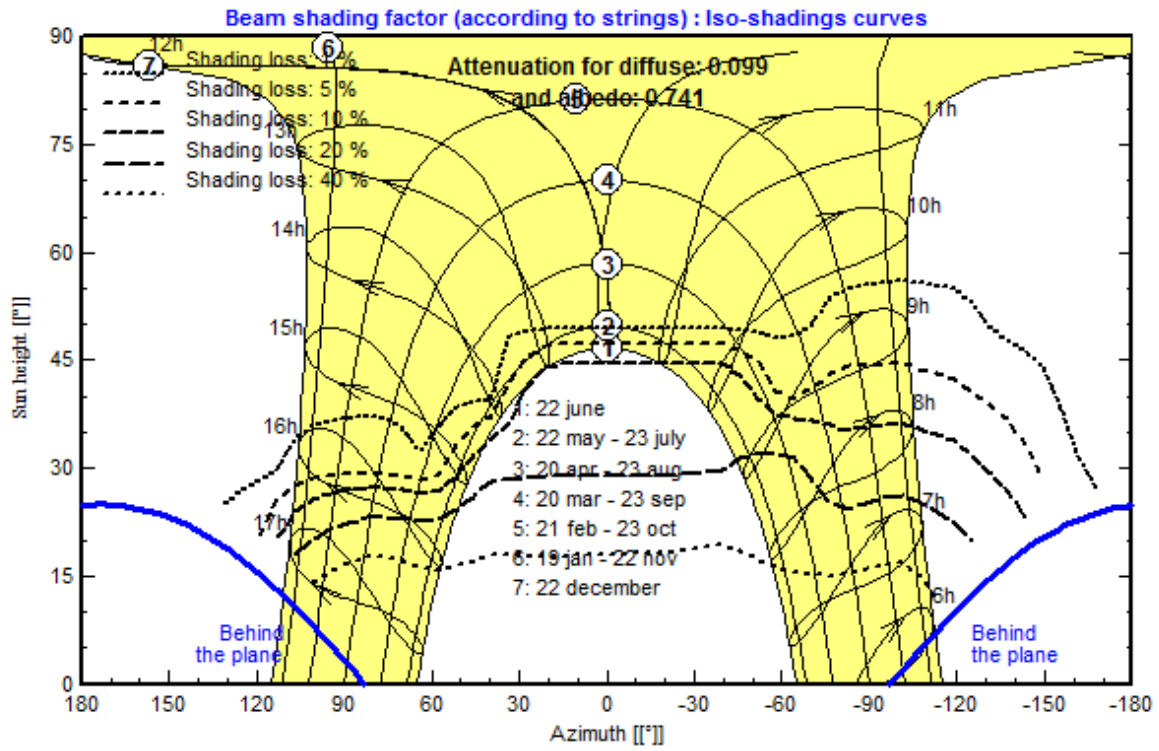
**Fonte: PIRES, 2019**

Feito o cálculo de sombreamento levando em consideração as características espaciais da planta, o *PVsyst* gera um gráfico do “trajeto solar” onde a abcissa é o ângulo azimutal do sol e a ordenada é a altura solar em graus.

As sete linhas representadas no gráfico simbolizam o trajeto solar de doze dias do ano e as linhas tracejadas se referem ao sombreamento observado e qual hora do dia este sombreamento ocorre, se a linha tracejada do sombreamento se cruza com a linha que representa certo dia, significa que neste dia ocorre este sombreamento observado.

A figura 54 ilustra o horizonte solar da UFV TESLA.

**Figura 54 – Horizonte Solar UFV TESLA**



Fonte: Autor

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A UFV TESLA possui uma base de dados da estação meteorológica e célula de referência a partir de fevereiro de 2016. Já os dados da produção de energia elétrica da usina passaram a ser registrados a partir de outubro de 2016 com a operação de todos os inversores (ANTUNES, 2018).

De acordo com o descritivo da usina, foram realizadas simulações no *PVsyst* que permitiram realizar a previsão de geração da usina completa. Estima-se uma produção de 49,85 MWh/ano como mostra a tabela 16.

**Tabela 16 – Resultados Principais da Simulação TESLA**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	132.4	22.77	116.3	111.7	3.590	3.437	11.33	10.85
<b>February</b>	153.7	23.13	144.1	139.2	4.378	4.204	11.15	10.71
<b>March</b>	125.7	23.05	129.9	125.9	3.971	3.802	11.22	10.74
<b>April</b>	128.2	20.78	146.4	142.3	4.514	4.332	11.32	10.86
<b>May</b>	114.4	19.79	144.1	140.4	4.509	4.330	11.49	11.04
<b>June</b>	111.6	18.28	150.7	147.0	4.736	4.554	11.54	11.10
<b>July</b>	122.7	18.08	160.8	156.8	5.048	4.855	11.53	11.09
<b>August</b>	135.4	19.04	162.3	158.1	5.058	4.856	11.44	10.98
<b>September</b>	140.3	20.69	150.9	146.5	4.633	4.444	11.27	10.81
<b>October</b>	137.6	21.93	132.7	128.2	4.074	3.903	11.27	10.80
<b>November</b>	143.8	21.89	126.8	122.0	3.892	3.725	11.27	10.78
<b>December</b>	133.9	22.18	115.2	110.7	3.565	3.410	11.36	10.86
<b>Year</b>	1579.7	20.96	1680.2	1628.8	51.969	49.851	11.36	10.89

Fonte: Laboratório TESLA Engenharia de Potência, 2014.

### 4.1 Resultados da Simulação

Foram feitas duas simulações utilizando o mesmo modelo de usina no *PVsyst*, a primeira simulação utilizando-se o banco de dados solarimétrico METEONORM 7.2 e a segunda simulação utilizou-se os dados solarimétricos obtidos pela estação solarimétrica da UFV TESLA para o ano de 2017.

### 4.1.1 Simulação Utilizando os Dados METEONORM 7.2

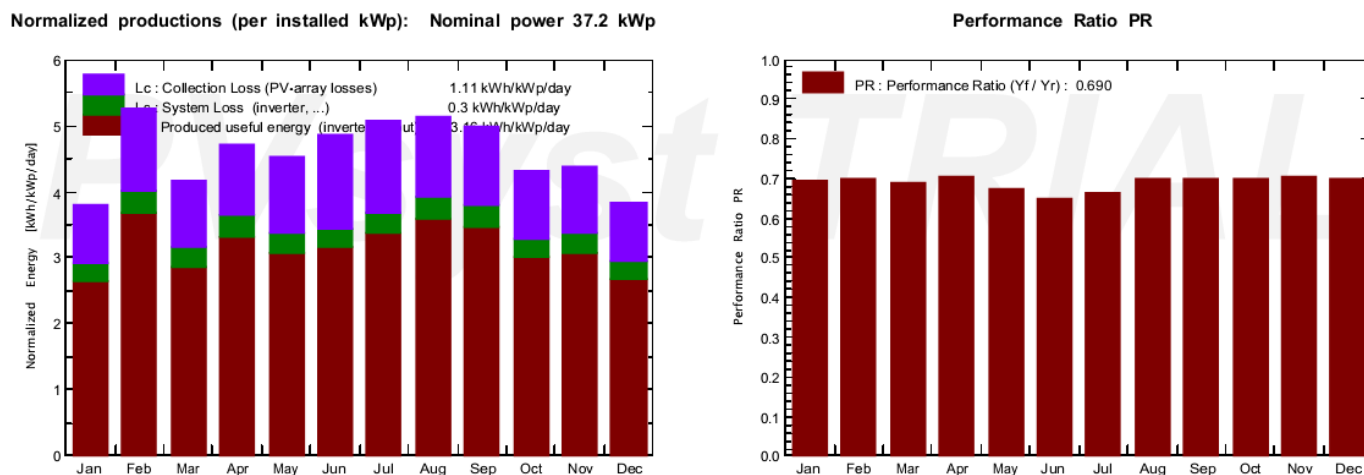
Estima-se que a produção de energia do sistema completo simulado seja de 42,98MWh/ano.

Informações pertinentes ao dimensionamento:

- Porcentagem de Desempenho (*Performance Ratio PR*): 69%
- Produção Específica de Energia: 1154 kWh/kWp/ano
- Perda Específica nos Módulos (*Collection Loss LC*): 1,11 kWh/kWp/dia
- Perda Específica no Sistema (*System Loss LS*): 0,3 kWh/kWp/dia
- Produção Específica Normalizada: 3,16 kWh/kWp/dia

A figura 55 ilustra os dados de produção de energia anual normalizada e da porcentagem de desempenho e a tabela 17 apresenta o balanço dos resultados principais da simulação METEONORM 7.2.

**Figura 55 - Produção Específica Anual Normalizada e Porcentagem de Desempenho METEONORM 7.2**



Fonte: Autor

**Tabela 17 – Resultados Principais da Simulação METEONORM 7.2**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>EffArrR</b> %	<b>EffSysR</b> %
<b>January</b>	132.4	22.62	118.3	106.1	3379	3066	10.49	9.52
<b>February</b>	155.6	22.98	147.1	132.7	4200	3842	10.48	9.59
<b>March</b>	125.8	22.60	128.8	117.3	3658	3317	10.43	9.46
<b>April</b>	128.2	21.41	141.6	129.7	4075	3719	10.57	9.65
<b>May</b>	114.7	19.43	140.9	127.5	3892	3551	10.14	9.25
<b>June</b>	111.7	18.05	146.2	130.4	3859	3541	9.69	8.89
<b>July</b>	122.8	18.05	157.5	142.3	4263	3907	9.94	9.10
<b>August</b>	135.6	19.66	158.8	145.7	4535	4146	10.49	9.59
<b>September</b>	140.5	20.63	149.2	136.6	4266	3886	10.50	9.57
<b>October</b>	137.6	22.72	133.6	120.2	3812	3479	10.48	9.56
<b>November</b>	144.0	21.71	131.4	118.4	3771	3436	10.54	9.60
<b>December</b>	133.9	22.10	118.7	106.4	3404	3092	10.53	9.57
<b>Year</b>	1582.8	20.99	1672.1	1513.3	47114	42983	10.35	9.44

**Fonte: Autor**

A tabela 17 resume os principais resultados da simulação, ao analisá-la, percebe-se que há uma perda de 4.131 kWh/ano entre a energia captada pelos módulos e a energia entregue à rede, ou seja, uma perda de  $\frac{4131}{47114} * 100 = 8,77\%$  de perdas no sistema.

Levando em consideração a radiação global incidente no plano horizontal, temos uma perda global de:

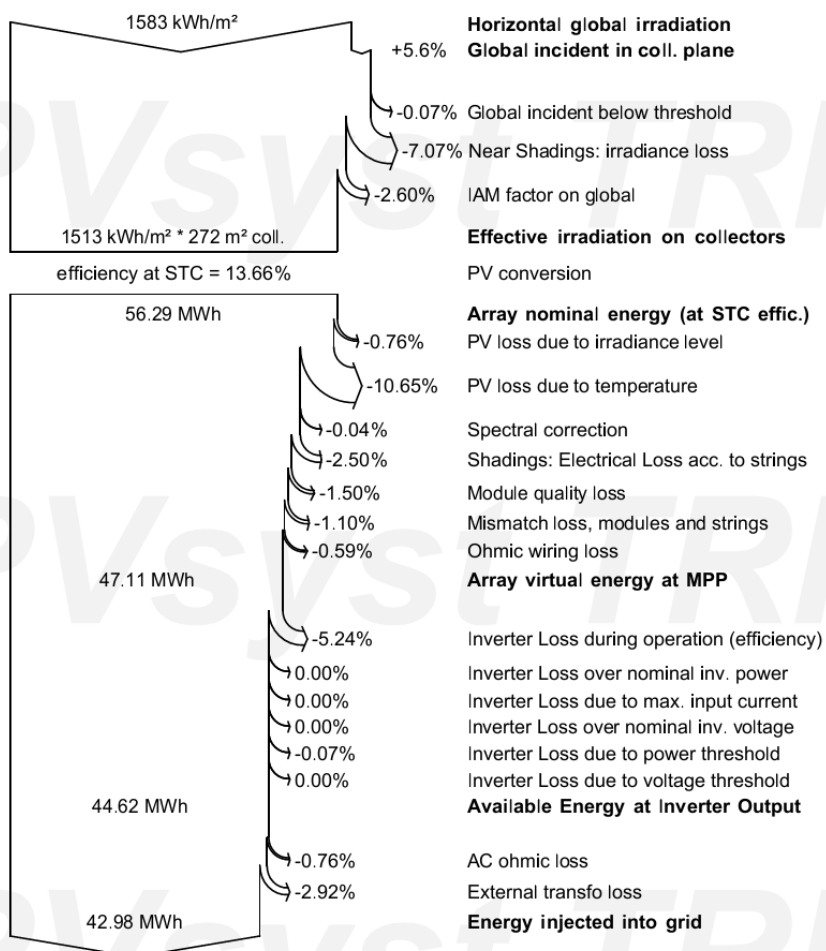
$$GlobHor \left[ \frac{kWh}{m^2} \right] * \text{Área de Módulo} [m^2] = E_{global} [kWh] \quad (41)$$

$$1582,8 * 272 = 430.521,6 kWh \quad (42)$$

$$\frac{E_{global} - E_{grid}}{E_{global}} * 100 = \frac{430.521,6 - 42.983}{430.521,6} = 90\% \quad (43)$$

A figura 56 ilustra o diagrama detalhado das perdas envolvidas no sistema.

**Figura 56 – Diagrama de Perdas do Sistema**



Fonte: Autor

No diagrama de perdas é possível analisar em qual parte do processo de produção de energia as perdas são mais acentuadas.

As perdas óticas se devem ao fator de sombreamento (7,07%) e angulação não otimizada dos módulos (2,6%). Com relação as perdas no sistema de geração, a maior delas se deve à temperatura de operação de célula (10,65%), fator inevitável que depende das condições ambientais da região e do tipo de fixação da estrutura de módulos.

Já as maiores perdas de natureza elétrica, 5,24% se deve à operação dos inversores, 2,92% se deve às perdas no transformador abaixador e 2,5% é devido à correntes parasitas originadas por sombreamento parcial de strings e perdas no cabeamento CC.

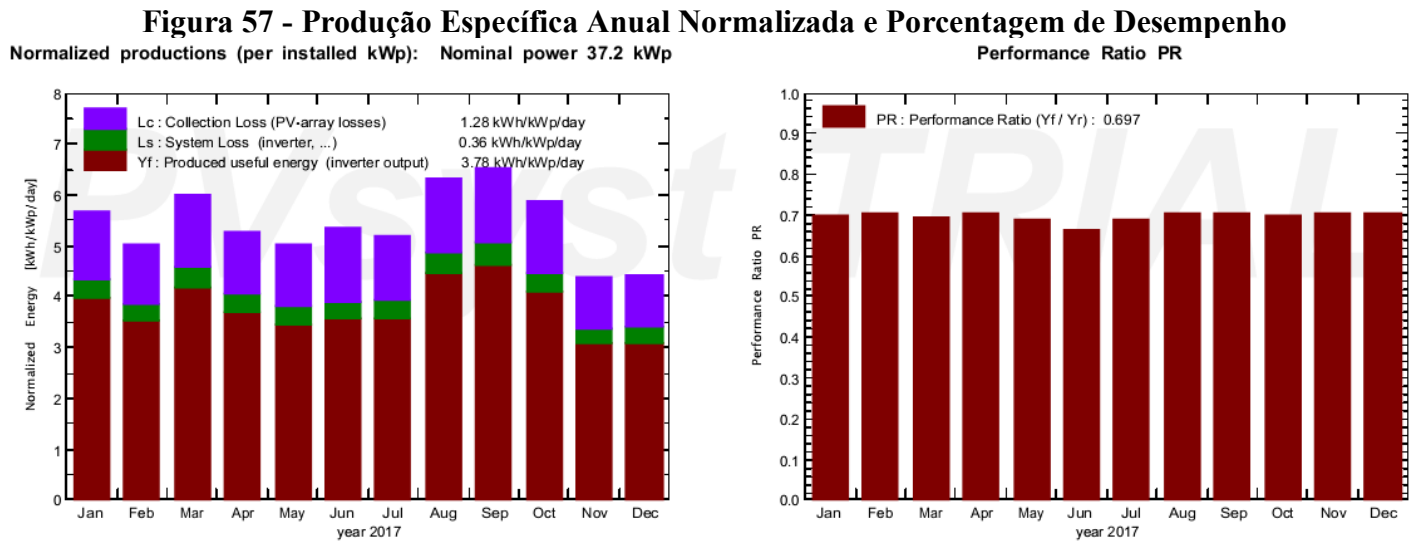
#### 4.1.2 Simulação Utilizando o Banco de Dados da Estação Solarimétrica para o Ano de 2017

Estima-se que a produção de energia do sistema completo simulado seja de 51,36 MWh/ano.

Informações pertinentes ao dimensionamento:

- Porcentagem de Desempenho (*Performance Ratio PR*): 69,66%
- Produção Específica de Energia: 1379 kWh/kWp/ano
- Perda Específica nos Módulos (*Collection Loss LC*): 1,28 kWh/kWp/dia
- Perda Específica no Sistema (*System Loss LS*): 0,36 kWh/kWp/dia
- Produção Específica Normalizada: 3,78 kWh/kWp/dia

A figura 57 ilustra os dados de produção de energia anual normalizada e da porcentagem de desempenho e a tabela 17 apresenta o balanço dos resultados principais da simulação.



Fonte: Autor



**Tabela 18 - Resultados Principais da Simulação**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b>
<b>Jan. 17</b>	196.0	83.82	24.88	176.3	161.6	5.029	4.599	0.701
<b>Feb. 17</b>	146.5	76.05	23.34	140.4	127.6	4.027	3.677	0.703
<b>Mar. 17</b>	178.0	72.40	23.73	186.1	171.8	5.273	4.814	0.695
<b>Apr. 17</b>	140.4	64.46	22.65	158.0	145.3	4.532	4.136	0.703
<b>May 17</b>	126.6	53.25	20.42	155.5	142.2	4.386	3.998	0.690
<b>June 17</b>	124.2	47.23	19.52	161.2	145.5	4.361	3.983	0.664
<b>July 17</b>	128.4	53.39	17.40	161.0	146.4	4.525	4.125	0.688
<b>Aug. 17</b>	163.7	52.49	20.32	196.0	182.9	5.632	5.133	0.703
<b>Sep. 17</b>	180.0	57.35	20.87	196.1	183.1	5.650	5.147	0.705
<b>Oct. 17</b>	184.3	73.08	24.07	181.8	168.2	5.173	4.723	0.698
<b>Nov. 17</b>	142.7	80.59	22.37	131.0	118.6	3.779	3.446	0.706
<b>Dec. 17</b>	153.7	84.38	23.59	136.8	123.7	3.927	3.582	0.703
Year	1864.3	798.49	21.92	1980.1	1816.9	56.295	51.365	0.697

Fonte: Autor

A tabela 17 resume os principais resultados da simulação, ao analisá-la, percebe-se que há uma perda de 4.930 kWh/ano entre a energia captada pelos módulos e a energia entregue à rede, ou seja, uma perda de  $\frac{4930}{56295} * 100 = 8,75\%$  de perdas no sistema.

Levando em consideração a radiação global incidente no plano horizontal, temos uma perda global de:

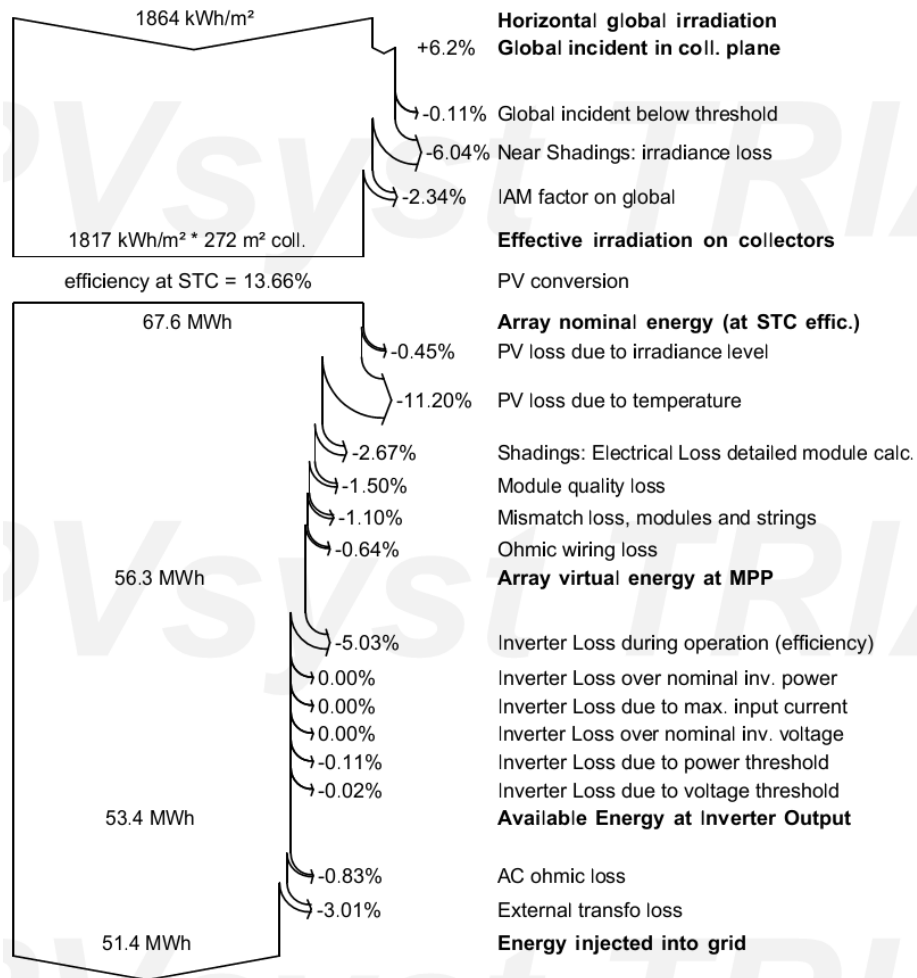
$$GlobHor \left[ \frac{kWh}{m^2} \right] * \text{Área de Módulo} [m^2] = E_{global} [kWh] \quad (44)$$

$$1864,3 * 272 = 507.089,6 kWh \quad (45)$$

$$\frac{E_{global} - E_{grid}}{E_{global}} * 100 = \frac{507.089,6 - 51.365}{507.089,6} = 89,87\% \quad (46)$$

A figura 58 ilustra o diagrama detalhado das perdas envolvidas no sistema.

**Figura 58 - Diagrama de Perdas do Sistema**



Fonte: Autor

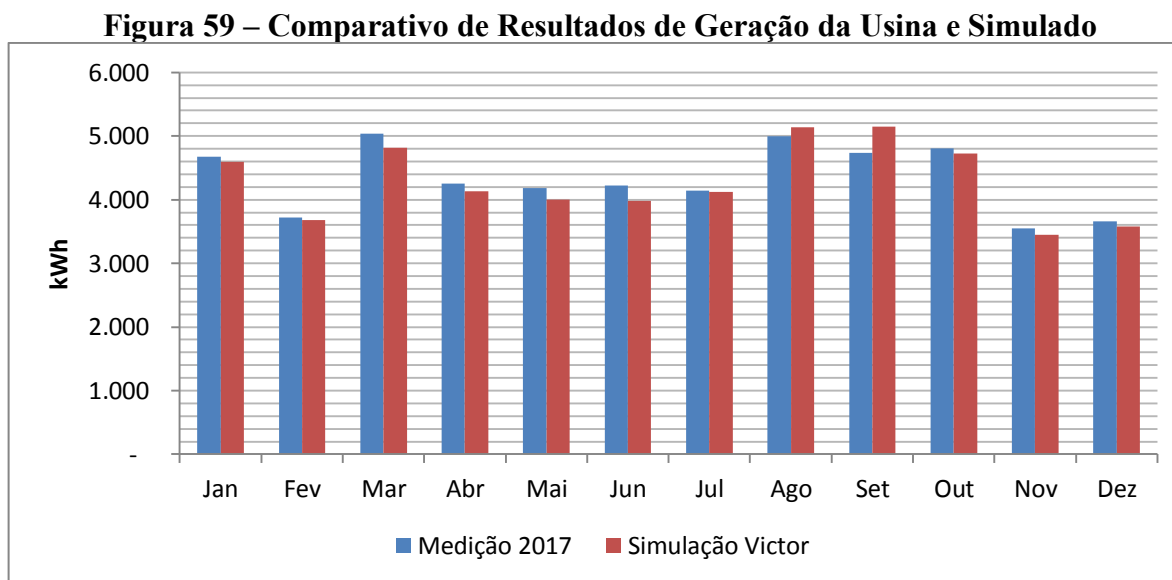
No diagrama de perdas é possível analisar em qual parte do processo de produção de energia as perdas são mais acentuadas.

As perdas óticas se devem ao fator de sombreamento (6,04%) e angulação não otimizada dos módulos (2,34%). Com relação as perdas no sistema de geração, a maior delas se deve à temperatura de operação de célula (11,2%), fator inevitável que depende das condições ambientais da região e do tipo de fixação da estrutura de módulos.

Já as maiores perdas de natureza elétrica, 5,16% se deve à operação dos inversores, 3,01% se deve às perdas no transformador abaixador e 2,67% é devido à correntes parasitas originadas por sombreamento parcial de strings e perdas no cabeamento CC.

## 4.2 Comparativo de Resultados

A figura 59 apresenta o comparativo de resultados entre os valores de geração medidos pelo supervisor da usina para o ano de 2017 e os resultados da simulação no *PVsys* utilizando a base de dados solarimétricos obtidos pela estação meteorológica da usina.



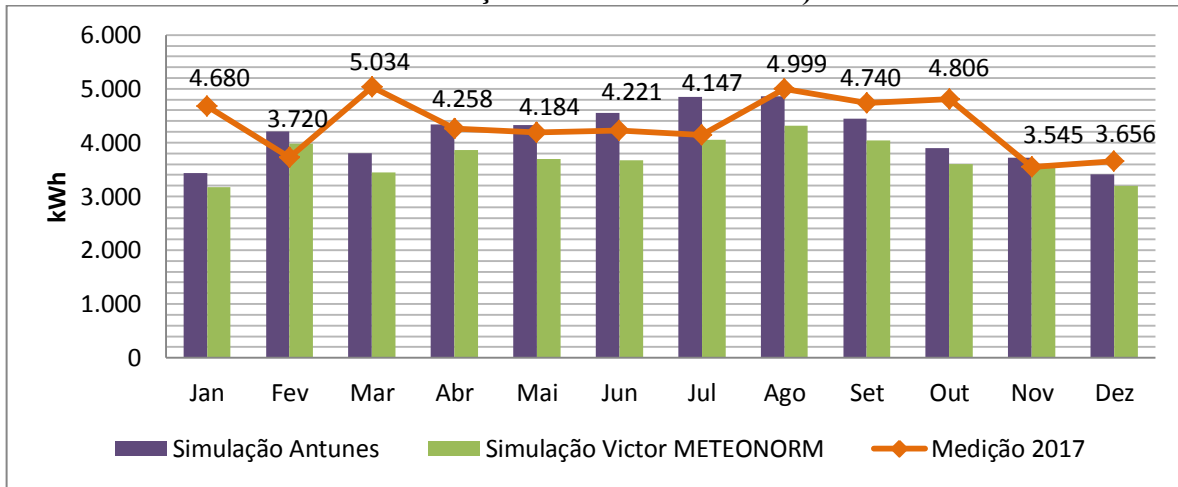
Fonte: Autor

O gráfico da figura 59 mostra a compatibilidade de resultados entre os valores de energia gerada na prática com os resultados simulados utilizando a base de dados solarimétrica fornecida pela estação meteorológica da usina, a diferença média entre os resultados foi de 142 kWh/mês, ou seja, menos de 4% da geração média mensal produzida pela usina.

Outro ponto a ser levado em consideração é que a tendência dos resultados também foi uniforme, ou seja, quando houve baixa geração em um determinado mês, essa depressão também aconteceu nos resultados simulados, mostrando confiabilidade dos testes de simulação.

A figura 60 apresenta o comparativo de resultados entre os valores medidos de geração da usina em 2017, os resultados simulados por Antunes (2018) e os resultados simulados neste trabalho utilizando a base de dados solarimétricos disponibilizados pela biblioteca METEONORM 7.2.

**Figura 60 – Comparativo de Resultados (Geração em 2017, Simulação Antunes, Simulação METEONORM 7.2)**



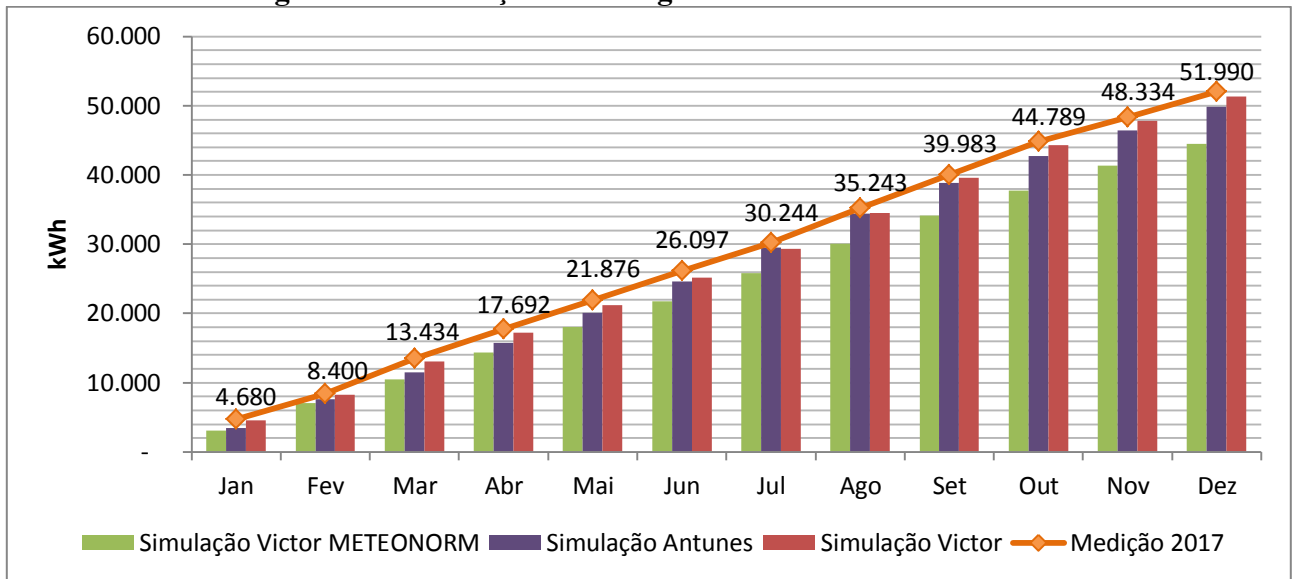
Fonte: Autor

Para este tipo de simulação utilizando dados solarimétricos de uma base dados de biblioteca solarimétrica, houve uma grande diferença entre os valores medidos e os simulados. Em janeiro, a diferença foi de 1.503kWh, em março foi de 1.587kWh e em outubro houve uma diferença de 1.202kWh, vale lembrar que o banco de dados METEONORM utiliza-se de informações de um ano típico, ou seja, uma média estatística das características solares e meteorológicas para a região escolhida.

Conclui-se nesta análise que para o ano de 2017, houve um nível de radiação solar acima do esperado registrando até 31,5% de diferença entre o valor simulado e o valor registrado de geração pela usina, vale lembrar que a simulação utilizando a biblioteca METEONORM utilizou-se dos mesmos parâmetros de projeto que a outra simulação utilizando a base de dados solarimétrica da estação solar da usina. Em março de 2017 onde a diferença entra os valores simulados e o medido foi de 31,5%, o comparativo da figura 59 mostra uma diferença de apenas 4,37%.

A figura 61 ilustra o acumulado para os valores medidos em 2017 e os valores simulados.

**Figura 61 – Produção de Energia Acumulada de 2017**



Fonte: Autor

Assim como a figura 59 e 60, a figura 61 ilustra a produção de energia, medida e simulada medida na saída do inversor de frequência.

Com relação à simulação utilizando dados solarimétricos reais, houve uma diferença acumulada de 627 kWh entre os valores medidos e simulados para o ano de 2017, ou seja, uma diferença de 1,2%.

Para a simulação utilizando a base de dados METEONORM, houve uma diferença acumulada de 7.484 kWh entre os valores medidos e simulados, ou seja, uma diferença de 14,39% para a produção de energia medida, que foi de 51.990 kWh/ano. Em comparação com a simulação feita por Antunes (2018), houve uma diferença de 10,72%.

Essa diferença de 14,39% pode ser explicada devido às diferenças entre os dados climáticos reais e os simulados pelo METEONORM.

Entretanto, a diferença de 10,72% entre as simulações pode ser explicada devido a perdas inseridas no modelo não antes medida, como a análise de sombreamento da usina e perdas devido a cabeamento CC, CA e transformador abaixador.

## 5 CONCLUSÃO

A elaboração de um panorama energético do Brasil e do mundo mostra o forte crescimento da energia solar e das fontes renováveis, é um esforço mundial para reduzir a dependência de energia proveniente de fontes não renováveis e frear a emissão de carbono na atmosfera a fim de mudar a tendência de aumento da temperatura global e cumprir as metas do tratado de Paris.

Com o advento do software *PVsyst*, foi possível desenvolver um modelo que recria condições reais de funcionamento da usina solar fotovoltaica da Escola de Engenharia da UFMG.

A simulação feita no *PVsyst* utilizando dados solarimétricos reais obtidos pela estação meteorológica da UFV TESLA mostrou-se muito satisfatória, a diferença média mensal entre os valores simulados e os valores medidos de geração foi de 3,97% e a diferença acumulada anual foi de apenas 1,2%.

Já a comparação dos resultados da simulação feita com a biblioteca METEONORM com os dados reais obtidos pelo supervisor da usina mostra que a variação das grandezas solares influencia tanto na quantidade de energia elétrica gerada quanto na sua eficiência. A diferença acumulada da produção de energia real da usina e os valores simulados foram de 14,39% e a diferença média mensal foi de 15,2% para 2017, essa diferença é o resultado de alguns fatores não convergentes entre a simulação e os resultados medidos.

1. A radiação global incidente nos dados reais em 2017 foi superior à disponibilizada pela biblioteca METEONORM que se vale de uma média de valores de vários anos típicos de medida para a região em questão, isso foi concluído simulando o mesmo projeto de dimensionamento utilizando-se dados solarimétricos reais obtidos pela estação meteorológica da UFV TESLA que mitigou a diferença de resultados entre o medido e o simulado.
2. Com relação ao comparativo entre os modelos simulados neste trabalho utilizando a biblioteca METEONORM e a simulação disponibilizada por Antunes (2018), o modelo produzido nesta monografia mostrou-se satisfatório, visto que a diferença entre os resultados obtidos foi de 10,72%, lembrando que a simulação que consta no descritivo geral da usina não conta com perdas por sombreamento nem perdas no

cabeamento AC e no transformador abaixador (7,07% de perdas por sombreamento e 2,92% de perdas no transformador abaixador).

## 5.1 Propostas de Continuidade

A seguir são definidas algumas propostas de continuidade do trabalho:

1. Desenvolver o estudo de expansão da UFV TESLA, a fim de promover o suprimento total de energia da Escola de Engenharia da UFMG.
2. Avaliar economicamente os ganhos financeiros da operação da UFV TESLA, comparar a economia de energia gerada com os custos de implantação (CAPEX) e custos de operação (OPEX) e desenvolver a viabilidade financeira da usina.
3. Desenvolver um projeto de otimização da usina remanejando a configuração das *strings* a fim de suprir a falta do inversor JEMA que está fora de operação.
4. Propor uma adaptação à usina ou parte dela para que seja implementado um banco de baterias off-grid a fim de suprir a energia para os laboratórios da Escola de Engenharia que não podem ficar sem energia se caso a rede sofrer uma falta.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BEN-BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL. Relatório técnico da Empresa de Pesquisa Energética – EPE. 2019.

BORGES, Eliézer Basílio. **Avaliação experimental dos coletores solares cilindro parabólicos da instalação do CEFET-MG**. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica – UFSJ. 2012.

CEMIG, COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais. **Belo Horizonte: Cemig**, 2012.

COMETTA, Emilio. Energia solar: utilização e empregos práticos. In: **Energia solar: utilização e empregos práticos**. Hemus, 1978.

CORGOZINHO, Ivan Magela; Neto, José Henrique Martins; CORGOZINHO, Alan Alves. Modelo de simulação de uma planta solar-elétrica utilizando o software TRNSYS. **V Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Recife, abr. 2014.

DE PESQUISA ENERGÉTICA, Empresa. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027/Ministério de Minas e Energia. **Empresa de Pesquisa Energética. MME/EPE, Brasília**, 2018.

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. **Solar engineering of thermal processes**. John Wiley & Sons, 2013.

FU, Ran; MARGOLIS, Robert M.; FELDMAN, David J. **US Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018.



GREENER. **Estudo Estratégico – Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Semestre de 2018.**

GRUPO, DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR. FOTOVOLTAICA. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: GTES, 1999.**

IEA [International Energy Agency] **Renewables 2018: Market analysis and forecast from 2018 to 2023.** Disponível em: < <https://www.iea.org/renewables2018/>>.

IEA [International Energy Agency] **Statistics: Global energy data at your fingertips.** Disponível em: < <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Energy%20supply&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=BALANCES>>.

KALOGIROU, Soteris A. Solar thermal collectors and applications. **Progress in energy and combustion science**, v. 30, n. 3, p. 231-295, 2004.

PALZ, Wolfgang. Energia solar e fontes alternativas. In: **Energia solar e fontes alternativas.** Hemus, 1981.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar, INPE, São José dos Campos, Brasil.**

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2ª ed. São Paulo: Érica, 2015.**

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** Oficina de Textos, 2016.

## 7 APENDICE

### 7.1 Relatório de Simulação METEONORM 7.2

PVSYST V6.84		03/11/19	Page 1/7
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project : Projeto Usina Tesla UFMG</b>			
<b>Geographical Site</b>	<b>UFMG</b>	Country	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -19.87° S	Longitude	-43.96° W
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT-3
	Albedo	Altitude	815 m
<b>Meteo data:</b>	<b>UFMG</b>	Meteonorm 7.2 - Synthetic	
<b>Simulation variant : Simulacao 3 Inversores</b>			
	Simulation date	03/11/19 11h22	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Tables on a building</b>	
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	25°	Azimuth -7°
<b>Sheds configuration</b>	Nb. of sheds	3	
	Sheds spacing	5.02 m	Collector width 3.76 m
Shading limit angle	Limit profile angle	44.8°	Ground cov. Ratio (GCR) 75.0 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect	100 %
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		
<b>PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>YL245P-32b</b>
Original PVsyst database	Manufacturer	Yingli Solar	
<b>Sub-array "Strings F1, F2, F3,"</b>			
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 5 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	50	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>12.25 kWp</b>	At operating cond. 10.85 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	284 V	I mpp 38 A
<b>Sub-array "Strings S1, S2, S3"</b>			
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel 3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	45	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>11.03 kWp</b>	At operating cond. 9.77 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	426 V	I mpp 23 A
<b>Sub-array "Strings J1, J2, J3"</b>			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	57	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>13.96 kWp</b>	At operating cond. 12.37 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	540 V	I mpp 23 A
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>37 kWp</b>
		Module area	<b>272 m²</b>
		Total	152 modules
		Cell area	244 m²
<b>Sub-array "Strings F1, F2, F3," : Inverter</b>			
	Model	<b>IG Plus 120 V-3</b>	
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International	
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 10.0 kWac
			Pnom ratio 1.23

### Grid-Connected System: Simulation parameters

<b>Sub-array "Strings S1, S2, S3" : Inverter</b>			
Original PVsyst database	Model	<b>Sunny Tripower 12000TL-10</b>	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac
	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.73	Total Power 12.0 kWac
			Pnom ratio 0.92
<b>Sub-array "Strings J1, J2, J3" : Inverter</b>			
Original PVsyst database	Model	<b>Sinvert 20</b>	
Characteristics	Manufacturer	Siemens	
Inverter pack	Operating Voltage	450-750 V	Unit Nom. Power 15.0 kWac
	Nb. of inverters	1 units	Total Power 15.0 kWac
			Pnom ratio 0.93
<b>Total</b>	Nb. of inverters	3	Total Power 37 kWac

**PV Array loss factors**

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	0.9 % at STC
	Array#2	99 mOhm	Loss Fraction	0.5 % at STC
	Array#3	124 mOhm	Loss Fraction	0.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	0.6 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
Spectral correction	FirstSolar model. Precipitable water estimated from relative humidity			

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

**System loss factors**

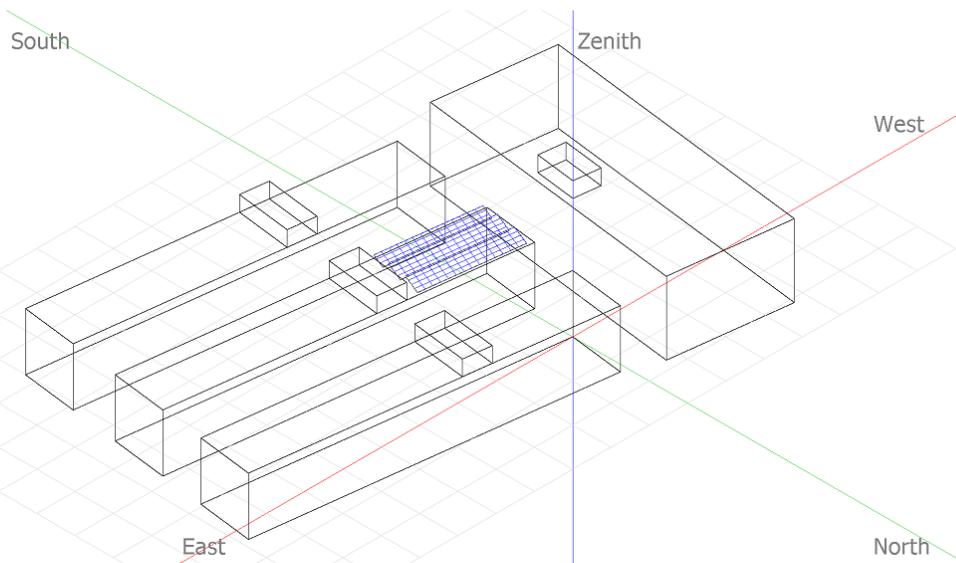
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	400 Vac tri		
	Wires: 3x120.0 mm²	450 m	Loss Fraction	1.6 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	36 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	205.0 mOhm	Loss Fraction	4.5 % at STC

### Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

Main system parameters	System type	Tables on a building	
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt 25°	azimuth	-7°
PV modules	Model YL245P-32b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules 152	Pnom total	<b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model IG Plus 120 V-3	Pnom	10.00 kW ac
Inverter	Model Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom	12.00 kW ac
Inverter	Model Sinvert 20	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 3.0	Pnom total	<b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

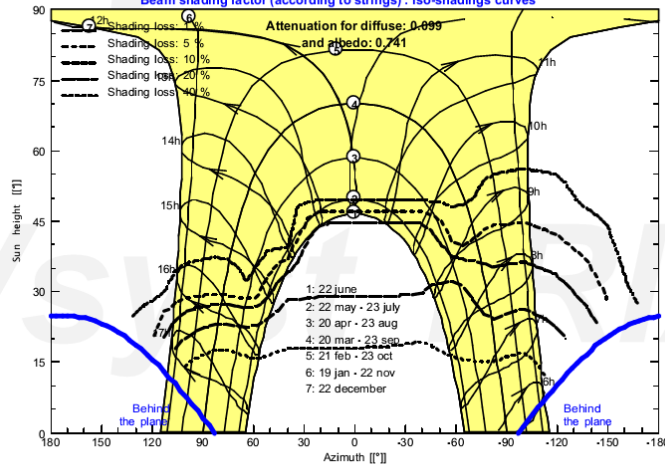
#### Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



#### Iso-shadings diagram

Projeto Usina Tesla UFMG

Beam shading factor (according to strings) : Iso-shadings curves



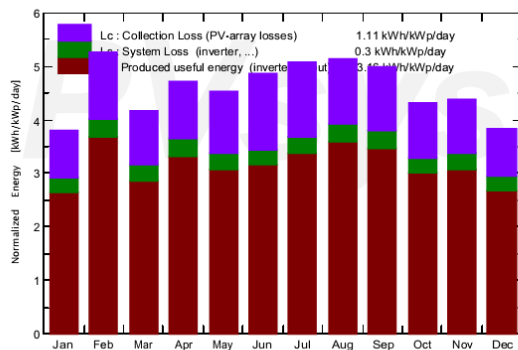
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

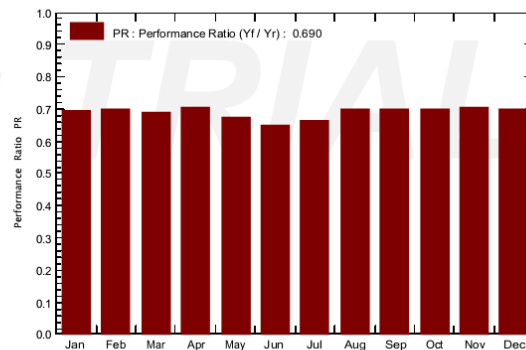
Main system parameters	System type	Tables on a building	
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt 25°	azimuth	-7°
PV modules	Model YL245P-32b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules 152	Pnom total	<b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model IG Plus 120 V-3	Pnom	10.00 kW ac
Inverter	Model Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom	12.00 kW ac
Inverter	Model Sinvert 20	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 3.0	Pnom total	<b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

Main simulation results	Produced Energy	Specific prod.
System Production	<b>42.98 MWh/year</b>	1154 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	69.03 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 37.2 kWp



Performance Ratio PR



#### Simulacao 3 Inversores Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>January</b>	132.4	71.84	22.62	118.3	106.1	3.379	3.066	0.696
<b>February</b>	155.6	76.47	22.98	147.1	132.7	4.200	3.842	0.701
<b>March</b>	125.8	61.92	22.60	128.8	117.3	3.658	3.317	0.692
<b>April</b>	128.2	59.40	21.41	141.6	129.7	4.075	3.719	0.705
<b>May</b>	114.7	45.30	19.43	140.9	127.5	3.892	3.551	0.677
<b>June</b>	111.7	38.80	18.05	146.2	130.4	3.859	3.541	0.650
<b>July</b>	122.8	40.33	18.05	157.5	142.3	4.263	3.907	0.666
<b>August</b>	135.6	52.89	19.66	158.8	145.7	4.535	4.146	0.701
<b>September</b>	140.5	60.35	20.63	149.2	136.6	4.266	3.886	0.700
<b>October</b>	137.6	79.33	22.72	133.6	120.2	3.812	3.479	0.699
<b>November</b>	144.0	77.19	21.71	131.4	118.4	3.771	3.436	0.702
<b>December</b>	133.9	76.76	22.10	118.7	106.4	3.404	3.092	0.700
<b>Year</b>	1582.8	740.59	20.99	1672.1	1513.3	47.114	42.983	0.690

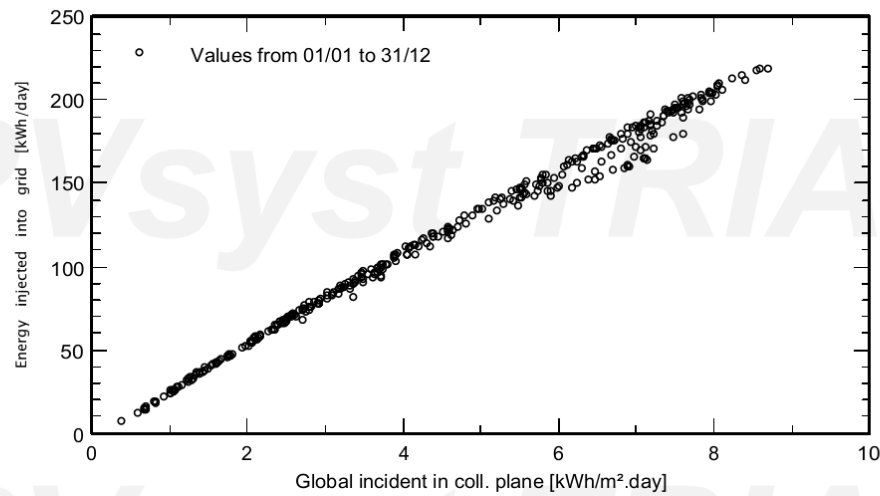
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T\_Amb T. amb.      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Special graphs

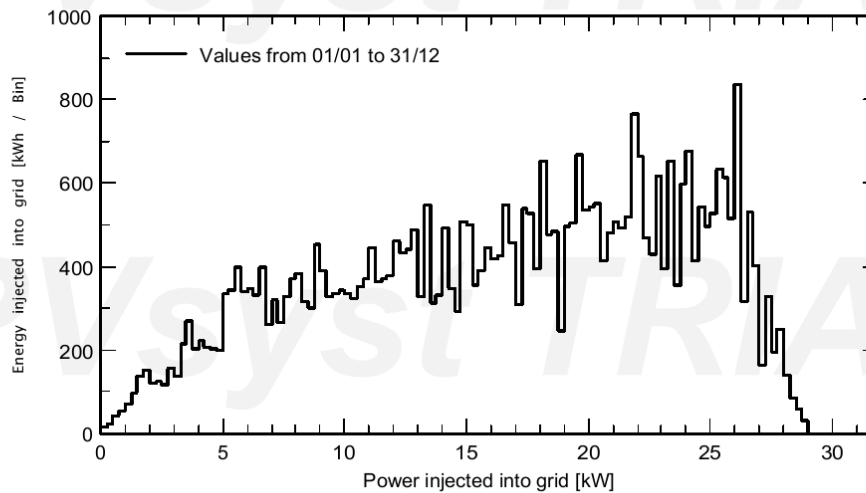
**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

Main system parameters	System type	Tables on a building	
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect	100 %
PV Field Orientation	tilt 25°	azimuth	-7°
PV modules	Model YL245P-32b	Pnom	245 Wp
PV Array	Nb. of modules 152	Pnom total	<b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model IG Plus 120 V-3	Pnom	10.00 kW ac
Inverter	Model Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom	12.00 kW ac
Inverter	Model Sinvert 20	Pnom	15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 3.0	Pnom total	<b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**

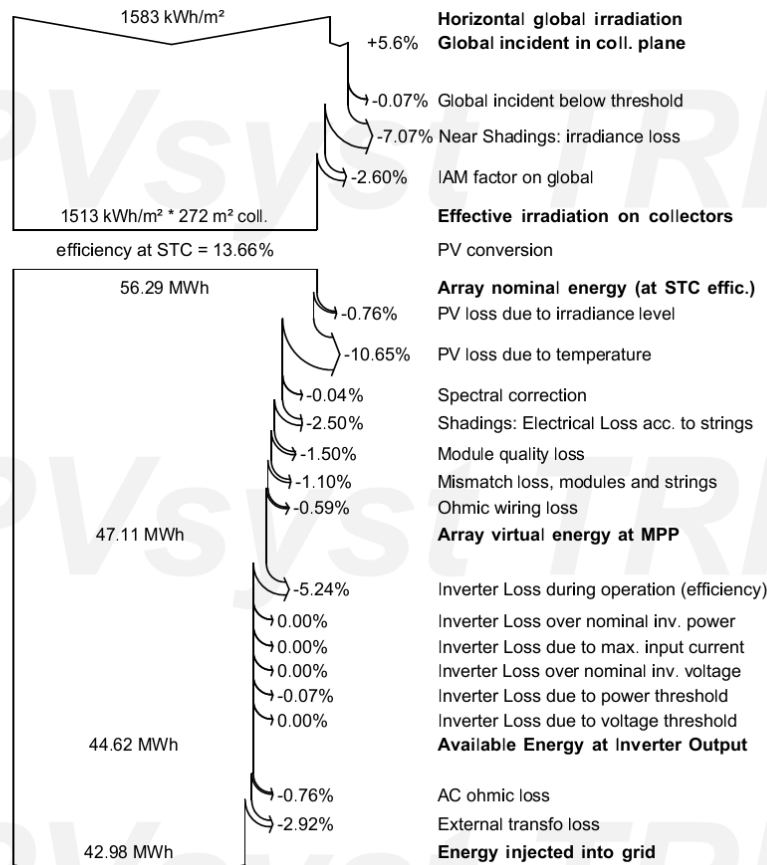


### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

Main system parameters	System type	Tables on a building
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect 100 %
PV Field Orientation	tilt 25°	azimuth -7°
PV modules	Model YL245P-32b	Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules 152	Pnom total <b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter	Model Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom 12.00 kW ac
Inverter	Model Sinvert 20	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 3.0	Pnom total <b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)	

**Loss diagram over the whole year**



### Grid-Connected System: CO2 Balance

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG

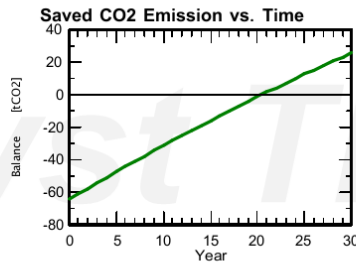
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

Main system parameters	System type	Tables on a building
<b>Near Shadings</b>	According to strings	Electrical effect 100 %
PV Field Orientation	tilt 25°	azimuth -7°
PV modules	Model YL245P-32b	Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules 152	Pnom total <b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter	Model Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom 12.00 kW ac
Inverter	Model Sinvert 20	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units 3.0	Pnom total <b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)	

<b>Produced Emissions</b>	<b>Total: 64.60 tCO2</b>
	Source: Detailed calculation from table below
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total: 104.4 tCO2</b>
	System production: 42.98 MWh/yr      Lifetime: 30 years
	Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO2/kWh
	Source: IEA List      Country: Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total: 26.0 tCO2</b>

**System Lifecycle Emissions Details:**

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg
Quantity	37.2 kWp	1520 kg
Subtotal [kgCO2]	63782	821





## 7.2 Relatório de Simulação Utilizando Base de Dados Solarimétrica UFV TESLA

PVSYST V6.84		18/12/19	Page 1/7
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b> Projeto Usina Tesla UFMG solarimetria			
<b>Geographical Site</b>	<b>UFMG</b>	Country	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude -19.87° S	Longitude	-43.96° W
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	815 m
	Albedo		0.14
<b>Meteo data:</b>	<b>UFMG</b>	Estação solarimétrica - 2017	
<b>Simulation variant :</b> Simulacao 3 Inversores			
	Simulation date	18/12/19 12h45	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Tables on a building</b>	
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	25°	Azimuth -7°
<b>Sheds configuration</b>	Nb. of sheds	3	
	Sheds spacing	5.02 m	Collector width 3.76 m
Shading limit angle	Limit profile angle	44.8°	Ground cov. Ratio (GCR) 75.0 %
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation (acc. to module layout)		
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		
<b>PV Arrays Characteristics (3 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>YL245P-32b</b>
Original PVSyst database		Manufacturer	Yingli Solar
<b>Sub-array "Strings F1, F2, F3,"</b>			
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 5 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	50	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>12.25 kWp</b>	At operating cond. 10.85 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	284 V	I mpp 38 A
<b>Sub-array "Strings S1, S2, S3"</b>			
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel 3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	45	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>11.03 kWp</b>	At operating cond. 9.77 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	426 V	I mpp 23 A
<b>Sub-array "Strings J1, J2, J3"</b>			
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel 3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	57	Unit Nom. Power 245 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>13.96 kWp</b>	At operating cond. 12.37 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	540 V	I mpp 23 A
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>37 kWp</b>
		Module area	<b>272 m²</b>
		Total	152 modules
		Cell area	244 m²
<b>Sub-array "Strings F1, F2, F3," : Inverter</b>			
Original PVSyst database	Model	<b>IG Plus 120 V-3</b>	
Characteristics	Manufacturer	Fronius International	
Inverter pack	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac
	Nb. of inverters	1 units	Total Power 10.0 kWac
			Pnom ratio 1.23

### Grid-Connected System: Simulation parameters

<b>Sub-array "Strings S1, S2, S3" : Inverter</b>		Model	<b>Sunny Tripower 12000TL-10</b>	
Original PVsyst database	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power	12.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 * MPPT 0.73	Total Power	12.0 kWac
			Pnom ratio	0.92
<b>Sub-array "Strings J1, J2, J3" : Inverter</b>		Model	<b>Sinvert 20</b>	
Original PVsyst database	Manufacturer	Siemens		
Characteristics	Operating Voltage	450-750 V	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	15.0 kWac
			Pnom ratio	0.93
<b>Total</b>	Nb. of inverters	3	Total Power	37 kWac

#### PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	78 mOhm	Loss Fraction	0.9 % at STC
	Array#2	99 mOhm	Loss Fraction	0.5 % at STC
	Array#3	124 mOhm	Loss Fraction	0.5 % at STC
	Global		Loss Fraction	0.6 % at STC
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V	Loss Fraction	0.2 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction	1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction	0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05
Spectral correction	FirstSolar model			

Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

#### System loss factors

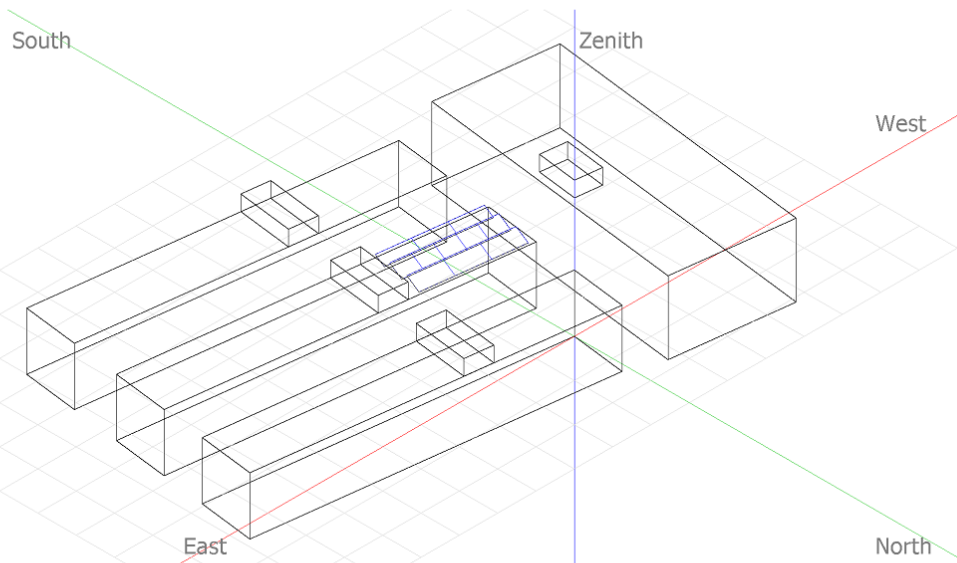
AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	400 Vac tri		
	Wires: 3x120.0 mm²	450 m	Loss Fraction	1.6 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	36 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	205.0 mOhm	Loss Fraction	4.5 % at STC

### Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG solarimetria  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

Main system parameters	System type	Tables on a building	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth -7°
PV modules	Model	YL245P-32b	Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules	152	Pnom total <b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom 12.00 kW ac
Inverter	Model	Sinvert 20	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total <b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

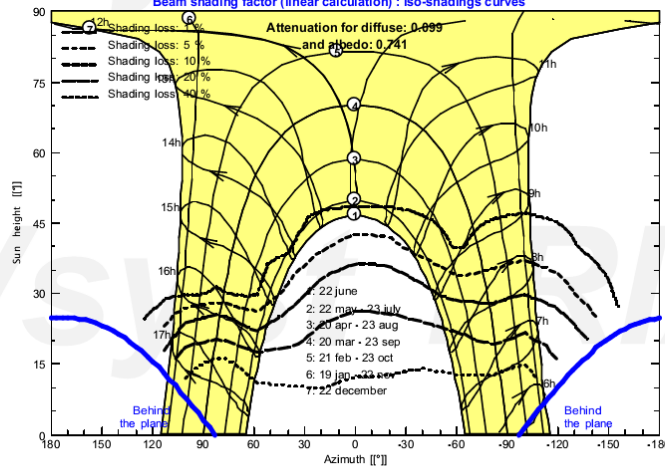
#### Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



#### Iso-shadings diagram

Projeto Usina Tesla UFMG solarimetria

Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves



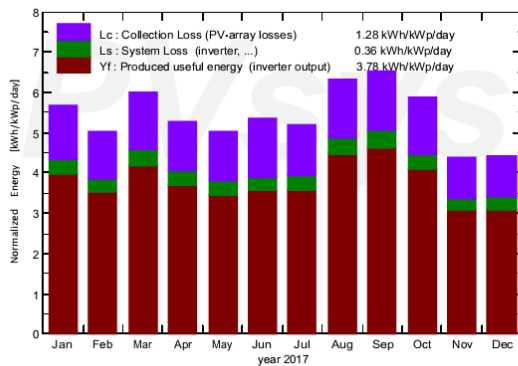
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG solarimetria  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

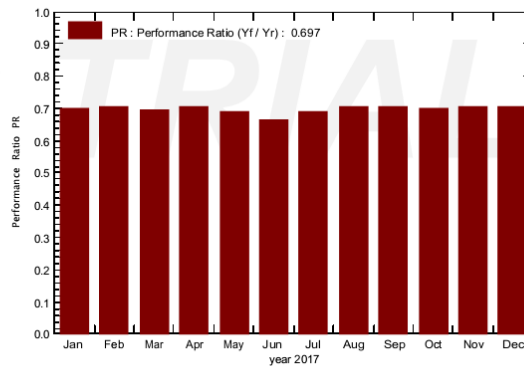
<b>Main system parameters</b>	System type	Tables on a building	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth -7°
PV modules	Model	YL245P-32b	Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules	152	Pnom total <b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom 12.00 kW ac
Inverter	Model	Sinvert 20	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total <b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Main simulation results**  
 System Production **Produced Energy 51.36 MWh/year** Specific prod. 1379 kWh/kWp/year  
 Performance Ratio PR 69.66 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 37.2 kWp



Performance Ratio PR



#### Simulacao 3 Inversores 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
Jan. 17	196.0	83.82	24.88	176.3	161.6	5.029	4.599	0.701
Feb. 17	146.5	76.05	23.34	140.4	127.6	4.027	3.677	0.703
Mar. 17	178.0	72.40	23.73	186.1	171.8	5.273	4.814	0.695
Apr. 17	140.4	64.46	22.65	158.0	145.3	4.532	4.136	0.703
May 17	126.6	53.25	20.42	155.5	142.2	4.386	3.998	0.690
June 17	124.2	47.23	19.52	161.2	145.5	4.361	3.983	0.664
July 17	128.4	53.39	17.40	161.0	146.4	4.525	4.125	0.688
Aug. 17	163.7	52.49	20.32	196.0	182.9	5.632	5.133	0.703
Sep. 17	180.0	57.35	20.87	196.1	183.1	5.650	5.147	0.705
Oct. 17	184.3	73.08	24.07	181.8	168.2	5.173	4.723	0.698
Nov. 17	142.7	80.59	22.37	131.0	118.6	3.779	3.446	0.706
Dec. 17	153.7	84.38	23.59	136.8	123.7	3.927	3.582	0.703
Year	1864.3	798.49	21.92	1980.1	1816.9	56.295	51.365	0.697

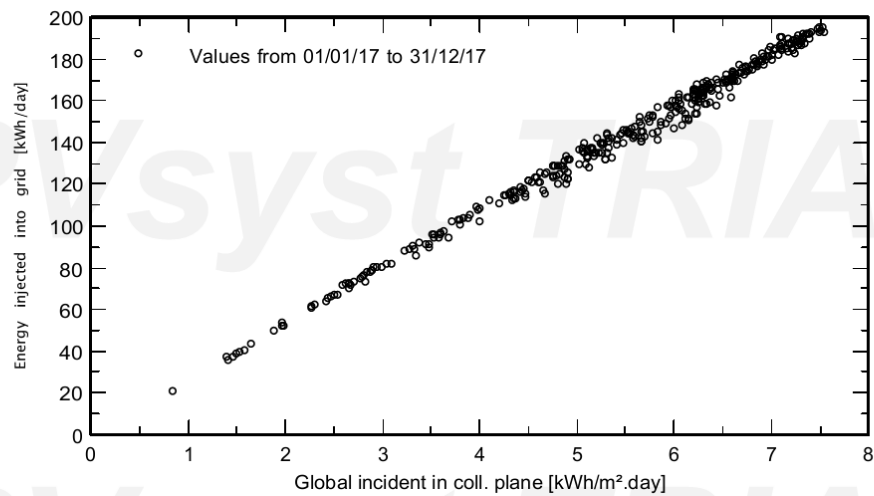
Legends: GlobHor Horizontal global irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb T amb.  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Special graphs

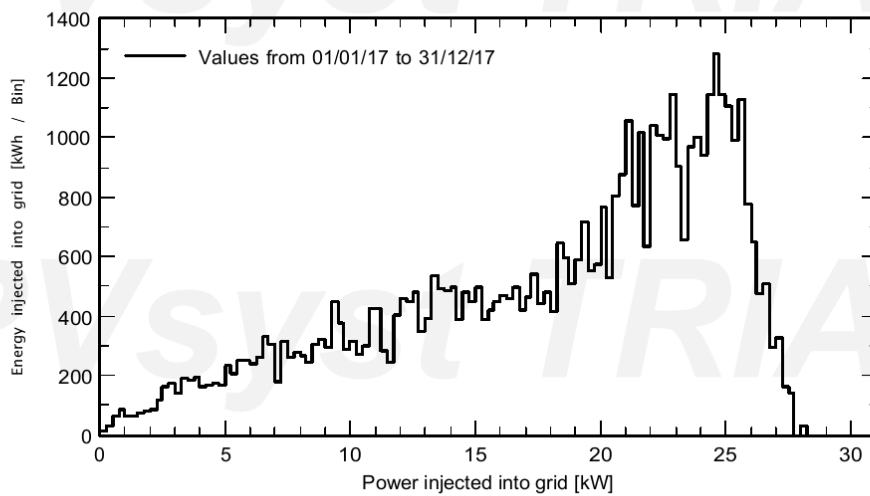
**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG solarimetria  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

Main system parameters	System type	Tables on a building
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)
PV Field Orientation	tilt	25° azimuth -7°
PV modules	Model	YL245P-32b Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules	152 Pnom total <b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3 Pnom 10.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 12000TL-10 Pnom 12.00 kW ac
Inverter	Model	Sinvert 20 Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0 Pnom total <b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)	

**Daily Input/Output diagram**



**System Output Power Distribution**

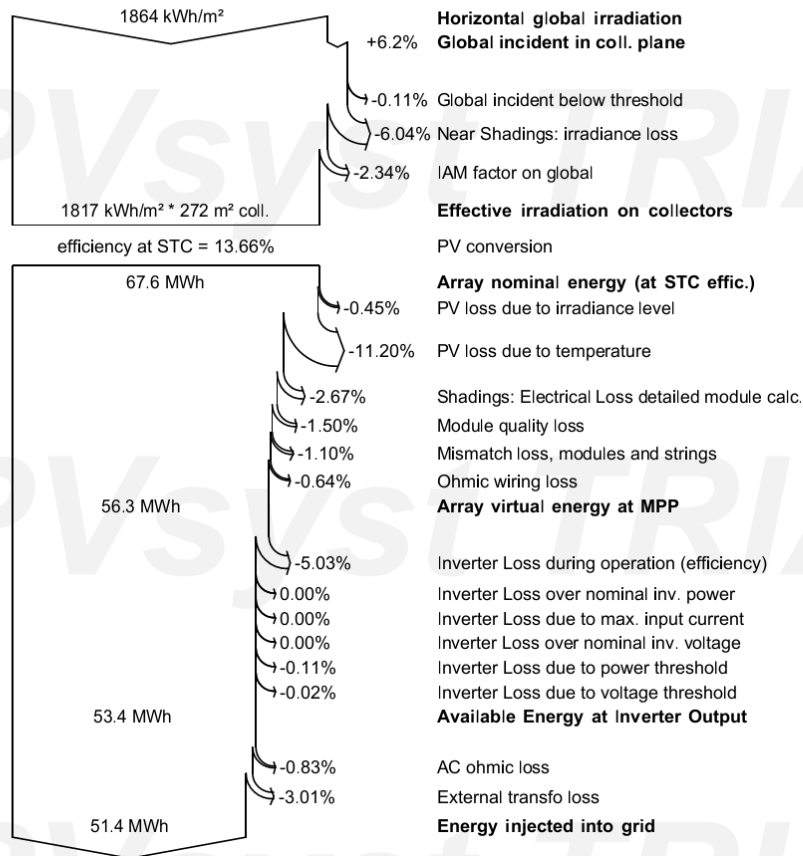


### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG solarimetria  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

Main system parameters	System type	Tables on a building	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth -7°
PV modules	Model	YL245P-32b	Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules	152	Pnom total <b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom 12.00 kW ac
Inverter	Model	Sinvert 20	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total <b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Loss diagram over the whole year**



### Grid-Connected System: CO2 Balance

**Project :** Projeto Usina Tesla UFMG solarimetria  
**Simulation variant :** Simulacao 3 Inversores

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Tables on a building</b>	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculation	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth -7°
PV modules	Model	YL245P-32b	Pnom 245 Wp
PV Array	Nb. of modules	152	Pnom total <b>37.2 kWp</b>
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter	Model	Sunny Tripower 12000TL-10	Pnom 12.00 kW ac
Inverter	Model	Sinvert 20	Pnom 15.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	3.0	Pnom total <b>37.0 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Produced Emissions** **Total: 64.60 tCO2**  
 Source: Detailed calculation from table below

**Replaced Emissions** **Total: 124.8 tCO2**  
 System production: 51.36 MWh/yr Lifetime: 30 years  
Annual Degradation: 1.0 %  
 Grid Lifecycle Emissions: 81 gCO2/kWh  
 Source: IEA List Country: Brazil

**CO2 Emission Balance** **Total: 43.7 tCO2**

**System Lifecycle Emissions Details:**

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg
Quantity	37.2 kWp	1520 kg
Subtotal [kgCO2]	63782	821

