

# ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA CATEGORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BRASÍLIA

EDSON SOUSA DE OLIVEIRA JUNIOR

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

# FACULDADE DE TECNOLOGIA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

# UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA FACULDADE DE TECNOLOGIA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

# ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA CATEGORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BRASÍLIA

## EDSON SOUSA DE OLIVEIRA JUNIOR

## **ORIENTADOR: DR. FERNANDO CARDOSO MELO**

# TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PUBLICAÇÃO: ??? BRASÍLIA/DF: SETEMBRO - 2020

# UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA FACULDADE DE TECNOLOGIA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

# ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA CATEGORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BRASÍLIA

## EDSON SOUSA DE OLIVEIRA JUNIOR

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE BACHAREL.

**APROVADA POR:** 

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo – ENE/Universidade de Brasília Orientador

Prof. Rafael Amaral Shayani – ENE/Universidade de Brasília Membro Interno

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo – ENE/Universidade de Brasília Membro Interno

BRASÍLIA, 30 DE SETEMBRO DE 2020.

## FICHA CATALOGRÁFICA

OLIVEIRA JUNIOR, EDSON SOUSA DE;		
ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAIO		
NA CATEGORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BRASÍLIA		
[Distrito Federal] 2020.		
xiii, 88p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Bacharel, Engenharia Elétrica, 2020).		
Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.		
Departamento de Engenharia Elétrica		
1. Energia Solar	2. Geração Distribuída	
3. Inversor Multistring	4. Módulos Fotovoltaicos	
I. ENE/FT/UnB	II. Título (série)	

## **REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA**

OLIVEIRA JUNIOR, E. S. (2020). ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA CATEGORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BRASÍLIA

. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Publicação ???, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 88p.

## **CESSÃO DE DIREITOS**

AUTOR: Edson Sousa de Oliveira Junior TÍTULO: ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA CATEGORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BRASÍLIA

GRAU: Bacharel ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Edson Sousa de Oliveira Junior

Departamento de Engenharia Elétrica (ENE) - FT Universidade de Brasília (UnB) Campus Darcy Ribeiro CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

#### AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus professores, em especial aos professores que acreditaram em mim antes de eu mesmo acreditar.

Agradeço aos meus amigos da UnB, como o Pedro Ferreira com a sua fome de conhecimento e disposição para ajudar. Ao Pedro "Vovô" Cardoso, que me acompanhou nos bons e maus momentos da vida acadêmica. Ao Arthur Dias, que trouxe humor e empatia para as disciplinas. Aos admiráveis colegas de trabalho. A todos os outros, que participaram da parte mais importante da minha vida.

Agradeço à minha família. Minha mãe, Franci, a melhor professora que conheço e que sempre quis a melhor educação para mim. À minha avó, Anita, que é a minha segunda mãe e a pessoa de mais puro coração que existe. Ao meu tio, Agnaldo, o profissional mais esforçado da área e a quem eu devo a escolha da Engenharia Elétrica.

Obrigado a todos.

Edson Sousa de Oliveira Junior

### **RESUMO**

#### **Título:** ANÁLISE DA GERAÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA SOLAR FOTOVOL-TAICA NA CATEGORIA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BRASÍLIA

Autor: Edson Sousa de Oliveira Junior Orientador: Dr. Fernando Cardoso Melo Graduação em Engenharia Elétrica Brasília, 30 de setembro de 2020

Neste trabalho são apresentadas as análises técnicas e econômicas de uma típica usina fotovoltaica de geração própria, na categoria de microgeração. No caso específico desde trabalho, o estudo será voltado para o projeto residencial de pequeno porte, cujo sistema é ligado à rede elétrica da concessionária de energia. O estudo volta-se especificamente para a cidade de Brasília-DF, levando-se em conta fatores climáticos e viabilidade técnica da capital.

Como forma de análise, foram utilizados métodos convencionais de dimensionamento de sistemas deste tipo, além de simulações por meio de *softwares* especializados e comumente utilizados para esse fim. Para verificar que o dimensionamento foi feito corretamente, foram analisados os *datasheets* dos componentes que foram utilizados no projeto, juntamente com o histórico de consumo de eletricidade na residência em questão.

Foram também estudados os motivos de discrepância entre a geração que se esperava do sistema e o que foi medido por um *data logger* que monitorou a geração do sistema por um extenso período de dois anos.

**Palavras-chave:** Energia Solar; Geração Distribuída; Inversor Multistring; Módulos Foto-voltaicos; Perdas energéticas.

### ABSTRACT

Title:

Author: Edson Sousa de Oliveira Junior Supervisor: Dr. Fernando Cardoso Melo Graduate Program in Electrical Engineering Brasília, September 30th, 2020

In this paper, a technical and economic analysis is made about a typical photovoltaic plant of self-generated power, in the microgeneration category. In the specific case of this work, the research is geared towards a small sized residential project, in which the system is connected to the energy providers' electrical network. The work is oriented specifically for Brasilia, accounting the climate and economic factors of the capital.

As a way of analysis, conventional methods of sizing systems of this kind, along with simulations through specialized software, commonly used for his end. To verify that the sizing was done correctly, the datasheets of the components used in the project, alongside with the electricity consumption history of the aforementioned residence.

It also covers the reasons for discrepancy between what was expected and what as measured by a data logger, which monitored the system for an extended period of two years. For the economic analysis, aspects such as payback time and Net Present Value were considered, along with comparisons with other investments of similar sizes.

**Keywords:** Distributed Generation; Energy Losses; Multistring Inverter; Photovoltaic Modules; Solar Energy

# SUMÁRIO

1	INT	rrodução	1
2	RE	VISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
	2.1	ENERGIAS RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA GLOBAL	4
	2.2	GERAÇÃO DE ENERGIA EM ESCALA GLOBAL	5
	2.3	GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	7
	2.4	POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO	8
	2.5	COMPONENTES PRINCIPAIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	
		CONECTADOS À REDE	10
		2.5.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO	10
		2.5.2 UNIDADE DE CONDICIONAMENTO DE POTÊNCIA (INVER-	
		SOR)	14
		2.5.3 MICROINVERSORES	15
		2.5.4 CONDUTORES DO LADO CC	16
		2.5.5 CONDUTORES DO LADO CA	17
	2.6	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE	
		ENERGIA ELÉTRICA	18
	2.7	FATORES QUE INFLUENCIAM A GERAÇÃO EM SISTEMAS FO-	
		TOVOLTAICOS	20
		2.7.1 ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO	20
		2.7.2 TEMPERATURA	20
		2.7.3 SOMBREAMENTO	21
		2.7.4 OUTROS FATORES DE INFLUÊNCIA	22
		2.7.4.1 DEGRADAÇÃO DOS MÓDULOS	22
		2.7.4.2 EFICIÊNCIA DAS UCPs	23
		2.7.4.3 SUJEIRA	23
		2.7.4.4 DESCASAMENTO OU <i>MISMATCH</i>	24
		2.7.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	24
3	MA	TERIAIS E MÉTODOS	25
	3.1	MATERIAIS UTILIZADOS	25
		3.1.1 AUTOCAD <sup>®</sup>	25
		3.1.2 PVSyst <sup>®</sup>	25
		3.1.3 $Meteonorm^{\textcircled{R}}$	25
		3.1.4 Microsoft Excel <sup>®</sup>	26
		3.1.5 Sistema de monitoramento Fronius Solarweb <sup><math>\mathbb{R}</math></sup>	26

		3.1.6 PV*SOL <sup>®</sup>	26
		3.1.7 Google Earth $Pro^{\$}$	26
		3.1.8 Sketchup Pro <sup>®</sup>	27
	3.2	METODOLOGIA	27
		3.2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	27
		3.2.2 PRÉ-DIMENSIONAMENTO PARA CÁLCULO MANUAL	29
		3.2.2.1 REFERENCIAL DE CONSUMO	29
		3.2.2.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA	29
		3.2.2.3 DEMANDA DIÁRIA	30
		3.2.2.4 POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	30
		3.2.2.5 TAXA DE DESEMPENHO (TD)	30
		3.2.2.6 POTÊNCIA DE PICO E QUANTIDADE DE MÓDULOS	31
		3.2.2.7 ESCOLHA DA UNIDADE DE CONDICIONAMENTO DE	
		POTÊNCIA	31
		3.2.2.8 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES	32
		3.2.2.9 ESTUDO DO SOMBREAMENTO E ORIENTAÇÃO	32
		3.2.3 CÁLCULO MANUAL DA GERAÇÃO ESPERADA	32
		3.2.4 PROJETO DO SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST®	33
		3.2.4.1 INÍCIO	33
		3.2.4.2 ORIENTAÇÃO	33
		3.2.4.3 SISTEMA	34
		3.2.4.4 PARÂMETROS OPCIONAIS	34
		3.2.4.5 PERDAS DETALHADAS	35
		3.2.4.6 SIMULAÇÃO	35
		3.2.5 PROJETO DE SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PV*SOL®	) 36
		3.2.5.1 INSERÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA, CLIMA	
		E ESPECIFICAÇÕES DA REDE ELÉTRICA	36
		3.2.5.2 MODELAGEM DO SISTEMA	36
		3.2.5.3 COBERTURA COM MÓDULOS	37
		3.2.6 DADOS DE MONITORAMENTO FRONIUS SOLARWEB <sup>®</sup>	38
	3.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	40
	DE		4.4
4	RE:	SULIADOS	41
	4.1	PRE DIMENSIONAMENTO	41
		4.1.1 AVALIAÇAU DU LUCAL DE INSTALAÇAU	41
		4.1.2 ESTUDO DA INDADIAÇÃO DO LOCAL	42
		4.1.5 ESTUDU DA IKKADIAÇAU DU LUCAL	42
		4.1.4 TIPO DE FORNECIMENTO	43
		4.1.5 ESTUDO DA DEMANDA MENSAL	43

		4.1.6 DEMANDA DIÁRIA	44
		4.1.7 POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO	44
		4.1.8 TAXA DE DESEMPENHO	45
		4.1.9 ESCOLHA DOS MÓDULOS	45
		4.1.10QUANTIDADE DE MÓDULOS	45
		4.1.1 IPOTÊNCIA REAL DO SISTEMA - ESCOLHA DA UCP	46
		4.1.12ARRANJO E FORMA DE CONEXÃO	47
		4.1.13CÁLCULO MANUAL DA GERAÇÃO ESPERADA	47
	4.2	PROJETO DO SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST $^{\textcircled{R}}$	49
		4.2.1 LOCALIZAÇÃO E DADOS METEOROLÓGICOS	49
		4.2.2 ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO	50
		4.2.3 SISTEMA	51
		4.2.4 PERDAS DETALHADAS	52
		4.2.5 OUTRAS OPÇÕES	53
		4.2.6 SIMULAÇÃO	53
	4.3	PROJETO DO SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PV*SOL®	55
		4.3.1 INSERÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA, CLIMA E ES-	
		PECIFICAÇÕES DA REDE ELÉTRICA	55
		4.3.2 MODELAGEM 3D	55
		4.3.3 INSERÇÃO DOS MÓDULOS	56
		4.3.4 ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO DOS MÓDULOS E UCP	58
		4.3.5 PLANOS DE CABOS	59
		4.3.6 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	59
		4.3.7 MONITORAMENTO DE GERAÇÃO VIA FRONIUS SOLARWEB	® 61
	4.4	COMPARAÇÃO ENTRE OS CÁLCULOS MANUAIS, SIMULAÇÕES	
		E MONITORAMENTO DA GERAÇÃO DO SISTEMA	64
5	CO	NCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	67
6	BIE	BLIOGRAFIA	70
A	DA	TASHEET FRONIUS PRIMO 8.2-1	73
B	DA	TASHEET CANADIAN SOLAR MAXPOWER CS6U	77
С	SIN	IULAÇÕES PVSYST - ANO 1 E 2	79

# LISTA DE FIGURAS

1.1	Imagem de satélite do telhado da residência onde foi instalado o projeto.	
	Contornado em vermelho e azul, as séries fotovoltaicas do sistema. Em	
	verde, aquecedores solares externos ao projeto	2
2.1	Adições de energias renováveis no mundo em 2018	4
2.2	Composição da geração de eletricidade no mundo	5
2.3	Evolução da produção de eletricidade por fonte, em GWh	6
2.4	Evolução da produção de energia por fonte renovável, em GWh	6
2.5	Participação das fontes de geração no Brasil em 2019.	7
2.6	Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil,	
	dados em MWp	8
2.7	Potencial fotovoltaico no mundo	9
2.8	Potencial fotovoltaico no Brasil	10
2.9	Conexão de módulos fotovoltaicos em série.	11
2.10	Conexão de módulos fotovoltaicos em paralelo	11
2.11	Curva característica I-V e curva de potência P-V.	12
2.12	Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica	
	I-V para um módulo fotovoltaico	13
2.13	Efeito causado pela variação de temperatura sobre a curva característica I-V	
	para um módulo fotovoltaico	13
2.14	Inversor (ou UCP) moderno do tipo string	14
2.15	Microinversor da marca APSystems	15
2.16	Exemplo de como o sombreamento parcial pode afetar a eficiência dos mó-	
	dulos. À esquerda, está o efeito de um sistema com microinversores. À	
	direita, de um sistema com inversor central do tipo string	16
2.17	Cabo CC com revestimento protetor	16
2.18	Cabo CA sem revestimento protetor.	17
2.19	Exemplo de geração centralizada	18
2.20	Exemplo de geração distribuída	19
2.21	Curva Corrente-Tensão para diferentes temperaturas de operação	21
2.22	Esquema demonstrativo do bloqueio de fluxo de corrente	22
2.23	Garantia de Desempenho Linear da Jinko Solar	23
3.1	Fluxograma de instalação de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede	28
3.2	Aba de histórico do portal datalogger solarweb <sup>®</sup>	38
3.3	Aba de canais do portal $solarweb^{\mathbb{R}}$	39

3.4	Exemplo de gráfico de injeção de energia na rede elétrica em 2019	40
4.1	Região do telhado escolhida para a disposição dos módulos	41
4.2	Imagem da antena que foi removida antes da ligação do sistema	42
4.3	Janela de inserção de dados meteorológicos no PVSyst <sup>®</sup>	50
4.4	Janela de inserção de valores de inclinação e orientação azimutal no PVSyst®	51
4.5	Observações do $PVSyst^{\mathbb{R}}$ quanto ao sistema escolhido	52
4.6	Menu de opções de parâmetros do PVSyst <sup>®</sup>	53
4.7	Modelagem tridimensional do local de projeto utilizando o Sketchup <sup>®</sup>	56
4.8	Vista Sudeste do modelo inserido no PV*SOL®	57
4.9	Vista aproximada dos módulos do modelo inserido no $PV^*SOL^{\mathbb{R}}$	57
4.10	Vista aérea do modelo inserido no PV*SOL <sup>®</sup>	58
4.11	Vista Nordeste do modelo inserido no $PV*SOL^{\mathbb{R}}$	58
4.12	Plano de cabos dado pelo PV*SOL <sup>®</sup>	59
4.13	Precipitação acumulada em Brasília no ano de 2018	63
4.14	Precipitação acumulada em Brasília no ano de 2019	63
5.1	Gráfico comparativo de geração calculada manualmente, por simulações e	
	real medida no primeiro ano de análise (2018/2019).	67
5.2	Gráfico comparativo de geração calculada manualmente, por simulações e	
	real medida no segundo ano de análise(2019/2020)	68

# LISTA DE TABELAS

3.1	Cálculo de energia mensal a ser compensada por uma usina solar fotovoltaica	
	conectada à rede para que seja suprida a demanda mensal	29
4.1	Irradiação medida a 4 km do local de instalação	43
4.2	Histórico de consumo da Unidade Consumidora	44
4.3	Características do Módulo Canadian Solar MaxPower CS6U-320P	45
4.4	Características da UCP Fronius Primo 8.2-1	46
4.5	Geração esperada para o primeiro ano de operação, baseado no cálculo manual	48
4.6	Geração esperada para o segundo ano de operação, baseado no cálculo manual	49
4.7	Parâmetros escolhidos para o sistema no PVSyst <sup>®</sup>	51
4.8	Parâmetros de Perdas Detalhadas inseridos no PVSyst <sup>®</sup>	52
4.9	Simulação do sistema pelo $PVSyst^{\mathbb{R}}$ para o primeiro ano de operação	54
4.10	Simulação do sistema pelo $PVSyst^{\mathbb{R}}$ para o segundo ano de operação	54
4.11	Simulação de energia injetada na rede feita pelo $PV^*SOL^{\mathbb{R}}$ para o primeiro	
	ano de operação	60
4.12	Simulação de energia injetada na rede feita pelo PV*SOL® para o segundo	
	ano de operação	60
4.13	Geração monitorada pelo Solarweb $^{\mathbb{R}}$ durante o primeiro ano de operação do	
	sistema	61
4.14	Geração monitorada pelo Solarweb $^{\mathbb{R}}$ durante o segundo ano de operação do	
	sistema	62
4.15	Comparativo entre o cálculo manual, as simulações e o valor medido de ge-	
	ração de eletricidade no primeiro ano de análise	64
4.16	Comparativo entre o cálculo manual, as simulações e o valor medido de ge-	
	ração de eletricidade no segundo ano de análise	65

# INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro vive um período de ajuste, em que se busca o equilíbrio do incentivo ao uso de fontes renováveis e uma coerente tarifa energética para o consumidor final. Falhando em o fazer, restariam às entidades responsáveis duas alternativas: tarifar o consumidor final de forma exacerbada ou adotar fontes de energia baratas, porém poluentes e/ou com riscos envolvidos, como é o caso da energia termonuclear. Como forma de contornar este problema, começa-se a discutir formas de geração própria de energia elétrica, em especial a solar fotovoltaica. O consumidor entra numa nova era de geração e consumo de energia: só em 2019, o Brasil quase dobrou o total de sua capacidade instalada, totalizando 4,55 GWp de capacidade instalada (ABSOLAR, 2020).

A geração de energia solar fotovoltaica com sistema ligado à rede elétrica se dá de duas formas: geração centralizada e geração distribuída. Na primeira, são montados grandes parques de geração com centenas de módulos fotovoltaicos, a fim de suprir uma grande demanda de uma indústria, órgão público ou até de um município, por exemplo. Na segunda categoria, o consumidor final contrata uma empresa intermediadora que instala, no telhado de sua residência, algumas unidades de módulos fotovoltaicos, a fim de suprir apenas sua própria demanda de energia elétrica.

O interesse nesta segunda categoria é bem claro: dada uma determinada tarifação de energia, cobrada em reais por quilowatt-hora, o investimento em um sistema fotovoltaico tem retorno em um período de poucos anos. Após este tempo, o consumidor pode continuar usufruindo da geração própria e pagando apenas a taxa de disponibilidade da concessionária (assumindo que este sistema esteja conectado à rede elétrica da região).

Por se tratar de uma tecnologia relativamente nova e ainda em expansão acelerada no Brasil, ainda existem alguns desafios acerca de sua implementação: os sistemas estão sendo corretamente dimensionados? O cálculo manual proposto considera uma quantidade adequada de parâmetros para uma confiabilidade na geração esperada? Os programas que auxiliam nos dimensionamentos estão sendo utilizados corretamente? Quais fatores mais afetam o correto e esperado funcionamento do sistema?

Neste trabalho, será analisado um sistema de geração de energia solar fotovoltaica, Localizada no Lago Norte, em Brasília, essa instalação foi monitorada pelo período de 2 (dois) anos. Foi medida, diariamente, a injeção de energia elétrica na rede, através da UCP (Unidade de Condicionamento de Potência da instalação, ou o inversor). Além da comparação entre os métodos de simulação, este período de dois anos permite comparar os mesmos períodos de cada ano. Pretende-se, primeiro, fazer um cálculo manual que será abordado como um passo-apasso e que considera poucos fatores externos ao sistema, como sombreamentos próximos e distantes, degradação dos módulos, inclinação dos módulos, etc. Este cálculo será feito com o intuito de mostrar que, para projetos deste tamanho, a geração estimada não deve diferir significativamente das que serão observadas nas simulações.

Em seguida, os programas PVSyst<sup>®</sup> e PVSol<sup>®</sup> auxiliarão a simular a geração utilizando os mesmos componentes escolhidos no projeto original. O papel destes programas se dá ao fato de que são dotados de bancos de dados meteorológicos que auxiliam na projeção de geração fotovoltaica, fortemente afetada por chuvas e sombreamentos. Além do mais, programas são capazes de projetar muitos dados utilizando parâmetros escolhidos pelo próprio usuário, como a forma com a qual os componentes estão conectados, o comprimento e seção dos condutores elétricos utilizados, o grau de sujidade dos módulos da usina, o grau de degradação anual dos módulos, dentre outros.

Em caso de discrepâncias no que pode ser observado, deve-se ainda investigar suas possíveis causas e como contorná-las, dado que uma geração de energia elétrica abaixo da esperada pode significar em custos indesejados. Além disso, uma geração de energia elétrica acima da esperada significa que o sistema foi sobredimensionado, ou seja, pagou-se a mais por um sistema fotovoltaico de forma desnecessária. Para ambos os casos mencionados, serão verificados e avaliados os métodos utilizados para o dimensionamento, para concluir se serão necessários ajustes e trazer melhorias para projetos futuros. A Figura 1.1 mostra uma imagem de satélite da usina que foi analisada neste trabalho.

Figura 1.1 – Imagem de satélite do telhado da residência onde foi instalado o projeto. Contornado em vermelho e azul, as séries fotovoltaicas do sistema. Em verde, aquecedores solares externos ao projeto



Fonte: Google Earth Pro (R), 2020.

Por fim, é feita também uma breve e simplificada avaliação econômica do sistema, com apenas o intuito de demonstrar a projeção econômica deste tipo de projeto e viabilidade econômica do investimento em questão. São avaliados o tempo de retorno sobre o investimento (*payback*) e o fluxo de caixa, em cima do orçamento original deste exato projeto que será trabalhado.

O trabalho está dividido da seguinte forma:

- Capítulo 2: Revisão bibliográfica, que aborda trabalhos anteriores importantes para os conceitos abordados em trabalhos sobre energia solar fotovoltaica e geração distribuída;
- Capítulo 3: Materiais e Métodos, em que o uso do ferramental do trabalho é detalhadamente explicado, além de todo o equacionamento utilizado para se obter os resultados de geração elétrica;
- Capítulo 4: Resultados e Discussões, em que se mostra o que foi obtido utilizando o ferramental do Capítulo 3 quando unido aos parâmetros do projeto, além de discutir a comparação entre os métodos de simulação e os valores observados no monitoramento;
- Capítulo 5: Conclusões acerca do que foi observado e a contribuição do trabalho para o meio acadêmico, além de idealizar trabalhos futuros;
- Capítulo 6: Bibliografia, em que as as fontes para os trabalhos citados ao longo deste documento podem ser encontradas.

**REVISÃO BIBLIOGRÁFICA** 

# 2.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA GLOBAL

No ano de 2018, as fontes de energia elétrica renováveis foram responsáveis pela adição de quase 181 GW de potência instalada no mundo, trazendo a participação das energias renováveis na matriz energética mundial para, aproximadamente, 2.378 GW de potência instalada. Desses 181 GW adicionados, cerca de 100 GW são de energia solar fotovoltaica, mais de 55% do aumento total. O restante é composto de energia eólica, hídrica e biocombustíveis/térmicas.





A geração de energia elétrica por fontes hídricas ainda tem 60% de participação entre as renováveis, seguida por 21% de energia eólica e 9% de solar fotovoltaica. Em geral, a participação de fontes renováveis totalizou, em 2018, cerca de 26,2% de toda a geração de eletricidade mundial. Apesar do crescimento da participação de renováveis, existe um grande desafio no aumento deste crescimento, devido ao aumento anual constante de geração de energia (cerca de 4% ao ano) e dos grandes investimentos em fontes fósseis e nucleares. Este aumento tem como causa, principalmente, os recordes de temperaturas (mínimas e máximas) no globo, e do crescimento econômico das nações que incrementa a demanda por eletricidade.

Quanto à globalização das renováveis, mais de 90 países instalaram ao menos 1 GW

Fonte: REN-21, 2019.

de capacidade de geração, sendo que pelo menos 30 países passaram a marca de 10 GW. Destacam-se China, Estados Unidos, Brasil, Índia e Alemanha no quesito de geração renovável de energia.



Figura 2.2 – Composição da geração de eletricidade no mundo.

Adaptado de: REN-21, 2019.

# 2.2 GERAÇÃO DE ENERGIA EM ESCALA GLOBAL

A Agência Internacional de Energia (AIE - em inglês: *International Energy Agency*) é uma organização internacional sediada em Paris ligada à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). Seus países membros consultam à agência em questões políticas ligadas ao uso de energia. Foi fundada com o intuito inicial de coordenar a resolução da crise do petróleo de 1973.

Do portal eletrônico da AIE (https://www.iea.org/data-and-statistics, acesso em 07 de junho de 2020), pode-se verificar dados e estatísticas acerca do consumo e produção de energia elétrica (em GWh) no mundo, podendo-se filtrar por país. Os dados de produção de energia por fonte podem ser vistos na Figura 2.3, com dados de 1990 até 2015:



Figura 2.3 – Evolução da produção de eletricidade por fonte, em GWh.

Adaptado de: AIE, 2020.

Deste gráfico, pode-se notar que até 2015 a produção de eletricidade mundial ainda era predominantemente à base de carvão, com o crescimento desta fonte ainda acelerado. A energia solar fotovoltaica passou apenas recentemente a ter um valor significativo em comparação com as outras fontes, com uma produção de, aproximadamente, 443.554 GWh, de acordo com os dados da AIE.

Dentre as fontes renováveis, as fontes hídricas ainda são maioria na produção mundial de eletricidade, com aproximadamente 3.989.825 GWh produzidos em 2015, ainda de acordo com a AIE. O gráfico da Figura 2.4 compara a produção mundial quando consideradas apenas fontes renováveis de eletricidade (dados de 1990 a 2015):



Figura 2.4 – Evolução da produção de energia por fonte renovável, em GWh.

Adaptado de: AIE, 2020.

## 2.3 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, a EPE, as fontes renováveis representaram 81,8% da geração de eletricidade no Brasil em 2019. O gráfico da Figura 2.5 mostra como se distribuiu a geração de eletricidade entre as fontes renováveis e não renováveis naquele ano:



Figura 2.5 – Participação das fontes de geração no Brasil em 2019.

#### Fonte: EPE, 2020.

O gráfico da Figura 2.5 mostra que a Energia Solar representa cerca de 1,1% da geração de energia elétrica brasileira (nota-se que isto não inclui energia térmica, e sim apenas elétrica). De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, a ABSOLAR, e a ANEEL, a Agência Nacional de Energia Elétrica, em Julho de 2020 o Brasil ultrapassou a marca de 6.136,5 MW de potência instalada nessa categoria. Deste valor, cerca de 2.932,4 MW na subcategoria de geração centralizada, enquanto os 3.204,1 MW remanescentes são de Mini e Micro geração distribuída. Brasília-DF tem destaque por estar constantemente entre os municípios de maior capacidade instalada, com aproximadamente 29,9 MW . Quanto aos estados, entretanto, Minas Gerais lidera com a participação de mais de 640,8 MW (AB-SOLAR,2020).

Foi apenas em 2012 que a ANEEL estabeleceu as regras e a regulamentação para micro e mini geração distribuída. Pela Resolução Normativa 482/2012, o Brasil adotou o mecanismo de compensação de energia, em que uma microusina solar fotovoltaica pode ser conectada na rede elétrica pública como Unidade Consumidora (UC) e injetar o excedente na rede elétrica como se fosse uma bateria com capacidade infinita (no sentido de que não há limite prático quanto à injeção de energia), acumulando créditos de energia (em kWh) a serem compensados mensalmente.

A evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica total após essa resolução

pode ser observada no gráfico a seguir, com dados extraídos da ABSOLAR. Os dados de 2020 são atualizados apenas até o mês de julho (unidade em MW de potência instalada) conforme a Figura 2.6:



Figura 2.6 – Evolução da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no Brasil, dados em MWp.

Fonte: ABSOLAR/ANEEL, 2020.

## 2.4 POTENCIAL DA ENERGIA SOLAR NO BRASIL E NO MUNDO

O mapa da Figura 2.7 mostra o potencial fotovoltaico sobre o território global, dado em quilowatt-hora por quilowatt-pico (kWh/kWp), um bom indicador de eficiência de conversão energética já que determina quantos kWh são gerados para cada kWp de capacidade do sistema.

Pode-se observar como o potencial disponível no Brasil é maior quando comparado com países da Europa, onde a conversão fotovoltaica já é utilizada largamente (ATLAS SOLAR BRASILEIRO, 2017). Além do tamanho do país, observa-se que em todo o território brasileiro há disponibilidade de irradiação solar equivalente ou melhor que nos países do Sul da Europa e superando países como, por exemplo, a Alemanha, país com capacidade instalada significativa de sistemas de geração fotovoltaica.



#### Figura 2.7 – Potencial fotovoltaico no mundo

Fonte: SOLARGIS, 2019.

O mapa mostra o rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) em todo o território nacional, tanto para usinas de grande porte centralizadas e instaladas em solo, como para a geração fotovoltaica distribuída integrada em telhados e coberturas de edificações.

É possível, ainda, observar o alto potencial da região centro-oeste, região onde fica a cidade de Brasília, onde está localizada a usina solar fotovoltaica que será abordada neste trabalho.



Figura 2.8 – Potencial fotovoltaico no Brasil

Fonte: ATLAS SOLAR BRASILEIRO, 2017.

# 2.5 COMPONENTES PRINCIPAIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

## **2.5.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO**

Segundo Pinho e Galdino (2014, p.144) conceituam em sua obra : "Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células." Este módulo é composto por células fotovoltaicas, cujo funcionamento tem base no efeito fotoelétrico. A célula gera energia após os elétrons da banda de valência migrarem para a banda de condução com a energia recebida pelos fótons da luz solar (FRONTIN et al., 2017). Pinho e Galdino explicam que a quantidade de células conectadas em série ou paralelo depende da tensão e corrente que pretende-se que se deseja ter no módulo montado. De maneira análoga, um sistema fotovoltaico pode conter vários módulos em série ou em paralelo, a depender da tensão e corrente que se deseja ter numa série fotovoltaica. Quando se conectam módulos em série (Figura 2.9), a tensão da série fotovoltaica (*string*) é a soma das tensões dos módulos conectados. Enquanto isso, quando se conectam os módulos em paralelo (Figura 2.10), a corrente da série fotovoltaica é a soma das correntes nominais dos módulos conectados.



Figura 2.9 – Conexão de módulos fotovoltaicos em série.

Fonte: SOLARREVIEWS, 2020.

Figura 2.10 – Conexão de módulos fotovoltaicos em paralelo.



Fonte: SOLARREVIEWS, 2020.

O módulo formado é então submetido aos testes nas condições-padrão (*Standard Test Conditions* ou STC, do inglês). Estes testes consideram uma irradiância solar de 1.000W/m<sup>2</sup>, com distribuição espectral padrão para massa de ar AM 1,5 e as células com temperatura de 25 °C. Nestas condições, um ensaio com fonte variável é promovido numa faixa de tensão que vai desde um pequeno valor negativo entre os terminais até que seja ultrapassada a tensão de circuito aberto do módulo. Este ensaio permite traçar a curva Corrente-Tensão (I-V) da Figura 2.11. É possível identificar na curva valores de tensão e corrente de máxima potência (V<sub>MP</sub> e I<sub>MP</sub>), cujo produto corresponde ao Ponto de Máxima Potência, ou P<sub>MP</sub>. A potência nominal de um módulo é usualmente dada em Watt-pico (Wp) (PINHO; GALDINO, 2014).





Fonte: MANUAL DE ENGENHARIA FOTOVOLTAICA, 2014.

É claro que como o funcionamento da célula fotovoltaica depende diretamente do efeito fotovoltaico, seu correto funcionamento depende diretamente da irradiância solar e da temperatura em que ela opera. Como um módulo é formado por um conjunto de células, o mesmo ocorre em seu funcionamento. O gráfico da Figura 2.12 mostra como diferentes níveis de irradiância que incidem sobre um módulo podem afetar sua curva I-V (e, portanto, sua potência de operação).

Figura 2.12 – Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico.



Fonte: MANUAL DE ENGENHARIA FOTOVOLTAICA, 2014.

Já o gráfico da Figura 2.13 mostra como a variação de temperatura afeta a curva I-V de um módulo fotovoltaico. Com o aumento da temperatura a tensão de forma expressiva e, apesar de a corrente subir, este comportamento não é significativo e portanto não compensa a perda de tensão, acarretando numa menor potência de operação.

Figura 2.13 – Efeito causado pela variação de temperatura sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico.



Fonte: MANUAL DE ENGENHARIA FOTOVOLTAICA, 2014.

#### 2.5.2 UNIDADE DE CONDICIONAMENTO DE POTÊNCIA (INVERSOR)

Uma Unidade de Condicionamento de Potência (UCP) tem muitas funções em um sistema fotovoltaico, sendo a principal a de conversão de energia elétrica de corrente contínua CC, proveniente dos módulos fotovoltaicos, para corrente alternada CA, compatível com a rede elétrica da Unidade Consumidora. Suas outras funções incluem o rastreamento do Ponto de Máxima Potência (P<sub>MP</sub>), em uma curva como a da Figura 2.11, desconexão do sistema, como medida de segurança - ele se desconecta da rede elétrica quando a mesma está "desligada"por alguma falta ou por manutenção (essa desconexão se denomina anti-ilhamento), monitoramento, acondicionamento, dentre outros (FRONTIN et al., 2017).

O desenvolvimento de UCPs depende da evolução da área de eletrônica de potência, já que seus componentes principais são chaves semicondutoreas, além da confecção de circuitos de potência/controle. A tecnologia de UCPs foi adaptada diversas vezes desde sua criação, fazendo com que os custos de fabricação fossem reduzidos e sua eficiência de conversão chegasse a valores próximos de 99% (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 2.14 mostra o exterior de uma UCP da marca Fronius, de modelo Primo. Tratase de uma UCP cuja potência nominal de saída pode ser desde 3 kW, podendo chegar a 15 kW, a depender do modelo específico do componente.



Figura 2.14 – Inversor (ou UCP) moderno do tipo string

Fonte: Fronius International, 2016.

#### 2.5.3 MICROINVERSORES

Uma alternativa ao uso de inversor central do tipo *string* visto na Seção 2.5.2 é o uso de microinversores (Fig. 2.15). Não se trata de uma tecnologia nova, mas teve que passar por diversas adaptações e melhorias em eficiência de rastreamento do Ponto de Máxima Potência, até que ressurgisse comercialmente em anos recentes. Neste tipo de UCP, conectam-se normalmente apenas um ou dois módulos para cada microinversor de um sistema fotovoltaico.





Fonte: Green Efficient Living, 2018.

Algumas de suas funcionalidades incluem um sistema *Plug-and-play* de fácil instalação, menor e mais fácil manutenção, modularidade e sistema mais altamente eficiente (ALONSO; CHENLO, 2014). Esta alta eficiência é atingida pela conexão individual dos módulos em cada microinversor, atingindo o ponto de máxima potência e eliminando condições não ideais. Em particular, no caso de sombreamento parcial, os microinversores são adequados para pequenas residências ou empreendimentos.

Isto se deve ao fato de que, em sistemas tradicionais com inversores centrais, a presença de um sombreamento parcial pode acarretar num bloqueio significativo da passagem de corrente em toda uma série fotovoltaica (YUAN et al, 2019). Enquanto isso, num sistema com microinversores, a passagem de corrente é apenas afetada em partes do sistema como ilustra o esquema da Figura 2.16.

Figura 2.16 – Exemplo de como o sombreamento parcial pode afetar a eficiência dos módulos. À esquerda, está o efeito de um sistema com microinversores. À direita, de um sistema com inversor central do tipo *string*.



Fonte: Green Efficient Living, 2018.

## 2.5.4 CONDUTORES DO LADO CC

Os cabos dos módulos fotovoltaicos são os condutores que ligam os módulos individuais à caixa de junção de cada fileira de módulos, que são conectadas ao lado CC do inversor. Estes cabos são específicos para este caso pois possuem um revestimento (Figura 2.18) que suporta forte incidência de raios UV e uma ampla faixa de temperatura de até 70° C em operação contínua, 100° C em sobrecarga e 160° C em curto-circuito numa faixa de tensão que vai até 750 V (PRYSMIAN, 2020), características comuns de instalações de sistemas fotovoltaicos (MELO, 2014).

Figura 2.17 - Cabo CC com revestimento protetor



Fonte: NeoSolar, 2013.

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos explicita que pode-se usar a norma brasileira NBR 5410 para dimensionar os condutores do lado CC de acordo com comprimento do circuito, perdas admissíveis e sua tensão nominal. Também pode-se utilizar a norma brasileira atualizada NBR 16612 para cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV CC. O Manual, porém, dá como alternativa o uso da Equação 2.1 para determinar a seção S mínima necessária do condutor CC:

$$S(mm^2) = \rho(\frac{\Omega.mm^2}{m}) \times \frac{d(m) \times I(A)}{\Delta V(V)}$$
(2.1)

Em que:

- $\rho$  é a resistividade do material condutor;
- *d* é o comprimento total do condutor;
- *I* é a corrente que passa pelo condutor;
- $\Delta V$  é a queda de tensão tolerada no cabeamento neste trecho.

#### 2.5.5 CONDUTORES DO LADO CA

Como a ligação do lado CA é entre o inversor e a rede elétrica, idealmente deve-se seguir as recomendações do fabricante quanto ao respeito às suas especificações elétricas, juntamente com as normas técnicas vigentes de cada local. A norma NBR 5410 prevê métodos para cálculo adequeado da secção do condutor.

A escolha de cada tabela dentro de cada norma depende das condições do projeto, como por exemplo se o cabo está exposto ao ar livre ou em uma eletrocalha, quantos condutores estão agrupados e temperatura do ambiente de instalação. Dentro de cada tabela, escolhe-se uma seção transversal que corresponde à máxima corrente admissível para aquele condutor, baseado nas informações dadas pelo fabricante da UCP.

Já que neste trabalho não serão estudadas as perdas de potência que ocorrem entre a UCP e a rede elétrica, a análise de como os condutores condutores do lado CA são dimensionados se faz irrelevante neste momento.

Figura 2.18 – Cabo CA sem revestimento protetor.



Fonte: NeoSolar, 2013.

# 2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Geração Distribuída (GD) é um tipo de geração que se diferencia da Geração Centralizada (Fig. 2.19) por ser realizada em locais não-usuais de geradoras tradicionais, como grandes hidrelétricas, parques eólicos, usinas nucleares, dentre outros. Isto contribui para dispersar a geração de energia elétrica ao longo de uma certa região já que a geração não se concentra em um único local de geração, mas pode acontecer em várias Unidades Consumidoras espalhadas.





Fonte: Perfil Energia, 2020.

Em 2012, a ANEEL estabeleceu através da Resolução Normativa número 482, atualizada pela REN 687 de 2015, as regras nas quais um consumidor pode gerar a sua própria energia elétrica renovável e fornecer o excedente à concessionária de energia local. Desta forma, a ANEEL criou subcategorias de GD:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW.

A Figura 2.20 mostra um exemplo de Geração Distribuída, em que se injeta energia elétrica gerada em excedente na forma de corrente alternada na rede elétrica.



Figura 2.20 – Exemplo de geração distribuída

Fonte: Perfil Energia, 2020.

Para que este sistema funcione, a ANEEL teve de dispor em seu Art. 7º da Resolução Normativa 482/2012 sobre como o sistema de compensação elétrica deve funcionar. Os parágrafos do artigo podem ser resumidos em duas instâncias:

- Quando a unidade consumidora não utiliza toda a energia gerada pela central, ela é injetada na rede da distribuidora local, gerando crédito de energia. Entretanto, consumidores do Grupo A de consumo devem pagar ainda uma parcela referente à demanda. Consumidores do Grupo B devem pagar ainda o custo de disponibilidade. Isto é feito com o intuito de cobrir os custos de transmissão e manutenção da rede, além de diversas outras tarifações.
- Nos momentos em que a central não gera energia suficiente para abastecer a unidade consumidora (como por exemplo, pela noite em casos de energia solar fotovoltaica, ou quando não há ventos o bastante para usinas eólicas), a rede da distribuidora local suprirá esta diferença. Neste caso, será utilizado o crédito de energia adquirido pelo cliente (válidos por 60 meses) quando injetou excedente ou, caso não haja, o consumidor deve pagar a diferença.

Este sistema descrito é conhecido como *net-metering*, que de acordo com os múltiplos autores do livro JAÍBA SOLAR (Frontin, et al, 2017) "funciona de forma que a energia ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é "cedida", por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa no mesmo posto tarifário".

# 2.7 FATORES QUE INFLUENCIAM A GERAÇÃO EM SISTEMAS FO-TOVOLTAICOS

Existem diversos motivos pelos quais um sistema fotovoltaico não opera de maneira ideal. Nesta seção serão abordados alguns dos principais motivos, além de mencionar brevemente os motivos secundários, dada a importância para o trabalho total.

## 2.7.1 ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO

Como explicado na Seção 2.5.1, o correto funcionamento de um módulo fotovoltaico depende diretamente de como suas células recebem a irradiação solar, devido ao princípio do efeito fotoelétrico. É trivial, então, imaginar que a inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos influenciam diretamente em como a irradiação atinge suas células. Por isso, a escolha adequada do local de instalação das séries fotovoltaicas é de extrema importância para o desempenho do sistema como um todo.

Os programas de simulação de sistemas fotovoltaicos requerem, usualmente, que o usuário insira a inclinação (em graus) dos módulos em relação ao solo, além da direção azimutal (também em graus) em relação à direção Norte. Assim, os projetistas conseguem estudar melhor os impactos da escolha sobre a geração esperada de um sistema.

Os custos de uma usina solar fotovoltaica de microgeração podem ser drasticamente reduzidos caso, por exemplo, exista um telhado orientado de maneira ideal para o desempenho máximo do sistema. A inclinação do telhado também pode coincidir com a necessária para aquele sistema, diminuindo ainda mais os custos totais (JÚNIOR et al., 2016).

#### 2.7.2 TEMPERATURA

A temperatura de operação das células fotovoltaicas depende da variação da irradiância solar e da temperatura incidentes. A corrente produzida nas células fotovoltaicas é diretamente proporcional à irradiância solar e é muito pouco afetada pela temperatura da célula. Entretanto, com o aumento da temperatura, a tensão dimninui e, consequentemente, como discutido na Seção 2.5.1, a potência gerada diminuem de modo significativo, como mostrado na Figura 2.21.

Figura 2.21 - Curva Corrente-Tensão para diferentes temperaturas de operação



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014.

Módulos fotovoltaicos de filmes finos apresentam uma menor influência com o aumento da temperatura, se comparado com módulos de silício cristalino, porém ressalta-se que mais de 95% dos módulos vendidos são de tecnologia de silício cristalino (PINHO; GALDINO, 2014).

#### 2.7.3 SOMBREAMENTO

Como já introduzido na Seção 2.5.3, os módulos conectados em série possuem um sério problema em que, quando um dos módulos deixa de receber irradiação solar, ele deixa de conduzir e impede que todo o arranjo forneça corrente elétrica ao circuito (COUTINHO et al., 2016).

O sombreamento pode ser previsível, como uma estrutura, um muro, um prédio ou uma árvore. Neste caso, durante a etapa de projeto ele deve ser evitado, no sentido de que devese buscar o posicionamento do sistema de uma forma que receba o máximo de luz solar o possível ao longo de um dia. O sombreamento pode ser, também, imprevisível, como quando caem folhas ou dejetos de animais sobre os módulos. Neste caso, as manutenções periódicas dos módulos devem ser feitas de acordo com as recomendações do fabricante (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

Figura 2.22 – Esquema demonstrativo do bloqueio de fluxo de corrente

Fonte: Portal Solar, 2014.

#### 2.7.4 OUTROS FATORES DE INFLUÊNCIA

#### 2.7.4.1 DEGRADAÇÃO DOS MÓDULOS

Como os módulos estão submetidos a condições agressivas de clima, existe uma deterioração natural dos componentes que afeta o desempenho a longo prazo. Sujeira e detritos também podem afetar a camada superior dos módulos, que é feita de Substrato de Vidro ou um Polímero. Também, existe degradação devido à oxidação e delaminação que ocorre nas camadas imediatamente anteriores ao Silício, que causam corrosões e também afetam o desempenho (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016).

De acordo com o CRESEB, a degradação da potência de módulos fotovoltaicos de c-Si instalados em campo é entre 0,5% e 1,0% por ano. Os módulos FV de c-Si têm geralmente uma garantia contra defeitos de fabricação de 3 a 5 anos, e garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. Assim, em caso de defeitos ou desempenho insuficiente, cobertos pelo termo de garantia, os módulos fotovoltaicos devem ser substituídos pelo fabricante.

A Figura 2.23 foi extraída e adaptada de um *Datasheet* de módulos da marca Jinko Solar. A fabricante promete performance linear pelos primeiros 25 anos de uso do módulo, que decai de 100% até 80,2% neste período. A fabricante ainda compara a garantia de desempenho linear com formas mais tradicionais de garantia, em que se promete 90% do desempenho de potência nos 12 primeiros anos, com decaimento para 80,2% nos anos seguintes.


GARANTIA DE PERFORMANCE LINEAR



Fonte: Jinko Solar, 2018.

## 2.7.4.2 EFICIÊNCIA DAS UCPs

Discutidos na Seção 2.5.2, os inversores dependem de componentes eletrônicos de potência e portanto têm uma certa eficiência de conversão devido ao material destes semicondutores. De acordo com Pinho e Galdino(2008, p. 237), as perdas energéticas nos inversores derivam, principalmente, de fenômenos ocorridos nos processos de comutação e condução durante a conversão CC/CA. Os autores citam, ainda, que as eficiências totais destes inversores para conexão à rede podem atingir valores de 98% de eficiência de pico para circuitos sem transformador e 94% para inversores com transformador. Estas eficiências declaradas pelos fabricantes normalmente se referem à eficiência máxima, que se verifica apenas para determinada condição de carga.

#### 2.7.4.3 SUJEIRA

Em áreas urbanas em que há tráfego de automóveis, ou em áreas com clima seco, por exemplo, os módulos fotovoltaicos acumulam sujeira ao longo dos anos. Este efeito é mitigado pela chuva em alguns casos, mas é necessário que haja uma inclinação para que a água escorra com a sujeira (10 graus em relação ao plano horizontal é normalmente suficiente para que isso ocorra).

O projeto da estrutura metálica para a instalação dos módulos também pode ajudar a melhorar este problema, já que os módulos que não possuem bordas elevadas costumam acumular sujeira nos cantos. Casos em que há clima seco devem ser resolvidos com manu-tenções periódicas (DGS, 2013).

#### 2.7.4.4 DESCASAMENTO OU MISMATCH

O descasamento ou *mismatch* é quando existe uma pequena dispersão das características elétricas dos módulos, mesmo que estes sejam do mesmo modelo e fabricante. Isto ocorre pois as células com menor condução afetam a condução de células de maior condução que estão no mesmo circuito série (ALMEIDA, 2012). O princípio do problema do descasamento é, então, similar aos dos problemas de sujeira e sombreamento, em que a passagem de corrente elétrica é afetada devido aos desbalanceamentos do arranjo.

Mensurar o impacto do descasamento sobre um sistema é de extrema dificuldade, já que seria necessário analisar cada célula de cada módulo para que se saiba o impacto de cada desacasamento no arranjo. O software de simulação PVSol<sup>®</sup> recomenda utilizar 2% para sistemas com inversores centrais e 0% para sistemas com microinversores.

#### 2.7.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram abordados tópicos de interesse para trabalhos cujo assunto envolve energia solar fotovoltaica. É um assunto que se ramifica para diversas outras áreas, desde os aspectos econômicos da implementação deste tipo de fonte renovável, até seus aspectos técnicos e sociais.

Não foram abordados, por exemplo, componentes da uma usina solar fotovoltaica independente - isto é, sem conexão com a rede - ou híbrida, que apesar da conexão com a rede ainda possui baterias para armazenamento de energia. Estes assuntos apesar de sua importância não são coerentes com este trabalho, que estuda a implementação mais comum deste tipo de fonte energética.

Seria possível ainda abordar outros tópicos, sobre componentes de proteção tanto do lado CA como CC, ou sobre o medidor bidirecional, que é um componente principal de sistemas conectados à rede. Entretanto, o estudo é feito apenas considerando a geração que foi monitorada no inversor, ou seja, antes de passar pelo medidor bidirecional.

É esperado que esta revisão bibliográfica traga o contexto necessário para a condução do trabalho, que utiliza de diversos conceitos que foram abordados neste capítulo. O capítulo 3 deve abordar agora o ferramental que foi utilizado para os estudos.

# **3** MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo tem como objetivo descrever todos os materiais e métodos utilizados no projeto e análise da usina fotovoltaica que serviu de base para o trabalho. Isto inclui a descrição de como foi feito o projeto original como planejado pelo projetista, a recriação do projeto utilizando diferentes métodos, as simulações utilizando os componentes da usina e a descrição de como é feita a análise econômica.

## 3.1 MATERIAIS UTILIZADOS

#### 3.1.1 AUTOCAD<sup>®</sup>

O AutoCAD<sup>®</sup> é um *software* ferramental de desenho e *design* produzido e distribuído pela Autodesk<sup>®</sup>, utilizado em diversos projetos de engenharia e arquitetura e vastamente aceito por, por exemplo, agências reguladoras como a ANEEL no quesito da confecção de pranchas de projeto (AUTODESK, 2012). No projeto em questão, o arranjo dos módulos fotovoltaicos (quantidade de fileiras de módulos e métodos de conexão) e do inversor foi feito com o auxílio do AutoCAD<sup>®</sup>.

#### 3.1.2 PVSyst<sup>®</sup>

O PVSyst<sup>®</sup> é um dos *softwares* mais utilizados mundialmente no projeto de sistemas fotovoltaicos. O programa auxilia no dimensionamento dos sistemas, utilizando-se de seu vasto banco de dados que contém informações sobre a maioria dos componentes utilizados no mercado de energia solar fotovoltaica (PVSYST, 2020). No caso do projeto em questão, o PVSyst<sup>®</sup> foi utilizado para gerar um relatório de projeto, contendo, inclusive, uma expectativa de geração de energia. Este relatório foi utilizado para comparar com a geração real medida por um *datalogger* instalado no inversor do sistema.

#### 3.1.3 Meteonorm<sup>®</sup>

O Meteonorm<sup>®</sup> é um banco de dados climáticos que, quando associado às funcionalidades do PVSyst<sup>®</sup>, permite fazer simulações de geração específicas para determinadas condições climáticas (METEONORM, 2020). O banco de dados versão 7.2 de 2008-2012 foi utilizado com o intuito de resgatar os dados climáticos de Brasília, aumentando a confiabilidade das simulações feitas no PVSyst<sup>®</sup>.

#### 3.1.4 Microsoft Excel<sup>®</sup>

O Microsoft Excel<sup>®</sup> é um editor de planilhas. Seus recursos incluem uma interface intuitiva e ferramentas de cálculo e de construção de tabelas (MICROSOFT, 2020). Neste projeto, o Excel<sup>®</sup> foi usado para a análise de dados climáticos e construção de gráficos comparativos de geração estimada e observada.

#### 3.1.5 Sistema de monitoramento Fronius Solarweb<sup>®</sup>

O Fronius Solarweb<sup>®</sup> é uma ferramenta online de visualização de dados coletados pelo *datalogger* do inversor (FRONIUS INTERNATIONAL, 2020). O Solarweb<sup>®</sup> foi usado para coletar os dados de geração do sistema durante um extenso período de análise, para que pudessem ser comparados com cálculos manuais e as simulações feitas com o auxílio de outros programas.

#### 3.1.6 PV\*SOL®

Mundialmente, o *software* PV\*SOL<sup>®</sup> é um dos mais utilizados para simulação de sistemas fotovoltaicos. Ele é conhecido pela facilidade de uso e sua especialidade é a modelagem 3D de sistemas fotovoltaicos, possibilitando que o projetista leve em conta séries fotovoltaicas de tamanhos diferenciados e sombreamentos em locais específicos do arranjo de módulos (VALENTIN SOFTWARE, 2020).

Neste projeto, o PV\*SOL<sup>®</sup> serviu principalmente para a comparação com as simulações feitas no PVSyst<sup>®</sup>, já que não existe um sombreamento constante no arranjo de módulos do projeto.

#### 3.1.7 Google Earth Pro<sup>®</sup>

Google Earth Pro<sup>®</sup> é um programa de computador desenvolvido pela empresa americana Google<sup>®</sup> cuja função é apresentar um modelo 3D do globo terrestre, construído a partir de mosaico de fotos de satélite obtidas de fontes diversas e imagens aéreas (GOOGLE, 2020).

O uso do Google Earth Pro<sup>®</sup> se fez necessário para traçar a orientação do telhado da residência onde a usina foi instalada. Como discutido na Seção 2.7.1, a orientação é um fator de grande impacto na geração em sistemas desse tipo. Também é útil para verificar sombreamentos próximos, e fazer medição de telhados e estruturas sem a necessidade de ir até o local. Além disso, com o uso da ferramenta de linha do tempo, acompanhar a evolução da topografia do local para fins de comparação.

#### 3.1.8 Sketchup Pro<sup>®</sup>

SketchUp Pro<sup>®</sup> é um software próprio para a criação de modelos em 3D no computador (TRIMBLE, 2020). Para este trabalho, o Sketchup Pro<sup>®</sup> foi usado como ferramenta auxiliar do PV\*SOL<sup>®</sup>, com o intuito de construir um modelo tridimensional simplificado do local onde foi instalada a usina solar fotovoltaica em questão.

#### **3.2 METODOLOGIA**

#### 3.2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nas primeiras etapas do projeto de uma usina fotovoltaica, é útil o uso de um *checklist* ou fluxograma para que se otimize o tempo necessário para a execução total do projeto, dado que devem ser feitos pedidos de consulta de acesso junto à concessionária de energia, conforma a REN 687 de 2015 da ANEEL. O fluxograma da Figura 3.1 foi criado para mostrar um típico processo que é seguido até que se inicie a geração de energia solar fotovoltaica na categoria de geração distribuída.

Dado o interesse do responsável por uma unidade consumidora de instalar uma usina fotovoltaica em sua residência, empreendimento ou locação, é feito o estudo de viabilidade técnica que consiste inclusive na visita *in-loco* de um profissional (técnico-analista ou engenheiro) capaz de identificar possíveis barreiras para a instalação. Isto varia desde a observação da orientação e disponibilidade de espaço em telhados até a análise de condutores elétricos e dispositivos de proteção já presentes na unidade, além da identificação de possíveis sombreamentos parciais que possam afetar a geração.

A seguir será mostrado como foi feito o dimensionamento de projeto pelo projetista original. Será mostrado o passo-a-passo dos cálculos até se chegar na quantidade de módulos e potência da UCP necessárias para suprir a demanda energética da Unidade Consumidora.



Figura 3.1 - Fluxograma de instalação de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede

Fonte: Autoria Própria, 2020.

## 3.2.2 PRÉ-DIMENSIONAMENTO PARA CÁLCULO MANUAL

#### 3.2.2.1 REFERENCIAL DE CONSUMO

Dada a simplicidade e dimensão do projeto, o dimensionamento do sistema foi feito considerando somente o consumo médio mensal de energia elétrica, a localidade da instalação e a orientação azimutal dos módulos fotovoltaicos. Assim, seria possível obter uma medida simplificada da injeção de energia na rede elétrica da CEB-D, concessionária responsável pela distribuição de energia em Brasília-DF.

O histórico de consumo é fornecido pela própria concessionária, e descreve o consumo médio, em kWh, dos últimos 12 (doze) meses de utilização e será mostrado no Capítulo 4.

#### 3.2.2.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA

Em posse desses dados, é feito o cálculo da capacidade de geração/potência do sistema necessária para suprir a demanda típica do usuário, quantificada por meio da fatura de energia fornecida para o dimensionamento. Da Resolução Normativa 482 de 2012 da ANEEL, modificada pela resolução normativa 687 de 2015, que para o faturamento da unidade consumidora a qual apresenta sistema de compensação de energia, deve ser cobrado no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor de baixa tensão ou demanda contratada para o consumidor do grupo de alta tensão.

Na prática, isso significa que, com as normas vigentes no ano de publicação deste trabalho, o consumidor do tipo B com fornecimento monofásico deverá arcar com os custos de ao menos 30 kWh, o de fornecimento bifásico com ao menos 50 kWh e o consumidor trifásico com 100 kWh (ANEEL, 2010). Em todos os casos, são acrescidas taxas de iluminação pública e tarifações correspondentes. Neste caso, o primeiro passo para o dimensionamento é considerar a taxa de disponibilidade que o consumidor irá obrigatoriamente pagar. Considerando que  $C_m$  é o consumo médio mensal de energia elétrica da Unidade Consumidora e o cálculo fornece a demanda média mensal a ser compensada, ou  $D_m$ , utiliza-se a Tabela 3.1 de acordo com Tipo de Fornecimento da UC:

Tabela 3.1 – Cálculo de energia mensal a ser compen	isada por um	a usina solar	fotovoltaica
conectada à rede para que seja suprio	da a demanda	a mensal	

Tipo de fornecimento	Cálculo da energia a ser compensada
Monofásico	$D_{\rm m} = C_{\rm m} - 30 \text{ kWh}$
Bifásico	$D_{\rm m} = C_{\rm m} - 50 \text{ kWh}$
Trifásico	$D_m = C_m - 100 \text{ kWh}$

Fonte: Autoria Própria, 2020.

#### 3.2.2.3 DEMANDA DIÁRIA

Como a unidade de Irradiação solar é dada em kWh/m<sup>2</sup>.dia (CRESESB, 2020), é necessário primeiro utilizar a Equação 3.1 para transformar o consumo médio mensal do usuário em consumo médio diário, considerando cada mês com 30 dias:

$$D_{\rm d} = \frac{D_{\rm m}}{30 \text{ dias}} \tag{3.1}$$

#### 3.2.2.4 POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

A demanda diária encontrada na Seção 3.2.2.3 é dada em kWh, que é compatível com a unidade de irradiação fornecida pelo CRESESB que foi adaptada do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, Enio Bueno et al), necessária para o cálculo do desempenho do sistema no local escolhido. Esta unidade, porém, pode ser representada por HSP, o qual indica o número de Horas de Sol Pleno, ou seja, o valor acumulado de energia solar ao longo de um dia.

Este parâmetro indica o número de horas equivalentes por dia em que a irradiância solar permanece constante e igual a 1 kW/m<sup>2</sup>, de forma que a energia resultante seja igual à energia acumulada para o dia e local em questão. Em outras palavras, a partir do valor de irradiação local, o valor de HSP representa esse mesmo valor, porém com unidade de horas/dia.

Dividindo-se a Demanda diária  $D_m$ , dada em kWh/dia, pelas Horas de Sol Pleno, em horas/dia, obtém-se a Potência do Arranjo fotovoltaico  $P_a$  do sistema, dada em kW. Isto pode ser visto na Equação 3.2, a seguir:

$$P_{\rm a} = \frac{D_{\rm d}}{\rm HSP} \tag{3.2}$$

A potência  $P_a$  encontrada ainda não considera os fatores que afetam o desempenho de um sistema, discutidos na Seção 2.7. A Seção 3.2.2.5 a seguir mostra como é feito o dimensionamento considerando alguns dos fatores mencionados, através da Taxa de Desempenho (TD).

#### 3.2.2.5 TAXA DE DESEMPENHO (TD)

Esta taxa, cujos valores típicos variam entre 0,70 e 0,90 (entre 70 e 90%) (PINHO; GAL-DINO, 2014) representa o índice de desempenho do sistema considerando diversos aspectos técnicos, como temperatura de operação dos módulos, perdas ôhmicas, não-compatibilidade entre os módulos (*mismatching*), eficiência da UCP, dentre outros. É um valor que deve ser arbitrado pelo projetista, que deve avaliar as condições do local de instalação e dos componentes utilizados, além de outros aspectos que afetam o desempenho do sistema, discutidos na Seção 2.7.

Assim, a Potência de Sistema P<sub>s</sub> necessária para suprir a demanda compensável de energia elétrica da UC fica como na Equação 3.3, a seguir:

$$P_{\rm s} = \frac{P_{\rm a}}{\rm TD} \tag{3.3}$$

#### 3.2.2.6 POTÊNCIA DE PICO E QUANTIDADE DE MÓDULOS

Com posse da potência de sistema  $P_s$ , escolhe-se um modelo de módulo (junto à fabricante ou a uma fornecedora) que seja economicamente interessante e define-se a quantidade aproximada de módulos  $Q_m$  que se terá com a potência de pico  $P_m$  do módulo escolhido, pela Equação 3.4:

$$Q_{\rm m} = \frac{P_{\rm s}}{P_{\rm m}} \tag{3.4}$$

Com a quantidade de módulos estimada  $Q_m$ , é calculada a potência final real do sistema  $P_r$  multiplicando esta quantidade com a potência de pico  $P_m$  de cada módulo, usando a Equação 3.5:

$$P_{\rm r} = P_{\rm m} \times Q_{\rm m} \tag{3.5}$$

#### 3.2.2.7 ESCOLHA DA UNIDADE DE CONDICIONAMENTO DE POTÊNCIA

Este valor de potência total é usado para o dimensionamento do(s) inversor(es) do sistema. A potência da UCP pode ser maior ou menor que a potência do sistema, até um certo ponto que é indicado no *datasheet* da UCP. O Fronius Galvo 3.1-1, por exemplo, possui uma potência máxima de saída CA de 3100 W, podendo suportar até 4500 W de entrada CC. Isso representa uma razão entre saída e entrada de 1,45. Isto significa que a potência total dos módulos pode ser até 45% maior do que a potência de saída desse inversor.

A escolha do inversor, com este método simplificado, depende principalmente da disponibilidade junto à fornecedora. Em outros casos, a escolha também varia com a quantidade de séries fotovoltaicas, além da disposição física dos inversores no local da instalação. É comum que não haja um inversor disponível que atenda a potência requerida para o projeto, fazendo com o que o projetista opte pela combinação de dois inversores de menor potência que trabalhem em conjunto.

#### 3.2.2.8 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES

Como mencionado nas Seções 2.5.4 e 2.5.5, o dimensoinamento dos condutores dos lados CC e lado CA podem ser feitos com base na norma técnica NBR 5410, com o auxílio do *datasheet* da UCP, que fornece a corrente máxima de saída  $I_{CA}$ .

Para o lado CC será utilizada a Equação 2.1, enquanto para o lado CA será utilizada a tabela em anexo, retirada da norma NBR 5410. A queda máxima de tensão tolerada será de 1%.

#### 3.2.2.9 ESTUDO DO SOMBREAMENTO E ORIENTAÇÃO

Nota-se que o sombreamento parcial e a orientação dos módulos não foram considerados para o pré-dimensionamento. Estes fatores podem ser contabilizados dentro da Taxa de Desempenho (TD) a critério do projetista. Por exemplo, em caso de um pequeno sombreamento em uma parte do dia a Taxa de Desempenho cai conforme o projetista achar necessário.

Esta prática não é recomendável para situações extremas, como um grande sombreamento ou um telhado orientado majoritariamente para sul (em caso de projetos feitos no hemisfério sul), e nem para projetos maiores em que pode haver divergência na quantidade final de módulos no sistema. Em casos assim, utiliza-se programas de simulação próprios para este tipo de projeto, como os já mencionados PV\*SOL<sup>®</sup> e PVSyst<sup>®</sup>.

#### 3.2.3 CÁLCULO MANUAL DA GERAÇÃO ESPERADA

De acordo com (MELO, 2014), a energia que chega a um sistema fotovoltaico, denominada pelo próprio autor como  $E_{SOL}$  pode ser obtida pela equação 3.6:

$$E_{\rm SOL} = I_{\rm rr} \times 365 \, \rm dias \times A_{\rm FV} \tag{3.6}$$

Em que I<sub>rr</sub> trata-se da irradiação solar média diária, em Wh/m<sup>2</sup>.dia, e A<sub>FV</sub> trata-se da área de módulos fotovoltaicos total na superfície do gerador. Esta energia, então, deve ser multiplicada pela eficiência de conversão de energia solar do módulo ( $\eta$ ) que fornece, E<sub>ELÉTRICA</sub> a energia elétrica total ideal produzida diretamente nos módulos:

$$E_{\rm ELÉTRICA} = E_{\rm SOL} \times \eta \tag{3.7}$$

A energia real  $E_{REAL}$  produzida por todo o sistema, entretanto, deve ser multiplicada pela Taxa de Desempenho (TD) do sistema, discutida na Seção 3.2.2.5.

#### 3.2.4 PROJETO DO SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST®

A depender da complexidade do sistema, pode-se optar por não utilizar o software PVSyst<sup>®</sup> para simular sua geração e perdas. Isto é feito em projetos de pequeno porte (microgeração, residencial) e sem grandes obstáculos como sombreamentos parciais sobre os módulos (até um simples sombreamento parcial poderia significar na adição de alguns módulos ao orçamento final, como discutido na Seção 2.7.3.

Como o objetivo deste trabalho é comparar a geração esperada pelos métodos de dimensionamento com a real geração medida, é preciso inserir os dados de projeto no simulador para que ele mostre a curva de geração esperada com os respectivos componentes. O PVSyst<sup>®</sup> elimina a subjetividade da etapa de se escolher uma Taxa de Desempenho para o sistema, já que seu banco de dados já contabiliza as perdas de cada componente.

O programa é habilita a possibilidade de trabalhar com projetos complexos e de grande escala, permitindo que o usuário altere diversos parâmetros (que serão abordados a seguir) para aumentar a acurácia dos relatórios gerados. Entretanto, para este projeto muitos dos parâmetros não foram alterados de sua forma padrão, devido às limitações do método manual de dimensionamento proposto na Seção 3.2.2 ou relevância do impacto sobre o resultado final.

#### 3.2.4.1 INÍCIO

No caso específico deste projeto, abre-se o programa e escolhe-se a opção "*Project De-sign*" e logo em seguida "*Grid-Connected*" significando que é pretendido projetar um sistema conectado à rede de energia. O programa, então, solicita ao usuário que seja escolhido ou inserido um arquivo de dados meteorológicos. O próprio programa possui alguns bancos de dados, e mostra a distância entre o local do projeto e o local onde foram medidos os dados meteorológicos. O usuário também pode criar sua própria base de dados

#### 3.2.4.2 ORIENTAÇÃO

Logo em seguida, o usuário escolhe a orientação do sistema, que depende majoritariamente do telhado (no caso de residências) em que serão fixados os módulos. É possível escolher a inclinação dos módulos – que devido à pouca variação em eficiência e grande variação no custo de instalação, usualmente segue a inclinação do próprio telhado – e a orientação azimutal, devendo-se escolher um ângulo em relação ao Norte indicando para que lado o telhado "deságua". Também é possível escolher múltiplas orientações, mas não é o caso deste trabalho específico.

#### 3.2.4.3 SISTEMA

Nesta parte do programa o usuário pode, para definir os componentes do sistema, escolher entre a potência nominal planejada, determinada pela equação 3.5 ou de acordo com a área disponível para a fixação de módulos.

O usuário escolhe dentro de um extenso banco de dados um modelo conveniente de módulos fotovoltaicos (a conveniência vem, normalmente, da disponibilidade dos modelos pelas fornecedoras dos componentes). O programa irá, automaticamente, baseado nos valores das Potência de pico ( $P_m$ ) de cada módulo, juntamente com sua Tensão no Ponto de Máxima Potência ( $P_{MP}$ ) e Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) definir uma quantidade aproximada de módulos necessária para atender à potência nominal planejada.

Igualmente, o usuário pode escolher um inversor dentro do banco de dados que atenda às especificações do sistema. O inversor vai comparar seus parâmetros de potência e tensão de operação com os parâmetros dos módulos fotovoltaicos escolhidos no passo anterior, a depender também da quantidade de módulos.

O programa sugere, então, possíveis formar de arranjo dos módulos, podendo o usuário ajustar caso julgue necessário a quantidade de séries fotovoltaicas (respeitados os parâmetros de corrente e tensão de operação do sistema) e número de módulos em série.

Após o usuário terminar de escolher os componentes, o programa alerta sobre as condições de operações sob diferentes temperaturas (temperatura mínima e máxima de operação do sistema definidas pelo usuário nas configurações de projeto - como a tensão no ponto de de máxima potência  $V_{PMP}$  na temperatura mais alta e termperatura de operação e tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  na temperatura mínima de operação), e pode alertar sobre inconsistências como a quantidade de módulos em série fazendo o sistema trabalhar a uma tensão de circuito aberto maior que a de operação do inverso, o que pode danificá-lo. O sistema também alerta se o inversor está subdimensionado ou sobredimensionado.

#### 3.2.4.4 PARÂMETROS OPCIONAIS

O *software* conta com parâmetros opcionais como *Horizon*, em que é possível indicar a linha do horizonte e portanto definindo sombreamentos distantes, *Near Shadings*, que indica sombreamento de objetos próximos, como árvores e construções e *Energy Management*, em que se indica o caso em que a rede elétrica possui limitações de injeção de energia.

Para o presente estudo, nenhum desses parâmetros será alterado de sua forma padrão, isto é: não foi definida uma linha do horizonte para este projeto, já que não existem grandes obstáculos (morros, montes, prédios) na localidade do projeto que causariam grandes impactos sobre o resultado final. Além disso, não existem sombreamentos próximos, visto que não há construções altas ao redor do local, e nem sequer uma árvore que ultrapasse a altura

em que foram fixados os módulos. A rede elétrica também não possui limitações que sejam relevantes para projetos desta magnitude.

#### 3.2.4.5 PERDAS DETALHADAS

Com o propósito de entender melhor as possíveis perdas que levam a uma geração de energia menor que a esperada em uma usina, o PVSyst<sup>®</sup> conta com uma seção que permite ao usuário alterar parâmetros que são comumente a causa de tais perdas.

Em primeiro lugar, é possível alterar o *Ageing* dos módulos, ou seja, fazer as simulações já considerando um determinado envelhecimento dos módulos, cujo valor adotado será discutido no próximo Capítulo. Também é possível alterar a degradação anual dos módulos, ocorrência discutida na seção 2.7.4.1. É possível, ainda, alterar o *Thermal parameter* do sistema. Altera-se um fator térmico que depende de radiação e velocidade dos ventos no local de instalação da usina. Há ainda a possibilidade de se alterar as perdas ôhmicas, que dependem da secção e comprimento dos condutores utilizados e serão abordadas também no próximo Capítulo.

Outros fatores que podem ser alterados:

- Sujeira (*soiling*), discutida na seção 2.7.4.3;
- Descasamento (mismatch), discutido na seção 2.7.4.4;
- Indisponibilidade, em que se discute os períodos em que o sistema de geração permanece desligado (para manutenções, por exemplo, cujo tempo necessário depende do tamanho da usina).

#### 3.2.4.6 SIMULAÇÃO

Ao final da escolha dos parâmetros, o programa simula o funcionamento do sistema em um dado período de tempo. Em um relatório, gerado automaticamente pelo programa, é possível ver com detalhe todos os componentes e parâmetros escolhidos pelo usuário ao lado de gráficos de geração de eletricidade, injeção de eletricidade na rede e taxas de desempenho.

Estes dados supracitados são importantes para o objeto de estudo deste trabalho, já que se pretende comparar a simulação feita por este programa com a simulação feita pelo PVSol<sup>®</sup>, o cálculo feito de forma não-computacional e com o valor observado pelo próprio inversor do sistema.

#### 3.2.5 PROJETO DE SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PV\*SOL®

O PVSol<sup>®</sup> se diferencia de outros programas de simulação pela possibilidade de trabalhar com modelagem tridimensional com mais facilidade na manipulação, trazendo mais segurança nos dados quando há sombreamentos próximos ou no horizonte. É possível simular, a qualquer instante, o nível de sombreamento sobre os módulos, por exemplo.

# 3.2.5.1 INSERÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA, CLIMA E ESPECIFICA-ÇÕES DA REDE ELÉTRICA

Nesta aba, é possível definir se o projeto será bidimensional (2D) ou tridimensional (3D), conectado à rede ou autônomo, com ou sem armazenamento de energia, com ou sem veículos elétricos e se possui gerador adicional.

Além disso, é possível inserir dados de localização, para que o programa possa automaticamente coletar dados meteorológicos para a simulação. O programa também possibilita que o usuário insira a tensão da rede CA, já que esta tensão é diferente dentre as próprias regiões de cada país.

Ainda nesta aba, nas opções de simulação, é possível customizar albedo (reflexão do solo), perdas por sujeira – que ganham maior relevância em cidades como Brasília, de clima notoriamente empoeirado, perdas por descasamento ou pequenas incompatibilidades entre os módulos, dentre outras.

#### 3.2.5.2 MODELAGEM DO SISTEMA

Aqui, é possível gerar um modelo tridimensional do local onde os módulos são distribuídos em um projeto, a fim de simular sombreamentos, disponibilidade de espaço, proximidade com a caixa de junção, dentre outros.

Dentre as formas de modelagem disponíveis, destacam-se as seguintes funcionalidades:

- Recorte do mapa, em que se pega o mapa do endereço do projeto para auxiliar na modelagem tridimensional do local de instalação;
- Modelo 3D importado, que é feito com o auxílio de outros programas de modelagem, como o Sketchup<sup>®</sup>;
- Área de telhado simples, em que o programa dispõe uma forma geométrica simplificada com um telhado inclinado;
- Edifício complexo, para telhados com múltiplas águas e diferentes inclinações;
- Muro, para simular sombreamento de muros sobre os módulos;

• Áreas livres, para simular espaços livres de obstáculos para, por exemplo, dispor os módulos fixados em solo.

Com isso, o usuário consegue representar com certo nível de fidelidade, por exemplo, os telhados de uma residência e os possíveis sombreamentos causadores de perdas na geração de energia. É possível ainda, nesta etapa, direcionar o modelo 3D de forma que ele respeite a orientação azimutal do edifício real, aumentando a acurácia da simulação quanto ao posicionamento do sol ao longo do dia.

#### 3.2.5.3 COBERTURA COM MÓDULOS

Sem abandonar a aba de modelagem 3D, o usuário do programa pode selecionar uma região do modelo 3D – como uma água do telhado – para dispor um determinado modelo de módulo fotovoltaico. O programa possui um banco de dados atualizado, livrando o usuário da necessidade de preencher os dados técnicos do(s) módulo(s) e da(s) UCP(s).

É possível colocar a quantidade exata de módulos, calculada pela equação 3.4, ou preencher a região escolhida com o máximo de módulos que os parâmetros elétricos e de disponibilidade de espaço. Ainda durante esta etapa, é possível fazer uma simulação prévia do sombreamento ao longo do ano, facilitando o posicionamento dos módulos no modelo tridimensional.

Também é possível estabelecer um grau de degradação dos módulos ao longo dos anos, discutida na Seção 2.7.4.1. Esta degradação é natural e pode estar descrita no *datasheet* do módulo. A inserção desta informação pode aumentar a precisão da simulação de geração ao longo dos anos.

Com a quantidade de módulos escolhida, o programa sugere um determinado modelo de inversor que é compatível com as características elétricas do modelo e quantidade de módulos. O PV\*SOL<sup>®</sup>, assim como o PVSyst<sup>®</sup>, alerta ao usuário em caso de incompatibilidades no sistema. Também é possível escolher a quantidade de fileiras e quantidade de módulos por fileiras, com o auxílio do programa quanto à capacidade técnica do sistema para cada configuração escolhida neste sentido.

Após a simulação, o programa exibe uma vista geral do projeto, mostrando resultados de análise financeira (taxa interna de retorno, remuneração de acordo com a tarifa de energia), qualidade técnica do sistema fotovoltaico (energia do gerador fotovoltaico, rendimento específico em produção normalizada, dada em kWh/kWp, desempenho do sistema em %), e um gráfico de previsão de rendimento mês a mês. Além disso, o programa mostra em detalhes algumas simulações e gráficos que podem ser de interesse para o projeto, como o de Fluxo de Energia ou de Temperatura por Área de Módulos, por exemplo.

#### 3.2.6 DADOS DE MONITORAMENTO FRONIUS SOLARWEB®

Para que seja possível extrair os dados de monitoramento de uma UCP da marca Fronius, utiliza-se o portal *solarweb.com*, onde é possível acessar a conta de usuário associada a determinado inversor. Esta associação deve ser feita no momento em que se inicia a geração, para que todos os dados sejam computados durante o monitoramento, desde a primeira ligação do sistema. É necessário ainda que a UCP esteja conectada à internet, para que os dados sejam enviados ao portal.

No portal, é necessário clicar na aba "Histórico" e selecionar um dos dispositivos (em casos de mais de uma UCP ou da existência de um banco de baterias) e escolher uma faixa de tempo para a análise de dados, como mostra a Figura 3.2:



Figura 3.2 – Aba de histórico do portal *datalogger solarweb*<sup>( $\mathbb{R}$ )</sup>.

Fonte: Fronius Solarweb, 2020.

Depois de escolher um dispositivo, é necessário escolher um canal de dados. Têm-se o acesso aos valores de corrente para cada MPPT (*Maximum Point Point Tracker*, ou rastreador de Ponto de Máxima Potência), corrente CA do condutor Fase 1, Potência de cada MPPT, Tensão de cada MPPT, etc. Isto pode ser visto na Figura 3.3, a seguir:

Figura 3.3 – Aba de canais do portal  $solarweb^{\mathbb{R}}$ 

CANAIS
Inversor
Corrente CA L1 (IAC L1)
Corrente CC MPP1 (IDC)
Corrente CC MPP2 (IDC MPP2)
Fator de potência (CosPhi)
Potência aparente (S)
Potência MPP1 (P MPP1)
Potência MPP2 (P MPP2)
Potência padronizada
Potência reativa (Q)
Potência total (Potência)
Voltagem CA L1 (UAC L1)
Voltagem CC MPP1 (UDC)
Voltagem CC MPP2 (UDC MPP2)
Balanço energético Premium
🗌 Consumida diretamente
Consumo
Potência da bateria (da bat)
Potência da rede (da rede)
<ul> <li>Potência para a bateria (para bat)</li> </ul>
<ul> <li>Potência para a rede (para rede)</li> </ul>
Produção fotovoltaica (Prod FV)
CANCELAR OK

Fonte: Fronius Solarweb, 2020.

Alguns destes canais são úteis para o monitorar se o sistema está funcionando como planejado, mas o canal de interesse deste trabalho é o de "Potência para a rede", que monitora a energia em kWh que foi injetada na rede elétrica. O canal gera um gráfico como o da Figura 3.4, mostrando o valor de energia injetado em cada mês do ano de 2019 em um determinado sistema.



Figura 3.4 – Exemplo de gráfico de injeção de energia na rede elétrica em 2019

Fonte: Fronius Solarweb, 2020.

# 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O ferramental mostrado neste capítulo vai ser utilizado a seguir, em que serão mostrados os resultados obtidos e respectivas discussões. Foram apontados dois diferentes *softwares* de simulação, para se ter uma maior variedade de dados para comparação. Também foi mostrado um método manual do cálculo da geração esperada, que considera a área de módulos fotovoltaicos e a eficiência de cada módulo. Este método desconsidera diversos fatores, como a exata inclinação dos módulos e a orientação azimutal da mesa de módulos, mas para sistemas de menor porte é um cálculo útil para se fazer comparações. Foi mostrado também o método de obtenção dos dados de geração reais, medidos pela UCP. Este método assume que a UCP computa corretamente a passagem de energia elétrica para a rede, não sendo feitas quaisquer medições para atestar sua confiabilidade.

# **A RESULTADOS**

# 4.1 PRÉ DIMENSIONAMENTO

Nesta Seção, serão mostrados os métodos simplificados do dimensionamento de usinas fotovoltaicas residenciais e como chegar aos componentes escolhidos para tal. Existem múltiplas outras possibilidades para esta escolha de componentes, que dependem da disponibilidade no momento de execução de projeto. Aqui será mostrado o processo para se chegar a um certo número de módulos e modelo de UCP.

# 4.1.1 AVALIAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

O local de instalação da usina solar fotovoltaica é a residência do próprio interessado pelo projeto. Neste tipo de projeto, o projetista busca a parte do telhado que deságua o mais próximo possível da direção Norte, baseado no que foi discutido na Seção 2.7.1.

Para o projeto em questão, o projetista optou por usar a área delimitada na Figura 4.1. Esta parte do telhado tem uma inclinação de, aproximadamente, 16º com o horizonte e inclinação azimutal de -44º (ou 316º com o Norte). Além disso, a área escolhida possui cerca de 125 m<sup>2</sup> disponíveis.



Figura 4.1 – Região do telhado escolhida para a disposição dos módulos

Fonte: Google Earth Pro<sup>®</sup>, 2020

#### 4.1.2 ESTUDO DO SOMBREAMENTO DO LOCAL

Uma inspeção visual *in loco* mostrou que haveria apenas um obstáculo que pudesse gerar um sombreamento parcial sobre os módulos fotovoltaicos: uma antiga antena parabólica, que foi removida no mesmo dia em que os módulos foram fixados, ou seja, antes que o sistema fosse ligado e monitorado. Isto significa que o possível sombreamento da antena não foi levado em consideração.



Figura 4.2 – Imagem da antena que foi removida antes da ligação do sistema

Fonte: Primária Energia LTDA, 2018.

Portanto, nenhum sombreamento foi levado em consideração para o dimensionamento deste projeto.

#### 4.1.3 ESTUDO DA IRRADIAÇÃO DO LOCAL

Com o intuito de se fazer o estudo da irradiação solar do local de instalação, as coordenadas do local (que para fins de privacidade do proprietário da usina, serão omitidas) foram inseridas no portal do CRESESB que permite a medição do potencial solar – o SunData v 3.0 (disponível em http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&). O portal retornou as medições de irradiação solar diária média mensal de três diferentes pontos de medição, a distâncias de 4.0 km, 8.1 km e 9.2 km do local de instalação.

Para tentar manter a maior precisão, o ponto de medição escolhido para o projeto foi mais próximo possível do local de instalação, a 4 km de distância. Além disso, o ângulo de medição escolhido foi o "Ângulo igual à latitude", já que os módulos foram fixados em um

plano inclinado em, aproximadamente, 15 graus, e a latitude é de 16 graus a sul.

A Tabela 4.1 a seguir mostra os valores retornados pelo portal. As medições obtidas pelos outros pontos próximos e em outros ângulos estarão disponíveis no apêndice do trabalho.

Mês de referência	Irradiação diária média [kWh/m².dia]
Janeiro	5,01
Fevereiro	5,45
Março	5,07
Abril	5,36
Maio	5,53
Junho	5,67
Julho	5,96
Agosto	6,60
Setembro	5,95
Outubro	5,41
Novembro	4,72
Dezembro	4,99
Média	5,47

Tabela 4.1 – Irradiação medida a 4 km do local de instalação

Fonte: CRESESB, 2020.

#### 4.1.4 TIPO DE FORNECIMENTO

Inspecionando a fatura de energia elétrica e fazendo vistoria do local constatou-se que o fornecimento de eletricidade é da classificação Residencial Trifásico.

Na prática, significa que o consumidor tem de arcar com o custo de 100 kWh, acrescido de tarifações e contribuição de iluminação pública, em conformidade com o Art 7º da Resolução Nomativa 482 da ANEEL, de 2012. Também significa que, para o dimensionamento, esses 100 kWh devem ser considerados de forma que não precisem ser gerados, a fim de evitar desperdícios como um sobredimensionamento em que se credita mais energia do que se usa em todos os meses do ano.

#### 4.1.5 ESTUDO DA DEMANDA MENSAL

Como inicialmente discutido na Seção 3.2.2, o estudo de demanda é feito através do histórico de consumo da unidade consumidora. No caso específico da concessionária responsável pelo projeto em questão, a CEB-D, o histórico fornece o consumo de energia elétrica da unidade nos 12 (doze) meses que antecedem cada faturamento.

Para a residência do projeto, o responsável forneceu ao projetista o faturamento mais atual à época. Nele, o histórico descrevia o consumo como mostrado na Tabela 4.2:

Período de Referência	Consumo no período
Outubro/2016	2032 kWh
Novembro/2016	1557 kWh
Dezembro/2016	1507 kWh
Janeiro/2017	1687 kWh
Fevereiro/2017	1866 kWh
Março/2017	2036 kWh
Abril/2017	1955 kWh
Maio/2017	1756 kWh
Junho/2017	1452 kWh
Julho/2017	1222 kWh
Agosto/2017	1626 kWh
Setembro/2017	1717 kWh
Média	1688 kWh

Tabela 4.2 – Histórico de consumo da Unidade Consumidora.

#### Fonte: CEB-D, 2018

Dado que o fornecimento é da modalidade Residencial Trifásica, a unidade consumidora terá que adquirir, de qualquer forma, o montante de 100 kWh da concessionária de energia. Então, a unidade geradora deverá injetar na rede uma quantidade média mensal de, aproximadamente, 1688 kWh decrescidos dos 100 kWh a serem comprados da concessionária, resultando numa geração média de 1588 kWh ao mês.

#### 4.1.6 DEMANDA DIÁRIA

Como a unidade de Irradiação solar é dada em kWh/m<sup>2</sup>.dia (CRESESB, 2020), é necessário primeiro encontrar a Demanda Diária  $D_d$  a partir da demanda mensal, o que pode ser visto na Equação 4.1:

$$D_{\rm d} = \frac{1588 \,\rm kWh}{30 \,\rm dias} = 52,93 \,\rm kWh \tag{4.1}$$

#### 4.1.7 POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO

Como anteriormente discutido na Seção 3.2.2.4, este novo valor de demanda encontrado é dado em kWh por dia, e é compatível com a unidade de irradiação, mas pode ser representada por Horas de Sol Pleno (HSP), dada em horas/dia. Então, de acordo com a Tabela 4.1, as Horas de Sol Pleno médias em um ano tem valor aproximado de 5,47 horas/dia. Desta forma,

tem-se:

$$P_{\rm a} = \frac{D_{\rm d}}{\rm HSP} = \frac{52,93 \text{ kWh/dia}}{5,47 \text{ horas/dia}} = 9,68 \text{ kWp};$$
 (4.2)

#### 4.1.8 TAXA DE DESEMPENHO

A Taxa de Desempenho, discutida anteriormente na seção 3.2.2.5, possui valores típicos que variam entre 0,7 e 0,9 (70% a 90%). À época, o engenheiro responsável optou por utilizar o valor de 0,75 para este projeto. Assim, a Potência de Sistema  $P_s$  necessária para suprir a demanda compensável de energia elétrica da UC fica como na Equação 4.3, a seguir:

$$P_{\rm s} = \frac{P_{\rm p}}{\rm TD} = \frac{9,68 \,\rm kWp}{0,75} = 12,90 \,\rm kWp$$
 (4.3)

#### 4.1.9 ESCOLHA DOS MÓDULOS

A escolha dos módulos foi feita com base na disponibilidade de marca e modelo durante o projeto, junto aos fornecedores dos equipamentos. Para este projeto, foi escolhido o módulo Canadian Solar MaxPower CS6U-320P, com 320 W de potência de pico, cujas especificações técnicas podem ser vistas na tabela:

Parâmetros	Valores
Potência Nominal Máxima	320 Wp
Tensão de Circuito Aberto	45,3 V
Corrente de Curto-Circuito	9,26 A
Eficiência do módulo	16,46 %
Temperatura de operação	-40 °C até +85 °C
Coeficiente de temperatura - Corrente	0,05%/°C
Coeficiente de temperatura - Potência	-0,41%/°C
Coeficiente de temperatura - Tensão	-0,14V/°C

Tabela 4.3 – Características do Módulo Canadian Solar MaxPower CS6U-320P

Fonte: Canadian Solar, 2020

#### 4.1.10 QUANTIDADE DE MÓDULOS

Tendo em mãos a potência total normalizada do sistema, basta dividir pela potência de pico de cada módulo para que se obtenha um valor aproximado da quantidade total de mó-

dulos do sistema. A Equação 4.6 dá esta quantidade:

$$\frac{P_{\rm s}}{P_{\rm m}} = \frac{12,90 \,\rm kWp}{0,320 \,\rm kWp} = 40,33 \,\rm modulos \tag{4.4}$$

Como não é possível usar uma fração de módulo, arredonda-se o valor para o inteiro mais próximo (preferencialmente para o inteiro maior, garantindo assim que não se gere menos que o necessário para cobrir o gasto energético). Neste caso o sistema contaria, idealmente, com 40 MaxPower CS6U-320P. O projetista responsável, porém, optou por utilizar **36 módulos** após arbitrar que o sistema poderia atingir uma TD de até 85%.

#### 4.1.11 POTÊNCIA REAL DO SISTEMA - ESCOLHA DA UCP

A potência real do sistema vai ser calculada com base em seu número inteiro de módulos. Neste caso, deve-se multiplicar a Potência de módulos  $P_m$  por essa quantidade inteira encontrada anteriormente:

$$P_{\rm m} \times 36 = 0,320 \,\mathrm{kWp} \times 36 = 11,52 \,\mathrm{kWp}$$
 (4.5)

A partir desta potência de pico, escolhe-se uma Unidade de Condicionamento de Potência (inversor) cujas características elétricas sejam compatíveis com as do resto do sistema. A escolha do inversor, assim como ocorreu com a escolha dos módulos, depende da disponibilidade de modelos junto às distribuidoras deste tipo de equipamento.

O inversor escolhido para o sistema foi da marca Fronius, modelo Primo 8.2-1, com 8,2 kW de potência de saída, cujos parâmetros de entrada e de saída estão descritos na tabela a seguir:

Parâmetros	Valores
Número de MPPTs	2
Corrente máxima de entrada	18,0 A
Faixa de tensão de operação	80 V - 1000 V
Potência máxima de gerador fotovoltaico	12,3 kW
Potência de saída	8,2 kW
Faixa de tensão CA	180 V - 270 V
Rendimento da UCP	98,1%
Faixa de Tensão MPP	270 - 800 V

Tabela 4.4 - Características da UCP Fronius Primo 8.2-1

Fonte: Fronius International, 2020.

#### 4.1.12 ARRANJO E FORMA DE CONEXÃO

Depois de os componentes principais do sistema terem sido escolhidos, faz-se necessário escolher como os módulos serão conectados de forma que atenda às especificações elétricas do inversor. Como a faixa de tensão  $P_{MP}$  do inversor é de 270 V a 800 V e a corrente máxima de entrada é de 18 A, deve-se escolher uma quantidade de módulos por MPPT que se encaixe nestas especificações.

Neste sistema, o projetista optou pela conexão em série do sistema, dada a simplicidade da conexão e a economia na quantidade de condutores extras a serem adquiridos. Uma consulta no *datasheet* dos módulos revela que a tensão condições de operação (irradiância de 800 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 20° C) da célula é de 33,6 V. Dividindo os 800 V de operação máxima de P<sub>MP</sub> pelos 33,6 V de tensão de operação dos módulos, tem-se:

$$\frac{800 \text{ V}}{33,6 \text{ V}} = 23,81 \text{ módulos}$$
(4.6)

Isto significa que os 800 V da faixa de operação MPP acomodariam até 23 módulos por MPPT. Para que o sistema seja balanceado e aproveitando a presença de 2 MPPT no inversor Fronius Primo, como mostra a Tabela 4.4, optou-se por distribuir 18 módulos por MPPT, fazendo com que o sistema tenha duas fileiras de módulos de igual tamanho.

#### 4.1.13 CÁLCULO MANUAL DA GERAÇÃO ESPERADA

Na Seção 3.2.3 foi discutido o método de (MELO, 2014) para o cálculo manual da geração esperada, que considera o rendimento de conversão energética dos módulos fotovoltaicos  $(\eta)$ , irradiação solar média diária (I<sub>rr</sub>) e Taxa de Desempenho (TD). Com estes três parâmetros em mãos, pode-se fazer o cálculo da geração esperada.

Para este sistema, a irradiação solar média diária  $I_{rr}$  do local pode ser obtida através, também, da Tabela 4.1 indica que a irradiação é, em média, 5,47 kWh/m<sup>2</sup>.dia. Além disso, o *datasheet* dos módulos Canadian Solar MaxPower CS6U-320P indica que seu rendimento  $\eta$  é de, aproximadamente, 16,46%, e a área ocupada por cada módulo é de 1,944 m<sup>2</sup>, totalizando 69,98 metros quadrados para os 36 módulos do sistema. Sendo assim, inserindo os dados na Equação 3.6, obtém-se:

$$E_{\text{SOL}} = 5470(Wh/m^2.dia) \times 365 \text{ dias} \times 69,98 \text{ m}^2 = 139,72 \text{ MWh/ano}$$
 (4.7)

Utilizando a energia do sol  $E_{SOL}$  encontrada, deve-se determinar a energia real ideal produzida na superfície dos módulos, através da Equação 4.8:

$$E_{\text{ELÉTRICA}} = 139,72 \text{ MWh/ano} \times 0,1646 = 22,99 \text{ MWh/ano}$$
 (4.8)

Multiplicando-se a  $E_{EL\acute{E}TRICA}$  encontrada pela Taxa de Desempenho (TD) do sistema, obtém-se a energia real estimada  $E_{REAL}$  este sistema. Apesar de ter sido utiulizado utilizado o valor de 0,85 para o dimensionamento do projeto, o valor foi revisado para 0,75 após feitas algumas simulações prévias, o que será atestado mais adiante no trabalho. Assim, a energia real estimada  $E_{REAL}$ :

$$E_{\text{REAL}} = 22,99 \text{ MWh/ano} \times 0,75 = 17,24 \text{ MWh/ano}$$
 (4.9)

Como será feita uma comparação mês a mês com os valores encontrados pelos *softwares* de simulação, os cálculos feitos de 4.7 até 4.9 foram repetidos utilizando a tabela 4.1 (irradiação de cada mês) e, ao invés de multiplicar a irradiação média pelos 365 dias do ano ela foi multiplicada pela quantidade de dias em cada mês. Isto foi feito para um período de dois anos, que pode ser visto nas Tabelas 4.5 e 4.6 a seguir. No segundo ano de operação, para que se pudesse simular uma degradação linear do sistema, os mesmos cálculos foram refeitos com o valor mensal de  $E_{ELÉTRICA}$  decrescido de 1%.

Mês de referência	Geração Esperada em kWh	
Janeiro	1341,7	
Fevereiro	1318,3	
Março	1357,8	
Abril	1389,2	
Maio	1481,0	
Junho	1469,5	
Julho	1596,1	
Agosto	1767,5	
Setembro	1542,1	
Outubro	1448,9	
Novembro	1223,3	
Dezembro	1336,4	
Total	17248,3	

Tabela 4.5 - Geração esperada para o primeiro ano de operação, baseado no cálculo manual

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Mês de referência	Geração esperada em kWh
Janeiro	1328,3
Fevereiro	1305,1
Março	1344,2
Abril	1375,3
Maio	1466,2
Junho	1454,8
Julho	1580,2
Agosto	1749,9
Setembro	1526,6
Outubro	1434,4
Novembro	1211,1
Dezembro	1323,0
Total	17075,8

Tabela 4.6 – Geração esperada para o segundo ano de operação, baseado no cálculo manual

Fonte: Autoria Própria, 2020.

# 4.2 PROJETO DO SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PVSYST®

Para atestar os resultados de geração de energia elétrica encontrados na Seção anterior, utiliza-se de programas de simulação próprios para este tipo de aplicação. Em primeiro lugar usa-se o PVSyst<sup>®</sup>, amplamente aplicado na indústria – geralmente para aplicações maiores e mais complexas, mas ainda útil para o estudo em questão.

Por se tratar de um projeto residencial com usina conectada à rede elétrica, o projeto é feito no PVSyst clicando-se na opção *Project Design* e em seguida na opção *Grid-connected*.

# 4.2.1 LOCALIZAÇÃO E DADOS METEOROLÓGICOS

O projeto foi executado na cidade de Brasília – DF. O programa permite ao usuário o uso de dados meteorológicos de sua preferência, e recomenda bancos de dados de acordo com a localização indicada. Neste projeto, ao indicar a cidade de Brasília ao programa, o banco de dados recomendado pelo programa (devido ao quanto os dados estavam atualizados) foi o banco *Meteonorm* 7.2, com dados de até 2012. Para que a comparação seja coerente com os cálculos manuais, entretanto, foram utilizados, também, os dados de irradiação diária da tabela 4.1 (CRESESB, 2020) e dados de temperatura do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2020).

e	Brasilia (Brazil)		
ta source	CRESESB (Modified by	y user)	
	Horizontal global irradiation	lemperature	
	kWh/m².day	C	
anuary	5.01	21.6	Required Data
ebruary	5.45	21.7	Horizontal global irradiation
1arch	5.07	21.6	Average Ext. Temperature
April	5.36	21.3	Evtra data
4ay	5.53	20.2	
lune	5.67	19.0	
luly	5.96	19.0	
August	6.60	20.6	
September	5.95	22.2	
October	5.41	22.4	T
lovember	4.72	21.5	kWh/m².day
December	4.99	21.4	C kWh/m².mth
(ear o	5.48	21.0	C MJ/m².day
	Paste	Paste	C MJ/m².mth
	1 0000	1.0500	O W/M*

Figura 4.3 – Janela de inserção de dados meteorológicos no PVSyst®

Fonte: Autoria Própria, 2020.

# 4.2.2 ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO

Como discutido anteriormente, a orientação e a inclinação dos módulos são fatores determinantes em relação ao rendimento do sistema. A escolha, porém, depende da orientação e inclinação das águas do telhado da residência. Para este tipo de projeto, normalmente, é necessário escolher a parte mais favorável do telhado e fazer as simulações a partir da orientação azimutal e inclinação de tal parte.

Para este projeto, a parte do telhado escolhida possui inclinação de 15 graus em relação ao horizonte, e uma orientação azimutal de 44 graus em relação à direção Norte, valores obtidos *in-loco* pelo executor do projeto e reavaliados através do Google Earth Pro<sup>®</sup>. Os módulos são todos posicionados lado-a-lado e fixados, não sendo necessárias outras alterações nas opções do programa.

Orientation, Variant "New simulation variant"	riant"	– 🗆 X
Field type Fixed	Tilted Plane	•
Field parameters         Plane Tilt       15.0       ∴       [°]         Azimuth       44.0       ∴       [°]	Tilt 15°	Azimuth 44° ast West
Optimization by respect to	Yearly meteo yield Transposition Factor FT Loss By Respect To Opt	• <b>1.04</b> timum - <b>1.6%</b>
C Summer (Oct-Mar)	Global on collector plane	2026 kWh/m <sup>2</sup>
		🗶 Cancel OK 🗸

Figura 4.4 – Janela de inserção de valores de inclinação e orientação azimutal no PVSyst®

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Como pode-se perceber na Figura 4.4, um sistema com esta orientação e inclinação possui uma perda de cerca de 1,6% em relação às condições ótimas de operação, de acordo com o programa.

#### 4.2.3 SISTEMA

Aqui foi feita a inserção dos modelos de módulo, modelo de inversor e arranjos de módulos. O programa então solicita ao usuário que insira a potência pretendida ou área disponível para disposição de módulos. Os dados que foram inseridos estão de acordo com a Tabela 4.7:

Parâmetros	Valores	
Potência pretendida	11,5 kWp	
Módulo FV	Canadian Solar Inc. – CS6U – 320P 1500 V	
Inversor	8,2 kW Primo 8.2-1 50/60 Hz	
Usar função multi-MPPT	Sim	
Módulos em Série	18	
Número de Arranjos	2	

Tabela 4.7 – Parâmetros escolhidos para o sistema no PVSyst®

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Nestas condições, o programa alerta ao usuário que o inversor está levemente subdimensionado, e que a perda de sobrecarga é de 2,7%.

Number of modules and strings	Operating conditions Vmpp (60°C) 565 V	The inverter power is slightly i	undersized.
Mod. in series 18 - Detween 3 and 19	Vmpp (20°C) 676 V Voc (-10°C) 909 V		
Nore strings 2 🕂 🔽 only possibility 2	Plane irradiance 1000 W/m <sup>2</sup>	C Max. in data	STC
Overload loss         2.7 %           Prom ratio         1.40	Impp (STC) 17.4 A Isc (STC) 18.5 A	Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C)	10.3 kW
Nb. modules 36 Area 70 m <sup>2</sup>	Isc (at STC) 18.5 A	Array nom. Power (STC)	<b>11.5</b> kWp

Figura 4.5 - Observações do PVSyst® quanto ao sistema escolhido

Fonte: Autoria Própria, 2020.

# 4.2.4 PERDAS DETALHADAS

Nesta seção, o usuário insere todas as possíveis causas de perda que consegue quantificar e informar ao programa, com o propósito de aumentar a acurácia das simulações. A tabela a seguir mostra quais dados foram inseridos e para quais valores foram alterados.

Parâmetros	Valores	
Ageing – Simulação para os anos	1 e 2	
Perdas ôhmicas – Resistência global de condutores	78,3 mOhm	
Descasamento	-1,0%	
Sujeira	5%	
Comprimento condutores série fotov. por circuito	55 metros	
Seção de condutores série fotov.	$6 \text{ mm}^2$	
Comprimento de condutores da caixa principal até inversor	1 metro	
Seção de condutores da caixa principal até inversor	$6 \text{ mm}^2$	

Tabela 4.8 – Parâmetros de Perdas Detalhadas inseridos no PVSyst®

#### Fonte: Autoria Própria, 2020.

Todos os outros fatores não presentes na Tabela 4.8, como parâmetros térmicos, perdas IAM (*Incidence Angle Modifier* ou Modificador de Incidência de Ângulo, que determina as perdas da irradiação com respeito à incidência normal não-angulada), Não-disponibilidade, Correção Espectral e outras foram mantidas em seus valores padrão.

#### 4.2.5 OUTRAS OPÇÕES

Como discutido na Seção 4.1.2 anteriormente, não há nenhum sombreamento próximo e não foi possível fazer um estudo de Horizonte para sombreamentos distantes. O Sistema também não possui baterias, sendo que funciona exclusivamente quando conectado à rede elétrica. Assim, nenhuma outra opção foi alterada - e não afetaram os valores da simulação final.

Input parameters Main parameters	Optional	Simulation
Orientation	Horizon	Pun Simulation
System	Near Shadings	
Detailed losses	O Module layout	C Advanced Simul.
Self-consumption	Energy manag.	Report
Storage	O Economic eval.	Detailed results

Figura 4.6 – Menu de opções de parâmetros do PVSyst®

Fonte: Autoria Própria, 2020.

## 4.2.6 SIMULAÇÃO

Com os dados devidamente preenchidos, foram feitas as simulações pelo PVSyst. Já que a intenção é de comparar os dois primeiros anos de operação do sistema, foram feitas duas simulações – uma para o primeiro e outra para o segundo ano, mudando o ano de operação na aba *Ageing* do programa. A simulação fornece os valores de Energia produzida nos arranjos, Energia injetada na rede e Taxa de Desempenho (TD). As Tabelas 4.9 e 4.10 mostram respectivamente os resultados para o primeiro e segundo anos de operação:

Período	Energia dos arranjos em CC	Energia Injetada na rede em CA	PR (%)
Janeiro	1.357	1.324	77,7
Fevereiro	1.382	1.349	76,9
Março	1.481	1.446	77,2
Abril	1.417	1.384	78,2
Maio	1.446	1.412	79,0
Junho	1.513	1.478	80,3
Julho	1.614	1.576	79,4
Agosto	1.739	1.699	78,6
Setembro	1.627	1.588	76,4
Outubro	1.419	1.386	77,6
Novembro	1.186	1.158	77,8
Dezembro	1.305	1.275	78,9
Total	17.486	17.073	78,2

Tabela 4.9 – Simulação do sistema pelo PVSyst<sup>®</sup> para o primeiro ano de operação.

#### Fonte: Autoria Própria, 2020.

Tabela 4.10 – Simulação do sistema pelo  $PVSyst^{\mathbb{R}}$  para o segundo ano de operação.

Período	Energia dos arranjos em CC	Energia Injetada na rede em CA	PR (%)
Janeiro	1.353	1.320	77,4
Fevereiro	1.377	1.344	76,7
Março	1.476	1.441	77,0
Abril	1.412	1.379	77,9
Maio	1.441	1.407	78,7
Junho	1.507	1.473	80,0
Julho	1.608	1.570	79,1
Agosto	1.733	1.693	78,3
Setembro	1.622	1.583	76,2
Outubro	1.414	1.381	77,4
Novembro	1.182	1.154	77,6
Dezembro	1.301	1.270	78,7
Total	17.426	17.014	77,9

#### Fonte: Autoria Própria, 2020.

Os relatórios completos do primeiro e segundo anos de operação estão anexadas ao apêndice no final deste trabalho.

# 4.3 PROJETO DO SISTEMA UTILIZANDO O SOFTWARE PV\*SOL®

# 4.3.1 INSERÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA, CLIMA E ESPECIFI-CAÇÕES DA REDE ELÉTRICA

Na aba de dados do sistema, foram inseridas algumas características do sistema para que o programa pudesse fazer as simulações de geração. Em primeiro lugar, foi escolhido o Tipo de Sistema, que dentre as opções discutidas na Seção 3.2.5.1, foi selecionado o sistema do tipo "3D, Sistema FV conectado à rede", que considera um sistema feito com modelagem tridimensional, sem a consideração do uso de baterias, autoconsumo, veículos elétricos ou geradores acoplados, já que se trata de um sistema simples da categoria de microgeração distribuída conectada à rede.

Em seguida, ainda nesta aba, foi escolhido o local de instalação: Lago Norte-DF, Brasil, e foram inseridos, manualmente, os mesmos dados de irradiação (CRESESB, 2020) dos cálculos manuais e simulações com PVSyst<sup>®</sup>. Também foram inseridos os dados de temperatura do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2020).

Ainda foi necessário alterar a Tensão da rede entre fase e neutro, que estava padronizada em 230 V, para os 220 V que são utilizados em Brasília-DF pela concessionária local. Por fim, foi necessário aplicar um fator de perda por sujeira de 5,0%, dado o clima seco e empoeirado da cidade, e para que a simulação fique coerente com a simulação feita no PVSyst<sup>®</sup>. Outros parâmetros, como o modelo para radiação difusa e em nível inclinado foram mantidos em sua forma padrão – Hofmann e Hay & Davies, respectivamente. O Albedo também foi mantido padrão (20% ao longo do ano), mantendo novamente a coerência com as simulações feitas no PVSyst<sup>®</sup>.

#### 4.3.2 MODELAGEM 3D

Para que o programa simule corretamente a geração ao longo do ano – que inclui o estudo do sombreamento junto ao trajeto solar – foi necessário criar um modelo tridimensional do local de instalação. Como não havia nenhum edifício, árvore ou obstáculo ao redor de onde foram fixados os módulos, não foi necessário modelar os arredores da residência. Além disso, não foram modelados os telhados que estavam em uma elevação abaixo da região de fixação do sistema, já que não podem acarretar em sombreamento sobre os módulos.

Com o intuito de facilitar a modelagem 3D, foi utilizado o programa Sketchup<sup>®</sup> e nele foram inseridas as medidas feitas *in-loco* e com o auxílio do Google Earth Pro<sup>®</sup>. Este modelo pôde ser exportado para o PVSol<sup>®</sup>, para que fossem posicionados os módulos fotovoltaicos no programa.



Figura 4.7 – Modelagem tridimensional do local de projeto utilizando o Sketchup®

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Já no PVSol<sup>®</sup>, foi necessário orientar o objeto 3D para que correspondesse à orientação azimutal da residência, que é de 44 graus em relação ao Norte. Por fim, foi adicionada uma textura ao telhado para facilitar a visualização das respectivas águas.

## 4.3.3 INSERÇÃO DOS MÓDULOS

Ainda durante a modelagem 3D, é necessário que o usuário escolha a região pretendida de instalação dos módulos. Assim como no projeto original, foi escolhida a região do telhado que apontava o mais próximo da direção Norte.

O programa possui uma ferramenta que possibilita o preenchimento completo da região com módulos, ou a sua inserção um-a-um. Para que a simulação fosse o mais fiel ao projeto original, foi escolhido o posicionamneto dos módulos individualmente, após selecionado o modelo de módulo dentro do banco de dados do programa (Canadian Solar Inc. CS6U 320P 1500 V) e a orientação dos módulos (vertical). O resultado da modelagem pode ser visto nas Figuras a seguir:



Figura 4.8 – Vista Sudeste do modelo inserido no  $PV^*SOL^{\textcircled{R}}$ 

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Figura 4.9 – Vista aproximada dos módulos do modelo inserido no  $PV*SOL^{\textcircled{R}}$ 



Fonte: Autoria Própria, 2020.



Figura 4.10 – Vista aérea do modelo inserido no PV\*SOL®

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Figura 4.11 – Vista Nordeste do modelo inserido no  $PV*SOL^{\textcircled{R}}$ 



Fonte: Autoria Própria, 2020.

# 4.3.4 ESCOLHA DA CONFIGURAÇÃO DOS MÓDULOS E UCP

A próxima etapa da modelagem consiste em escolher um ou mais UCPs compatíveis com os módulos fotovoltaicos escolhidos. Assim como no projeto original, foram escolhidas 2
séries fotovoltaicas com 18 módulos cada, em que o programa – assim como no PVSyst – alertou de que o inversor escolhido (Fronius Primo 8.2-1) é levemente subdimensionado para os módulos escolhidos, com um fator de dimensionamento de 140,49%.

#### 4.3.5 PLANOS DE CABOS

O programa sugere uma conexão de condutores de acordo com as configurações escolhidas nas etapas anteriores. Optou-se por utilizar as configurações recomendadas pelo programa, que podem ser vistas na figura a seguir, em que as diferentes regiões de cor indicam as duas fileiras fotovoltaicas do sistema.



Figura 4.12 – Plano de cabos dado pelo PV\*SOL®

Fonte: Autoria Própria, 2020.

#### 4.3.6 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

O objeto de estudo deste trabalho se limita à injeção mês-a-mês de energia na rede elétrica, e portanto apenas este resultado será de interesse. A Tabela 4.11 a seguir mostra o resultado dado pelo programa para o que se espera do primeiro ano de geração. A Tabela 4.12 mostra o que se espera do segundo ano de geração, considerando uma degradação linear dos módulos de -20% ao longo de 20 anos, o qual padrão é dado pelo PVSol.

Período de Referência	Energia Injetada na rede (kWh)
Janeiro	1331,5
Fevereiro	1389,2
Março	1500,4
Abril	1449,8
Maio	1453,7
Junho	1510,2
Julho	1619,9
Agosto	1734,6
Setembro	1634,8
Outubro	1407,4
Novembro	1214,5
Dezembro	1295,2
Total	17541,2

Tabela 4.11 – Simulação de energia injetada na rede feita pelo  $PV*SOL^{\mathbb{R}}$  para o primeiro ano de operação

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Tabela 4.12 – Simulação de energia injetada na rede feita pelo  $PV*SOL^{\mathbb{R}}$  para o segundo ano de operação

Período de Referência	Energia Injetada na rede (kWh)
Janeiro	1318,2
Fevereiro	1375,3
Março	1485,4
Abril	1435,3
Maio	1439,2
Junho	1495,1
Julho	1603,7
Agosto	1717,3
Setembro	1618,5
Outubro	1393,3
Novembro	1202,4
Dezembro	1282,2
Total	17365,8

Fonte: Autoria Própria, 2020.

#### 4.3.7 MONITORAMENTO DE GERAÇÃO VIA FRONIUS SOLARWEB®

Como dito anteriormente na Seção 3.2.6, o Fronius Solarweb<sup>®</sup> é uma ferramenta online de visualização de dados coletados pelo *datalogger* do inversor. O Solarweb<sup>®</sup> foi usado para coletar os dados de geração do sistema durante um extenso período de análise, para que pudessem ser comparados com as simulações feitas com o auxílio de outros programas.

Desde que o sistema discutido neste trabalho foi ligado à rede elétrica, foi possível coletar dados de geração mensal de maio de 2018 até julho de 2020. Como o intuito do trabalho é analisar e comparar os dois primeiros anos de geração, serão discutidos os valores de geração medidos de maio de 2018 até abril de 2020.

A Tabela 4.13 mostra os dados de geração mensal do período de Maio de 2018 até Abril de 2019. Já a Tabela 4.14 mostra os dados de geração mensal do período de Maio de 2019 até Abril de 2020, além de um comparativo percentual com o primeiro ano de geração:

Período de Referência	Energia Injetada na rede (kWh)
Maio/2018	1503,55
Junho/2018	1460,74
Julho/2018	1577,57
Agosto/2018	1511,28
Setembro/2018	1643,73
Outubro/2018	1318,23
Novembro/2018	1191,77
Dezembro/2018	1447,48
Janeiro/2019	1590,84
Fevereiro/2019	1230,98
Março/2019	1248,7
Abril/2019	1200,66
Total	16925,53

Tabela 4.13 – Geração monitorada pelo Solarweb $^{\mathbb{R}}$  durante o primeiro ano de operação do sistema

Fonte: Autoria Própria, 2020.

Período de Referência	Energia Injetada na rede (kWh)	Diferença Ano 1(%)
Maio/2019	1405,58	-6,5
Junho/2019	1379,79	-5,5
Julho/2019	1544,21	-2,1
Agosto/2019	1532,44	1,4
Setembro/2019	1522,93	-7,3
Outubro/2019	1517,45	15,1
Novembro/2019	1335,25	12,0
Dezembro/2019	1341,46	-7,3
Janeiro/2020	1396,57	-12,2
Fevereiro/2020	1165,1	-5,4
Março/2020	1276,22	2,2
Abril/2020	1182,71	-1,5
Total	16599,71	-1,9

Tabela 4.14 – Geração monitorada pelo Solarweb $^{\mathbb{R}}$  durante o segundo ano de operação do sistema

#### Fonte: Autoria Própria, 2020.

A análise das tabelas acima permite a observação de que houve uma diferença na geração entre o primeiro e segundo ano de geração - cerca de 1,9% em média. Isto está de acordo com o que se espera de módulos do tipo Policristalino. O portal da Canadian Solar explicita que para módulos policristalinos, a Canadian Solar garante a degradação de potência de não mais de 2,5% de sua potência nominal para o primeiro ano. Do segundo ano ao vigésimo-quinto, o declínio é de não mais que 0,7%.

Complementarmente, existem variações anuais no clima que não podem ser previstas, como um mês em que o volume de chuva foi menor que o esperado, o que poderia explicar o aumento de 15,1% do mês de outubro de 2019 em relação ao mesmo período do ano anterior. Os gráficos a seguir (INPE, 2019 mostram que em Outubro de 2019 o nível de precipitação em mm de chuva foi quase metade do valor acumulado de Outubro de 2018 na cidade de Brasília:

#### Figura 4.13 - Precipitação acumulada em Brasília no ano de 2018



Precipitação Mensal (2018): Região 92

Fonte: INPE, 2018.

Figura 4.14 - Precipitação acumulada em Brasília no ano de 2019



Precipitação Mensal (2019): Região 92

Fonte: INPE, 2019.

### 4.4 COMPARAÇÃO ENTRE OS CÁLCULOS MANUAIS, SIMULAÇÕES E MONITORAMENTO DA GERAÇÃO DO SISTEMA

Como dito no Capítulo 1 deste trabalho, é desejável comparar os dados de geração esperados por cada método - cálculo manual, simulação pelo PVSyst<sup>®</sup>, simulação pelo PVSol<sup>®</sup> com os dados reais de geração fornecidos pelo data logger do inversor do sistema. Para isto, após feitas todas as simulações e cálculos necessários dos dois primeiros anos de geração, estas estimativas foram colocadas em uma tabela comparativa que deve mostrar possíveis discrepâncias entre o que era esperado e o que foi observado.

A Tabela 4.15 a seguir mostra esta comparação para o primeiro ano de geração (note que a sequência de meses nas simulações foi alterada para coincidir com a sequência de meses do monitoramento, que vai de maio de 2018 até abril de 2019):

Período	Cálc. manual	Sim. PVSyst	Sim. PVSol	Real (Solarweb)
Maio/2018	1341,7	1.412,0	1453,7	1503,55
Junho/2018	1318,3	1.478,0	1510,2	1460,74
Julho/2018	1357,8	1.576,0	1619,9	1577,57
Agosto/2018	1389,2	1.699,0	1734,6	1511,28
Setembro/2018	1481,0	1.588,0	1634,8	1643,73
Outubro/2018	1469,5	1.386,0	1407,4	1318,23
Novembro/2018	1596,1	1.158,0	1214,5	1191,77
Dezembro/2018	1767,5	1.275,0	1295,2	1447,48
Janeiro/2019	1542,1	1.324,0	1331,5	1590,84
Fevereiro/2019	1448,9	1.349,0	1389,2	1230,98
Março/2019	1223,3	1.446,0	1500,4	1248,70
Abril/2019	1336,4	1.384,0	1449,8	1200,66
Total do Ano 1	17248,3	17.073,0	17541,2	16925,53

Tabela 4.15 – Comparativo entre o cálculo manual, as simulações e o valor medido de geração de eletricidade no primeiro ano de análise

#### Fonte: Autoria Própria, 2020.

Já a Tabela 4.16 a seguir mostra a comparação dos métodos para o segundo ano de geração.

Período	Cálc. manual	Sim. PVSyst	Sim. PVSol	Real (Solarweb)
Maio/2019	1328,3	1.407,0	1439,2	1405,58
Junho/2019	1305,1	1.473,0	1495,1	1379,79
Julho/2019	1344,2	1.570,0	1603,7	1544,21
Agosto/2019	1375,3	1.693,0	1717,3	1532,44
Setembro/2019	1466,2	1.583,0	1618,5	1522,93
Outubro/2019	1454,8	1.381,0	1393,3	1517,45
Novembro/2019	1580,2	1.154,0	1202,4	1335,25
Dezembro/2019	1749,9	1.270,0	1282,2	1341,46
Janeiro/2020	1526,6	1.320,0	1318,2	1396,57
Fevereiro/2020	1434,4	1.344,0	1375,3	1165,10
Março/2020	1211,1	1.441,0	1485,4	1276,22
Abril/2020	1323,0	1.379,0	1435,3	1182,71
Total do Ano 2	17075,8	17.014,0	17365,8	16599,71

Tabela 4.16 – Comparativo entre o cálculo manual, as simulações e o valor medido de geração de eletricidade no segundo ano de análise

#### Fonte: Autoria Própria, 2020.

Pode-se observar que, tanto o método do cálculo manual quanto as simulações estimaram um valor maior de geração anual, em ambos os períodos de análise. Existem diversos motivos pelas quais isto pode ter ocorrido para cada caso, mas em todos os casos um nível maior ou menor de precipitações pode ter implicado em diferenças de geração.

O cálculo manual previu um valor 1,9% maior que o medido no primeiro ano e 2,9% no segundo ano. Isto pode ser devido ao fato de que o cálculo manual não considera diversos fatores, como a inclinação dos módulos, orientação azimutal, perdas por queda de tensão nos condutores, sujidade, etc. Além disso o cálculo manual não considera a degradação linear anual dos módulos, o que pode explicar o maior distanciamento entre os valores no segundo ano.

As simulações, entretanto, apresentaram diferenças entre si, apesar de terem sido feitas utilizando os mesmos parâmetros. O PVSyst<sup>®</sup> se aproximou mais do valor medido, tendo estimado um valor apenas 0,9% acima no primeiro ano e 2,5% acima no segundo ano. O PV\*SOL<sup>®</sup>, por outro lado, estimou um valor 3,6% acima do medido no primeiro ano e 4,6% no segundo ano. Estas diferenças entre os *softwares* de simulação podem estar ligadas, talvez, à forma de interpretação dos parâmetros utilizados.

De qualquer forma, todos os valores simulados e manualmente calculados mostram uma estimativa acima do que foi observado na realidade. Pode ser, por exemplo, que o parâmetro da sujeira escolhido como 5,0% não seja o valor ideal para o local específico da instala-

ção, sendo necessário um estudo mais aprofundado envolvendo a análise no nível de sujeira nos módulos. Também não é possível saber se a manutenção dos módulos foi feita adequadamente, como manda sua fabricante. Perdas por sombreamento no horizonte, albedo, e fatores térmicos também podem ter sido causadoras, mas mensurar estas perdas é de extrema dificuldade em um projeto deste tipo dado o ferramental que seria necessário para tal.

# **5** CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O objetivo deste trabalho foi trazer conhecimentos acerca de como é dimensionada uma usina solar fotovoltaica, os desafios para sua implementação e os possíveis fatores que afetam seu funcionamento.

A relevância deste trabalho reside no fato de que a tecnologia envolvida está em crescente expansão, significando que cada vez mais pessoas estão virando adeptas desta fonte renovável. Uma adoção mais ampla de uma fonte significa ter ciência dos obstáculos de sua implementação para que se possa contorná-los.

Os gráficos a seguir mostram as comparações entre os dados de geração encontrados para os dois primeiros anos de monitoramento, onde a linha mais forte (verde) representa o valor real de geração fornecido pelo Fronius Solarweb<sup>®</sup>. Os gráficos mostram que, para sistemas deste tamanho, a geração real pode se distanciar substancialmente da geração simulada em um mesmo período. No caso específico desta usina, a geração real foi, em média, mais baixa do que a esperada tanto em comparação com as simulações quanto em comparação com o cálculo manual.

Figura 5.1 – Gráfico comparativo de geração calculada manualmente, por simulações e real medida no primeiro ano de análise (2018/2019).



Fonte: Autoria Própria, 2020.

Figura 5.2 – Gráfico comparativo de geração calculada manualmente, por simulações e real medida no segundo ano de análise(2019/2020).



Fonte: Autoria Própria, 2020.

Outra conclusão que pode se tirar pela observação dos gráficos é de que, para casos em que não há sombreamentos próximos e constantes, ambos os *softwares* produzem um resultado muito similar, mesmo que o PV\*SOL<sup>®</sup> tenha sua curva levemente deslocada para cima. Suas curvas ficam bastante próximas em todo o período de análise, diferindo visivelmente apenas no período de março-abril de cada ano. A disparidade do cálculo manual, entretanto, questiona a confiabilidade dos dados de irradiação - especialmente no período de outubro a dezembro de cada ano - e os dados de eficiência dos módulos fotovoltaicos.

Como já discutido no Capítulo 4, são muitas as possibilidades pelas quais os dados de geração apresentaram diferença em relação às simulações e cálculo manual. Em todos os casos, as variações climáticas - tanto na temperatura quanto nos níveis de precipitação - podem explicar parte da diferença. Sendo a geração real medida menor, acredita-se que a inserção de mais fatores de influência como por exemplo sombreamento no horizonte possa fazer com que os dados fiquem mais próximos de se cruzarem.

É claro que, neste trabalho, a amostra é de uma usina fotovoltaica na categoria de microgeração. Para uma análise mais acertada seria necessário uma grande quantidade de usinas deste tipo, preferencialmente próximas umas das outras. Considera-se porém que o tempo de análise é grande o suficiente para que as conclusões acima pudessem ser feitas, abrindo espaço para questionamentos e trabalhos futuros acerca de energia solar fotovoltaica e geração distribuída como um todo.

Por fim, para continuidade e motivação de trabalhos futuros, se sugere:

• Estudar o impacto do sombreamento no horizonte e fatores térmicos, a fim de aumentar a acurácia das simulações;

- Utilizar a mesma metodologia para outras usinas similares, com o intuito de aumentar as amostras de dados disponíveis para análise;
- Utilizar a metodologia para usinas de grande porte, verificando se as disparidades observadas são similares às de usinas de pequeno porte;
- Simular sistemas em ambientes controlados, com o intuito de identificar com precisão quais são as causas das disparidades de geração energética.

ABNT. NBR 5410: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT. NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho. Rio de Janeiro, 2020.

ABNT. NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto. Rio de Janeiro, 2019.

ALMEIDA, M. P. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2012.

ANEEL. Banco de Informações de Geração. 2019. http://www2.aneel.gov.br (acesso em 04 de julho de 2020).

—. "Resolução Normativa nº 482." 2012. http://www2.aneel.gov.br (acesso em 04 de julho de 2020).

—. "Resolução Normativa nº 687." 2015. http://www2.aneel.gov.br (acesso em 04 de julho de 2020).

ALONSO, Miguel; CHENLO, F. TESTING MICROINVERTERS ACCORDING TO EN 50530., [S. 1.], p. 6, 15 maio 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/276253119. Acesso em: 20 ago. 2020.

ARAÚJO, ANA JÚLIA NUNES DE; RANK, NARAH IUATA; BUENO, TALITA BE-ZERRA DE ARAUJO. "Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba". Curitiba. 2016. TCC (Bacharelado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, [S. 1.], 2016.

CEB. Tudo sobre a conta de luz. s.d. www.ceb.com.br (acesso em 5 de julho de 2020).

COUTINHO, Carlos Roberto et al. "Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos". VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, [S. l.], p. 8, 4 abr. 2016.

CRESESB. "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos." 2014. www.cresesb.cepel.br (acesso em 05 de julho de 2020).

DGS - German Solar Energy Society. Planning and Installing Photovoltaic Systems. 2013.

EPE. "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira." —. "Balanço Energético Nacional 2020." 2020. (acesso em 08 de julho de 2020).

Frontin, Sergio de Oliveira, Antônio Cesar Pinho Brasil Jr., Maria Tereza Diniz Carneiro, e Nara Rúbia Dante de Godoy. Usina Fotovoltaica Jaíba Solar - Planejamento e Engenharia. Brasília: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.

IEA. "Electricity Information: Overview." 2020. https://webstore.iea.org (acesso em 8 de julho de 2020). —. "Renewables Information." 2020. https://webstore.iea.org (acesso em 8 de julho de 2020).

INFOGRÁFICO ABSOLAR. 2020. [S. l.], 3 ago. 2020. Disponível em: http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html. Acesso em: 20 ago. 2020.

JÚNIOR, Alcy M. et al. "Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos de inclinação e azimute localizados em Palmas-TO". XIV CEEL, [S. l.], p. 5, 3 out. 2016.

MELO, Fernando Cardoso. Projeto e análise de desempenho de um Sistema fotovoltaico conectado à rede Elétrica de baixa tensão em conformidade Com a resolução normativa 482 da aneel. 2014. Disseratação (Mestrado) - UFU, [S. 1.], 2014.

PEREIRA, Enio Bueno et al, (ed.). Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2. ed. [S. l.: s. n.], 2017. 1 Atlas

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (org.). Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. [S. l.: s. n.], 2014.

RENEWABLES 2020 Global Status Report. 2020. [S. l.]. Disponível em: https://www.ren21.net/reports/global-status-report/. Acesso em: 1 jul. 2020.

VILLALVA, Marcelo Gradella. Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações -Sistemas Isolados e Conectados à Rede. São Paulo: Érica, 2015.

YUAN, Jing et al. An Overview of Photovoltaic Microinverters: Topology, Efficiency, and Reliability. [S. l.], p. 6, 25 abr. 2019. Disponível em: https://ieeexplore.ieee.org/document/8862334. Acesso em: 20 ago. 2020.

## APÊNDICES

**DATASHEET FRONIUS PRIMO 8.2-1** 



/ O Fronius Primo com categorias de potência 3,0-8,2 kW completa perfeitamente a familia SnapINverter. Este monofásico sem transformador é o inversor ideal para residencias. Seu design inovador SuperFlex proporciona máxima flexibilidade na concepção do sistema, enquanto o sistema de montagem SnapINverter torna a instalação e manutenção mais fácil do que nunca. O pacote de comunicação padrão,inclui WLAN, gestão de energia, várias interfaces e muito mais, além disso, faz do Fronius Primo um inversor comunicativo aos usuários.

#### DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	12.0 A / 12.0 A				
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)	18.0 A / 18.0 A				
Min. tensão de entrada (Udc min)			80 V		
Feed-in tensão de entrada (Udc start)			80 V		
Tensão nominal de entrada (Udc,r)			710 V		
Max. tensão de entrada (Udc max)			1,000 V		
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Numeros de rastreadores MPP	2				
Numero de conexões CC			2 + 2		
DADOS DE SAÍDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Tensão nominal de saída (Pac,r)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max.potência de saida	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	13.0 A 15.2 A 16.0 A 17.4 A 20.0 A				
Conexão a rede (faixa de tensão)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequencia	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Distorção harmônica total	< 5 %				
Fator de potência (cos φac,r)			0.85 - 1 ind. / cap.		

#### DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DADOS GERAIS	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1		
Dimensões (height x width x depth)			645 x 431 x 204 mm				
Peso			21.5 kg				
Grau de potreção			IP 65				
Classe de proteção			1				
Categoria de sobrecarga (CC/CA) <sup>1)</sup>			2/3				
Consumo noturno			< 1 W				
Design do inversor			Sem transformador				
Resfriamento	Refrigeração de ar comprimido						
Instalação		Montagem interna e externa					
Faixa de temperatura ambiente	-40 - +55 °C						
Umidade relativa permitida			0 - 100 %				
Max. altitude		4,000 m					
Tecnologia de conexão	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- parafusos terminais 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>						
Tecnologia de conexão rede		3-pin C	A de parafusos terminais 2,5	a 16 mm²)			
Certficados	DIN V VDE 0126-1-1/A1,	IEC 62109-1/-2, IEC 62116,	IEC 61727, AS 3100, AS 47	77-2, AS 4777-3, G83/2, G59	/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149		

EFICIÊNCIA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. eficiência	97.6 %	97.7 %	97.7 %	97.7 %	97.8 %
Eficiencia Europeia (ηEU)	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
$\eta$ at 5 % $P_{ac,r}{}^{2)}$	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %
$\eta$ at 10 % $P_{ac,r^{2)}}$	84.1 / 86.5 / 86.1 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.6 / 93.9 / 92.2 %	88.9 / 94.4 / 92.9 %
$\eta$ at 20 % $P_{ac,r^{2)}}$	90.3 / 95.5 / 94.8 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	92.2 / 96.7 / 95.6 %	93.0 / 97.0 / 95.9 %
$\eta$ at 25 % $P_{ac,r}{}^{2)}$	91.8 / 96.4 / 95.1 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	93.2 / 97.2 / 96.1 %	93.9 / 97.2 / 96.6 %
$\eta$ at 30 % $P_{ac,r}{}^{2)}$	92.7 / 96.9 / 96.0 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.5 / 97.3 / 96.9 %
$\eta$ at 50 % $P_{ac,r}{}^{2\rangle}$	94.5 / 97.4 / 97.0 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.2 / 97.8 / 97.4 %	95.6 / 97.9 / 97.6 %
$\eta$ at 75 % $P_{ac,r^{2)}}$	95.4 / 97.9 / 97.7 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.8 / 97.9 / 97.8 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %
$\eta$ bei 100 % $P_{ac,r}{}^{2)}$	95.7 / 97.9 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.9 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 98.0 %
MPP adaptação eficiente			> 99.9 %		
DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1

Medição de isolamento CC	Sim					
Comportamento de sobrecarga	Mudança do ponto de operação, limitação da produção					
Disjuntor CC			Sim			
INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1	
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)					
6 entradas ou 4 digital in/out	Interface com receptor de telecomando					
USB (A socket)	Para entradas USB					
2 x RS422 (RJ45 socket) 3)			Fronius Solar Net			
Saída de sinal 3)		Gerenciamento	o de energia (saída de relé liv	re de potencial)		

Saida de sinal -	Gerenciamento de energia (saída de rele invie de potenciar)
Datalogger and Webserver	Integrado
Entrada externa 3)	Medidor de conexão S0 / Avaliação da proteção da sobretensão
RS485	Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão

<sup>1)</sup>De acordo comIEC 62109-1. <sup>2)</sup> E at Umpp min / Udc,r / Umpp max <sup>3)</sup> Também disponivel na versão leve.

Sujeito a modificações



FRONIUS PRIMO 8.2-1 REDUÇÃO DE TEMPERATURA



#### DADOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

DADOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1		
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	12.0 A / 12.0 A					
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1 / MPP2)	18.0 A / 18.0 A		27.0 A / 27.0 A			
Min. tensão de entrada (Udc min)		80	V			
Feed-in tensão de entrada (Udc start)		80	V			
Tensão nominal de entrada (Udc,r)		710	V			
Max. tensão de entrada (Udc max)		1,00	) V			
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)		240 - 800 V		270 - 800 V		
Numeros de rastreadores MPP		2				
Numero de conexões CC		2 +	2			
DADOS DE SAÍDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1		
Tensão nominal de saída (Pac,r)	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W		
Max.potência de saida	5,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA		
Max. corrente de saída (Iac max)	21.7 A	21.7 A	26.1 A	35.7 A		
Conexão a rede (faixa de tensão)	1 ~ NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)					
Frequencia		50 Hz / 60 Hz	(45 - 65 Hz)			
Distorção harmônica total		< 5	%			
Fator de potência (cos φac,r)		0.85 - 1 ir	id. / cap.			
DADOS GERAIS	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1		
Dimensões (height x width x depth)		645 x 431 x	204 mm			
Peso		21.5 k	g			
Grau de potreção		IP 65				
Classe de proteção		1				
Categoria de sobrecarga (CC/CA) <sup>1)</sup>		2/3				
Consumo noturno		< 1 W	T.			
Design do inversor		Transform	erless			
Resfriamento		Regulated air	cooling			
Instalação		Indoor and outdoo	or installation			
Faixa de temperatura ambiente		-40 - +55	5 °C			
Umidade relativa permitida		0 - 100	%			
Max. altitude		4,000	m			
Tecnologia de conexão		2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- para	afusos terminais 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			
Tecnologia de conexão rede		3-pin CA de parafusos terr	ninais 2,5 a 16 mm²)			
Certficados	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 6210	09-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 310	00, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2,	G59/3, CEI 0-21, ABNT NR 16149		

<sup>1]</sup>De acordo comIEC 62109-1. Sujeito a modificações

EFICIÊNCIA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. eficiência	97.8 %	97.8 %	97.8 %	97.8 %
Eficiencia Europeia (ηEU)	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
η at 5 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	84.6 / 86.5 / 86.0 %	85.5 / 89.6 / 88.5 %
η at 10 % P <sub>ac,r</sub> 1)	89.6 / 94.8 / 93.1 %	89.6 / 94.8 / 93.1 %	90.5 / 95.5 / 94.6 %	92.2 / 96.0 / 94.8 %
η at 20 % P <sub>ac,r</sub> 1)	93.4 / 97.2 / 96.2 %	93.4 / 97.2 / 96.2 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.9 / 97.4 / 97.2 %
η at 25 % P <sub>ac,r</sub> 1)	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.5 / 97.7 / 97.6 %
η at 30 % P <sub>ac,r</sub> 1)	94.7 / 97.4 / 97.0 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.1 / 97.6 / 97.3 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %
η at 50 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	95.8 / 97.9 / 97.7 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %	96.3 / 98.0 / 98.0 %
η at 75 % P <sub>ac,r</sub> 1)	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 98.0 %	96.3 / 98.1 / 97.9 %
η at 100 % P <sub>ac,r</sub> 1)	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.7 / 97.7 %
MPP adaptação eficiente		> 99.	9%	
DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Medição de isolamento CC		Sir	m	
Comportamento de sobrecarga		Mudança do ponto de opera	ação, limitação da produção	
Disjuntor CC		Sir	m	
INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP S	unSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 entradas ou 4 digital in/out		Interface com recep	tor de telecomando	
USB (A socket)		Para entr	adas USB	
2 x RS422 (RJ45 socket) 3)		Fronius S	olar Net	
Saída de sinal 3)		Gerenciamento de energia (sa	ída de relé livre de potencial)	
Datalogger and Webserver		Integ	rado	
Entrada externa 3)		Medidor de conexão S0 / Avalia	ção da proteção da sobretensão	
RS485		Modbus RTU SunSpec	ou medidor de conexão	
E at Umpp min / Udc,r / Umpp max Sujeito a modificações.				

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

#### NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UMA PAIXÃO: SUPERAR OS LIMITES DO POSSÍVEL.

/ Seja na Tecnologia de soldagem, no fotovoltaico ou na tecnologia de carregadores de bateria, o nosso objetivo é claro: queremos ser líderes em inovação. Com aproximadamente 3.300 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos mais de 900 patentes concedidas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Desde sempre. O uso responsável de nossos recursos é a base do nosso negócio.

Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite www.fronius.com

v05 May 2015 PB

Fronius do Brasil Comércio Indústria e Serviços Ltda

Filial AM R. Armando Mendes, 33 Armando Mendes CEP: 69089-321 Manaus AM Cel +55 92 8249-1415 Filial RS R. Inspetor Valdemar F. Arruda, 309 -Cinquentenário - Caxias do Sul CEP 95012-640 - RS Tel.: +55 54 8115-6257 Filial SP Interior R. Padre Francisco Van Der Maas, 12-25 Jd. Contorno - Bauru CEP 17047-020 Tel. +55 14 98111-6277

Flial MG
Flial PR

Rua LL, 213
Rua John Lanon, 225

Arvoredo
Afonso Pena, São José

Consaminador Martinador Martinador

Escritório central Av. Dr. Ulysses Guimarães, 3389 Vila Nogueira, Diadema, SP CEP: 09990-080 Telefone +55 11 3563-3800 Fax +55 11 3563-3777 vendas.solar@fronius.com www.fronius.com.br

### **B** datasheet canadian solar maxpower cs6u



#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

#### **ENGINEERING DRAWING (mm)**







#### CS6U-320P / I-V CURVES



#### **ELECTRICAL DATA | STC\***

CS6U	315P	320P	325P	330P		
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W		
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V		
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A		
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V		
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A		
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%		
Operating Temperature	-40°C ~	+85°C				
Max. System Voltage	1500 V (	(IEC) or 1	500 V (UI	L)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or					
	CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	15 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0~+5	W				

Cell Type Poly-crystalline, 6 inch

**MECHANICAL DATA** Specification

centype	r ory crystamic, o men
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm
	(77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm <sup>2</sup> (IEC) & 12 AWG
	2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or UTX or MC4 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

Data

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

#### **ELECTRICAL DATA | NOCT\***

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

#### **PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE**

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m<sup>2</sup> and 200 W/m<sup>2</sup> (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

#### **TEMPERATURE CHARACTERISTICS**

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

#### **PARTNER SECTION**



\_\_\_\_\_

SIMULAÇÕES PVSYST - ANO 1 E 2

PVSYST V6.81	Grid	Conne	cted Sys	sterr	n: Sir	mulatio			1	7/09/20	Page 1/s
Project : Geographical Site	Grid	Conne	cted Sys	stem	n Sir	mulatio	-				
Project : Geographical Site					. 01	nulatic	in pai	ame	ters		
Geographical Site	New	/ Project									
• •	•		Bra	silia				С	ountry	Brazil	
Situation Time defined as	5		Lati Legal All	itude Time bedo	-10.0 Time 0.20	0° S zone UT-	3	Lon A	gitude Ititude	-55.00° 269 m	W
leteo data:		silia	Mete	onorm 7.2	2 (2008-	2012)	- Synth	etic			
Simulation varia	nt: New	/ simulati	ion variar	nt							
		Simu	Simulation Ilation for	date the	17/09 1st y	)/20 17h33 ear of op	3 eratior	1			
Simulation param	eters		System	type	No 3	D scene o	defined	, no sł	nading	s	
Collector Plane O	rientation			Tilt	15°			Az	zimuth	44°	
Models used			Transpos	sition	Perez	Z		[	Diffuse	Perez,	Meteonorm
Horizon			Free Ho	rizon							
Near Shadings			No Shac	dings							
User's needs :		Unlir	mited load (	(grid)							
PV module Original PVsyst of Number of PV modu Total number of PV Array global power Array operating cha Total area	latabase ules modules racteristics (5	Si-po 60°C)	ly M Manufac In se Nb. mod Nominal (S U Module	lodel turer eries lules STC) mpp area	CS6L Cana 18 m 36 11.52 592 V 70.0 n	J - 320P dian Sola odules kWp / m <sup>2</sup>	r Inc. Unit At ope	In p Nom. I erating Ce	arallel Power cond. I mpp Il area	2 string 320 Wp 10.33 k 17 A 63.1 m <sup>2</sup>	s ) Wp (50°C) 2
I <b>nverter</b> Original PVsyst o Characteristics	database	Op	M Manufac perating Vol	lodel turer Itage	Fronius International 8 80-800 V Unit Nom. Power 8.20 kWac				Vac		
inverter pack			Nb. of inve	erters	1 uni	ts		Total Pnor	Power n ratio	8.2 kW 1.40	ac
PV Array loss fact Array Soiling Losse Thermal Loss factor Wiring Ohmic Loss LID - Light Induced Module Quality Los Module Mismatch L Strings Mismatch L Module average deg Mismatch due to de Incidence effect (IAI	ors Degradation s .osses pradation gradation W): User defin	Imp   ied profile	Uc (cơ Global array Yea RMS disper	onst) / res. ar no rsion	20.0 78 m <sup>(</sup> 1 0.4 %	W/m²K Ohm 5/year V	L L L L Mmp RM	.oss Fr Uv .oss Fr .oss Fr .oss Fr .oss Fr .oss Fr Loss IS disp	action (wind) action action action action factor ersion	5.0 % 0.0 W/r 0.2 % a 2.0 % -1.0 % 0.10 % 0.4 %/y 0.4 %/y	m²K / m/s at STC at MPP /ear /ear
10°	20°	30°	40°	5	i0°	60°	7	'0°	80		90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.	986	0.970	0.	917 	0.76	03 0	.000

PVSYST V6.81								17/09/20	) Page 2/5		
					-						
		(	Srid-Cor	nected	System	n: Main r	esults				
Project :		New I	Project								
Simulation var	iant :	New s	simulation	n variant							
		Simula	ation for th	e 1st year o	of operat	ion					
Main system pa	rameters			scene defi	ned, no shadi	ngs					
PV Field Orientat	ion			til	t 15°	15° azimuth 44°					
PV modules			NI	Mode Mode		- 320P	Pho Bnom to	om 320 W	/p kWp		
r v Allay Inverter			INI	J. OI MOUULE: Mode	l Primo	8 2-1	Photo	m 8201	wwp www.ac		
User's needs			Unlimit	ed load (grid	)	0.2 1	1110	0.201			
Main simulation System Production	<b>results</b> on		Produ	uced Energy	<b>17.07</b>	MWh/year	Specific pro	od. 1482	kWh/kWp/year		
			Penorma		( /0.10	70					
Normalized production	ons (per inst	alled kWp	): Nominal po	ower 11.52 kWp			Performance I	Ratio PR			
7 Lc : Colle	I I ection Loss (PV-a	rray losses)	1.04 kWh/k	Wp/day	1.0	PR : Per	formance Ratio (Yf / Yr) :	0.782			
6 - Ls : Syste Yf : Produ	em Loss (inverter uced useful energ	r,) jy (inverter out	0.1 kWh/kW put <mark>4.</mark> /h/k	/p/day	0.	9 	_				
				_ ]	0.						
Wh/kW					20. 22.						
¥ 4-					Sati						
- Benerge					.0 ce mance						
- ized					·.0 Berfor	4					
2 -					0.:	3					
Ż -					0.2	2					
1					0.	1					
		1 1			0.0						
Jan Feb Ma	ar Apr May	Jun Jul	Aug Sep	Oct Nov Dec		Jan Feb M	ar Apr May Jun	Jul Aug S	эр Oct Nov Dec		
				New simu Balances ar	lation va nd main r	riant esults					
			<b>-</b> 1001 1	[							
	GI	obHor	DiffHor	I_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	Grid	PR		
		₩1/M²	κννη/m²		κννη/m²	KWN/M <sup>2</sup>			0.777		
January	,   .	165.9	12.37	22.50	148.0 152.2	137.0	1.357	1.324	0.770		
February	′ <b> </b> .	104.0 160.9	04.84 60.52	22.39	152.2	141.3	1.382	1.349	0.769		
Anril		155.0	63.26	22.12	152.0	142.4	1.401	1 384	0.772		
May		149 7	40.99	20.49	155.3	144 1	1 446	1.304	0.790		
June		149.4	34.21	18.96	159.7	148.4	1.513	1.478	0.803		
July		163.5	36.86	19.30	172.2	160.3	1.614	1.576	0.794		
August		183.3	41.52	20.81	187.6	174.8	1.739	1.699	0.786		
Sentemb	er	182.0	48.06	22.41	180.4	167.8	1.627	1.588	0.764		
October	.	163.6	76.11	23.54	154.9	143.3	1.419	1.386	0.776		
Novembe	er	143.4	76.96	21.87	129.1	118.9	1.186	1.158	0.778		
Decembe	er	154.0	82.06	22.20	140.1	129.4	1.305	1.275	0.789		
Year	1	943.6	706.77	21.53	1895.8	1758.6	17.486	17.073	0.782		
L	ł			ļļ.		+	<b>↓</b>	<u></u>			
Legends:	GlobHor	Horizo	ntal global irra	adiation		GlobEff	Effective Global,	corr. for IAN	1 and shadings		
	DiffHor	Horizo	ntal diffuse ir	radiation		EArray	Effective energy	at the outpu	it of the array		
	T_Amb	Ambie	nt Temperatu	re		E_Grid	Energy injected	into grid			
	GlobInc	Global	incident in co	II. plane	<b>C C</b>	PR	Performance Ra	tio			
					80						



PVSYST V6.8	31				17/09/20	Page 4/5
		Grid-	Connected S	System: Loss diagram		
Drois of a		New Drei		by otomic 2000 alagram		
Project :		New Proj	ect			
Simulation v	variant :	New simu	lation variant			
		Simulation	for the 1st year	of operation		
Main system	paramete	rs	System typ	e No 3D scene defined, no sha	adings	
PV Field Orien	ntation		ť	ilt 15° azi	muth 44°	
PV modules			Mod	el CS6U - 320P F	nom 320 W	p
PV Array			Nb. of module	es 36 Pnom	total 11.52 I	κWp
Inverter			Mod	el Primo 8.2-1 F	nom 8.20 k <sup>v</sup>	N ac
User's needs		ι	Jnlimited load (gri	d)		
			Loss diagram	over the whole year		
Γ		1944 kVVh/m <sup>2</sup>		Horizontal global irradiation		
			-2.46%	Global incident in coll. plane		
			, (→-0.05%	Global incident below threshold		
			-2.35%	IAM factor on global		
			-5.00%	Soiling loss factor		
	1759 k\	Nh/m <sup>2</sup> * 70 m <sup>2</sup> coll		Effective irradiation on collectors		
	efficienc	y at STC = 16.45	%	PV conversion		
Ι Γ		20.25 MWh		Array nominal energy (at STC effic.	.)	
			-0.20%	Module Degradation Loss (for year #1)	)	
			-0.62%	PV loss due to irradiance level		
			-10.17%	PV loss due to temperature		
			(+1.00%	Module quality loss		
			-2.00%	LID - Light induced degradation		
			-1.10%	Mismatch loss, modules and strings		
			→-0.14%	Ohmic wiring loss		
	17	.63 MWh		Array virtual energy at MPP		
			2 3104	Inverter Loss during operation (officient		
			-0.86%	Inverter Loss over nominal inv. nover	~y)	
			V 0.00%	Inverter Loss due to max input current		
			N0.00%	Inverter Loss over pominal inv. voltage		
			N0.00%	Inverter Loss due to power threshold		
			₩0.00%	Inverter Loss due to voltage threshold		
	17.	07 MWh		Available Energy at Inverter Output		
	17.	07 MWh	]	Energy injected into grid		
			-			

PVSYST V6.81				17/09/20	Page 5/5
	Grid-Connected Syster	m: P50 - P90	) evaluation		
Project ·	New Project		, e raidation		
Simulation variant :	Simulation for the 1st year of	operation			
Main system parameters	System type	No 3D scene de	fined, no shadir	igs	
PV modules	Model	CS6U - 320P	Pnor	n 320 Wp	
PV Array	Nb. of modules	36	Pnom tota	al <b>11.52 k</b>	Wp
Inverter	Model	Primo 8.2-1	Pnor	n 8.20 kW	/ ac
User's needs	Unlimited load (grid)				
Evaluation of the Produce The probability distribution on the meteo data used for	ction probability forecast of the system production forecast r the simulation, and depends on t	for different years he following choic	s is mainly depen es:	dent	
Meteo data source		Meteonorm 7.2 (2	2008-2012)		
Meteo data	Kind	Not defined	Yea	ar 1995	
Specified Deviation	Year deviation from aver.	3%			
Year-to-year variability	Variance	0.5 %			
The probability distribution Specified Deviation F So Global variability (meteo +	variance is also depending on so V module modelling/parameters Inverter efficiency uncertainty iling and mismatch uncertainties Degradation uncertainty system) Variance	me system paramo 1.0 % 0.5 % 1.0 % 1.0 % 1.9 %	eters uncertaintie (quadratic sum	s ı)	
Annual production probabi	lity Variability	0.32 MWh			
	P50	17.07 MWh			
	P90	16.66 MWh			
	P95	16.55 MWh			
	Probability	distribution			
Probability	0.50 0.45 0.40 0.35 0.30 0.25 0.20 0.15 0.10 0.05 0.00 16000 16400 16600 16800	P50 = 17073 kWh F. Grid simul 16664 kWh 3 kWh 17000 17200 1740	= 17073 kWh	8000	

PVSYST V6.81							17	/09/20	Page 1/5
	Gric	I-Connec	ted Syste	m: Si	mulatior	n paramete	rs		
Project :	No	w Project				•			
Geographical Si	inc.	wFi0jeci	Brasilia			Cour	htr.v	Brazil	
Situation			Latitud	• 	00° S	Longitu	ido	-55 00°	\ <b>\</b> /
Time defined	as		Legal Time	e Time	zone UT-3	Altitu	ide	269 m	vv
Albedo 0.20								tic	
	and a Na				0101117.2	(2000 2012) 0	ynnic		
Simulation vari	ant: Nev	w simulatio	on variant	47/04					
		Simu	lation for the	2nd	9/20 17h33 year of op	eration			
Simulation para	meters		System type	No 3	D scene de	efined, no shad	ings		
Collector Plane	Orientation		Til	t 15°		Azimi	uth	44°	
Models used			Transposition	n Pere	z	Diffu	lse	Perez, N	leteonorm
Horizon			Free Horizor	ו					
Near Shadings	No Shading	6							
User's needs :		Unlim	nited load (grid	)					
PV Array CharacteristicsPV moduleSi-polyOriginal PVsyst databaseManufacturerNumber of PV modulesIn seriesTotal number of PV modulesNb. modulesArray global powerNominal (STC)Array operating characteristics (50°C)U mppTotal areaModule area				I <b>CS6</b> r Cana s 18 m s 36 <b>11.5</b> o 592 \ a <b>70.0</b>	J - 320P adian Solar odules 2 kWp / m <sup>2</sup>	Inc. In para Unit Nom. Pov At operating cor I m Cell ar	llel ver nd. ipp rea	2 strings 320 Wp 10.33 kV 17 A 63.1 m <sup>2</sup>	з Vp (50°С)
InverterOriginal PVsyst databaseManufaCharacteristicsOperating VInverter packNb. of inv				l <b>Prim</b> r Froni e 80-80 s 1 uni	<b>o 8.2-1</b> ius Internati 00 V its	ional Unit Nom. Pov Total Pov Pnom ra	ver ver atio	8.20 kW 8.2 kWa 1.40	/ac ac
PV Array loss factors Array Soiling Losses Thermal Loss factor Uc (con Wiring Ohmic Loss Global array of LID - Light Induced Degradation Module Quality Loss Module Mismatch Losses Strings Mismatch loss Module average degradation Year Mismatch due to degradation Imp RMS dispers Incidence effect (IAM): User defined profile				) 20.0 . 78 m 0 2 0 0.4 %	Loss Fraction 20.0 W/m²K Uv (wind) 78 mOhm Loss Fraction Loss Fraction Loss Fraction Loss Fraction Loss Fraction Loss Fraction Loss Fraction Loss Fraction Loss Fraction			5.0 % 0.0 W/m 0.2 % at 2.0 % -1.0 % 1.0 % a 0.10 % 0.4 %/ye 0.4 %/ye	<sup>a</sup> ²K / m/s t STC t MPP ear ear
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	9	0°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.	000

ST V6.81							17/0	09/20	Page
	(	Grid-Con	nected S	System	: Main I	results			
ct :	New	Project							
ation variant	: New s	simulation	variant						
	Simula	ation for th	e 2nd year	of operat	ion				
system parame	ters	\$	System type tilt	<b>No 3D</b> : 15°	scene def	<b>ined, no sha</b> azim	<b>dings</b> nuth 4	l4°	
odules			Model	CS6U -	320P	Pr	nom 3	320 Wp	
ray		Nb	of modules	36		Pnom t	otal 1	1.52 kW	/p
r needs		Unlimite	Model (drid) bed (drid)	Primo 8	5.2-1	Pr	nom 8	3.20 kW	ac
	lto								
n Production	lits	<b>Produ</b> Performar	<b>ced Energy</b> nce Ratio PR	<b>17.01 N</b> 77.91 %	/IWh/year	Specific p	rod. 1	477 kW	h/kWp/y
lized productions (pe	r installed kWp	): Nominal po	wer 11.52 kWp			Performance	e Ratio Pl	R	
- Lc : Collection Loss	s (PV-array losses)	1 1 1 1.05 kWh/kV	Vp/day -	1.0 0.9	PR : Pe	formance Ratio (Yf / Yr)	1 I : 0.779	1 1	- I I
Ls : System Loss ( Yf : Produced usefu	(inverter,) ul energy (inverter ou	0.1 kWh/kWp tput 4. /h/kV	o/day Vp/day	0.8	_				
			<b>-</b> -	0.7					
				문 은 0.6					
				8 0.5					
				L mano					
				jo 0.4					
				0.3					
				0.2					
				0.1					
	1 1 1			0.0					1
Jan Feb Mar Apr	May Jun Ju	I Aug Sep O	oct Nov Dec		Jan Feb M	lar Apr May Jui	n Jul A	Aug Sep	Oct Nov
			New simul	ation vari	ant				
			Balances an	d main re	sults				
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	I P	R
		кvvn/m²		кvvn/m²	KWN/M <sup>2</sup>		IVIVVh		
January	165.9	72.37	22.50	148.0	137.0	1.353	1.320	0.7	/4
March	164.0	64.84	22.39	152.2	141.3	1.3//	1.344	0.7	
	169.8	62.52	22.12	102.0	151.U 142.4	1.4/0	1.441		
May	1/0 7	<u>40 qq</u>	21.04	155.7	142.4 1// 1	1 // 1	1.379		/7
	147./	3/1 21	18 06	150.5	144.1 1/10 /	1 507	1 /72		200
	147.4	34.21	10.70	172.7	140.4	1.007	1.473	0.0	vg1
	103.5	JU.00	20 01	187.6	100.3	1 722	1.070		71
Sontombor	103.3	41.52	20.01	107.0	1/4.ð 147 0	1./33	1 500		03 162
Octobor	162.0	40.00 74.11	22.41	154.0	107.0 142.2		1.003		74
November	142.4		23.34	104.9	143.3	1 1 1 0 2	1.301 1.154		74
December	143.4	/0.96	21.8/	129.1	118.9 120.4		1.154		
	154.0	02.00	22.20	140.1	129.4	1.301	1.270	0.7	0/
Year	1943.6	706.77	21.53	1895.8	1758.6	17.426	17.014	0.7	79
Legends: GlobHo	or Horizo	ntal global irra	diation	ſ	GlobEff	Effective Globa	al, corr. f	or IAM an	d shading
DiffHo	r Horizo	ntal diffuse irr	adiation	F	Arrav	Effective energy	ny at the		the array
T Δmł	, ιυπευ η Δmbie	nt Temperatur		L F	- Grid	Energy injected	d into ari	d	and an ay
		incident in col	u I nlane	с г	D		a into yri Patio	u	
Giobin	ic Giongi	Incluent In COL	i. piane	۲ ور	Γ <b>Γ</b>	Ferrormance F	auu		
				80					

Т



PVSYST V6.	81					17/09/20	Page 4/5
		Grid	-Connected S	System: Loss dia	aram		
					gram		
Project :		New Pro	ject				
Simulation	variant :	New sim	ulation variant	r of operation			
Main avetem	noromot		Sustem tur	• No 2D soons define	od no chodin		
	ntation	ers	System typ	ilt 15°	eu, no snaun	l <b>ys</b> h //⁰	
PV modules	manon		ر Mod		Pnor	n 320 W/n	
PV Array			Nb of module	s 36	Pnom tot	al <b>1152 k</b>	Wn
Inverter			Mod	el Primo 8 2-1	Pnor	n = 8.20  kW	V ac
User's needs			Unlimited load (ari	d)	1 1101	11 0.20 KV	vao
			erilinited load (gri	~y			
			Loss diagram	over the whole year			
		4044 J/M/h /m2					
[		1944 KVVh/m²		Horizontal global irradiat	tion		
			-2.46%	Global incident in coll. pl	lane		
				Global incident below thresh	hold		
			-2.35%	IAM factor on global			
			-5.00%	Soiling loss factor			
	1759	kWh/m² * 70 m² cơ	oll.	Effective irradiation on o	collectors		
	efficier	ncy at STC = 16.4	-5%	PV conversion			
[		20.25 MWh		Array nominal energy (at	t STC effic.)		
			<b>→</b> -0.60%	Module Degradation Loss (	for year #2)		
			-0.62%	PV loss due to irradiance le	evel		
			-10.17%	PV loss due to temperature			
			(+1.00%	Module quality loss			
			-2.00%	LID - Light induced degrada	ition		
			→-1.10%	Mismatch loss, modules and	d strings		
			→-0.14%	Ohmic wiring loss			
	1	7.56 MWh		Array virtual energy at M	IPP		
			-2 34%	Inverter Loss during operat	ion (efficiency)		
			-0.80%	Inverter Loss over nominal	inv nower		
			N 0.00%	Inverter Loss due to may in			
			N0.00%	Inverter Loss over nominal	inv. voltage		
			₩0.00%	Inverter Loss due to power	threshold		
			>0.00%	Inverter Loss due to voltage	e threshold		
	17	7.01 MWh		Available Energy at Inve	rter Output		
	17	7.01 MWh		Energy injected into grid	ł		
			-				

	1							
PVSYST V6.81						17/09/20	Page 5/5	
Grid-Connected System: P50 - P90 evaluation								
Project :		New Project						
Simulation variant : New simulation variant Simulation for the 2nd year of operation								
Main system parameters		5	System type	No 3D scene defined, no shadings				
PV Field Orientation			tilt	15° azimuth 44°				
PV modules			Model		Pnor	Pnom 320 Wp		
PV Array			Nb. of modules	36 Deira - 0.0.4	Pnom tota	al <b>11.52 k</b>	Wp	
		MODEI		Primo 8.2-1	Phom 8.20 KW ac			
		Un	imited load (grid)					
Evaluation of the Production probability forecast								
The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent								
on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:								
Meteo data sourc	e			Meteonorm 7.2 (	(2008-2012)			
Meteo data			Kind	Not defined	Yea	ır 1995		
Specified Deviation		Year de	viation from aver.	3 %				
Year-to-year varia	ability		Variance	0.5 %				
The probability di Specified Deviatio	stribution on F Soi (meteo +	variance is also V module mode Inverter effic iling and misma Degrac system)	depending on so elling/parameters iency uncertainty tch uncertainties lation uncertainty Variance	me system param 1.0 % 0.5 % 1.0 % 1.0 % 1.9 %	neters uncertaintie (quadratic sum	s		
	(	0)010111)			(4444.4.4.6.6.6.	,		
Annual production	n probabil	lity	Variability	0.32 MWh				
			P50	17.01 MWh				
			P90	16.01 WWN				
F 35 TO.43 WIVVII								
Probability distribution								
0.40 P50 = 1/014 kWh								
0.15 P90 = 16606 kWh								
$P_{P5} = 16491 \text{ kWh}$								

