

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DESENVOLVIMENTO DE SOFTWARE PARA SUPERVISÃO DE USINAS SOLARES  
FOTOVOLTAICAS

por

Cristiano Saboia Ruschel

Dissertação para obtenção do Título de  
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Fevereiro de 2015

DESENVOLVIMENTO DE SOFTWARE PARA SUPERVISÃO DE USINAS SOLARES  
FOTOVOLTAICAS

por

Cristiano Saboia Ruschel  
Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Aprovada por:

Prof. Dr. Adriano Moehlecke – PUC/RS

Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin - UERGS

Prof. Dr. Paulo Otto Beyer – PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira Rocha  
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 25 de Fevereiro de 2015

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador Prof. Dr. Arno Krenzinger por todas suas sugestões, dicas e ensinamentos ao longo de sua orientação neste trabalho.

Aos colegas do Laboratório de Energia Solar pela amizade e pelo excelente ambiente de trabalho proporcionado.

À minha família por todo apoio e compreensão.

Ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e à Universidade Federal do Rio Grande do Sul pela formação.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior (CAPES) pela bolsa de estudos.

A presente dissertação é resultado de pesquisa vinculada ao projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre”, participante do edital Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, também identificado por Chamada Pública Nº13/2011 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). O projeto citado tem financiamento da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) e Empresa de Trens Urbanos de Porto Alegre (TRENSURB) e participação, ainda, da UFRGS, UFSM, CIENTEC, Aeromóvel Brasil S.A, CP Eletrônica S.A, TRIA, PMPA, FAURGS e FATEC. Dentre as diversas atividades previstas está o desenvolvimento de um software para supervisão da operação da usina fotovoltaica que será montada dentro do escopo deste projeto, sendo este o objeto de estudo desta dissertação. Agradeço aos responsáveis pelo projeto pela oportunidade de participação concedida.

## RESUMO

A potência produzida por um sistema fotovoltaico é altamente variável, pois depende das condições ambientais às quais o mesmo está submetido. Conhecendo-se os dados meteorológicos locais, em especial temperatura e irradiância, além de características dos componentes da instalação, é possível, a partir de modelos matemáticos, estimar a potência instantânea esperada do sistema. O objetivo desta dissertação é desenvolver um software que possua essa funcionalidade, a fim de supervisionar a operação de uma usina solar fotovoltaica que será instalada no âmbito do projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre”. Comparando-se os resultados calculados pelo software em tempo real com as condições medidas, será mais rápido identificar eventuais defeitos no sistema, e mais fácil seu diagnóstico. Para o desenvolvimento do programa, é alterado o software FVCONNECT, que trabalha com dados climáticos médios de uma região para simular o funcionamento típico de um sistema naquele local, dando origem ao programa SPV - SuPerVisor, que, a partir da entrada das condições meteorológicas instantâneas, fornece diversos dados sobre as condições de operação que deveriam estar ocorrendo, tais como tensão elétrica, corrente elétrica e potência, em corrente contínua e em corrente alternada. Esse software é, então, validado a partir de comparações entre dados experimentais medidos em um sistema fotovoltaico conectado à rede instalado no LABSOL e uma simulação desse sistema realizada pelo SPV utilizando as mesmas condições de temperatura e irradiância verificadas no sistema real. Os resultados em geral apresentam concordância, tendo a comparação da potência produzida maior conformidade que as de tensão e corrente. Os pontos de maior dificuldade do programa são analisados e suas causas discutidas, sugerindo-se possíveis soluções. A usina solar fotovoltaica que será monitorada é apresentada, caracterizando-se seus componentes e a compatibilidade entre os mesmos. O espaço disponível para a instalação é examinado de forma a melhor acomodar os módulos fotovoltaicos, evitando ao máximo a ocorrência de sombreamentos, e os inversores, de maneira a facilitar sua conexão. O efeito do sombreamento no sistema é analisado, primeiro com uma estimativa em média anual, depois com a criação de uma rotina no programa SPV que possibilita considerar parte dos módulos da usina com sua radiação direta bloqueada. Com essa funcionalidade, é estudado um caso limite dos efeitos desse sombreamento, no qual é visto que a perda de potência em alguns casos pode ser significativa, sendo, portanto,

fundamental sua consideração. Por fim, é discutido o sistema de medição necessário tanto para o monitoramento da usina quanto para o correto funcionamento do software SPV.

Palavras-chave: Energia Solar, Usina Fotovoltaica, Simulação.

## **ABSTRACT**

The power generated by a photovoltaic system is highly variable, since it depends on the ambient conditions to which it is submitted. Knowing the local meteorological data, especially temperature and irradiance, in addition to characteristics of the plant's components, it is possible to estimate, using mathematical models, the expected instant power for the system. The aim for this master's thesis is to develop a software with this functionality, in order to supervise the operation of a photovoltaic power plant to be built within the project "Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre". By comparing the real time results simulated by the software with the measured conditions, it will be faster to identify eventual system defects, and easier their diagnosis. For the program's development, it is modified another software called FVCONNECT, which works with mean climatic data from a specific region to simulate the typical behaviour of a system on that place; originating the so-called SPV - SuPerVisor, which, from the input of instant meteorological conditions, provides several data about the operating conditions that should be occurring, such as voltage, current and power, in direct current and in alternate current. This software is, then, validated with comparisons between experimental data measured from a grid-connected photovoltaic system operating at LABSOL and a simulation of this system using the same temperature and irradiance conditions verified on the real plant. The results generally demonstrate agreement, with the produced power comparison having a greater accordance than the current and voltage ones. Situations in which the software presents greater difficulties are analyzed and its causes are discussed, and possible solutions are proposed. The photovoltaic power station which will be supervised is presented, with its components and the compatibility between each other studied. The available area for the setup of the plant is examined in order to better accommodate the photovoltaic modules avoiding as much as possible the occurrence of shading; and the inverters, in order to facilitate their connection. The effect of shading on the system is analyzed, first by an annual mean estimation, and later using the creation of a routine on SPV which enables to consider some of the modules on the plant with their direct solar radiation blocked. With this functionality, it is studied a case which represents the maximum effect from shading on the system, and it is seen that the power loss can be significant, being therefore essential its consideration. At last,

it is discussed the measurement system necessary both for the power plant monitoring and for the correct operation of the SPV software.

Keywords:, Solar Energy, Photovoltaic Plant, Simulation.

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação .....	3
1.2	Objetivos .....	4
1.2.1	Objetivos específicos .....	5
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTOS DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>6</b>
2.1	Efeito fotovoltaico .....	6
2.2	Módulos fotovoltaicos .....	8
2.3	Modelo de um diodo .....	9
2.4	Curva característica I-V .....	11
2.5	Efeitos da temperatura e da radiação na curva característica I-V .....	13
2.6	Associação de células e módulos fotovoltaicos .....	15
2.7	Efeito das resistências série e paralela na curva característica I-V .....	17
2.8	Inversores .....	19
2.8.1	Eficiência de conversão CC/CA .....	20
2.8.2	Fator de potência .....	22
2.8.3	Seguimento do ponto de máxima potência .....	23
2.8.4	Comportamento térmico .....	25
2.8.5	Laboratório para caracterização de inversores.....	26
<b>3</b>	<b>PROCEDIMENTO PARA VALIDAÇÃO DO SOFTWARE</b>	
	<b>SPV- SuPerVisor .....</b>	<b>28</b>
3.1	O software FVCONNECT e alterações realizadas no desenvolvimento do SPV .....	28
3.2	Descrição da instalação fotovoltaica .....	30
3.3	Sistema de medição e aquisição de dados .....	32
3.4	Escolha do período de comparação .....	33
3.5	Simulação computacional do sistema .....	35

<b>4</b>	<b>RESULTADOS DA VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL .....</b>	<b>38</b>
4.1	Potência e energia em corrente contínua .....	38
4.1.1	Baixas irradiâncias .....	42
4.1.2	Corte de potência por superaquecimento do inversor .....	46
4.2	Tensão CC .....	48
4.3	Corrente CC .....	51
4.4	Potência aparente .....	54
<b>5</b>	<b>A USINA SOLAR E ASPECTOS RELATIVOS A SEU MONITORAMENTO .....</b>	<b>59</b>
5.1	Caracterização dos equipamentos .....	59
5.1.1	Módulos fotovoltaicos .....	59
5.1.2	Inversores .....	60
5.2	Usina solar fotovoltaica do projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre .....	62
5.2.1	Histórico do projeto .....	62
5.2.2	Local disponível para a instalação da usina .....	63
5.2.3	Esquema de ligação .....	66
5.2.4	Escolha do posicionamento dos componentes no espaço disponível.....	68
5.2.5	Estimativa das perdas anuais por sombreamento .....	71
5.3	Simulação de um ano típico .....	72
5.4	Efeitos do sombreamento .....	74
5.4.1	Estudo de caso limite – solstício de inverno sem nuvens .....	76
5.5	Sistema de medição e aquisição de dados .....	81
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>84</b>
6.1	Sugestões para trabalhos futuros .....	86
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>87</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Histórico e perspectiva para a energia solar fotovoltaica no mundo .....	1
Figura 2.1	Esquema representativo de uma junção P-N .....	7
Figura 2.2	Aspectos construtivos de um módulo fotovoltaico típico .....	9
Figura 2.3	Circuito equivalente do modelo de um diodo .....	9
Figura 2.4	Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico .....	11
Figura 2.5	Curvas I-V de um módulo sujeito a diferentes temperaturas .....	14
Figura 2.6	Curvas I-V de um módulo sujeito a diferentes irradiâncias .....	15
Figura 2.7	Conexão em série de módulos com irradiâncias diferentes com diodo de <i>bypass</i> .....	16
Figura 2.8	Efeito da variação de $R_s$ na curva I-V de um módulo de 60 Células .....	18
Figura 2.9	Efeito da variação de $R_p$ na curva I-V de um módulo de 60 Células .....	18
Figura 2.10	Eficiência medida e ajustada para o inversor Sunny Boy 1100E .....	21
Figura 2.11	Fator de potência medido e ajuste para o inversor Sunny Boy 1100E .....	23
Figura 2.12	Curvas I-V e P-V para uma conexão de dois módulos em série com sombreamento parcial .....	24
Figura 2.13	Laboratório de caracterização de inversores do LABSOL .....	27
Figura 3.1	Diagrama de blocos simplificado dos modelos matemáticos do software FVCONNECT .....	29
Figura 3.2	Diagrama esquemático da instalação .....	31
Figura 3.3	Fachada Norte do prédio do Laboratório de Energia Solar – UFRGS .....	31
Figura 3.4	Irradiância no plano inclinado e temperatura ambiente ao longo dos dias selecionados .....	34
Figura 3.5	Entrada de dados dos módulos fotovoltaicos .....	35
Figura 3.6	Entrada de dados dos inversores .....	36
Figura 3.7	Entrada dos parâmetros dos inversores .....	37
Figura 4.1	Potência CC do subsistema 1 .....	39
Figura 4.2	Potência CC do subsistema 2 .....	40
Figura 4.3	Potência CC do subsistema 3 .....	40
Figura 4.4	Detalhe da potência produzida pelo subsistema 3 no amanhecer do dia 12/10 .....	41

Figura 4.5	Curvas I-V para $G = 150 \text{ W/m}^2$ variando a resistência paralela .....	43
Figura 4.6	Curvas I-V para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ variando a resistência paralela .....	43
Figura 4.7	Corte de potência por superaquecimento do inversor .....	47
Figura 4.8	Tensão CC no subsistema 1 .....	48
Figura 4.9	Tensão CC no subsistema 2 .....	49
Figura 4.10	Tensão CC no subsistema 3 .....	49
Figura 4.11	Detalhe da tensão CC no dia 12/10 no subsistema 3 .....	50
Figura 4.12	Corrente CC no subsistema 1 .....	51
Figura 4.13	Corrente CC no subsistema 2 .....	52
Figura 4.14	Corrente CC no subsistema 3 .....	52
Figura 4.15	Detalhe da potência elétrica CC produzida no dia 12/10 .....	53
Figura 4.16	Detalhes da corrente elétrica CC e tensão elétrica CC no dia 12/10 .....	54
Figura 4.17	Potência aparente no subsistema 1 .....	55
Figura 4.18	Potência aparente no subsistema 2 .....	56
Figura 4.19	Potência aparente no subsistema 3 .....	56
Figura 4.20	Detalhes da potência aparente no subsistema 3 para os dias (a) 12/10, (b) 13/10, (c) 15/10 e (d) 16/10 .....	57
Figura 5.1	Pontos medidos e curva de eficiência ajustada do inversor .....	61
Figura 5.2	Usina integrada à linha do aeromóvel .....	63
Figura 5.3	Vista aérea dos prédios disponíveis para a instalação da usina.....	64
Figura 5.4	Modelo tridimensional do prédio do depósito .....	65
Figura 5.5	Modelo dos prédios disponíveis para a instalação da usina .....	65
Figura 5.6	Diagrama de ligação de uma seção da usina .....	67
Figura 5.7	Compatibilidade entre o arranjo e o inversor .....	68
Figura 5.8	Esquema de instalação da usina .....	69
Figura 5.9	Sombreamento nos telhados do depósito no solstício de inverno, das 8h às 17h .....	69
Figura 5.10	Eficiência do inversor ao longo de um dia ensolarado .....	74
Figura 5.11	Módulo fotovoltaico de 60 células .....	75
Figura 5.12	Radiação no plano inclinado para o dia simulado .....	78
Figura 5.13	Seção da usina selecionada .....	78
Figura 5.14	Potência entregue pelo inversor com e sem os sombreamentos .....	79

Figura 5.15	Comparação entre quantidade de módulos sombreados e energia perdida .....	80
Figura 5.16	Sombreamento de um telhado às 10h .....	80
Figura 5.17	Caixa de conexões semelhante às que serão utilizadas na usina .....	81
Figura 5.18	Diagrama da caixa de conexões.....	82

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Incerteza nas medições .....	32
Tabela 4.1	Comparação da energia produzida pelos subsistemas .....	38
Tabela 4.2	Energia produzida por faixa de radiação incidente .....	42
Tabela 4.3	Energia produzida por faixa de radiação incidente com $R_p = 841 \Omega$ .....	44
Tabela 5.1	Características básicas do módulo selecionado .....	60
Tabela 5.2	Dados do inversor fornecidos pelo fabricante .....	61
Tabela 5.3	Parâmetros para uma seção da usina nas condições STC e NOCT .....	66
Tabela 5.4	Estimativa de perdas por sombreamento .....	72
Tabela 5.5	Energia mensal entregue por um inversor da usina .....	73

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAD	Computer Aided Design (Desenho Assistido por Computador)
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CIENTEC	Fundação de Ciência e Tecnologia do Estado do Rio Grande do Sul
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da UFRGS
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature (Temperatura Nominal de Operação da Célula)
NREL	National Renewable Energy Laboratory – Estados Unidos
SMARTS	Simple Module of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	Standard Test Conditions (Condições Padrão de Teste)
TMY	Typical Meteorological Year
TRENSURB	Empresa de Trens Urbanos de Porto Alegre
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

## LISTA DE SÍMBOLOS

$C_0$	Coeficiente do modelo matemático de fator de potência .....	[-]
$C_1$	Coeficiente do modelo matemático de fator de potência .....	[-]
$C_2$	Coeficiente do modelo matemático de fator de potência .....	[-]
$C_3$	Coeficiente do modelo matemático de fator de potência .....	[-]
$e$	Carga do elétron .....	[C]
$E_{ca}$	Energia elétrica em corrente alternada entregue à rede .....	[W.h]
$E_{cc}$	Energia elétrica em corrente contínua na entrada do inversor .....	[W.h]
$E_{med}$	Energia elétrica em corrente contínua medida na entrada do inversor.....	[W.h]
$E_{sim}$	Energia elétrica em corrente contínua simulada na entrada do inversor .....	[W.h]
$F_{CAP}$	Fator de capacidade térmica do inversor .....	[J/K]
$F_D$	Fator de dissipação térmica do inversor .....	[W/K]
$FDI$	Fator de dimensionamento do inversor .....	[-]
$FF$	Fator de forma .....	[-]
$FP$	Fator de potência .....	[%]
$G$	Irradiância no plano do gerador .....	[W/m <sup>2</sup> ]
$I$	Corrente elétrica .....	[A]
$I_0$	Corrente de saturação reversa .....	[A]
$I_d$	Corrente do diodo .....	[A]
$I_{fg}$	Corrente fotogerada .....	[A]
$I_{mp}$	Corrente elétrica no ponto de máxima potência .....	[A]
$I_p$	Corrente de fuga .....	[A]
$I_{sc}$	Corrente de curto-circuito .....	[A]
$k$	Constante de Boltzmann .....	[J/K]
$k_e$	Coeficiente de extinção do material .....	[m <sup>-1</sup> ]
$K_0$	Coeficiente do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA .....	[-]
$K_1$	Coeficiente do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA .....	[-]

$K_2$	Coefficiente do modelo matemático de eficiência de conversão CC/CA .....	[-]
L	Espessura do material transparente .....	[m]
m	Fator de idealidade do diodo .....	[-]
n	Índice de refração do meio .....	[-]
$N_s$	Número de células em série no módulo .....	[-]
P	Potência ativa ou real .....	[W]
$P_{ca}$	Potência elétrica em corrente alternada entregue à rede .....	[W]
$P_{cc}$	Potência elétrica em corrente contínua na entrada do inversor .....	[W]
$P_{mp}$	Potência no ponto de máxima potência .....	[W]
$P_{nom}$	Potência nominal do inversor .....	[W]
$R_{\perp}$	Coefficiente de reflexão para polarizações perpendiculares ao campo elétrico da onda incidente .....	[-]
$R_{//}$	Coefficiente de reflexão para polarizações paralelas ao campo elétrico da onda incidente .....	[-]
$R_p$	Resistência paralela .....	[ $\Omega$ ]
$R_s$	Resistência série .....	[ $\Omega$ ]
S	Potência aparente .....	[W]
$T_1$	Temperatura do inversor no instante anterior .....	[K]
$T_2$	Temperatura do inversor no instante atual .....	[K]
$T_{amb}$	Temperatura ambiente.....	[K]
$T_c$	Temperatura da célula .....	[K]
$T_i$	Tempo de integração .....	[s]
V	Tensão elétrica .....	[V]
$V_{mp}$	Tensão elétrica no ponto de máxima potência .....	[V]
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto .....	[V]

## Caracteres Gregos

$\alpha$	Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura.....	[A/°C]
$\beta$	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura.....	[V/°C]
$\eta_{CA}$	Eficiência californiana .....	[%]
$\eta_{EU}$	Eficiência europeia .....	[%]
$\eta_{inv}$	Eficiência de conversão do inversor .....	[%]
$\eta_{SPMP}$	Eficiência do seguimento de máxima potência .....	[%]
$\theta_i$	Ângulo de incidência da luz .....	[°]
$\theta_t$	Ângulo de transmissão da luz .....	[°]
$\tau$	Transmissividade total .....	[-]
$\tau_a$	Transmissividade descontando-se a absorção .....	[-]
$\tau_r$	Transmissividade descontando-se a reflexão .....	[-]
$\phi$	Ângulo de defasagem entre as ondas de tensão elétrica e corrente elétrica .....	[°]

# 1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica, em conjunto com a redução das reservas de combustíveis fósseis, aliados à preocupação com a emissão de gases de efeito estufa e com as mudanças climáticas estimulam a busca por fontes mais limpas e renováveis de energia. Nesse contexto, o uso da energia solar fotovoltaica vem apresentando grande crescimento nos últimos anos na matriz energética mundial, passando de 7 GW em 2006 para 139 GW ao final de 2013, com previsões para o final de 2018 variando entre 321 GW e 430 GW (EPIA, 2014), conforme ilustra a Figura 1.1.

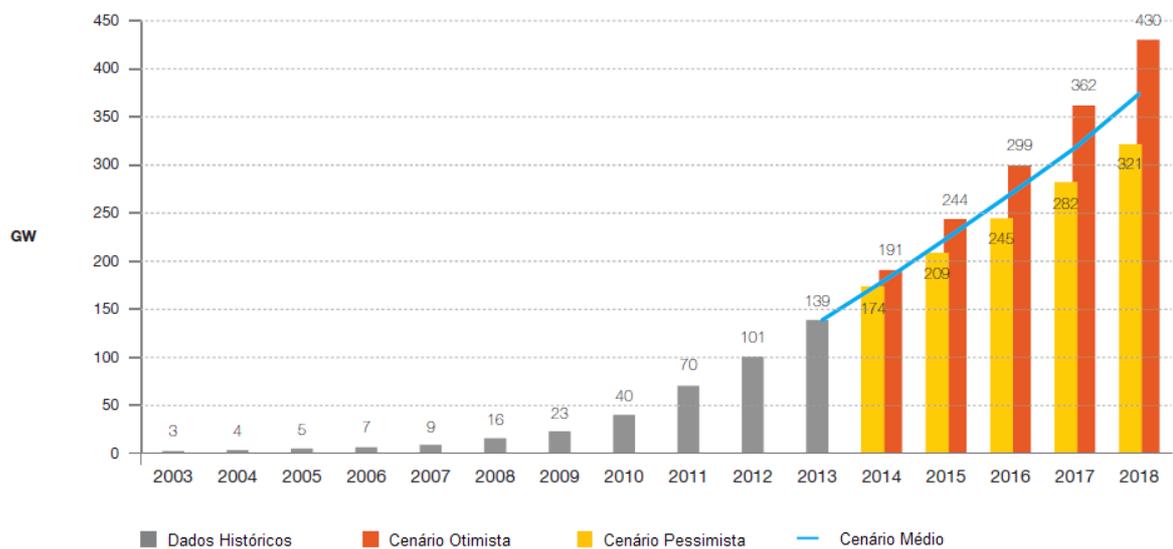


Figura 1.1 – Histórico e perspectiva para a energia solar fotovoltaica no mundo  
(adaptado de EPIA, 2014)

Existem diferentes maneiras de aproveitamento da energia solar por sistemas fotovoltaicos. Os primeiros sistemas a serem utilizados foram os sistemas autônomos, em regiões distantes da rede elétrica, nos quais o custo de expansão das linhas fosse muito elevado. Com o avanço no desenvolvimento dos inversores, ganharam espaço os sistemas conectados à rede, onde um inversor converte a energia em corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, com tensões e frequências compatíveis com a rede.

Os sistemas conectados subdividem-se ainda em dois grupos. As grandes centrais, ou usinas solares, são construídas em regiões fora da área urbana, geralmente com condições mais favoráveis de insolação, o que permite uma maior eficiência do sistema. Porém, faz-se necessária a construção de subestações e linhas de transmissão, que acabam por elevar o custo da energia produzida. A segunda opção é a utilização dos sistemas de geração distribuída, que são conectados diretamente na rede de baixa tensão. Apesar de apresentarem, geralmente, menores eficiências devido à escala dos componentes e a possíveis sombreamentos de construções e obstáculos vizinhos, o fato de o sistema ser conectado diretamente a uma rede de distribuição já existente diminui seus custos, fazendo com que esses sistemas possam ser mais competitivos economicamente.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica encontra-se ainda em um estágio inicial em relação a outros países, mas com uma perspectiva promissora. A Resolução Normativa N°482/2012 da ANEEL regulamenta a microgeração e minigeração distribuída, possibilitando que um consumidor interessado instale um sistema de geração de energia, por exemplo, fotovoltaico, estabelecendo o sistema de compensação de energia elétrica. Este mecanismo é definido como “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda” (ANEEL, 2012). É esperado que essa resolução amplie o interesse pela instalação de sistemas fotovoltaicos, pois possibilita que consumidores obtenham retorno financeiro a partir da economia em suas contas de energia.

Também como parte desse programa de incentivo ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, foi criada a Chamada Pública N°013/2011, referente ao projeto de P&D estratégico “Arranjos técnicos e comerciais para inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira”, na qual foram selecionados 17 projetos, dentre os quais se inclui o projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre”, no qual se desenvolvem os estudos deste trabalho. Essa Chamada Pública objetiva, muito mais que a geração de energia elétrica em si, a realização de estudos e

o treinamento de pessoal especializado, auxiliando no desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica no Brasil.

Além disso, em outubro de 2014 pela primeira vez a energia solar fotovoltaica foi comercializada em um leilão de energia promovido pela Empresa de Pesquisa Energética. O 6º Leilão de Energia Reserva contratou 31 empreendimentos fotovoltaicos, com capacidade total de 889 MW a um preço médio aproximado de US\$90/MWh, um dos menores já registrados para usinas dessa fonte (BNEF, 2014). Essa contratação de energia solar fotovoltaica em um leilão específico corrobora o publicado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (EPE, 2014), que projeta um crescimento acentuado dessa fonte na matriz energética brasileira nos próximos anos, com 3,5 GW instalados em centrais e 664 MW de geração distribuída ao final desse período.

## **1.1 Motivação**

Em uma usina ou sistema de geração de energia elétrica, é fundamental monitorar suas condições de operação em tempo real, a fim de detectar possíveis defeitos que venham a ocorrer. Diferentemente de outros sistemas, nos quais as condições de entrada são controladas, em um sistema fotovoltaico essas condições variam continuamente devido ao movimento aparente do Sol em relação aos módulos, podendo ainda ocorrer mudanças bruscas quando há a presença de nuvens. Portanto, a potência elétrica entregue também é variável ao longo do dia, dificultando a detecção de anomalias no sistema. Assim, é necessário um sistema que seja capaz de prever quanta potência determinada instalação deveria estar disponibilizando para cada condição de entrada, para comparação com a operação real verificada.

Com a utilização de modelos matemáticos adequados, é possível prever e comparar não apenas a potência entregue pelo sistema, mas também outros parâmetros de sua operação, como tensão, corrente elétrica, eficiência dos módulos e eficiência dos inversores, que podem auxiliar no diagnóstico de eventuais defeitos nos equipamentos. A utilização de um programa que forneça essa previsão em tempo real possibilita uma mais rápida identificação de problemas no sistema, minimizando assim as perdas por sua ocorrência.

## 1.2 Objetivos

O objetivo principal dessa dissertação é desenvolver um software capaz de prever, em tempo real, as condições de operação da usina solar fotovoltaica do projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre” a partir do conhecimento dos dados de seus componentes e das condições ambientais locais medidas. Esse projeto, liderado pelo grupo CEEE, e com participação de diversas entidades, foi um dos selecionados na Chamada Pública Nº13/2011 da ANEEL, e consiste de uma usina solar fotovoltaica de 550 kW<sub>p</sub> instalada em dois prédios de propriedade da Empresa de Trens Urbanos de Porto Alegre (TRENSURB). A energia produzida por esse sistema atenderá o regime de compensação de energia estabelecido na Resolução Normativa Nº482/2012 da ANEEL.

Para tanto, será utilizado como base o software FVCONECT, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul dentro da Chamada Pública Ação Transversal RBT/MCT/FINEP 05-2005, com financiamento da ELETROBRÁS, FINEP, CNPq e UFRGS. A partir da entrada de dados dos módulos fotovoltaicos, inversores, da rede elétrica e dados climáticos da região em estudo, esse programa simula um ano de funcionamento do sistema, fornecendo como saída a potência produzida ao longo do tempo, além de uma gama de parâmetros de operação do sistema, tais como tensão e corrente na entrada e na saída dos inversores, temperatura de operação dos módulos e inversores, eficiência dos módulos, dos inversores e do sistema completo, entre outros.

O novo software, denominado SPV – SuPerVisor, deve ser capaz de trabalhar com dados meteorológicos medidos em tempo real, ao invés de um arquivo climático médio ou sintetizado, fornecendo instantaneamente as condições de operação que deveriam ocorrer nessa situação. É necessário ainda que o mesmo leve em conta particularidades da usina específica do projeto, como a existência de sombreamentos locais em determinados horários, para a correta previsão de seu comportamento. Esse software será integrado com o sistema de monitoramento da usina, possibilitando avaliar de forma mais rápida um eventual defeito no funcionamento da instalação.

### **1.2.1 Objetivos específicos**

- Realizar as alterações necessárias no software FVCONNECT, originando um programa com capacidade de trabalhar com dados medidos em tempo real, o SPV.
- Avaliar a precisão do software para simulações em base temporal de um minuto;
- Estudar a disposição ideal dos módulos fotovoltaicos no espaço físico disponível, considerando a ocorrência de sombreamentos;
- Desenvolver uma rotina no software para consideração dos efeitos de sombreamento e avaliação do limite de perdas em decorrência deste;
- Propor um sistema de medição adequado para previsão e monitoramento da operação da usina.

## 2 FUNDAMENTOS DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto basicamente por dois elementos principais: os módulos fotovoltaicos, que convertem a energia solar em energia elétrica em corrente contínua, e o inversor, que por sua vez converte esta em energia elétrica em corrente alternada compatível com a rede de distribuição, possibilitando a conexão e consequente entrega de energia à mesma.

Neste capítulo, é apresentada uma breve revisão da teoria envolvida na conversão de energia solar em energia elétrica, descrevendo os fundamentos físicos envolvidos assim como os modelos utilizados para representá-los. Apesar de existirem diferentes modelos para o comportamento de alguns dos parâmetros, são enfocados aqui os que são utilizados no software SPV.

### 2.1 Efeito fotovoltaico

O processo de conversão da energia luminosa diretamente em energia elétrica é denominado efeito fotovoltaico. O dispositivo utilizado para aproveitamento desse efeito é a célula fotovoltaica, sendo produzido a partir de um material semicondutor, tipicamente o silício.

O silício possui quatro elétrons em sua camada de valência, formando uma estrutura cristalina a partir de ligações covalentes, nas quais ocorre o compartilhamento de elétrons, até que todos os átomos possuam oito elétrons na última camada, tornando-se, assim, estáveis. Devido, porém, à existência de energia térmica em qualquer material acima do zero absoluto, alguns elétrons se desprendem da banda de valência e passam para a banda de condução como elétrons livres. A energia necessária para tal salto é denominada energia do *gap* e varia com o material. A liberação de um elétron gera um átomo com uma carga positiva em excesso, denominada essa de lacuna.

A energia térmica a temperaturas próximas a do ambiente gera uma pequena quantidade de portadores de carga. É possível aumentar essa quantidade ao realizar-se o procedimento conhecido como dopagem. Nesse processo, é adicionada uma pequena fração de átomos de diferentes elementos no silício. A dopagem do tipo N consistem em adicionar átomos com 5 elétrons na camada de valência, como por exemplo o fósforo, ao silício;

gerando assim um excesso de elétrons. A dopagem do tipo P adiciona elementos com apenas 3 elétrons na última camada, por exemplo, o boro, resultando numa falta de elétrons, ou um excesso de cargas positivas.

Na construção de uma célula fotovoltaica, são unidos materiais do tipo P e N, formando a chamada junção P-N. Na região de contato dos materiais, ocorre a migração por difusão de elétrons do lado N para o lado P, e de lacunas do lado P para o lado N, gerando um campo elétrico que se opõe a essa difusão, até ser atingido um equilíbrio entre as correntes de difusão e a corrente causada pelo campo elétrico. Um esquema da junção P-N, mostrando essa região de migração, denominada zona de depleção, é apresentado na Figura 2.1.

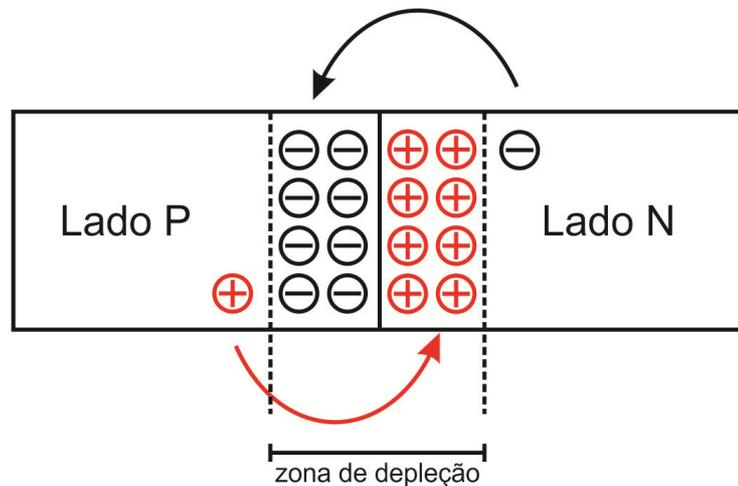


Figura 2.1 - Esquema representativo de uma junção P-N

Quando há a incidência de luz sobre a junção P-N, a energia presente em parte dos fótons é absorvida, levando à geração de pares elétron-lacuna. Essa geração de portadores de carga faz com que os elétrons sejam atraídos para a região N e as lacunas se desloquem para a região P, causando um desequilíbrio interno na junção, e, portanto, uma tensão elétrica, sendo esse o fenômeno conhecido como efeito fotovoltaico. Se os terminais P e N forem conectados através de um condutor, circulará no mesmo uma corrente elétrica proporcional à intensidade da luz incidente.

## 2.2 Módulos fotovoltaicos

Uma célula fotovoltaica típica de silício possui tensão de máxima potência de cerca de 0,5 V. Para elevar essa tensão, é necessário conectar diversas células em série. Outra dificuldade de se trabalhar com células fotovoltaicas é sua baixa resistência mecânica e às intempéries. É necessária, então, a construção de uma proteção física para que as células possuam uma vida útil adequada. Esse conjunto de células interligadas protegidas é denominado módulo fotovoltaico.

A construção típica de um módulo fotovoltaico de silício, apresentada na Figura 2.2, para garantir vida útil e funcionamento adequados consiste de:

- Cobertura frontal: além de proteger as células da umidade e de choques mecânicos, a cobertura deve ser o mais transparente possível à radiação solar. O vidro temperado com baixo teor de ferro é o material geralmente utilizado.

- Encapsulante: possui a função de aderir as células ao módulo. São utilizadas duas camadas, uma na frente e outra atrás das células, geralmente do polímero acetato de etil vinila, comercialmente conhecido como EVA, pois esse material não degrada com a ação da radiação ultravioleta, é resistente à umidade, assim como possui boa transparência, fundamental para a camada frontal de encapsulamento.

- Células fotovoltaicas: são responsáveis pela conversão da energia solar em elétrica, consistindo em uma junção P-N na qual ocorre o efeito fotovoltaico. Possuem em sua face anterior uma grade de dedos metálicos responsáveis por coletar a corrente fotogerada, além de um contato metálico posterior que geralmente cobre toda a área da célula.

- Cobertura posterior: deve ser impermeável para impedir a entrada de umidade para as células, além de isolante elétrico. Geralmente é utilizado o polímero comercialmente denominado de Tedlar, mas alguns módulos que utilizam a tecnologia de filmes finos possuem cobertura posterior de vidro.

- Moldura: tem as funções de facilitar a fixação dos módulos em alguma estrutura e de garantir resistência mecânica ao conjunto. Geralmente, é constituída de alumínio.

- Caixa de conexões: possui os terminais para conexão elétrica do módulo e seus diodos de proteção.

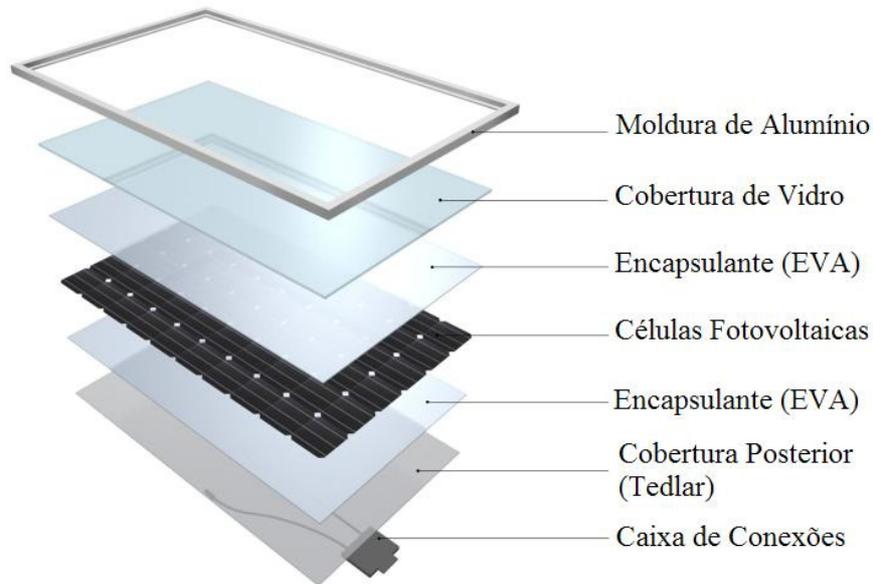


Figura 2.2 – Aspectos construtivos de um módulo fotovoltaico típico  
(adaptado de [www.centrotherm-pv.com](http://www.centrotherm-pv.com))

### 2.3 Modelo de um diodo

Para fins de modelagem de uma célula fotovoltaica, usualmente é utilizado o modelo de um diodo. Esse modelo representa a célula como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, além de duas resistências, a resistência série,  $R_s$ , e a resistência paralela,  $R_p$ , conforme mostrado na Figura 2.3.

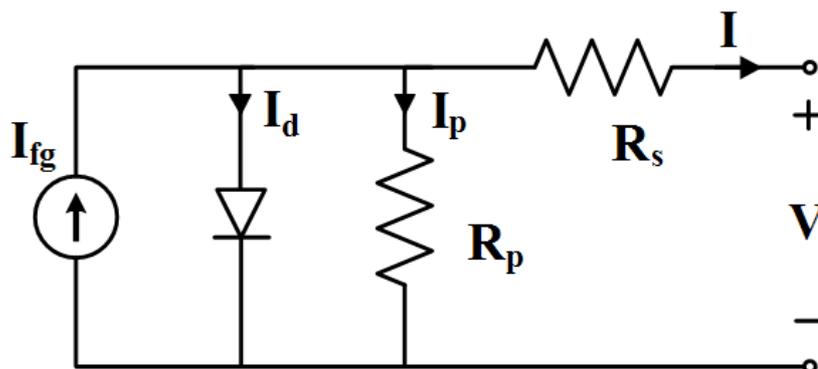


Figura 2.3 - Circuito equivalente do modelo de um diodo

A fonte de corrente representa a corrente foto gerada pela célula fotovoltaica, enquanto o diodo leva em conta os efeitos da corrente de saturação reversa e do fator de idealidade da

junção PN. A resistência série considera as resistências elétricas das trilhas e contatos da célula, e a resistência paralela representa as fugas de corrente.

A partir do modelo de um diodo, representado na Figura 2.3, obtém-se a Equação 2.1, que fornece a corrente  $I$  produzida pela célula.

$$I = I_{fg} - I_d - I_p \quad (2.1)$$

onde  $I_{fg}$  é a corrente fotogerada,  $I_d$  é a corrente do diodo e  $I_p$  é a corrente de fuga pelas bordas da célula, por curtos-circuitos ou por quaisquer caminhos alternativos. A corrente que passa pelo diodo, em função da tensão nele aplicada, é representada pela Equação 2.2 (di Piazza e Vitale, 2013).

$$I_d = I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{eV}{mkT_c} \right] - 1 \right\} \quad (2.2)$$

sendo  $I_0$  a corrente de saturação reversa do diodo no escuro,  $V$  a tensão aplicada nos terminais do diodo,  $e$  a carga do elétron,  $m$  o fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino),  $k$  a constante de Boltzmann e  $T_c$  a temperatura absoluta da junção.

Resolvendo para a corrente que passa pelo resistor paralelo, e substituindo a Equação 2.2 na Equação 2.1, obtém-se a Equação 2.3, que descreve a corrente fornecida por uma célula em função da tensão aplicada em seus terminais e de sua temperatura.

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + IR_s)}{mkT_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.3)$$

onde  $R_s$  é a resistência série da célula e  $R_p$  é sua resistência paralela.

A Equação 2.3 é válida para uma célula fotovoltaica individual, mas com pequenas alterações se obtém a Equação 2.4, que é válida para um módulo fotovoltaico com células idênticas conectadas em série. Nesta equação,  $R_s$  e  $R_p$  são, respectivamente, a resistência série e a resistência paralela equivalentes de todo o módulo fotovoltaico, e  $N_s$  é o número de células em série do módulo.

$$I = I_{fg} - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + IR_s)}{N_s m k T_c} \right] - 1 \right\} - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.4)$$

## 2.4 Curva característica I-V

O comportamento de um módulo fotovoltaico é descrito por sua curva característica I-V (corrente versus tensão), podendo ser matematicamente definida pela Equação 2.4 ao se utilizar o modelo de um diodo. A Figura 2.4 apresenta a curva I-V de um módulo fotovoltaico, indicando seus pontos mais importantes, juntamente com a curva de potência versus tensão do mesmo. A potência é obtida fazendo o produto entre corrente e tensão.

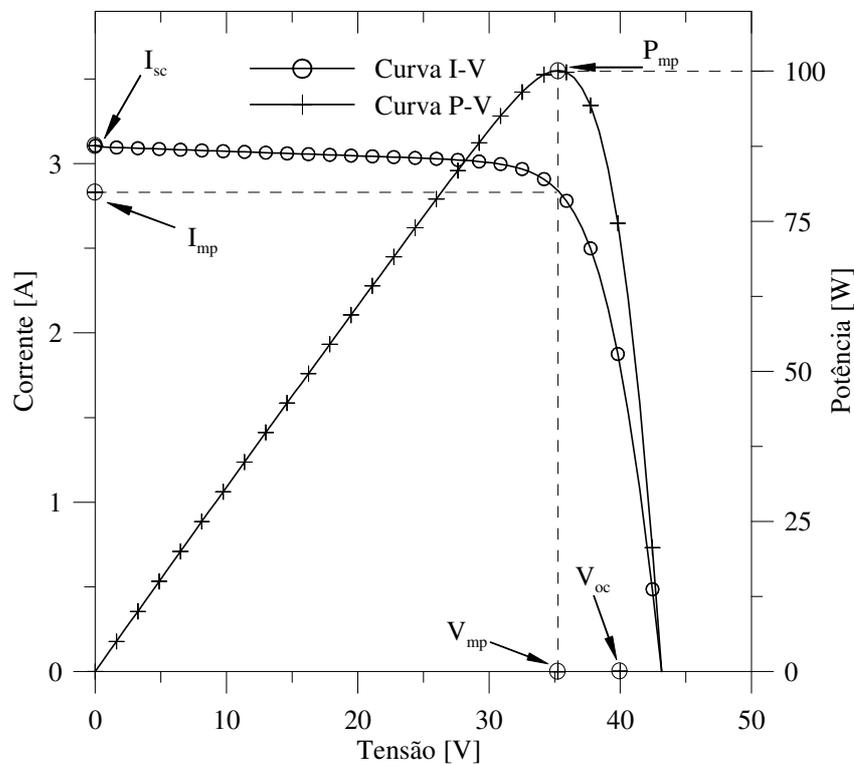


Figura 2.4 – Curvas I-V e P-V de um módulo fotovoltaico

Alguns parâmetros importantes são indicados na Figura 2.4;  $V_{oc}$  é a tensão de circuito aberto,  $I_{sc}$  é a corrente de curto circuito e  $P_{mp}$  a potência do ponto de máxima potência, constituído do produto de  $V_{mp}$  e  $I_{mp}$ , que são, respectivamente, a tensão e a corrente do ponto de máxima potência. Outra característica relevante de um módulo fotovoltaico é seu fator de forma,  $FF$ , definido pela Equação 2.5.

$$FF = \frac{I_{mp}V_{mp}}{I_{sc}V_{oc}} \quad (2.5)$$

É possível obter os parâmetros  $R_s$ ,  $R_p$  e  $m$  da curva característica I-V de um módulo por diferentes métodos. Uma maneira de se obter tais parâmetros é utilizar uma curva medida, tomando-se os pontos principais da curva e as inclinações próximas às regiões de circuito aberto e curto circuito e aplicando o conjunto de equações proposto por Phang et al., 1984.

Outro método, que dispensa a medição da curva do módulo, é a estimativa desses parâmetros apenas com os principais pontos da curva, geralmente fornecidos nos catálogos dos fabricantes. Assim, os valores de  $I_{fg}$ ,  $I_0$ ,  $R_s$ ,  $R_p$  e  $m$  são obtidos com a metodologia a seguir:

- Considerando o ponto de curto-circuito, no qual a tensão é nula, e tomando ainda  $I_{fg} \gg I_0 \left[ \exp\left(\frac{IR_s e}{N_s m k T_c}\right) - 1 \right]$  e  $R_p \gg R_s$ , a Equação 2.4 é reduzida à Equação 2.6.

$$I_{sc} = I_{fg} \quad (2.6)$$

- Tomando o ponto de circuito aberto, assumindo que  $\frac{V_{oc}}{R_p}$  é desprezível frente a  $I_{fg}$  e a  $I_0 \exp\left(\frac{V_{oc} e}{N_s m k T_c}\right)$ , tem-se a Equação 2.7, com a qual é possível determinar  $I_0$ .

$$V_{oc} = \frac{N_s m k T_c}{e} \ln\left(\frac{I_{fg}}{I_0} + 1\right) \quad (2.7)$$

- O fator de idealidade do diodo pode ser obtido a partir da Equação 2.8, uma expressão empírica que relaciona  $m$  com o fator de forma da curva I-V (Krenzinger, 1994).

$$m = 2,8 - 2,3 \frac{I_{mp}V_{mp}}{I_{sc}V_{oc}} \quad (2.8)$$

- Utilizando o ponto de máxima potência, é possível deduzir as Equações 2.9 e 2.10, que fornecem os valores de  $R_s$  e  $R_p$  (Krenzinger, 1994).

$$R_p = \frac{V_{mp} - I_{mp}R_s}{\frac{I_0 e}{N_s m k T_c} \left[ (I_{mp} R_s - V_{mp}) \exp \left( \frac{e}{N_s m k T_c} (V_{mp} + I_{mp} R_s) \right) \right] + I_{mp}} \quad (2.9)$$

$$R_s = \left\{ \frac{\left( \frac{V_{mp}}{I_{mp}} \right) - R_s}{\left[ \frac{e I_0}{N_s m k T_c} (I_{mp} V_{mp}) \right] \left[ \exp \left( \frac{e (V_{mp} + I_{mp} R_s)}{N_s m k T_c} \right) \right] + I_{mp}} \right\} \quad (2.10)$$

$$\left\{ I_{fg} - I_{mp} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{e (V_{mp} + I_{mp} R_s)}{N_s m k T_c} \right) - 1 \right] \right\} - \frac{V_{mp}}{I_{mp}}$$

Esse sistema de equações deve ser resolvido por métodos numéricos, ficando determinados assim os cinco parâmetros da Equação 2.4.

## 2.5 Efeitos da temperatura e da radiação na curva característica I-V

Ao se efetuar o procedimento descrito na seção anterior, deve ser escolhida alguma condição de temperatura e irradiância fixas. Geralmente, é utilizada a chamada condição padrão, definida como irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e temperatura de 25° C (IEC 60904-3, 2008). Para obter a curva I-V em diferentes condições,  $R_s$ ,  $R_p$  e  $m$  são mantidos fixos, enquanto são corrigidos os valores de  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ , a partir das Equações 2.11 e 2.12. Após essas correções, são encontrados os novos valores de  $I_{fg}$  e  $I_0$  com as Equações 2.6 e 2.7, possibilitando a construção da curva para a nova condição com a Equação 2.4.

$$I_{sc} = I_{sc}^{STC} \frac{G}{1000} [1 + \alpha(T_c - 298)] \quad (2.11)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^{STC} + N_s \beta (T_c + 298) + \frac{N_s m k T_c}{e} \ln \left( \frac{G}{1000} \right) \quad (2.12)$$

onde o índice STC indica o parâmetro na condição padrão (*Standard Test Conditions*),  $\alpha$  é o coeficiente de variação de  $I_{sc}$  com a temperatura, e  $\beta$  é o coeficiente de variação de  $V_{oc}$  com a

temperatura. Esses coeficientes dependem principalmente do material da célula, sendo valores típicos para o silício de  $0,06\%.C^{-1}$  para  $\alpha$ , e da ordem de  $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$  por célula para  $\beta$ .

O coeficiente  $\alpha$  é positivo, indicando um aumento da corrente de curto-circuito com a temperatura, o que ocorre devido à diminuição da energia do *gap* do material com o aumento da temperatura. Já o coeficiente  $\beta$  é negativo, pois há um decaimento da tensão de circuito aberto com o aquecimento da célula, devido principalmente ao aumento da corrente de saturação reversa. O resultado total desses dois coeficientes é de redução da potência produzida com o aumento de temperatura, pois a queda da tensão de circuito aberto é muito mais significativa do que o aumento da corrente de curto-circuito. A Figura 2.5 ilustra esse fato, a partir da construção de diversas curvas I-V a uma irradiância fixa de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ , variando a temperatura da célula.

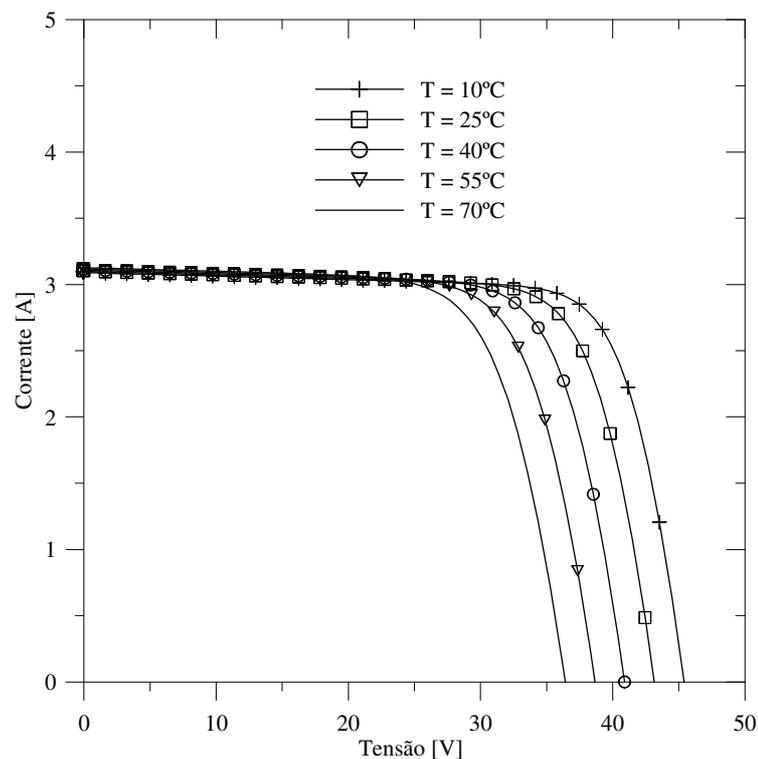


Figura 2.5 - Curvas I-V de um módulo sujeito a diferentes temperaturas

As Equações 2.11 e 2.12 ditam ainda o comportamento da curva I-V com a variação da irradiância na célula. A tensão de circuito aberto varia de maneira logarítmica com a radiação incidente, enquanto a variação da corrente de curto-circuito é linear. Ambos os

efeitos podem ser observados na Figura 2.6, onde se apresenta a curva I-V de um mesmo módulo para diversas irradiâncias, mantendo a temperatura constante em 25 °C.

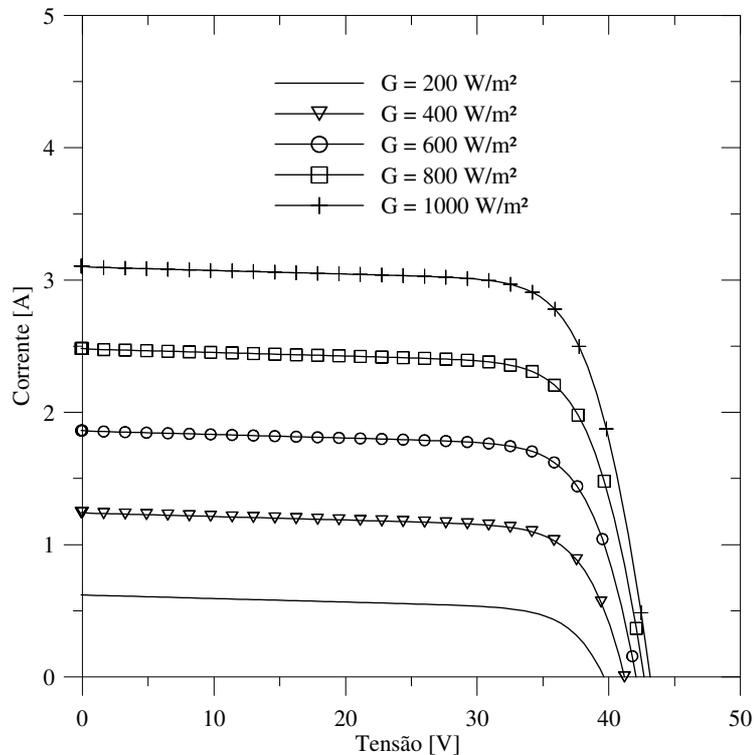


Figura 2.6 - Curvas I-V de um módulo sujeito a diferentes irradiâncias

## 2.6 Associação de células e módulos fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico é constituído de diversas células conectadas, geralmente, em série. Os módulos mais comuns para conexão à rede atualmente possuem 60 ou 72 células conectadas em série, atingindo tensões de circuito aberto da ordem de 36 V e 43 V, respectivamente. Ao se montar um sistema fotovoltaico, módulos são conectados em série e/ou em paralelo, constituindo um arranjo fotovoltaico.

É essencial, portanto, analisar os efeitos que podem ocorrer pela associação de células e de módulos fotovoltaicos. Em ambos os casos, não há maiores problemas quando os componentes da associação são idênticos entre si. Porém, devido à variabilidade nos processos de produção, e a possíveis defeitos, nem sempre essa identidade se verifica na prática. Além disso, o sombreamento de parte da associação também gera distorções, pois este

resulta na alteração da curva I-V da parcela sombreada, gerando na associação os mesmos efeitos que se teria no caso de células ou módulos diferentes entre si.

Em certas condições de operação, as células fotovoltaicas (ou módulos) menos eficientes ou sombreadas funcionam como uma carga para o resto do sistema. No caso de um sistema de maior potência, há o risco de uma tensão reversa muito alta ser aplicada na célula menos eficiente, causando uma grande dissipação de potência na mesma, levando a seu superaquecimento e a danos permanentes.

Para evitar esse problema, é usual utilizar diodos conectados em antiparalelo com as células, denominados diodos de *bypass*. Dessa forma, em uma série de células, se uma delas estiver inversamente polarizada, a corrente das demais é desviada pelo diodo. Assim, a célula menos eficiente não gera energia, mas também não se comporta como carga. Por questões de custo, geralmente é utilizado um diodo de *bypass* para cada grupo de células, e não para células individuais.

A maioria dos módulos de silício para conexão à rede utilizada atualmente possui diodo de *bypass*. Para módulos de 72 células, são conectados 3 diodos, um para cada 24 células. Para demonstrar o efeito da associação de módulos com curvas diferentes possuindo diodo de *bypass*, foi construída a Figura 2.7, que mostra dois módulos com diferentes irradiâncias conectados em série, com 72 células e 3 diodos cada.

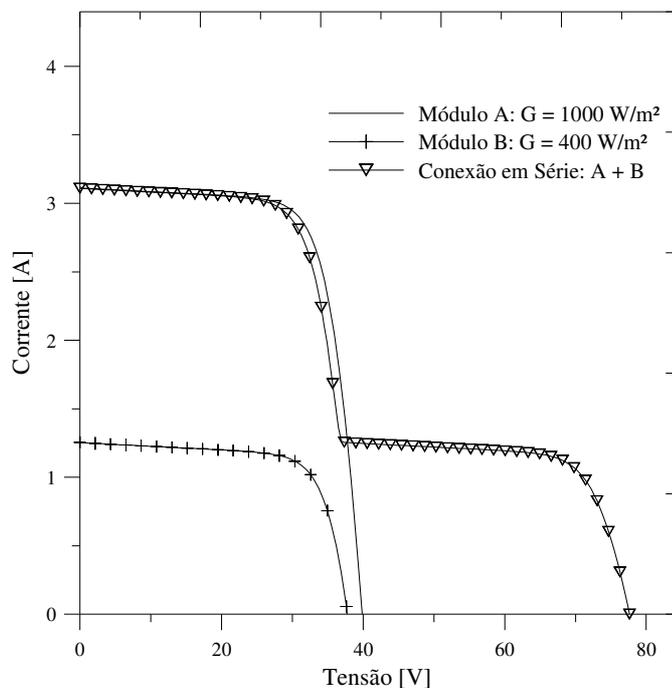


Figura 2.7 – Conexão em série de módulos com irradiâncias diferentes com diodo de *bypass*

Na Figura 2.7, o módulo A recebe  $1000 \text{ W/m}^2$ , enquanto o módulo B recebe  $400 \text{ W/m}^2$ . Essa situação pode representar o sombreamento de um dos módulos por um obstáculo, recebendo ele apenas a radiação difusa, enquanto o outro recebe também a radiação direta. Para a associação em série, partindo do ponto de circuito aberto, enquanto a corrente é menor que a corrente de curto-circuito do módulo sombreado, ambos se comportam como geradores, e a tensão total é a soma das tensões de cada módulo para aquela corrente. Quando a corrente é maior do que a corrente de curto-circuito do módulo sombreado, o mesmo se comportaria como carga. Nessa faixa, a corrente é desviada pelos diodos de *bypass*, e o sistema responde como se o módulo sombreado não existisse, a não ser pela queda de tensão correspondente aos diodos.

Esta figura foi construída utilizando-se o software CREARRAY, desenvolvido no LABSOL por Krenzinger e Adams, 2000, que constrói a curva característica de módulos a partir de suas características elétricas, e permite avaliar os efeitos da variação de temperatura e irradiância nos módulos, além da associação de módulos com curvas ou condições diferentes.

## **2.7 Efeito das resistências série e paralela na curva característica I-V**

O modelo de um diodo, conforme exposto na seção 2.3, possui dois parâmetros relativos a resistências encontradas em células fotovoltaicas, que ocasionam uma redução na sua eficiência de conversão. A resistência série tem como efeito principal na curva I-V uma redução na inclinação da curva próximo à região da tensão de circuito aberto, conforme verificado na Figura 2.8, na qual se apresentam diversas curvas I-V para o mesmo módulo nas condições padrão, variando apenas a resistência série.

Já a resistência paralela tem como efeito na curva I-V a redução da inclinação da curva próximo à região de curto circuito. Tal comportamento é verificado na Figura 2.9, na qual são construídas curvas I-V para um módulo nas condições padrão variando entre elas apenas o valor da resistência paralela.

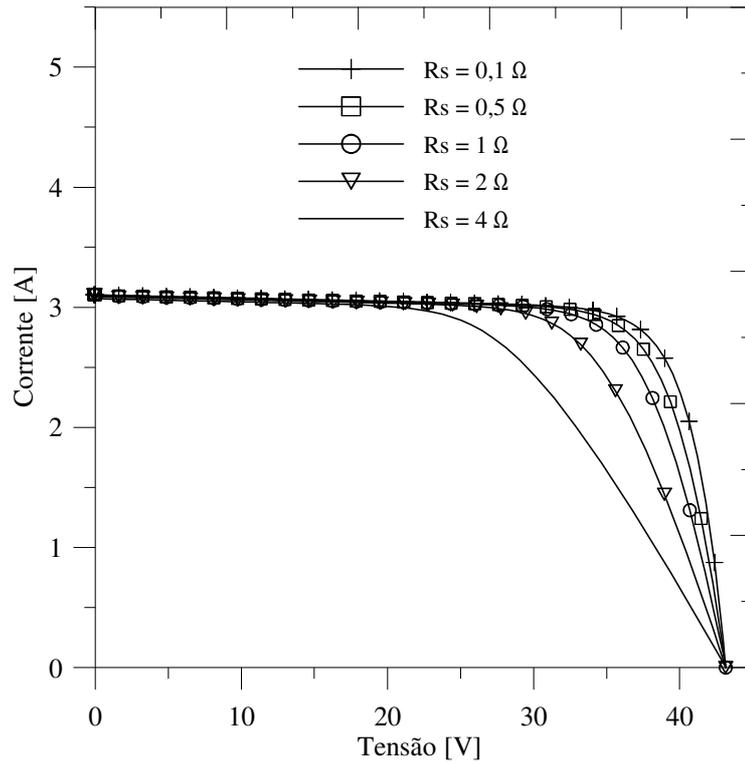


Figura 2.8 - Efeito da variação de  $R_s$  na curva I-V de um módulo de 72 células

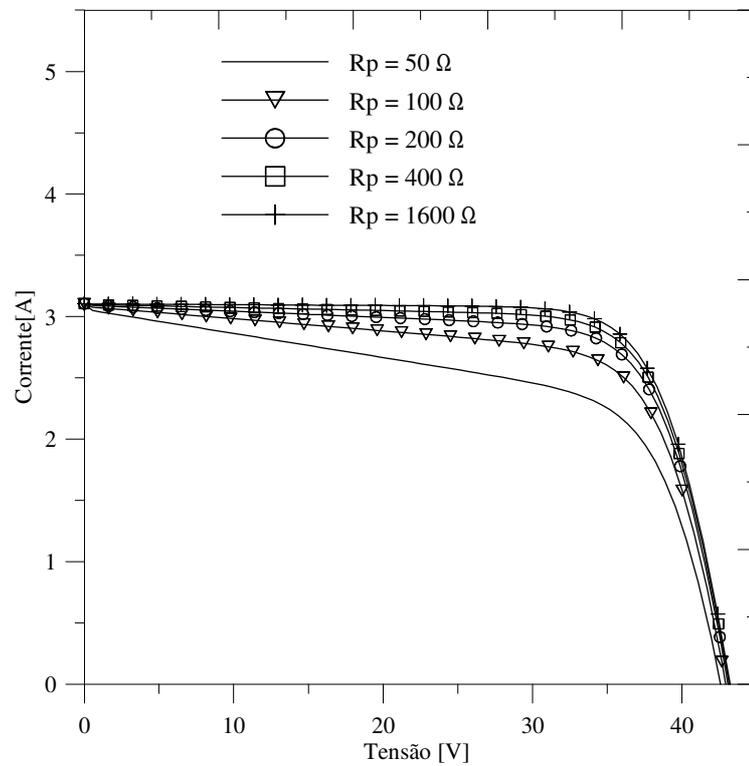


Figura 2.9 - Efeito da variação de  $R_p$  na curva I-V de um módulo de 72 células

## 2.8 Inversores

O inversor é o componente do sistema fotovoltaico conectado à rede responsável por converter a energia em corrente contínua dos módulos para energia em corrente alternada, com tensão e frequência compatíveis com a rede. O mesmo também determina o ponto de operação do sistema, através de um sistema de seguimento do ponto de máxima potência.

Existem quatro configurações básicas de inversores em sistemas conectados à rede, dependendo do tamanho e das características da instalação:

- Inversor central, no qual toda a geração de um conjunto de painéis fotovoltaicos é centralizada em um único inversor de alta potência, onde painel é aqui definido como um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em um mesmo plano. Possui como vantagem a redução de custos; porém, perde em confiabilidade, pois uma falha no mesmo interrompe a geração de todo o sistema. Outra desvantagem é não permitir o seguimento do ponto de máxima potência para séries de módulos, que podem possuir diferentes orientações ou sombreamentos, levando a uma possível perda de eficiência.

- Inversor string, onde se conecta um inversor diretamente a cada painel fotovoltaico, permitindo um seguimento de máxima potência individual por painel, levando a um aumento de eficiência. Possui também maior confiabilidade, pois uma falha em um inversor não interrompe a geração dos outros painéis. O ponto negativo em relação ao inversor central é o maior custo.

- Inversor multi-string, onde cada painel é conectado a um conversor CC/CC, que o polariza no seu ponto de máxima potência, e esses conversores são conectados a um inversor central capaz de suportar cargas assimétricas, que realiza a conversão CC/CA.

- Inversor com módulo interligado ou módulo CA, onde apenas um módulo é conectado a cada inversor. Essa configuração elimina as perdas por associação de módulos e facilita a instalação do sistema, mas apresenta como desvantagens maior custo e menor vida útil em relação aos inversores de maior potência, além da menor eficiência de conversão em relação aos inversores de maior potência.

O software SPV trabalha com inversores do tipo string, usuais em sistemas conectados à rede residenciais. Essa configuração também será a empregada na usina do projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre”, utilizando 10 inversores de 50 kW.

As próximas seções apresentam os modelos usados para representar o comportamento de um inversor. São discutidos a eficiência de conversão, o fator de potência, o seguimento de máxima potência e o comportamento térmico dos mesmos.

### 2.8.1 Eficiência de conversão CC/CA

A eficiência de conversão CC/CA de um inversor é definida como a razão entre a energia em corrente alternada que o mesmo entrega à rede pela energia em corrente contínua que ele recebe dos módulos, sendo representada pela Equação 2.13 (IEC 61683, 2008).

$$\eta_{inv} = \frac{E_{ca}}{E_{cc}} = \frac{\int P_{ca} \cdot dt}{\int P_{cc} \cdot dt} \quad (2.13)$$

onde  $E_{ca}$  é a energia elétrica em corrente alternada entregue à rede,  $E_{cc}$  é a energia elétrica em corrente contínua na entrada do inversor,  $P_{ca}$  é a potência entregue à rede e  $P_{cc}$  é a potência na entrada do inversor.

Os catálogos de inversores geralmente apresentam a informação de eficiência máxima e uma eficiência ponderada por diferentes potências de entrada. Os coeficientes de ponderação dependem da norma utilizada; a Equação 2.14 apresenta os coeficientes para a eficiência europeia, e a Equação 2.15 representa a eficiência californiana.

$$\eta_{EU} = (0,03 \cdot \eta_{5\%}) + (0,06 \cdot \eta_{10\%}) + (0,13 \cdot \eta_{20\%}) + (0,1 \cdot \eta_{30\%}) + (0,48 \cdot \eta_{50\%}) + (0,2 \cdot \eta_{100\%}) \quad (2.14)$$

$$\eta_{CA} = (0,04 \cdot \eta_{10\%}) + (0,05 \cdot \eta_{20\%}) + (0,12 \cdot \eta_{30\%}) + (0,21 \cdot \eta_{50\%}) + (0,53 \cdot \eta_{75\%}) + (0,05 \cdot \eta_{100\%}) \quad (2.15)$$

onde  $\eta_{5\%}$ ,  $\eta_{10\%}$ ,  $\eta_{20\%}$ ,  $\eta_{30\%}$ ,  $\eta_{50\%}$ ,  $\eta_{75\%}$ ,  $\eta_{100\%}$ , são, respectivamente as eficiências para potências de entrada de 5%, 10%, 20%, 30%, 50%, 75% e 100% da potência nominal do inversor.

A eficiência dos inversores depende principalmente da potência em sua entrada. Embora possua também dependência da tensão CC de entrada, essa parcela de seu comportamento é desconsiderada nos modelos matemáticos mais simples. O modelo proposto por Jantsch et al., 1992, é o utilizado no software SPV, e expressa a dependência da eficiência do inversor com a fração da potência de saída a partir de três coeficientes,  $K_0$ ,  $K_1$  e  $K_2$ , que

devem ser determinados experimentalmente. Essa dependência é representada pela Equação 2.16.

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{ca}}{P_{nom}}}{\frac{P_{ca}}{P_{nom}} + \left( K_0 + K_1 \frac{P_{ca}}{P_{nom}} + K_2 \left( \frac{P_{ca}}{P_{nom}} \right)^2 \right)} \quad (2.16)$$

sendo  $P_{ca}$  a potência na saída do inversor,  $P_{nom}$  a potência nominal do inversor, e  $K_0$ ,  $K_1$  e  $K_2$  os coeficientes experimentais.

Para exemplificar o comportamento da eficiência em função da fração de potência e a efetividade do modelo de Jantsch, a Figura 2.10 apresenta pontos medidos de eficiência de conversão do inversor SMA Sunny Boy 1100E, e a curva obtida pela Equação 2.16.

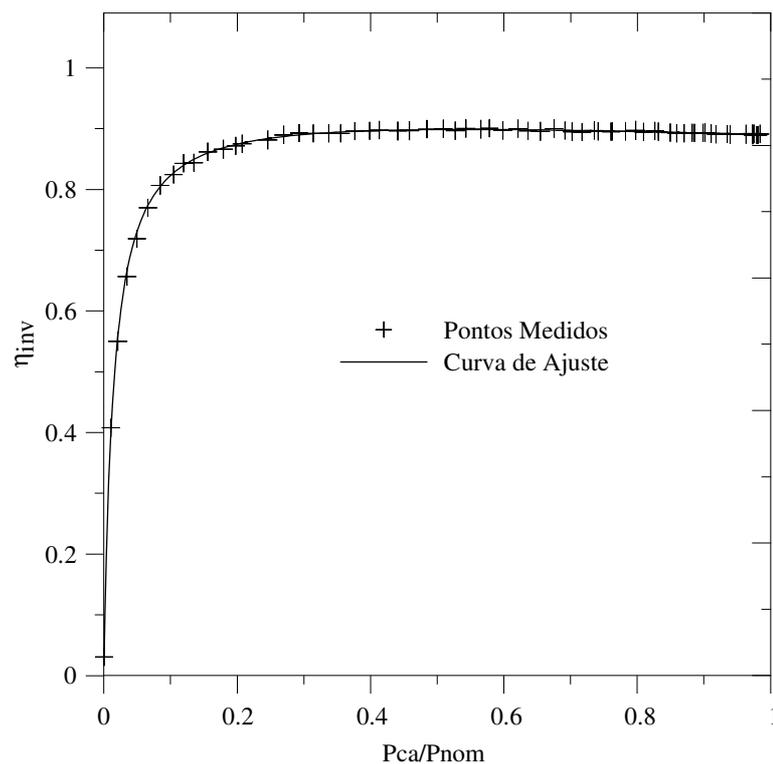


Figura 2.10 – Eficiência medida e ajustada para o inversor Sunny Boy 1100E  
(adaptado de Rampinelli, 2010)

### 2.8.2 Fator de potência

O fator de potência de um sistema elétrico em corrente alternada é definido como a razão entre a potência real, que produz trabalho, pela potência total, também denominada potência aparente, que é o produto entre as amplitudes da tensão e da corrente, sendo representado pela Equação 2.17. Essa diferença ocorre devido à existência da chamada potência reativa, que é causada pela presença de cargas não resistivas, como capacitores ou indutores, que levam a uma defasagem entre tensão e corrente, ou ainda devido à presença de componentes não-senoidais nas ondas de tensão ou corrente.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos \phi \quad (2.17)$$

onde  $FP$  é o fator de potência,  $P$  é a potência ativa ou real,  $S$  é a potência aparente, e  $\phi$  é o ângulo de defasagem entre as ondas de tensão e corrente.

Os inversores comerciais geralmente apresentam fator de potência próximo à unidade para potências de entrada próximas a sua potência nominal. Porém, para potências mais baixas, ou seja, em menores irradiâncias, é gerada uma maior fração de potência reativa, devido aos componentes que constituem o inversor. Rampinelli, 2010, propôs o modelo representado pela Equação 2.18 para representar o comportamento do fator de potência do inversor com relação à potência produzida.

$$FP = \frac{C_0 \cdot C_1 + \left( C_2 \cdot \left( \frac{P_{ca}}{P_{nom}} \right)^{C_3} \right)}{C_1 + \left( \frac{P_{ca}}{P_{nom}} \right)^{C_3}} \quad (2.18)$$

onde  $C_0$ ,  $C_1$ ,  $C_2$  e  $C_3$  são coeficientes que devem ser determinados experimentalmente. A Figura 2.11 mostra a curva de fator de potência obtida pela Equação 2.18, comparando-a com pontos medidos.

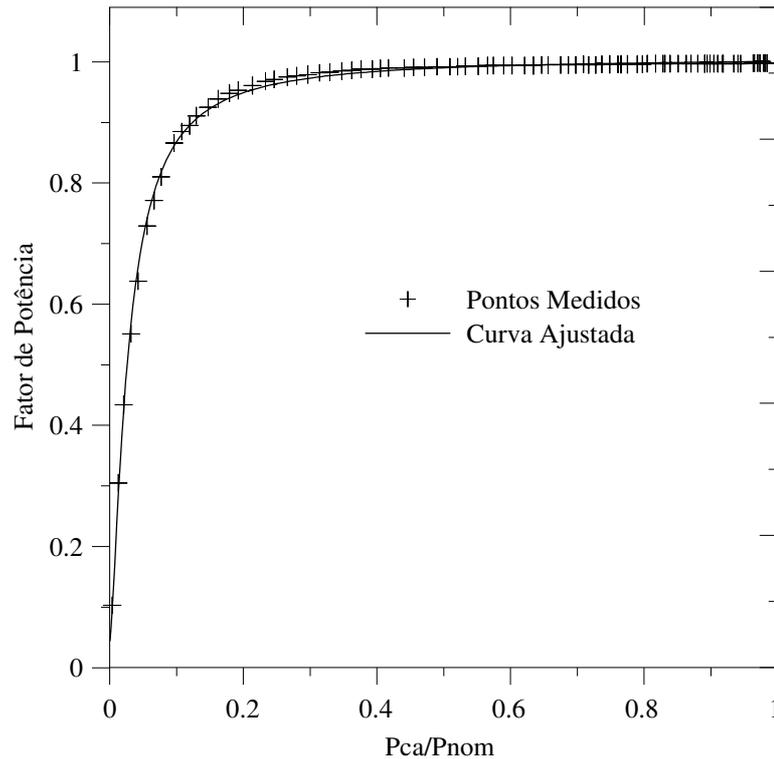


Figura 2.11 – Fator de potência medido e ajuste para o inversor Sunny Boy 1100E  
(adaptado de Rampinelli, 2010)

Esse modelo de fator de potência é o utilizado pelo software FVCONNECT para calcular o fator de potência da energia produzida por um sistema fotovoltaico, e será utilizado também no software SPV. Para simulação desse efeito, portanto, é necessária a determinação dos 4 coeficientes da Equação 2.18.

### 2.8.3 Seguimento do ponto de máxima potência

A curva potência versus tensão de um arranjo fotovoltaico, em condições normais de operação, possui apenas um ponto de máximo, que é dependente das condições de irradiância e temperatura dos módulos. Enquanto a variação térmica do sistema geralmente ocorre de forma gradual, as condições de irradiância podem se alterar bruscamente devido à presença de nuvens, causando rápidas alterações na curva I-V do sistema, e conseqüentemente, no ponto de máxima potência. O inversor, através de um método de controle, busca continuamente seguir o ponto de máxima potência do sistema para que seja aproveitada toda a energia que o sistema é capaz de produzir.

Outra dificuldade que surge quanto ao ponto de máxima potência do sistema, é a existência de um máximo relativo, além do máximo absoluto na curva P-V. Esse caso ocorre, por exemplo, quando há sombreamento em parte dos módulos conectados em um mesmo inversor. A Figura 2.12, construída com o software CREARRAY, ilustra essa condição, mostrando as curvas I-V e P-V de dois módulos conectados em série, um recebendo irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, e outro com uma irradiância de 400 W/m<sup>2</sup>.

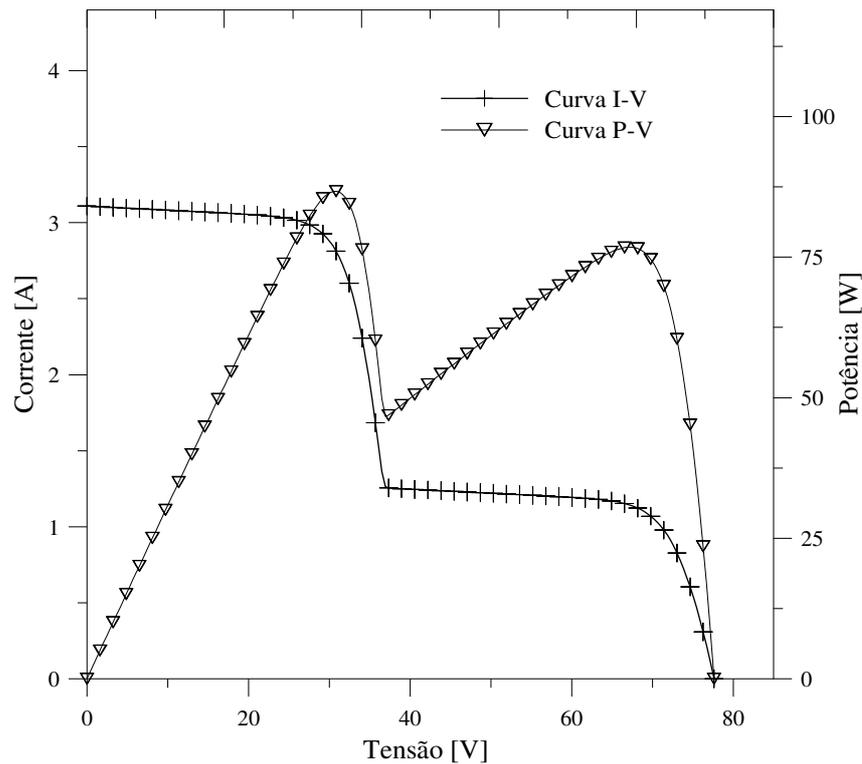


Figura 2.12 – Curvas I-V e P-V para uma conexão de dois módulos em série com sombreamento parcial

Para quantificar a qualidade do inversor em polarizar o sistema em seu ponto de máxima potência, é definida a eficiência do seguimento de máxima potência, a partir da Equação 2.19.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_0^{T_M} P_{cc}(t) dt}{\int_0^{T_M} P_{mp}(t) dt} \quad (2.19)$$

onde  $P_{cc}$  é a potência entregue pelo arranjo fotovoltaico ao inversor,  $P_{mp}$  é a máxima potência que o sistema seria capaz de produzir nas dadas condições de irradiância e temperatura e  $T_M$  é o tempo de integração considerado.

A eficiência do seguimento do ponto de máxima potência não está incorporada no software, sendo no mesmo considerada unitária. Prieb, 2011, ao ensaiar um inversor modelo SMA Sunny Boy 3800, obteve eficiência estática de 99,9% para tensões próximas à nominal, e eficiência dinâmica entre 96% e 99,7%, dependendo das condições de entrada. Em geral, para inversores de marcas consolidadas no mercado, a consideração de eficiência unitária não induz erros significativos em dias de céu limpo, nos quais a irradiância varia mais lentamente. Já para dias nublados, com variações mais bruscas de irradiância, o erro pode já ser considerável, conforme indicam os resultados de eficiência dinâmica.

#### 2.8.4 Comportamento térmico

A energia elétrica não convertida pelos inversores é dissipada pelo mesmo na forma de calor, causando seu aquecimento. Além dessa parcela, que corresponde ao complemento de sua eficiência, ocorre dissipação na forma de calor se a potência de entrada ultrapassar a potência nominal do inversor. Em inversores nos quais o fator de dimensionamento,  $FDI$ , definido pela Equação 2.20, é inadequado, é comum que o inversor atinja temperaturas elevadas em dias com altas irradiâncias.

$$FDI = \frac{P_{nom}}{P_{mp}} \quad (2.20)$$

Para evitar danos aos componentes do inversor no caso de sobreaquecimento, os fabricantes dos mesmos adotam diferentes estratégias. Alguns inversores, por exemplo, deslocam a tensão de operação do sistema, de forma a reduzir a potência em sua entrada. Outros inversores desconectam-se da rede elétrica e apenas voltam a conectar-se quando a temperatura retornar a um valor considerado aceitável.

Portanto, o conhecimento da temperatura do inversor é fundamental para uma correta simulação do sistema pelo software SPV. O modelo inserido no programa calcula a temperatura do inversor a cada instante a partir da Equação 2.21.

$$T_2 = T_1 + \left[ \left( \frac{1 - \eta_{inv}}{F_{CAP}} \right) \cdot P_{cc} \cdot \Delta t \right] - \left[ \left( \frac{F_D}{F_{CAP}} \right) \cdot (T_1 - T_{amb}) \cdot \Delta t \right] \quad (2.21)$$

onde  $T_2$  é a temperatura do inversor no instante atual,  $T_1$  sua temperatura no instante anterior,  $\eta_{inv}$  a eficiência de conversão do inversor,  $P_{cc}$  a potência em sua entrada,  $\Delta t$  o passo de tempo e  $T_{amb}$  a temperatura ambiente do local onde está instalado o inversor.  $F_{CAP}$  é a capacidade térmica do inversor, ou seja, a energia necessária para aumentar sua temperatura em 1°C, enquanto  $F_D$  é seu fator de dissipação, indicando quanta potência será dissipada pelo inversor quando o mesmo estiver com uma diferença de 1°C em relação ao ambiente.

O primeiro termo entre colchetes da Equação 2.21 representa o aumento de temperatura do inversor devido à potência não convertida em energia elétrica, enquanto o segundo termo entre colchetes denota a redução na temperatura causada pela dissipação de energia do inversor para o ambiente por convecção e por radiação.

Assim, para a simulação da temperatura do inversor pelo SPV é necessária a determinação dos coeficientes  $F_{CAP}$  e  $F_D$  do inversor que será utilizado na usina fotovoltaica do projeto. Os ensaios para a obtenção desses parâmetros utilizam uma sala com temperatura controlada, na qual se aquece o inversor através da injeção de potência no mesmo, e posteriormente esse inversor é desconectado e aguarda-se seu resfriamento. São utilizadas diferentes temperaturas ambientes e potências de entrada, e, a partir da análise das curvas de aquecimento e resfriamento obtidas, determinam-se os parâmetros  $F_{CAP}$  e  $F_D$ .

### 2.8.5 Laboratório para caracterização de inversores

Para caracterização de inversores, e em particular do que será utilizado na usina solar a ser monitorada, foi montado no LABSOL um laboratório que utiliza um conjunto de 3 fontes da marca REGATRON para simular o arranjo fotovoltaico que será conectado a um inversor. A vantagem de utilizar-se uma fonte programável em vez de um arranjo real, é que, além de ser possível operá-la independente das condições meteorológicas, pode-se programá-la facilmente para fornecer uma sequência de situações de operação e realizar ensaios de eficiência e comportamento em cada uma destas. Esse equipamento facilita ainda a determinação da eficiência do seguimento da máxima potência do inversor.

Como o comportamento do inversor não depende apenas das condições de entrada em corrente contínua, mas também das características da rede onde é interconectado, o laboratório montado possui outra fonte que faz o papel de simulador de rede, da marca Supplier. Tal fonte simula todas as condições necessárias para submeter o inversor a possíveis eventos adversos na rede de conexão.

Para medir potência, energia, corrente e tensão a bancada contará ainda com multímetros da marca Agilent e um analisador de potência Yokogawa modelo WT500. Uma fotografia do laboratório de caracterização de inversores é mostrada na Figura 2.13.



Figura 2.13 – Laboratório de caracterização de inversores do LABSOL

### **3 PROCEDIMENTO PARA VALIDAÇÃO DO SOFTWARE SPV - SuPerVisor**

No desenvolvimento de um software de simulação, faz-se necessária sua validação a partir de dados experimentais, ou de outro programa previamente validado a fim de se verificar sua precisão e possíveis limites que devam ser observados em sua utilização. O software FVCONECT já foi testado em trabalhos anteriores, como Rampinelli e Krenzinger, 2009, que demonstraram que desvios percentuais médios de cerca 4% em relação a correlações obtidas por Dias, 2006, para um sistema instalado no LABSOL. Porém, a análise efetuada é apenas para a potência, já que essas eram as únicas correlações disponíveis para o referido sistema.

Este capítulo apresenta, primeiramente, uma breve explicação sobre o software FVCONECT e as alterações nele realizadas para o desenvolvimento do programa SPV. Para validação desse novo programa, é feita uma comparação para uma sequência de seis dias entre dados disponíveis da instalação fotovoltaica do LABSOL e uma simulação computacional neste software. O sistema fotovoltaico em questão é aqui descrito, junto com o sistema de medição utilizado para aquisição de dados, a escolha dos dias de comparação, bem como a discussão de parâmetros necessários para a simulação.

#### **3.1 O software FVCONECT e alterações realizadas no desenvolvimento do SPV**

Originalmente, o software FVCONECT tem o objetivo de prever o comportamento de um sistema fotovoltaico a ser instalado em determinado local, possibilitando estimar a energia produzida ao longo do tempo e permitindo a comparação de diferentes casos, variando, por exemplo, a inclinação do sistema, o módulo fotovoltaico utilizado, a relação entre potência dos módulos e potência do inversor, entre outros. Para tanto, é necessário informar as características dos módulos, dos inversores, da rede elétrica e dados meteorológicos locais: de temperatura ambiente, velocidade de vento e radiação solar no plano horizontal. Os dados climáticos informados para a simulação são os de um ano meteorológico típico do local. Um diagrama de blocos dos modelos matemáticos desse software é apresentado na Figura 3.1.

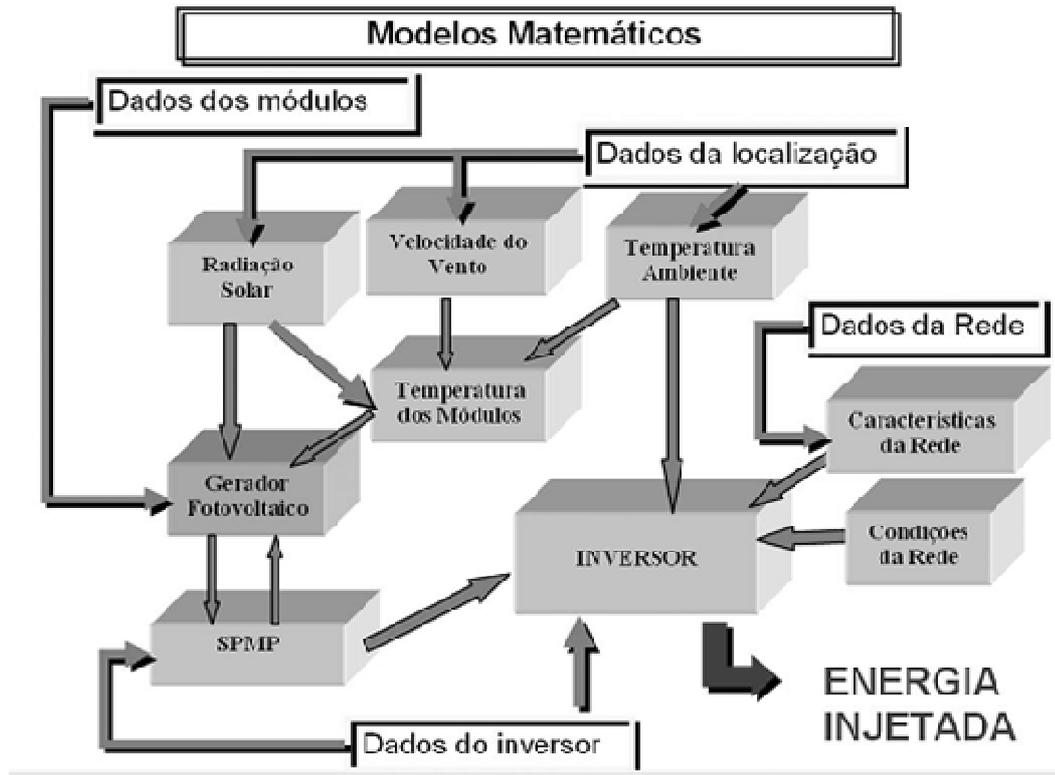


Figura 3.1 - Diagrama de blocos simplificado dos modelos matemáticos do software FVCONNECT

As alterações feitas no FVCONNECT para desenvolvimento do programa SPV foram:

- os dados meteorológicos inseridos, ao invés de serem tomados de um ano típico, são os medidos periodicamente no local onde está instalado o sistema;
- foram retirados os modelos de cálculo de temperatura dos módulos a partir da temperatura ambiente, radiação solar e velocidade do vento; sendo a mesma fornecida diretamente pela medição no sistema real;
- a radiação solar utilizada é medida diretamente no plano com uma célula de referência de tecnologia semelhante à dos módulos, e não com um piranômetro no plano horizontal. Com isso, tornam-se desnecessárias as correções pelo ângulo de incidência, pela reflexão no vidro dos módulos (já que reflexão semelhante ocorre na célula de referência) e pelo comportamento espectral seletivo do silício;
- foi adicionada a opção de se simular um sistema no qual parte dos módulos se encontre sombreada. Para tanto, é necessário que se informe em que momentos do ano ocorre o bloqueio de radiação direta para cada um dos módulos da instalação estudada. Nestes

instantes, o programa considera que esses módulos não recebem a fração de radiação correspondente à radiação direta. O uso dessa rotina depende, portanto, também da medição da fração de radiação direta em relação à radiação global no plano dos módulos.

Os dados necessários para a utilização do programa podem ser obtidos sem maiores dificuldades. Medições das condições climáticas instantâneas no sistema, bem como da radiação solar no plano inclinado dos módulos são comuns em instalações fotovoltaicas, enquanto a temperatura dos módulos pode ser medida com o uso de sensores, e tal medição fornece resultados mais confiáveis do que se teria ao se calcular a temperatura dos módulos por modelos matemáticos. Essas informações estão disponíveis no sistema de medição do sistema fotovoltaico instalado no LABSOL, possibilitando a validação do software SPV. A utilização da rotina que considera o sombreamento parcial do sistema será discutida em detalhes no Capítulo 5.

### 3.2 Descrição da instalação fotovoltaica

O sistema fotovoltaico conectado à rede do LABSOL possui 48 módulos fotovoltaicos de silício monocristalino de  $100 W_p$ , modelo I-100/24 da marca Isofotón, totalizando uma potência instalada de  $4,8 kW_p$ . Esses módulos foram ensaiados individualmente no laboratório, e selecionados em seis *strings* (séries de módulos) de acordo com sua corrente no ponto de máxima potência, e pares de *strings* com as tensões no ponto de máxima potência mais próximas foram conectados em paralelo, formando três subsistemas (Krenzinger e Prieb, 2005). Cada subsistema é conectado a um inversor monofásico SMA Sunny Boy 1100E, de potência nominal de 1 kW e potência máxima de 1,1 kW. O diagrama de instalação é apresentado na Figura 3.2, que indica, além dos componentes já citados, o sistema de aquisição de dados, disjuntores, diodos de bloqueio e dois watt-horímetros, o primeiro medindo a energia injetada na rede, enquanto o segundo fornece a medida da energia consumida no laboratório.

Os módulos fotovoltaicos utilizados são equipados com três diodos de *bypass* não-entrelaçados, cada um conectado em anti-paralelo com um conjunto de 24 células, evitando assim o excesso de dissipação de potência por células individuais em caso de danos locais ou sombreamentos parciais.

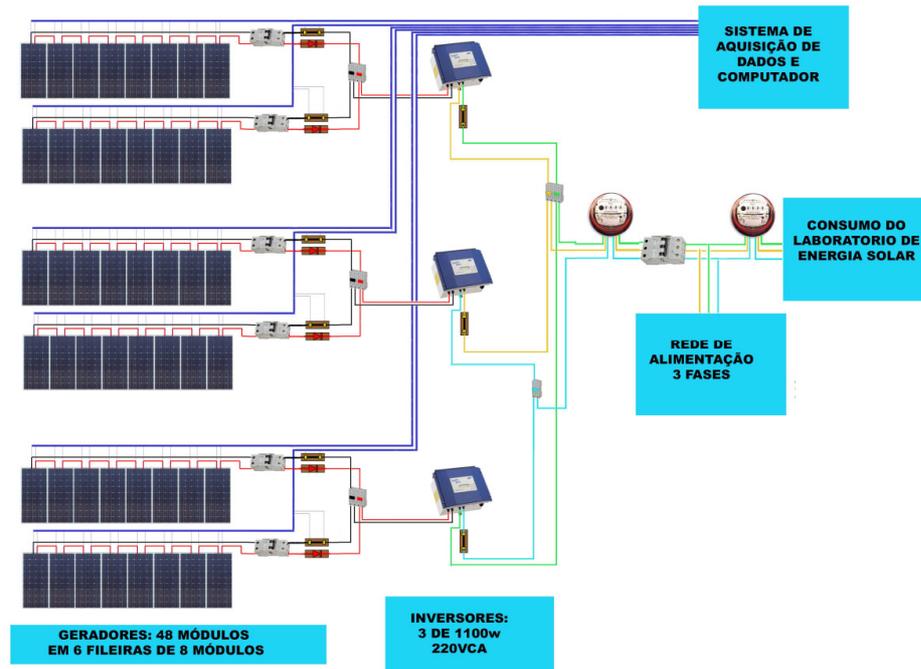


Figura 3.2 – Diagrama esquemático da instalação

A inclinação escolhida para a instalação foi igual à latitude local de Porto Alegre, de  $30^\circ$ , voltados para o Norte. A Figura 3.3 mostra uma vista da fachada do laboratório na qual foram instalados os módulos.



Figura 3.3 – Fachada Norte do prédio do Laboratório de Energia Solar - UFRGS

### 3.3 Sistema de medição e aquisição de dados

O sistema de medição instalado no sistema obtém a cada minuto medidas de tensão e corrente CC de cada série de módulos, tensão e corrente alternadas de cada inversor, temperatura ambiente, temperatura de célula de dois módulos do sistema, temperatura individual de cada inversor e radiação solar no plano inclinado por meio de células de referência calibradas. As correntes elétricas são obtidas com a utilização de resistores *Shunt*, enquanto para as medidas de temperatura são empregados sensores do tipo Pt100.

Os sensores são conectados a dois cartões de canais multiplexados, os quais são conectados a uma unidade central de aquisição *Agilent 34970A*, que por sua vez é ligada a um computador via conexão RS 232. No computador, está instalado o software *Agilent BenchLink Data Logger*, que permite o monitoramento das medidas assim como as exporta para arquivos de planilha para seu armazenamento.

A análise de incertezas das medidas desse sistema foi efetuada por Dias, 2006, que o utilizou para estudar o comportamento da instalação fotovoltaica em questão, e a Tabela 3.1 apresenta um resumo desse estudo.

Tabela 3.1 - Incerteza nas medições

<b>Parâmetro</b>	<b>Incerteza</b>
Tensão CC [V]	0,027 V
Corrente CC [A]	0,028 A
Potência CC [W]	7 W
Tensão CA [V]	0,023 V
Corrente CA [A]	0,025 A
Potência Aparente [VA]	6 VA
Temperatura Ambiente [°C]	0,2 °C
Temperatura dos Módulos [°C]	0,3 °C
Temperatura dos Inversores [°C]	0,3 °C
Irradiância [W/m <sup>2</sup> ]	32 W/m <sup>2</sup>

É importante salientar ainda que os parâmetros não são medidos concomitantemente, mas sim em sequência, com cerca de 400 ms de defasagem entre cada canal, o que pode induzir erros, principalmente em dias com variações bruscas de irradiância.

### 3.4 Escolha do período de comparação

O sistema fotovoltaico em questão entrou em operação no ano de 2004, tendo, portanto, mais de dez anos de funcionamento. Há uma degradação natural dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, fazendo com que os mesmos diminuam sua potência. Jordan e Kurz, 2011, realizaram uma extensiva revisão da literatura e analisaram estatisticamente a degradação de módulos e sistemas fotovoltaicos de cerca de dois mil experimentos, classificando-os pela tecnologia empregada. Para módulos de silício monocristalino, como os do sistema estudado, a mediana da perda anual de potência foi de 0,7%, e a média de 0,5%.

Estão disponíveis as curvas medidas dos módulos antes de sua instalação, ou seja, antes da ocorrência de degradação. Para a comparação de uma simulação do sistema com medições atuais, seria necessário levar em conta esse efeito. Além da necessidade de se conhecer a variação das características elétricas para o módulo utilizado, há a dificuldade de que essa perda de potência pode não ocorrer igualmente entre os módulos. Sombreamentos parciais periódicos devido a obstáculos ou infiltração de umidade, por exemplo, podem levar a uma degradação maior em uma parcela dos módulos.

Portanto, para uma simulação precisa com dados experimentais recentes, seria necessária a repetição da medição de cada módulo fotovoltaico individualmente, e caso haja diferenças mais significativas entre os mesmos, a inserção de seus dados individuais no programa. O software SPV possui a funcionalidade de simular módulos de diferentes características conectados em um mesmo sistema, mas para tanto é necessária a utilização de subrotinas adicionais, aumentando o tempo computacional significativamente. Isso ocorre porque ao invés de calcular a curva de um módulo e replicá-la para os demais, é necessário construir cada uma das curvas separadamente, para então somá-las. Essa abordagem não pode ser utilizada para um sistema de monitoramento de uma usina, pois o tempo computacional ultrapassa o disponível entre as medições. Decidiu-se, então, validar o programa utilizando-se dados experimentais do ano de 2005, considerando todos os módulos iguais, com as características obtidas a partir de dados das curvas medidas antes da instalação do sistema. Ainda que os mesmos não possuíssem características idênticas, essas medições garantem que a dispersão em seus principais parâmetros não eram significativas neste período.

Os dados selecionados apresentam ainda uma alteração na disposição de dois dos subsistemas: enquanto o subsistema 1 foi mantido inalterado, do subsistema 2 foram retirados

dois módulos, e do subsistema 3 foram retirados 4 módulos, ficando cada um com 16 módulos ( $1,6 \text{ kW}_p$ ), 14 módulos ( $1,4 \text{ kW}_p$ ) e 12 módulos ( $1,2 \text{ kW}_p$ ). Dados com essa alteração já foram utilizados por Dias, 2006, para o estudo do fator de dimensionamento mais favorável do inversor, e possibilitam um maior número de comparações das medições com os resultados simulados.

A sequência de dias selecionada possui uma boa amostra das possíveis condições meteorológicas a serem encontradas em um sistema fotovoltaico, como pode ser observado na Figura 3.4, na qual são apresentadas a radiação incidente medida no plano inclinado e a temperatura ambiente para os dias selecionados.

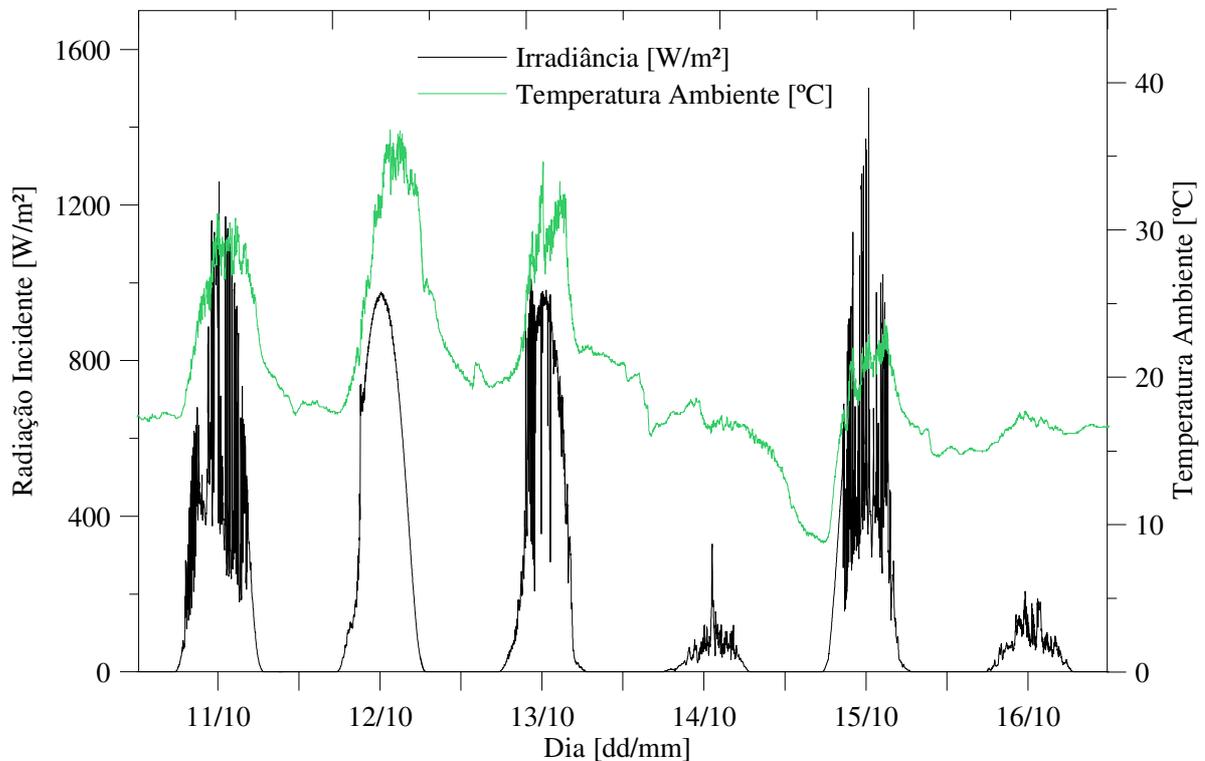


Figura 3.4 – Irradiância no plano inclinado e temperatura ambiente ao longo dos dias selecionados

As diferentes faixas de temperatura apresentadas permitem avaliar os modelos de comportamento do sistema fotovoltaico com relação a este parâmetro. Já a presença tanto de dias de céu claro, com variações suaves de irradiância, quanto de dias nublados, com variações mais bruscas, além de dias tipicamente encobertos, com irradiâncias inferiores a



diódo inseridos nesse formulário não são utilizados pelo programa. Devido à dificuldade de determinação dos mesmos pelo usuário, uma subrotina os calcula a partir do procedimento descrito na Seção 2.4.

Os dados básicos do inversor SMA Sunny Boy 1100E informados ao programa são apresentados na Figura 3.6.

Figura 3.6 - Entrada de dados dos inversores

Os dados relativos ao comportamento térmico do inversor não foram considerados nessa simulação, pois não há medições disponíveis da temperatura do interior do prédio do LABSOL, onde estão instalados os inversores. Entretanto, já foi verificado por Rampinelli, 2010, que o software FVCONNECT é capaz de simular adequadamente a temperatura de operação dos inversores a partir de suas características térmicas, em conjunto com a temperatura do ambiente e seu carregamento; reproduzindo corretamente inclusive os casos em que há corte na potência produzida devido ao superaquecimento do inversor. O SPV também possui essas funcionalidades, pois as rotinas referentes às mesmas foram nele incluídas.

Em outra aba, são informados os parâmetros relativos às curvas que descrevem o comportamento elétrico do inversor, como pode ser visto na Figura 3.7.

Figura 3.7 - Entrada dos parâmetros dos inversores

Os parâmetros  $FP0$ ,  $FP1$ ,  $FP2$  e  $FP3$  são referentes à curva de fator de potência do inversor, descrita pela Equação 2.18, onde são representados como  $C0$ ,  $C1$  e  $C2$ ; enquanto  $K0$ ,  $K1$  e  $K2$  fornecem a curva de eficiência do mesmo, segundo a Equação 2.16. É considerado que o inversor sempre polariza o sistema no ponto de máxima potência, portanto, a eficiência do seguimento de máxima potência é unitária. A distorção harmônica da rede não foi analisada, pois não foram feitas medições referentes a esse efeito, e seu estudo foge do escopo desse trabalho.

## 4 RESULTADOS DA VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL

Neste capítulo, são apresentados os resultados referentes à comparação das medidas com a simulação realizada no software SPV. São apresentados os resultados de potência, corrente e tensão em corrente contínua, na entrada do inversor, além da potência aparente e corrente alternada na saída do inversor. Os pontos de maior discrepância são investigados, e as prováveis causas de tais diferenças são discutidas em detalhes.

### 4.1 Potência e energia em corrente contínua

O principal parâmetro a ser avaliado em um sistema fotovoltaico é a energia por ele produzida. Como primeira comparação, são integradas as potências produzidas em corrente contínua pelos arranjos fotovoltaicos, antes da entrada dos inversores. A Tabela 4.1 apresenta a soma da energia produzida para os três subsistemas ao longo de cada dia, e o total da semana. As energias medidas experimentalmente são representadas por  $E_{med}$ , as obtidas nas simulações são indicadas por  $E_{sim}$  e o Erro Relativo é a diferença percentual entre ambas. Os índices 1, 2 e 3 referem-se respectivamente aos subsistemas com 16, 14 e 12 módulos fotovoltaicos.

Tabela 4.1 - Comparação da energia produzida pelos subsistemas

Parâmetro	Total	11/10	12/10	13/10	14/10	15/10	16/10
$E_{med1}$ [kW.h]	29,95	6,66	8,49	7,08	0,66	6,06	1,01
$E_{sim1}$ [kW.h]	30,08	6,71	8,66	7,21	0,55	6,09	0,87
<b>Erro Relativo 1 [%]</b>	<b>0,41</b>	<b>0,79</b>	<b>1,98</b>	<b>1,77</b>	<b>-16,83</b>	<b>0,43</b>	<b>-13,79</b>
$E_{med2}$ [kW.h]	27,04	6,03	7,71	6,31	0,61	5,46	0,91
$E_{sim2}$ [kW.h]	27,91	6,07	7,72	6,43	0,48	5,45	0,76
<b>Erro Relativo 2 [%]</b>	<b>-0,49</b>	<b>0,62</b>	<b>0,09</b>	<b>1,83</b>	<b>-21,65</b>	<b>-0,17</b>	<b>-16,59</b>
$E_{med3}$ [kW.h]	23,58	5,28	6,62	5,44	0,58	4,80	0,85
$E_{sim3}$ [kW.h]	23,22	5,30	6,62	5,51	0,41	4,73	0,65
<b>Erro Relativo 3 [%]</b>	<b>-1,53</b>	<b>0,23</b>	<b>-0,08</b>	<b>1,29</b>	<b>-28,77</b>	<b>-1,52</b>	<b>-23,46</b>

O sinal positivo na diferença indica que a simulação estimou mais energia do que foi efetivamente medido, enquanto o sinal negativo significa o oposto. A Tabela 4.1 mostra que em geral há concordância entre a energia obtida pela simulação com a efetivamente medida,

sendo na média dos seis dias a diferença em torno de 1%, com a maioria dos dias apresentando erro relativo de no máximo 2%. Porém, dois dias simulados tem comportamento bastante discrepante do medido; os dias com menor incidência de radiação solar, nos quais os erros relativos alcançam quase 30%. Esses dias tem pouco peso no resultado total, pois representam juntos cerca de 5% da energia produzida no tempo total de simulação. Mesmo assim, com o objetivo de compreender as limitações do software, essa diferença será estudada em detalhes na seção seguinte.

Antes disso, são apresentados nas Figuras 4.1 a 4.3, gráficos da potência em corrente contínua respectivamente dos três subsistemas, ao longo do tempo, medida e simulada, para melhor visualização da diferença entre ambas.

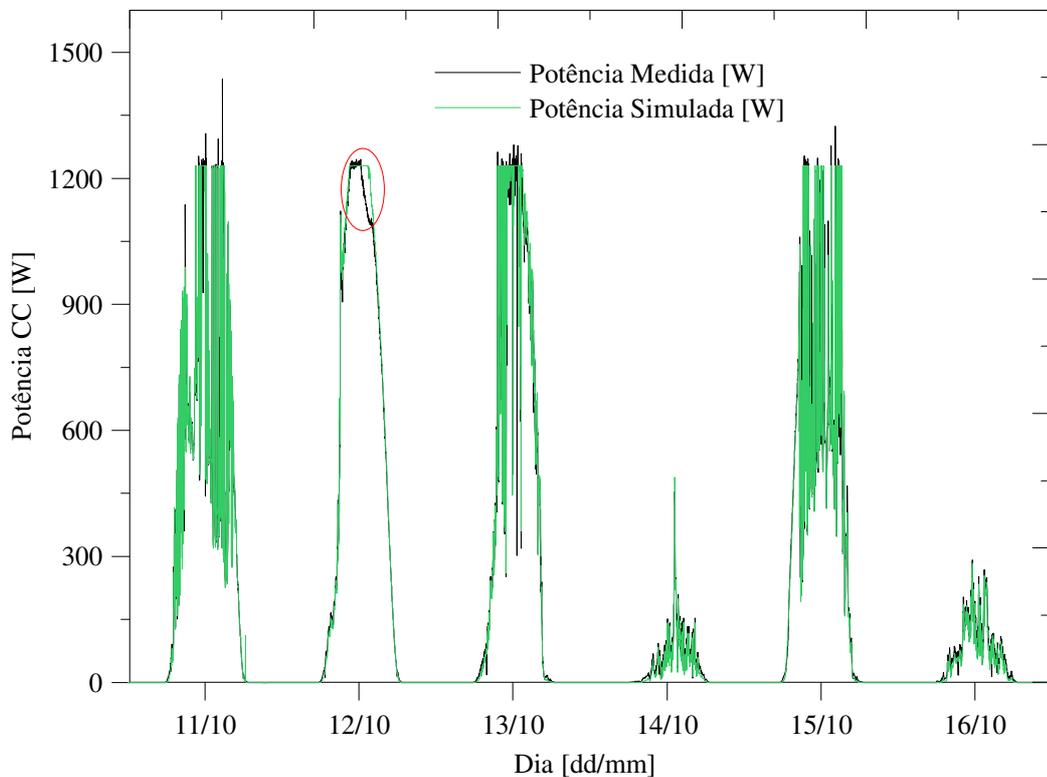


Figura 4.1 - Potência CC do subsistema 1

A Figura 4.1 revela um erro adicional, indicado na elipse em vermelho, que não era visível apenas com a energia acumulada em cada dia: o corte de potência por superaquecimento. Esse é um problema típico de sistemas com inversor subdimensionado, que será tratado em detalhes na seção 4.1.2.

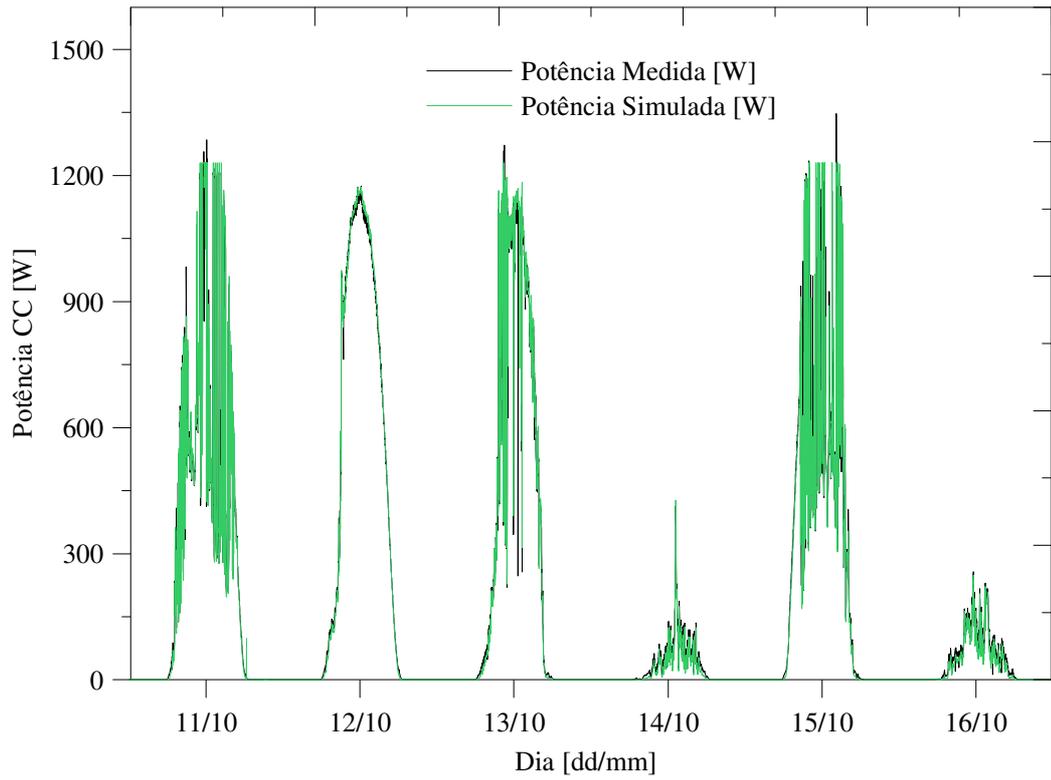


Figura 4.2 - Potência CC do subsistema 2

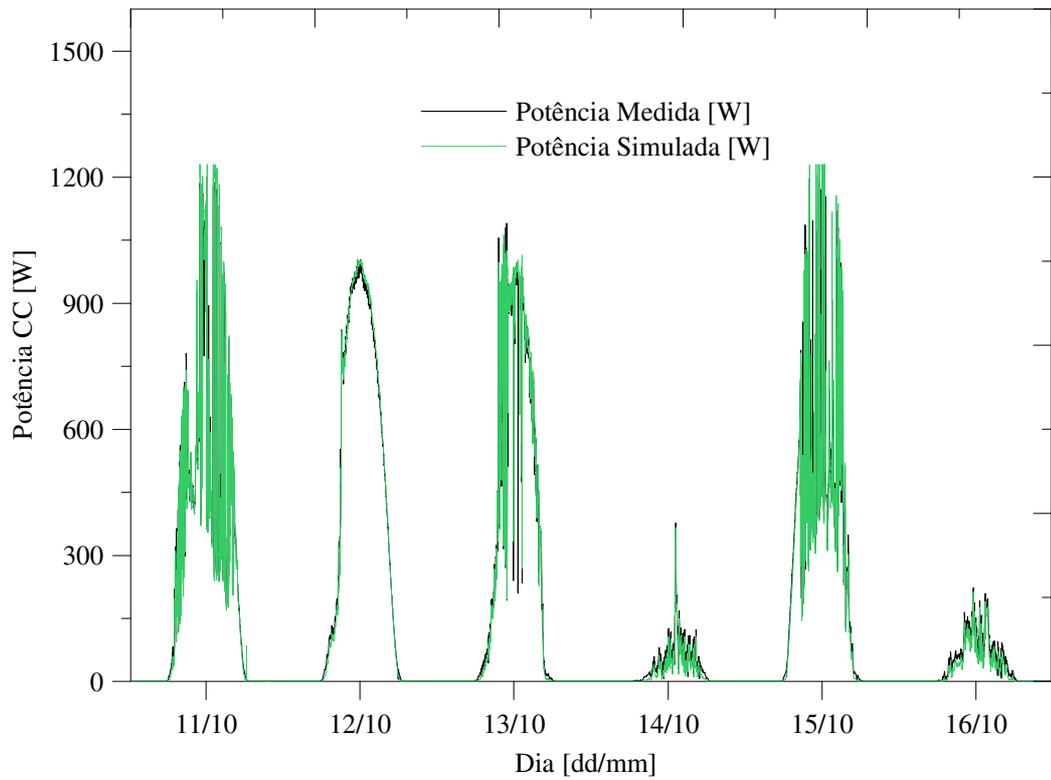


Figura 4.3 - Potência CC do subsistema 3

Na Figura 4.2, e principalmente na Figura 4.1, é possível notar diversos pontos onde a potência medida ultrapassa os 1230 W, enquanto na simulação esse patamar não é superado, pois foi estipulado como máximo. Isso ocorre principalmente em mudanças bruscas de irradiância, tipicamente pela presença de nuvens; pois o inversor precisa primeiro perceber o excesso de potência produzida, para só depois deslocar o ponto de operação para outro de menor potência. Nesses curtos intervalos de tempo, é possível que se tenha potências superiores ao que o inversor estipula como máximo. Não deve ser descartada também a influência do tempo de varredura dos instrumentos. Como há uma defasagem de cerca de 400 ms entre a medida de cada canal, a potência é calculada como o produto de tensão e corrente, e ambos estão separados por vários canais, há a possibilidade de a radiação ter se alterado entre a medida de ambos, pela movimentação de nuvens, deslocando o ponto de operação do sistema entre as medidas, causando assim um erro no cálculo da potência.

A Figura 4.4 mostra um detalhe de um intervalo de baixa irradiância, no amanhecer do dia 12/10, que sugere que as diferenças encontradas nos dias 14/10 e 16/10 não são específicas desses dias, mas sim de situações de baixa irradiância.

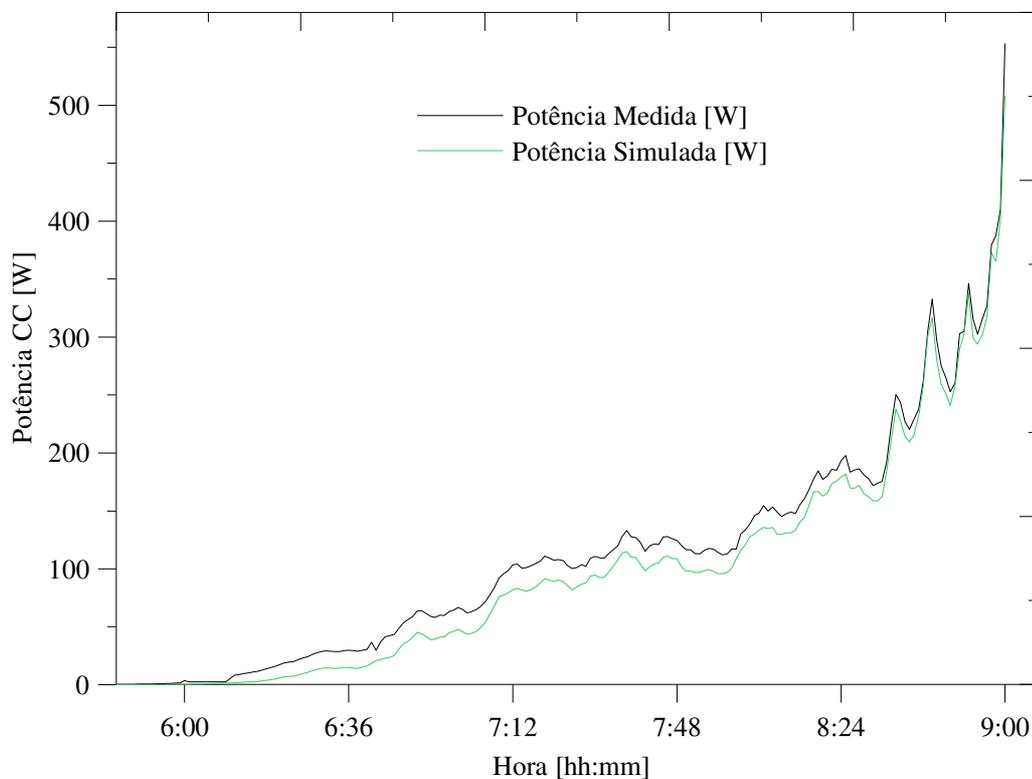


Figura 4.4 - Detalhe da potência produzida pelo subsistema 3 no amanhecer do dia 12/10

Para radiações abaixo de 200 W/m<sup>2</sup>, o software parece subestimar a potência elétrica produzida pelos módulos. A fim de verificar esse comportamento, as potências medidas e simuladas foram separadas de acordo com faixas de radiação incidente e integradas no tempo, considerando que cada valor de potência representa seu respectivo minuto. Esse resultado é apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Energia produzida por faixa de radiação incidente

G [W/m <sup>2</sup> ]	E <sub>med1</sub> [kW.h]	E <sub>sim1</sub> [kW.h]	Erro Rel. [%]	E <sub>med2</sub> [kW.h]	E <sub>sim2</sub> [kW.h]	Erro Rel. [%]	E <sub>med3</sub> [kW.h]	E <sub>sim3</sub> [kW.h]	Erro Rel. [%]
0-50	0,28	0,16	<b>-40,59</b>	0,28	0,14	<b>-48,41</b>	0,29	0,12	<b>-57,88</b>
50-100	0,97	0,82	<b>-15,59</b>	0,90	0,72	<b>-20,51</b>	0,85	0,61	<b>-27,91</b>
100-150	0,85	0,80	<b>-6,26</b>	0,77	0,70	<b>-8,78</b>	0,69	0,60	<b>-13,73</b>
150-200	0,79	0,75	<b>-5,45</b>	0,70	0,65	<b>-6,84</b>	0,62	0,56	<b>-9,69</b>
200-300	1,80	1,75	<b>-2,70</b>	1,59	1,53	<b>-3,59</b>	1,38	1,31	<b>-5,00</b>
300-400	2,74	2,68	<b>-1,90</b>	2,40	2,35	<b>-2,10</b>	2,08	2,01	<b>-3,27</b>
400-500	3,39	3,38	<b>0,22</b>	2,99	2,96	<b>-0,87</b>	2,58	2,54	<b>-1,77</b>
500-600	1,87	1,92	<b>2,53</b>	1,65	1,68	<b>1,73</b>	1,42	1,44	<b>1,43</b>
600-700	2,24	2,29	<b>1,94</b>	1,99	2,00	<b>0,36</b>	1,71	1,71	<b>-0,01</b>
700-800	2,43	2,52	<b>3,51</b>	2,16	2,20	<b>1,99</b>	1,86	1,89	<b>1,60</b>
800-900	4,03	4,22	<b>4,70</b>	3,63	3,72	<b>2,64</b>	3,10	3,19	<b>2,98</b>
900-1000	6,78	6,99	<b>3,05</b>	6,25	6,45	<b>3,17</b>	5,37	5,53	<b>2,97</b>
>1000	1,79	1,80	<b>1,02</b>	1,74	1,80	<b>3,57</b>	1,61	1,69	<b>5,09</b>
<b>Total</b>	29,95	30,08	<b>0,41</b>	27,04	26,91	<b>-0,49</b>	23,58	23,31	<b>-1,53</b>

Analisando os dados, fica mais claro que o software tem limitações na simulação dos sistemas fotovoltaicos com baixas irradiâncias. Esta dificuldade e o erro verificado no corte de potência por superaquecimento do inversor são estudados nas seções seguintes.

#### 4.1.1 Baixas irradiâncias

No modelo de um diodo, utilizado pelo software SPV, o termo de maior influência em baixas irradiâncias é a resistência paralela. Para demonstrar a importância desse parâmetro, foram construídas diversas curvas I-V do módulo Isotón I-100-24, variando o valor de sua resistência paralela, mantendo os demais parâmetros inalterados, para uma irradiância de 150 W/m<sup>2</sup>. Para comparação, esse mesmo procedimento foi repetido com a irradiância padrão

de teste, de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Essas curvas são apresentadas, respectivamente, nas Figuras 4.5 e 4.6.

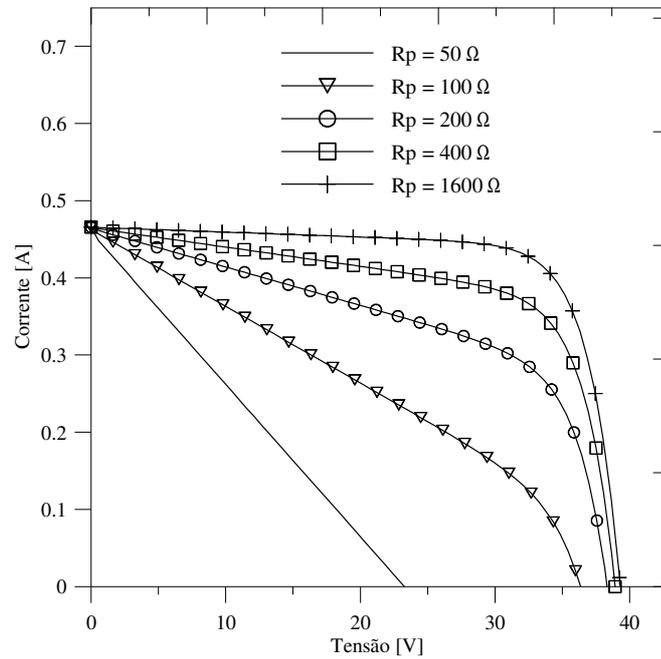


Figura 4.5 - Curvas I-V para  $G = 150 \text{ W/m}^2$  variando a resistência paralela

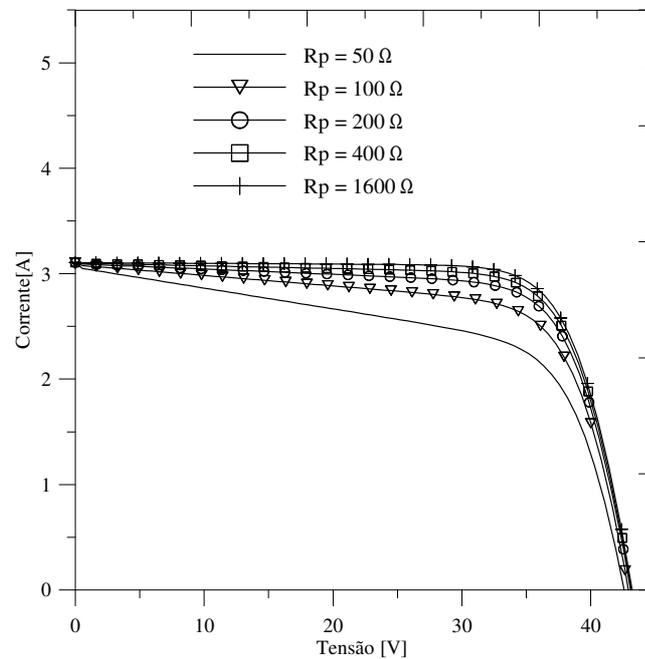


Figura 4.6 - Curvas I-V para  $G = 1000 \text{ W/m}^2$  variando a resistência paralela

É evidente, a partir da comparação das Figuras 4.5 e 4.6, que apesar de ter influência para quaisquer valores de radiação incidente, a resistência paralela tem maior efeito quando a irradiância é mais baixa. Portanto, é provável que uma alteração nesse parâmetro trouxesse o resultado simulado para mais próximo do obtido pelas medidas.

Obter um valor de resistência paralela representativo de todo o sistema fotovoltaico não é trivial. Medições individuais desses módulos efetuadas antes da instalação do sistema, por Krenzinger e Prieb, 2005 indicam que os módulos apresentam características diferentes entre si. A resistência paralela é um parâmetro que apresenta grande variância; ao se obtê-la a partir da inclinação da curva I-V próximo à região de curto-circuito, encontram-se variações de mais de 200% entre módulos. O software SPV calcula os valores de  $R_s$  e  $R_p$  a partir do procedimento descrito na seção 2.4, ou seja, a partir dos pontos de curto-circuito, circuito aberto e máxima potência fornecidos como forma de contornar essa dificuldade, obtendo como resultado 375  $\Omega$  no caso simulado, e utiliza esse valor para todos os módulos.

A fim de verificar se a utilização de uma resistência paralela mais alta aproximaria o resultado simulado do medido em baixas irradiâncias, a simulação foi repetida utilizando o valor 841  $\Omega$  para  $R_p$ . Os resultados para os 3 subsistemas, divididos por radiação incidente, são apresentados na Tabela 4.3, onde são comparados com os dados medidos.

Tabela 4.3 - Energia produzida por faixa de radiação incidente com  $R_p = 841 \Omega$

G [W/m <sup>2</sup> ]	Emed1 [kW.h]	Esim1 [kW.h]	Erro Rel %	Emed2 [kW.h]	Esim2 [kW.h]	Erro Rel %	Emed3 [kW.h]	Esim3 [kW.h]	Erro Rel %
0-50	0,28	0,31	<b>13,25</b>	0,28	0,27	<b>-1,65</b>	0,29	0,24	<b>-19,71</b>
50-100	0,97	1,11	<b>15,06</b>	0,90	0,97	<b>8,35</b>	0,85	0,84	<b>-1,74</b>
100-150	0,85	0,94	<b>10,67</b>	0,77	0,83	<b>7,70</b>	0,69	0,71	<b>1,86</b>
150-200	0,79	0,83	<b>5,34</b>	0,70	0,73	<b>3,80</b>	0,62	0,63	<b>0,62</b>
200-300	1,80	1,88	<b>4,43</b>	1,59	1,64	<b>3,48</b>	1,38	1,41	<b>1,96</b>
300-400	2,74	2,82	<b>3,07</b>	2,40	2,47	<b>2,86</b>	2,08	2,11	<b>1,63</b>
400-500	3,39	3,52	<b>3,73</b>	2,99	3,08	<b>3,05</b>	2,58	2,64	<b>2,12</b>
500-600	1,87	1,98	<b>5,75</b>	1,65	1,73	<b>4,93</b>	1,42	1,48	<b>4,62</b>
600-700	2,24	2,34	<b>4,57</b>	1,99	2,05	<b>2,95</b>	1,71	1,76	<b>2,57</b>
700-800	2,43	2,58	<b>5,80</b>	2,16	2,25	<b>4,25</b>	1,86	1,93	<b>3,84</b>
800-900	4,03	4,27	<b>5,97</b>	3,63	3,79	<b>4,60</b>	3,10	3,25	<b>4,94</b>
900-1000	6,78	6,99	<b>3,07</b>	6,25	6,55	<b>4,82</b>	5,37	5,63	<b>4,71</b>
>1000	1,79	1,80	<b>1,02</b>	1,74	1,80	<b>3,62</b>	1,61	1,71	<b>6,23</b>
Total	29,95	31,38	<b>4,75</b>	27,04	28,17	<b>4,19</b>	23,58	24,32	<b>3,17</b>

O valor de resistência paralela utilizado foi um dos resultados obtidos por Bühler, 2011, para um módulo igual aos instalados no sistema aqui estudado, para uma radiação incidente de  $584 \text{ W/m}^2$  e temperatura de  $46,4^\circ \text{ C}$ , a partir da inclinação da curva I-V próximo à região de curto circuito.

Em conformidade com o exposto, a energia produzida pelos módulos nas situações de baixas irradiâncias teve um acréscimo significativo em relação à simulação inicial, chegando até mesmo a ser superior à verificada nas medições. Também era esperado que a energia produzida nas situações de maior intensidade de radiação crescesse, embora em menor escala. Nesses últimos casos, porém, esse acréscimo levou a um aumento no erro relativo em relação à simulação original, fazendo com que o erro relativo total crescesse.

Além da variação entre diferentes módulos de mesmo modelo, a rigor a resistência paralela não possui um valor verdadeiramente fixo. Banerjee e Anderson, 1986, demonstram através de experimentos que a mesma decai com o aumento de temperatura, pois há um crescimento dos portadores de carga minoritários, causando o aumento da corrente de saturação reversa. Resultado semelhante é encontrado por Cuce et al., 2013, que ainda demonstram que a irradiância não influencia no valor da resistência paralela. Khan et al., 2010, porém, encontram um aumento da resistência paralela com o aumento da radiação incidente, mais expressivo em baixas irradiâncias, e justificam esse resultado por um possível defeito localizado na célula medida, que age no sentido de capturar os portadores de carga, tendo maior efeito com baixa intensidade de iluminação.

Portanto, para obtenção de maior concordância da simulação com a realidade, seria necessária a determinação de resistências paralelas individuais para cada módulo e sua definição individual no programa, além da variação das mesmas com a temperatura, e dependendo da existência de defeitos, também com a radiação incidente. A primeira tarefa é de difícil execução, quando se considera que em uma usina solar de, por exemplo,  $500 \text{ kW}_p$ , o número de módulos já é em torno de dois mil. A caracterização individual dos módulos no programa ainda aumenta o tempo computacional significativamente, pois é necessário construir a curva de cada um deles separadamente e somá-las, enquanto tratando-os todos como iguais a curva é construída apenas uma vez. Já a consideração de resistência variável com a temperatura e/ou com a irradiância é plausível, mas é necessário para tanto um estudo específico para os módulos do sistema supervisionado, adicionando-se equações de ajuste determinadas a partir de dados experimentais.

Mesmo sem essas alterações, porém, os resultados já apresentam boa precisão; conforme indicado pela Tabela 4.2, os erros verificados para as faixas de radiação de maior produção de energia são menores que 5%. É indicado, contudo, que se reconheçam as limitações dos modelos utilizados até o momento, considerando como confiáveis por enquanto somente as potências produzidas em radiações incidentes maiores que  $200 \text{ W/m}^2$ ; ressaltando que essas irradiâncias respondem pela maior fração da energia gerada, sendo de cerca de 90% no caso estudado.

#### **4.1.2 Corte de potência por superaquecimento do inversor**

Quando há excesso de potência na entrada do inversor, sua temperatura aumenta; o que pode levar a uma redução da vida útil de seus componentes. Por esse motivo, os fabricantes de inversores fazem com que os mesmos desloquem o ponto de operação dos sistemas nesses casos, causando uma redução da potência de entrada, reduzindo assim sua temperatura.

O software SPV possui uma rotina para simulação desse efeito, bastando para isso introduzir os dados referentes ao comportamento térmico do inversor, a temperatura na qual ocorre o corte, e dados da temperatura do local onde o mesmo está instalado. O sistema de medição não possuía, na época em que foram realizadas as medidas aqui utilizadas, medições da temperatura do interior do laboratório, onde operam os inversores. Portanto, optou-se por não simular esse efeito, o que levou a erros em casos de altas potências de entrada por maiores períodos de tempo, onde houve superaquecimento do inversor. Esse foi visivelmente o caso no subsistema 1, no dia mais ensolarado, 12/10, como se já pôde verificar na Figura 4.1. Para melhor visualização, a Figura 4.7 mostra um detalhe do momento no qual ocorreu esse problema, apresentando ainda a temperatura medida do inversor do subsistema 1.

Segundo o catálogo dos inversores utilizados (SMA Technologie AG, 2003), a temperatura máxima de operação dos mesmos é de  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ . Porém, Dias, 2006, verificou que os cortes por superaquecimento iniciam de fato após o inversor atingir  $61 \text{ }^\circ\text{C}$ , e a temperatura do mesmo pode chegar a se estabilizar em  $66 \text{ }^\circ\text{C}$ , dependendo das condições climáticas.

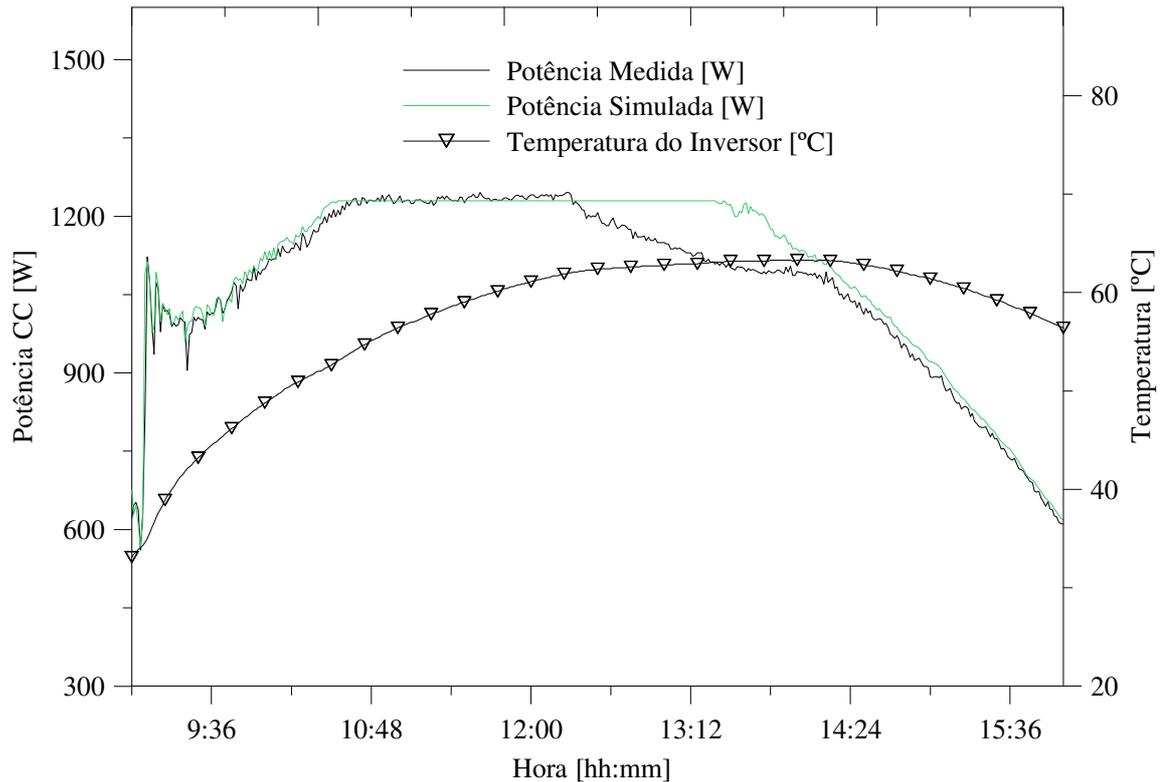


Figura 4.7 - Corte de potência por superaquecimento do inversor

No caso em questão, conforme pode ser verificado na Figura 4.7, o corte começa por volta das 12:30, quando a temperatura passa dos  $61^{\circ}\text{C}$ , e segue até depois das 14:00, quando a radiação solar diminui e a temperatura do inversor começa a diminuir sem a necessidade do corte. A simulação não reproduz esse comportamento, estabilizando a geração de potência no patamar de 1230 W, estabelecido como limite, até que a irradiância diminua e a potência produzida seja menor do que esse valor.

Esse comportamento só foi verificado no subsistema 1, e repetiu-se no dia seguinte, 13/10, embora seja mais difícil sua visualização gráfica, devido às variações rápidas na potência gerada. Mais importante do que mensurar o erro gerado pela omissão desse comportamento, é ressaltar que os sistemas devem ser dimensionados de forma a evitar a ocorrência desse efeito. A montagem desses 3 subsistemas foi feita exatamente para estudo do fator de dimensionamento do inversor mais apropriado. Dias, 2006, concluiu que para o subsistema 1, o inversor está subdimensionado, justamente pela ocorrência excessiva de cortes de potência, tanto pelos momentos nos quais a potência fotovoltaica ultrapassa a capacidade de conversão do inversor, quanto por superaquecimento deste. Afirmou ainda que

a relação mais próxima do ideal é a do subsistema 2, pois no subsistema 3 o inversor trabalha praticamente todo o tempo abaixo de sua capacidade.

É importante reiterar ainda que o software consegue prever a temperatura do inversor e o corte de potência por seu superaquecimento em casos como o ocorrido no subsistema 1, desde que sejam fornecidos os coeficientes que representam o comportamento térmico do inversor, a temperatura de corte e a temperatura do ambiente no qual ele se encontra.

## 4.2 Tensão CC

Seguindo a análise comparativa da simulação com os dados experimentais, as Figuras 4.8, 4.9 e 4.10 apresentam as tensões em corrente contínua polarizada pelo inversor, no caso medido, e no ponto de máxima potência do arranjo, no caso simulado, para os 3 subsistemas, respectivamente.

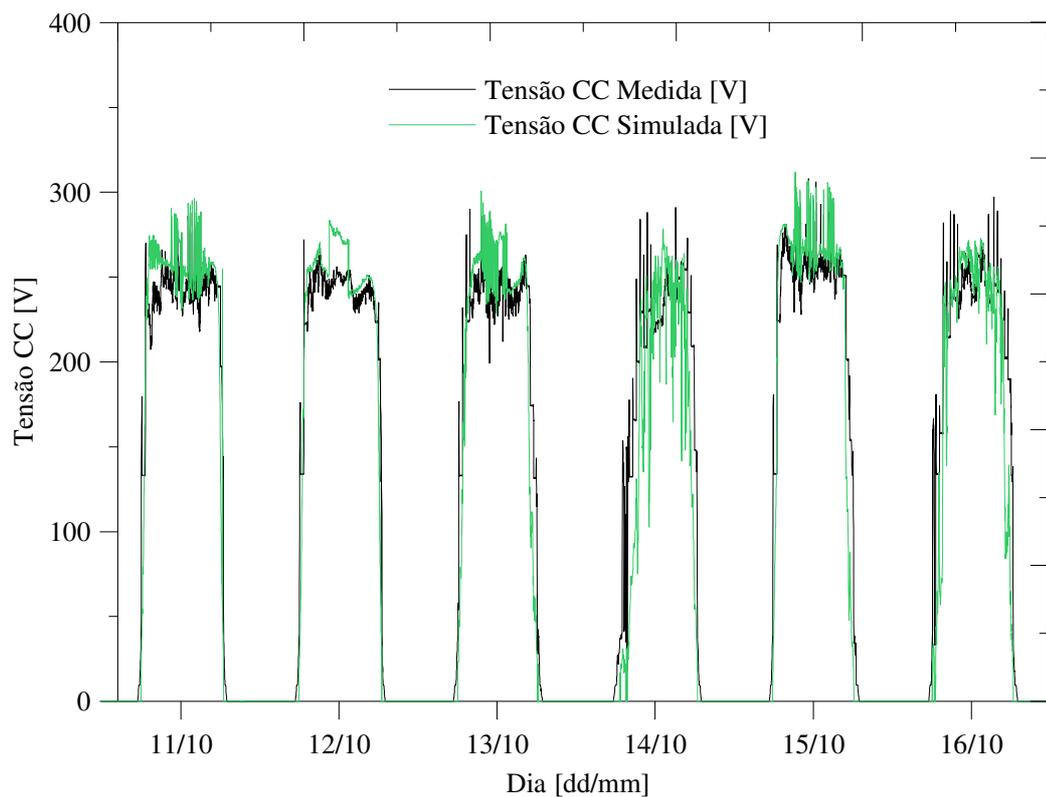


Figura 4.8 - Tensão CC no subsistema 1

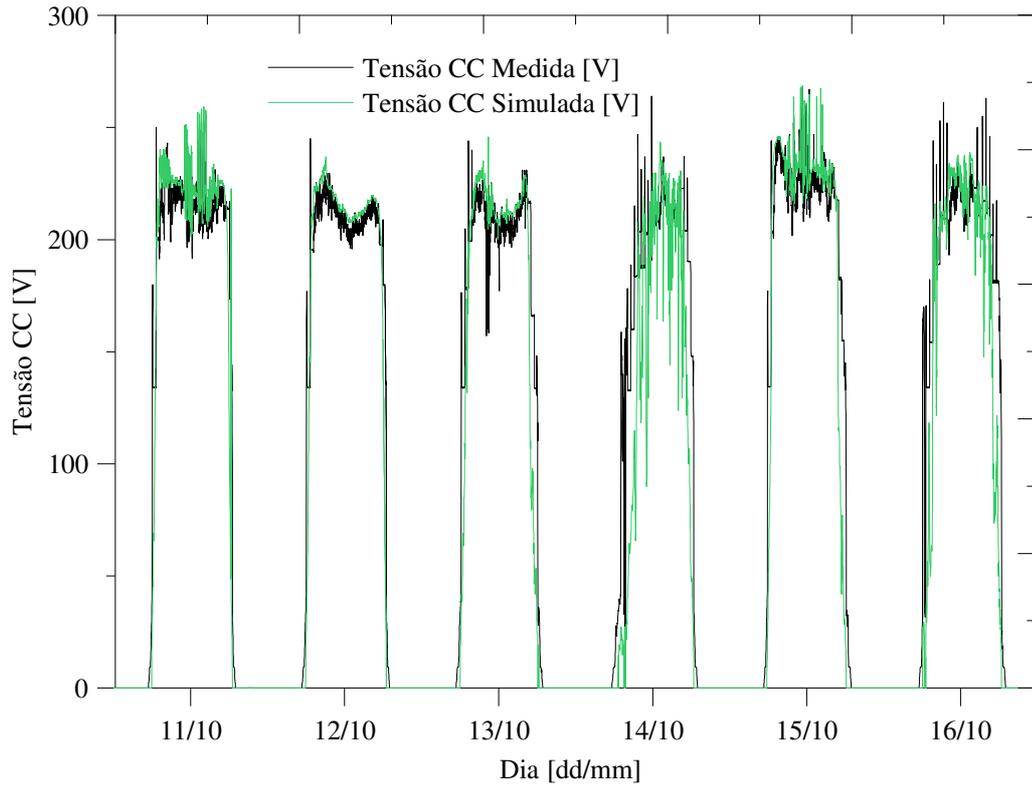


Figura 4.9 - Tensão CC no subsistema 2

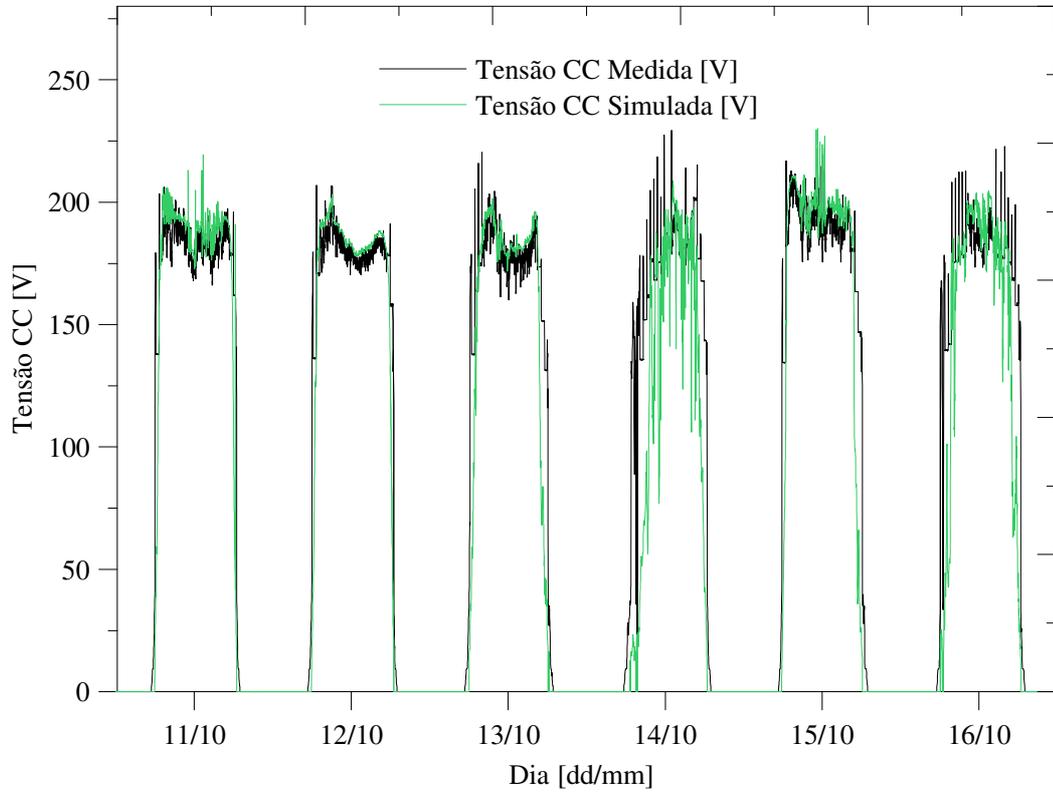


Figura 4.10 - Tensão CC no subsistema 3

Os resultados simulados foram mais próximos aos medidos para o subsistema 3, e em geral a simulação apresentou tensão um pouco mais alta que a medição. É visível também que os dados gerados pelo software apresentam um comportamento de tensão mais estável, enquanto nos dados medidos há maior flutuação. A Figura 4.11 mostra um detalhe da comparação do subsistema 3 para o dia 12/10, que é um dia ensolarado, ilustrando essa diferença de flutuações entre os dados medidos e os simulados.

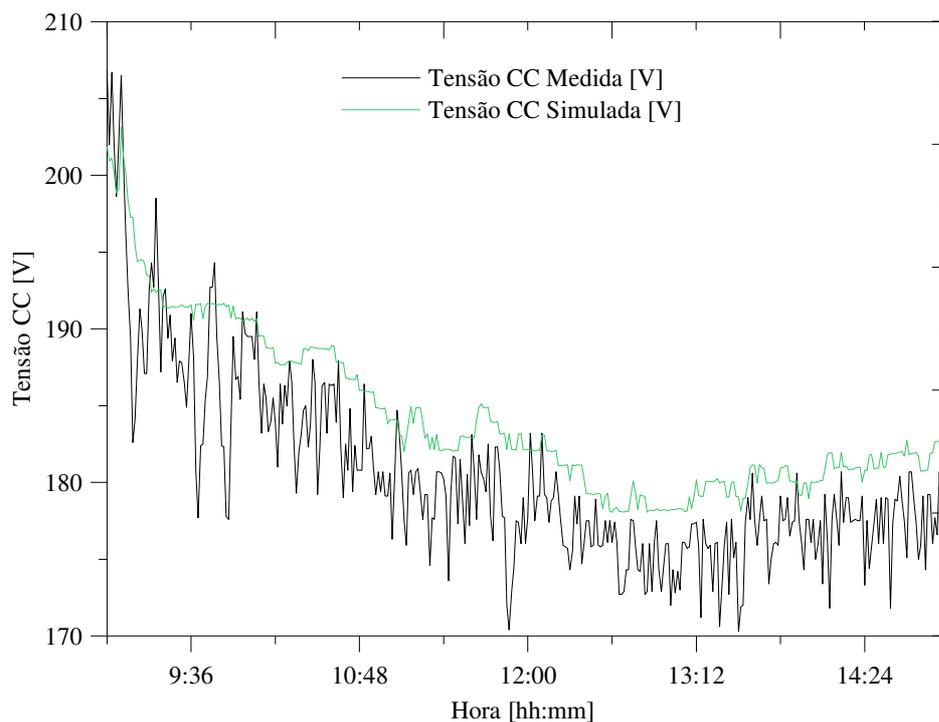


Figura 4.11 – Detalhe da tensão CC no dia 12/10 no subsistema 3

Essa ocorrência de maior flutuação na tensão medida do que na simulada se deve ao fato de o inversor real estar sempre buscando o ponto de máxima potência. Para tanto, o inversor varia a tensão, pois só assim o mesmo é capaz de testar se o ponto de polarização realmente é o ponto de máxima potência. Como o seguimento do ponto de máxima potência não está implementado no software, nas simulações o sistema fica sempre polarizado neste ponto, tendo então um comportamento mais estável de tensão. É interessante notar ainda a queda de tensão que ocorre ao longo do dia devido ao aquecimento dos módulos, efeito esse reproduzido corretamente nas simulações.

A obtenção de tensões em geral um pouco mais altas na simulação do que nas medições é devida às diferenças entre as curvas medidas e simuladas de cada arranjo, em

particular na posição do ponto de máxima potência de cada uma. Essas diferenças entre as curvas são maiores nos casos de baixa irradiância, conforme visto na Seção 4.1.1, o que leva a maiores erros nessas situações.

### 4.3 Corrente CC

Antes de analisar os resultados em corrente alternada, que são dependentes também das características dos inversores, as Figuras 4.12, 4.13 e 4.14 apresentam a corrente contínua produzida pelos módulos, comparando com a mesma obtida pela simulação, respectivamente para os 3 subsistemas.

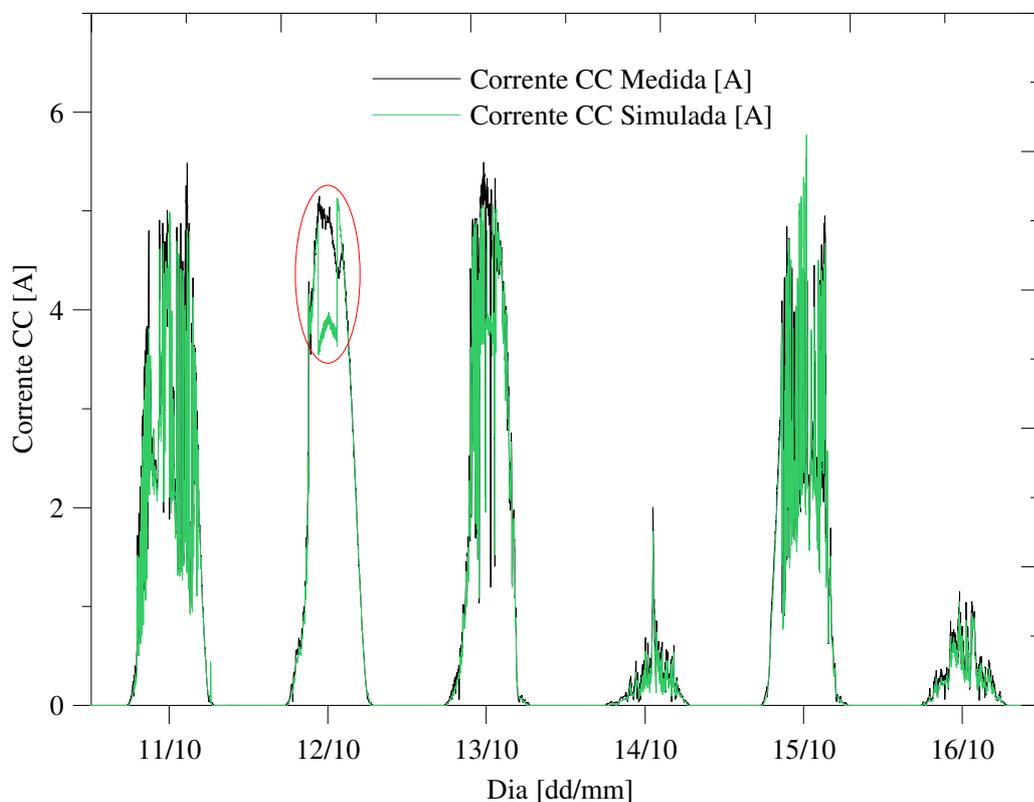


Figura 4.12 - Corrente CC no subsistema 1

É possível notar que o subsistema 1 apresentou uma discrepância significativa nos resultados da corrente elétrica CC do dia 12/10, indicada na elipse em vermelho. Essa diferença antes do corte por superaquecimento do inversor, não sendo explicada por tal efeito, mas sim pelo corte realizado por excesso de potência na entrada do inversor, conforme será visto a seguir.

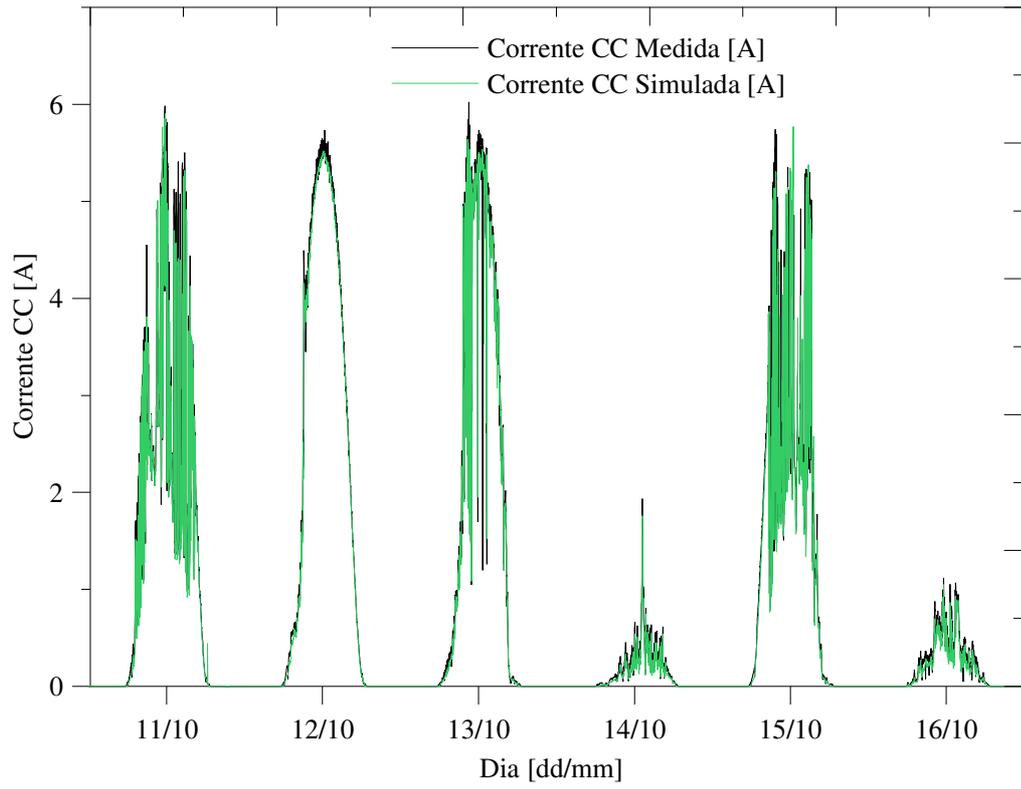


Figura 4.13 - Corrente CC no subsistema 2

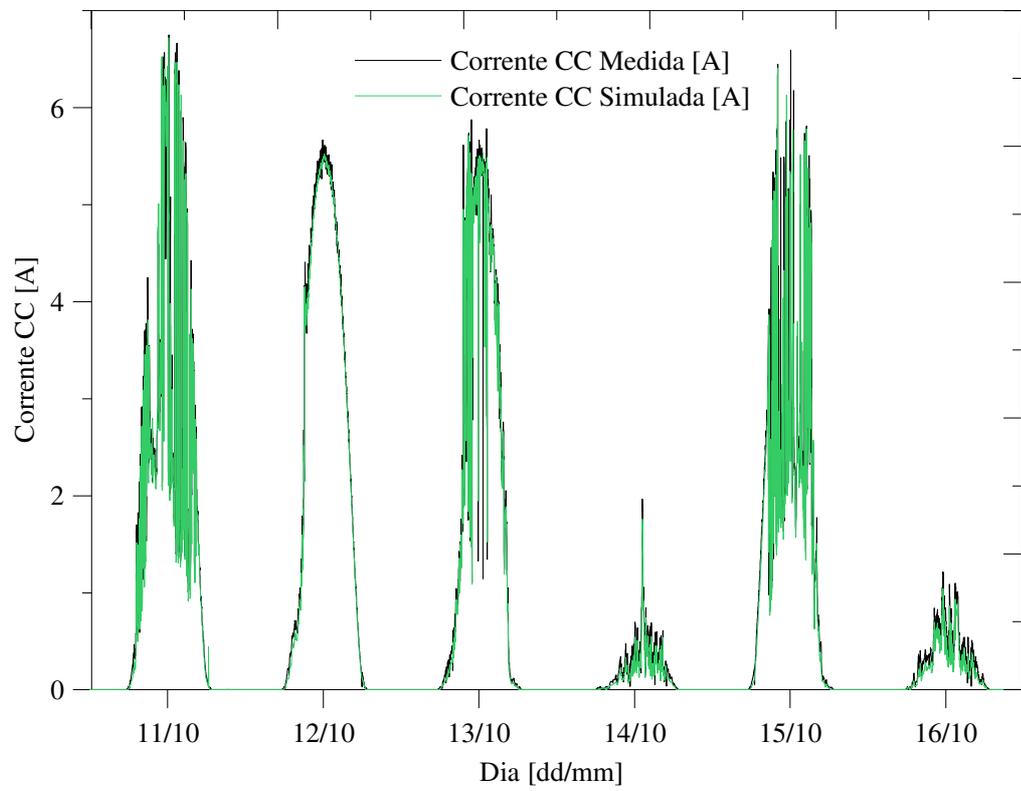


Figura 4.14 - Corrente CC no subsistema 3

De forma geral, a simulação da corrente CC se aproximou mais da medição do que o caso da tensão CC. Há ainda algumas diferenças, em especial em dias com variações bruscas de irradiância, possivelmente pela defasagem entre a medida da corrente e a da radiação, sendo que essa última foi tomada pelo software para os cálculos. As Figuras 4.15 e 4.16 mostram um detalhe do subsistema 1 entre as 10:00 e as 12:20 do dia 12/10, um dos momentos no qual aconteceu o corte por excesso de potência na entrada do inversor.

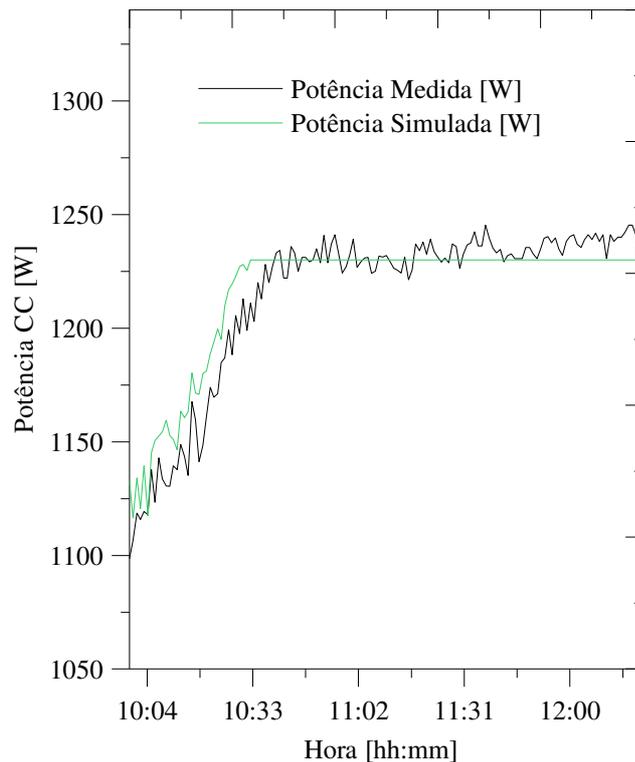


Figura 4.15 – Detalhe da potência elétrica CC produzida no dia 12/10

Para a potência CC, apresentada na Figura 4.15, os resultados simulados são muito próximos aos medidos, sendo que o sistema real apresentou potências por vezes um pouco superiores ao máximo estabelecido na simulação, de 1230 W, chegando a picos de 1245 W. Essa pequena diferença pode ser creditada aos erros de medição, ou ao fato de que o inversor precisa primeiro medir o excesso de potência, para então deslocar o ponto de operação do sistema, fazendo que por alguns instantes a potência máxima seja ultrapassada.

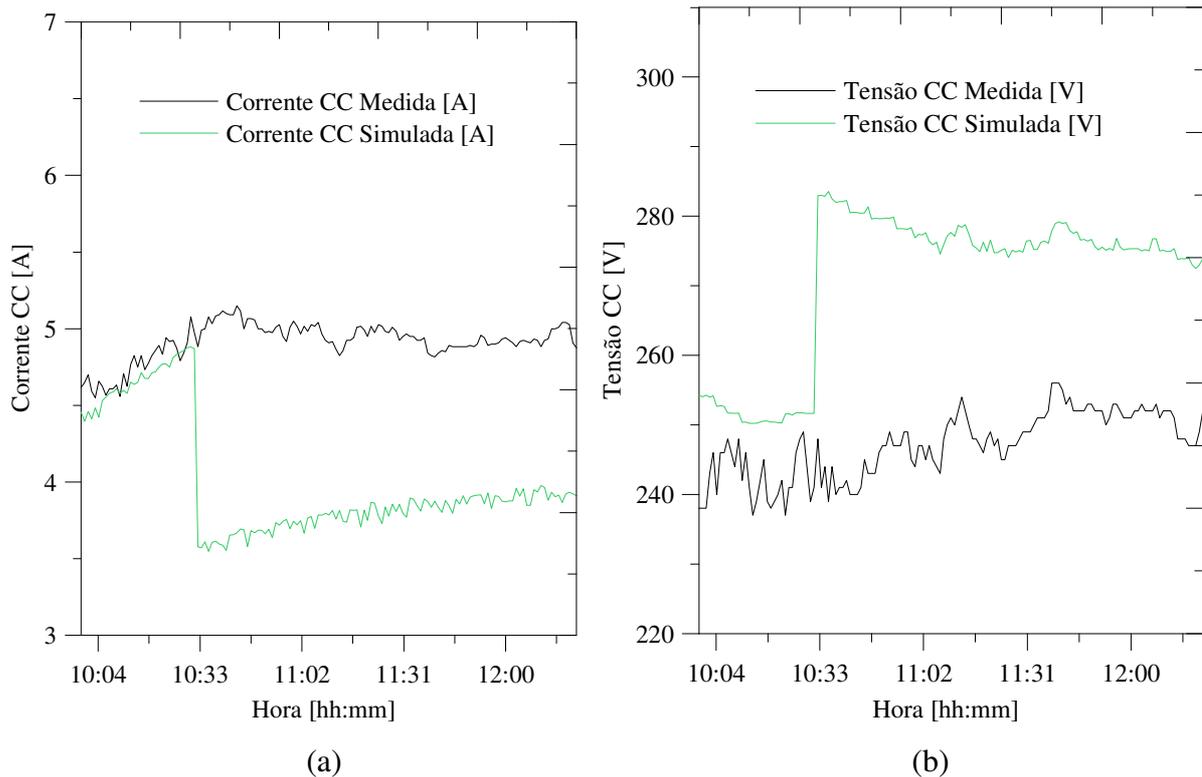


Figura 4.16 – Detalhes da (a) corrente elétrica CC e (b) tensão elétrica CC no dia 12/10.

Já os resultados de tensão e corrente, na Figura 4.16, apresentaram diferenças significativas. Ao atingir a potência máxima estipulada de 1230 W na simulação, o programa desloca o ponto de operação de forma a obter exatamente essa potência, reduzindo a corrente e aumentando a tensão. O mesmo não ocorreu no sistema real, no qual o ponto de operação permaneceu aproximadamente na mesma faixa. O modelo de corte por excesso de potência do programa precisa ser aprimorado a partir de mais comparações com medições de sistemas reais. Porém, cada inversor tem seu próprio método de lidar com essa situação; e como o software desenvolvido nesse trabalho tem como objetivo a supervisão de uma usina específica, os estudos para aprimoramento dessa rotina devem ser feitos com os inversores desse sistema quando os mesmos estiverem em funcionamento.

#### 4.4 Potência aparente

A energia efetivamente aproveitada de um sistema fotovoltaico conectado à rede é a obtida através da integral da potência real em corrente alternada. Devido à falta de um equipamento adequado para medição da potência real na época em que foram realizadas as

medições, foi analisada a potência aparente na saída do inversor. Apesar de não representar a potência útil, esse resultado é relevante, pois para sua obtenção, o software primeiro calcula a potência real através da curva de eficiência do inversor, para depois, a partir do fator de potência, dado pela Equação 2.18, calculá-lo. Logo, além de avaliar o modelo de cálculo de eficiência do inversor, a análise desse parâmetro também inclui o modelo de fator de potência do mesmo. As Figuras 4.17, 4.18 e 4.19 apresentam os resultados respectivos de potência aparente para os 3 subsistemas.

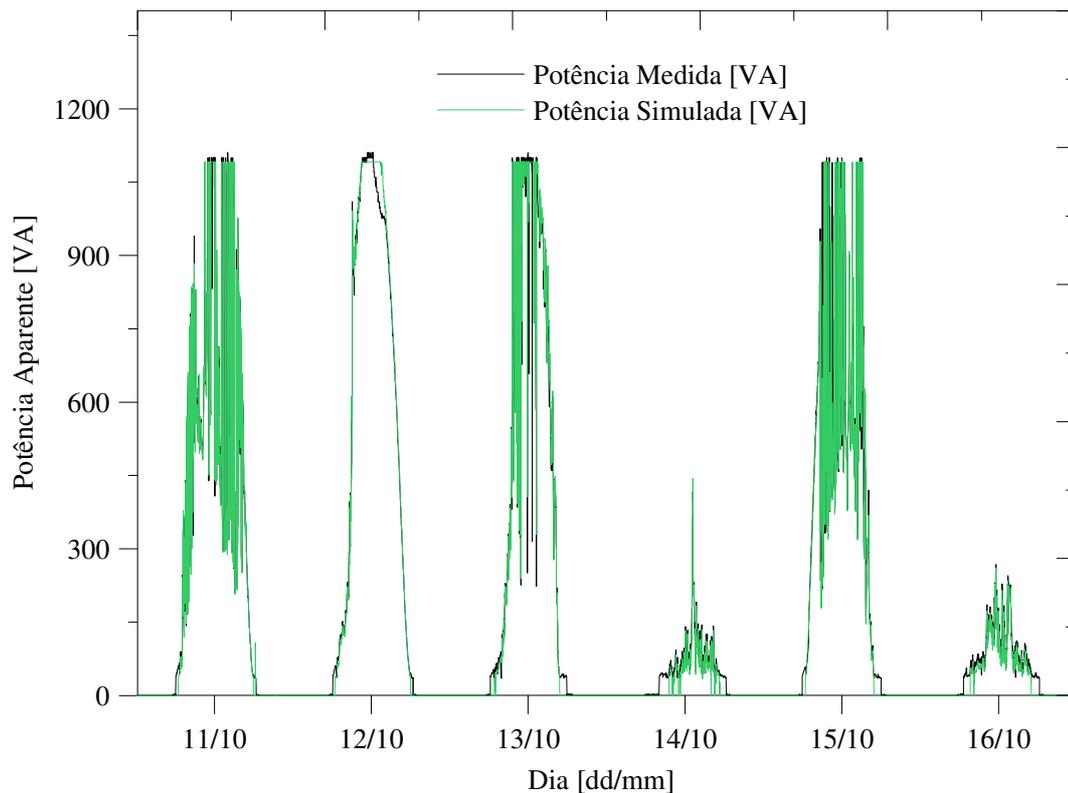


Figura 4.17 - Potência aparente no subsistema 1

Os resultados obtidos apresentaram comportamento semelhante aos da potência em corrente contínua, com os mesmos erros discutidos anteriormente: devido ao superaquecimento do inversor e em baixas potências devido aos modelos utilizados. Novamente são visíveis para o subsistema 1, os cortes por excesso de potência, sendo para a potência aparente cerca de 1091 VA, valor menor do que a potência CC, devido principalmente à eficiência do inversor, pois seu fator de potência nessa situação é praticamente unitário.

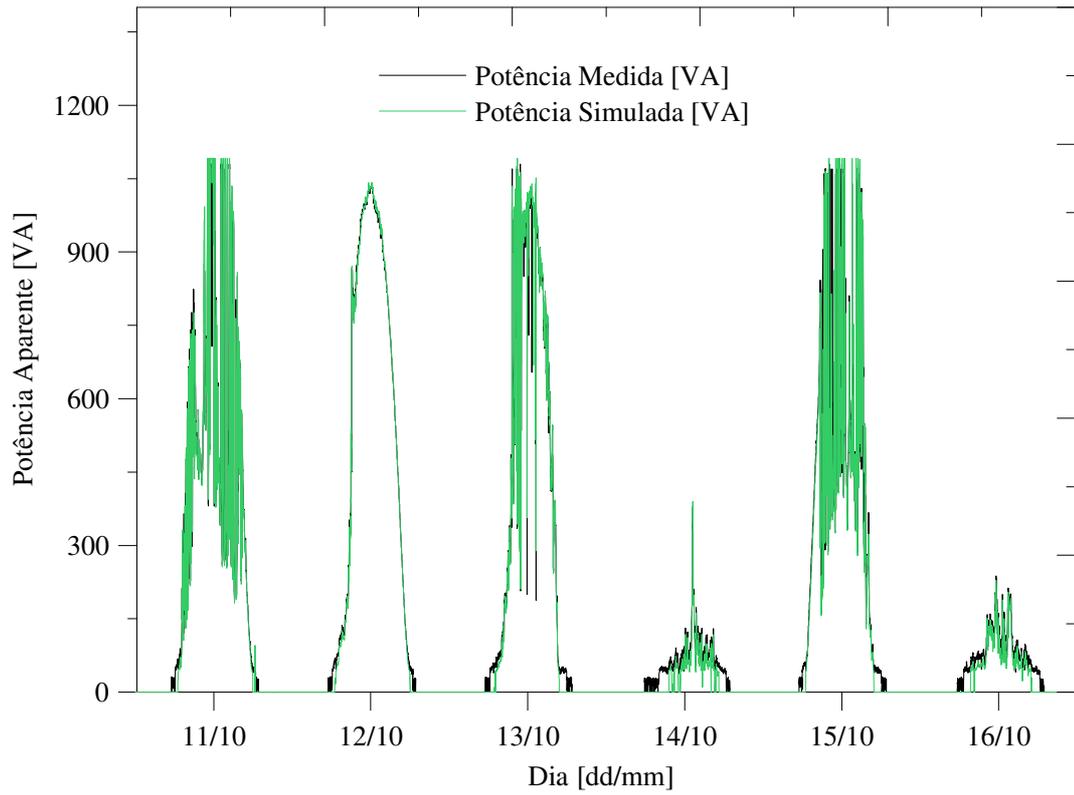


Figura 4.18 - Potência aparente no subsistema 2

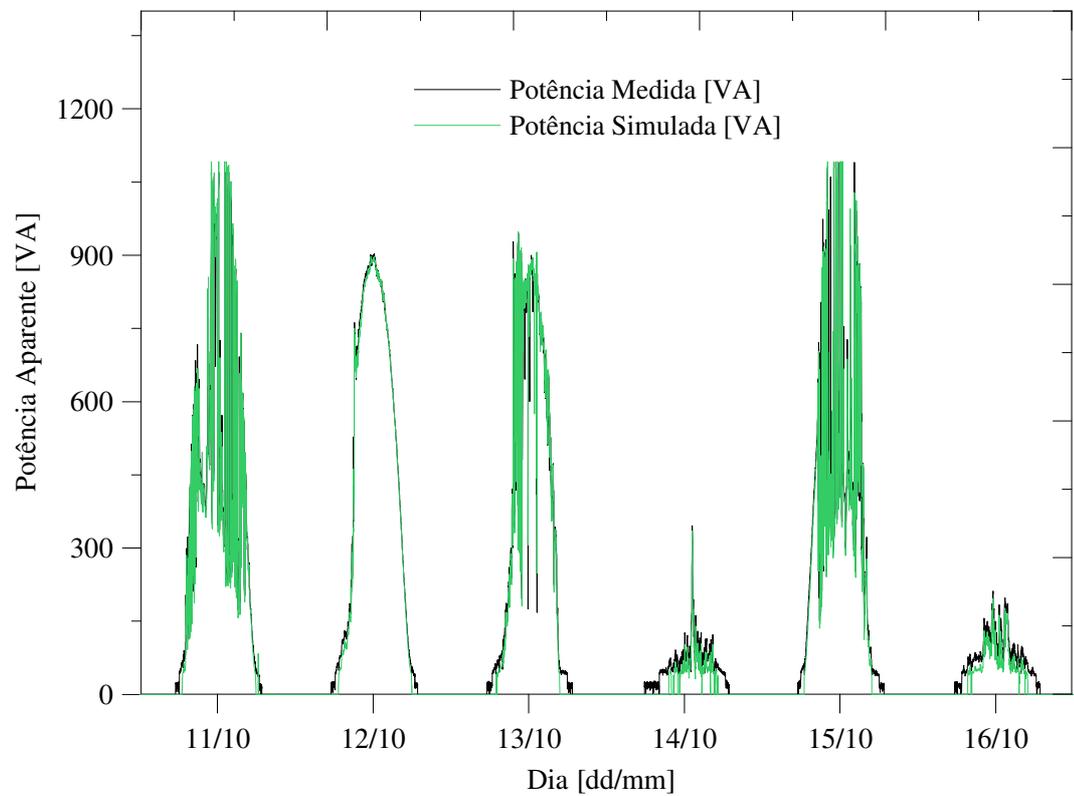
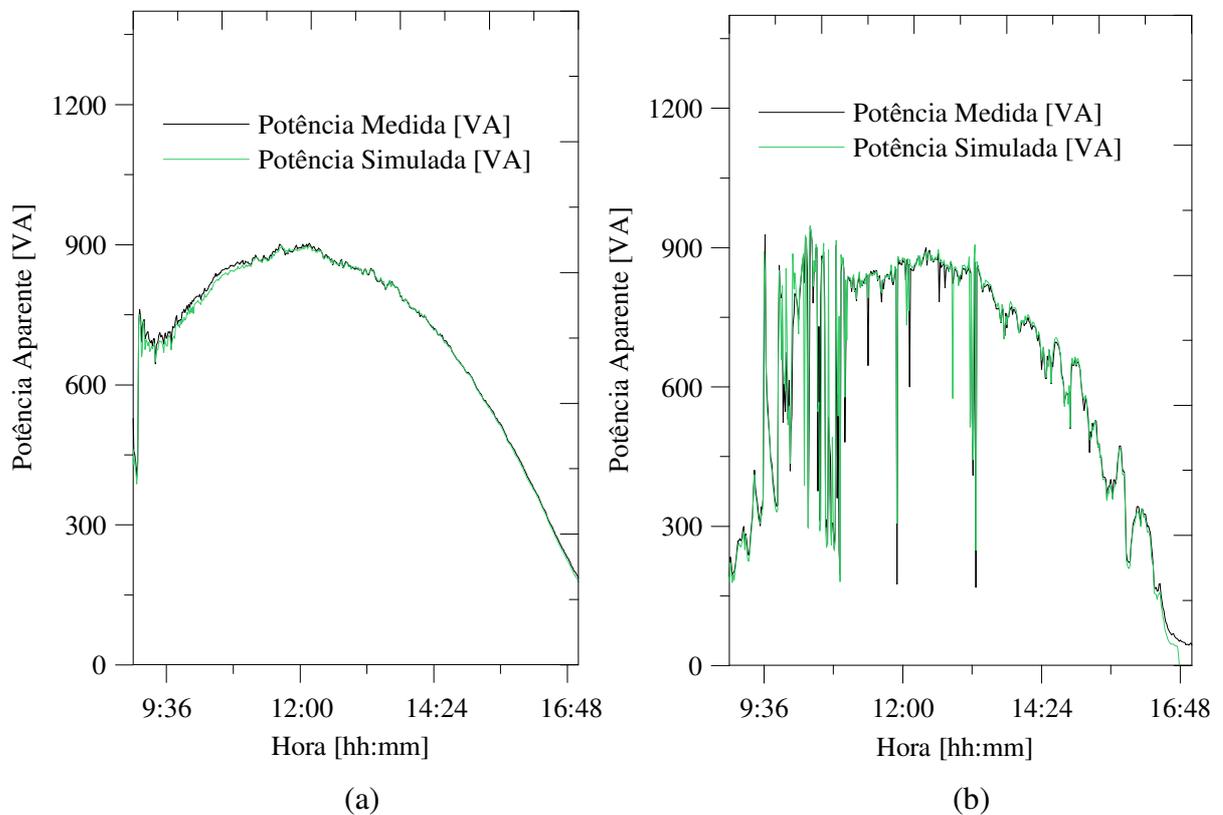


Figura 4.19 - Potência aparente no subsistema 3

Foi verificado ainda que em regiões de muito baixa potência aparente medida, a simulação apresentou potência aparente nula. Mais precisamente, quando a potência CC injetada no inversor é menor do que 15,4 W; pois para esses valores a equação utilizada para cálculo da potência CA real na saída do inversor não converge. Essa convergência depende dos coeficientes da equação da eficiência de conversão, e portanto, do inversor utilizado. Para o sistema estudado, esse problema ocorreu para radiações incidentes menores que 40 W/m<sup>2</sup>, tendo um peso na potência aparente da ordem de 1% na soma de todo o período simulado. Para a potência real, esse peso será ainda menor, pois em irradiancias muito baixas esta é significativamente inferior à aparente, já que o fator de potência nesses casos é baixo, conforme indicado pela Figura 2.11. Mesmo assim, é importante avaliar e contornar esse erro para a supervisão da usina, considerando os coeficientes de seu inversor. Caso contrário, para radiações muito baixas, o software SPV apresentará como resultado geração nula de potência, apesar de o sistema real estar gerando alguma quantidade, ainda que pequena.

Para melhor visualização dos resultados, a Figura 4.20 apresenta detalhes das comparações de potência aparente medida e simulada nos dias 12/10, 13/10, 15/10 e 16/10, para o subsistema 3 entre as 9h e as 17h.



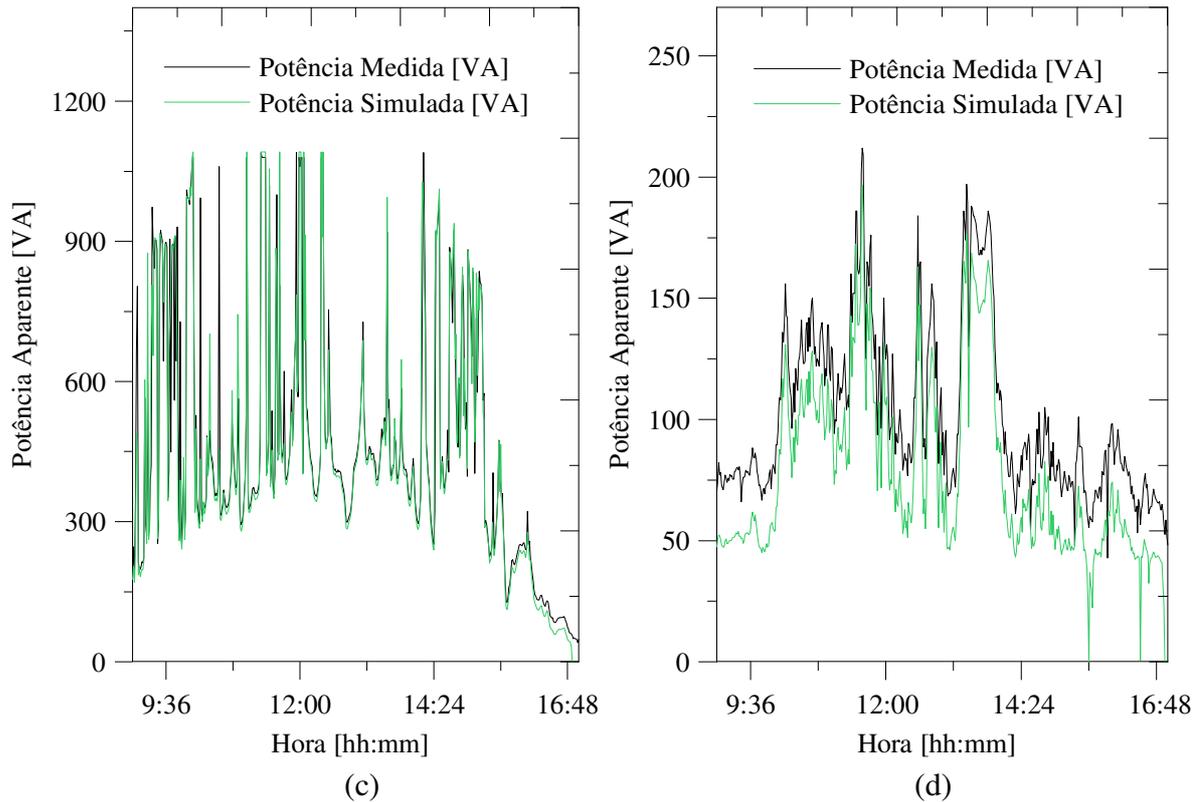


Figura 4.20 – Detalhes da potência aparente no subsistema 3 para os dias (a) 12/10, (b) 13/10, (c) 15/10 e (d) 16/10.

Com a Figura 4.20, é mais fácil notar que a simulação seguiu o comportamento medido de potência aparente para o subsistema 3 com boa precisão para os dias com boa irradiância. O dia 12/10, retratado em (a), é o dia com menor presença de nuvens, e o que obteve a melhor concordância nos resultados. Nos dias 13/10 e 15/10, expostos respectivamente em (b) e (c) e representando dois dias parcialmente nublados, o segundo com maior nebulosidade que o primeiro, a simulação também se comportou de maneira similar às medições, sendo parte das diferenças encontradas explicadas pela defasagem entre as medições de irradiância e tensão e corrente na saída do inversor. Já para o dia 16/10, mostrado em (d), que é um dia encoberto, a simulação indicou uma menor potência do que a registrada nas medições. Esse erro é reflexo dos problemas no cálculo da potência CC para baixas irradiâncias, discutidos na Seção 4.1.1.

## **5 A USINA SOLAR E ASPECTOS RELATIVOS A SEU MONITORAMENTO**

A usina fotovoltaica da qual faz parte esse trabalho foi um dos projetos selecionados para a Chamada Pública N°13/2011 da ANEEL, e será constituída de 10 conjuntos de 55 kW<sub>p</sub> de módulos fotovoltaicos, cada um conectado a um inversor, totalizando, assim, 550 kW<sub>p</sub>. Este capítulo apresenta os principais aspectos dessa usina, caracterizando seus equipamentos, expondo desenhos e imagens do local de instalação e discutindo aspectos como esquema de ligação e posicionamento ideais. É realizada ainda uma simulação do comportamento dessa usina em base anual com o software FVCONECT original, para estimar seu comportamento e a energia que será entregue por ela.

Posteriormente, é apresentada a implantação da rotina do software SPV capaz de simular os efeitos do sombreamento no comportamento da usina, completando as alterações necessárias para sua supervisão. Com o programa completo, é estudado um caso de influência do sombreamento, a partir da simulação de uma seção da usina em um dia de inverno de céu limpo gerado computacionalmente, já que a mesma ainda não se encontra instalada. Por fim, é sugerido um sistema de medição que forneça tanto os dados de entrada para o software quanto as condições de operação do sistema em tempo real.

### **5.1 Caracterização dos equipamentos**

Nesta seção, são apresentados os componentes básicos da usina solar em estudo neste trabalho. Suas características elétricas principais são expostas, bem como a compatibilidade entre os mesmos, além de serem discutidos parâmetros que serão importantes para a simulação desse sistema fotovoltaico.

#### **5.1.1 Módulos fotovoltaicos**

O modelo dos módulos fotovoltaicos da usina do projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre” ainda não foi definido, pois ficará a critério da empresa contratada para sua montagem. Porém, como diretrizes básicas, foram definidas as potências de pico, que deve ser de pelo menos 255 W<sub>p</sub>, com as dimensões

externas de 1,66 m x 0,99 m, que são as dimensões típicas para os módulos dessa faixa de potência.

Para a simulação computacional do sistema e discussões acerca de esquemas de ligação, é necessário adotar um modelo disponível comercialmente, definindo assim suas características elétricas. Foi selecionado, então, um módulo de silício monocristalino de 60 células, com potência de 255 W<sub>p</sub> de uma marca consolidada no mercado, sendo suas principais características apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Características básicas do módulo selecionado

V <sub>oc</sub>	38 V
I <sub>sc</sub>	8,92 A
P <sub>mp</sub>	255 W <sub>p</sub>
V <sub>mp</sub>	30,51 V
I <sub>mp</sub>	8,36 A
α	0,031 %/K
β	-0,31 %/K

### 5.1.2 Inversores

Os inversores que serão utilizados na usina foram desenvolvidos no Brasil, pela empresa CP Eletrônica, do grupo Schneider Electric, e possuem potência nominal de 50 kW. A cada unidade serão conectados 55 kW<sub>p</sub> de módulos fotovoltaicos. Esse aparente excesso de potência de módulos é comum em instalações fotovoltaicas, tendo sido encontrado por Dias, 2006, um fator de dimensionamento do inversor da ordem de 0,73, ou seja, potência nominal do inversor de 73% da potência de pico dos módulos como adequada para uma instalação na cidade de Porto Alegre. A utilização de 0,91 para a usina se deve ao fato de o inversor estar em desenvolvimento, optando-se, portanto, pela cautela a fim de evitar o superaquecimento de seus componentes.

As características básicas dos inversores, fornecidas pelo fabricante, são expressas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Dados do inversor fornecidos pelo fabricante

Entrada (CC)	Potência FV máxima recomendada (STC)	65000 W
	Potência CC máxima	53200 W
	Tensão CC máxima	700 V <sub>cc</sub>
	Tensão CC nominal	500 V <sub>cc</sub>
	Faixa de tensão SPMP	400 - 700 V <sub>cc</sub>
	Corrente de entrada máxima CC	133 A <sub>cc</sub>
Saída (CA)	Potência nominal CA	50000 W
	Tensão operacional CA nominal	208 / 220 / 380 V <sub>ac</sub>
	Frequência nominal	60 Hz
	Variação admissível da frequência	±0,5%
	Corrente máxima	160 A <sub>ac</sub>
	Consumo próprio	< 20 W
	Rendimento máximo	94%

Foram realizados, ainda, para esse inversor, por GEPOC, 2013, alguns ensaios e análises para avaliação de seu funcionamento. Desses estudos, os pontos de eficiência medidos a diferentes potências de saída, além da curva de ajuste obtida para a eficiência são apresentados na Figura 5.1.

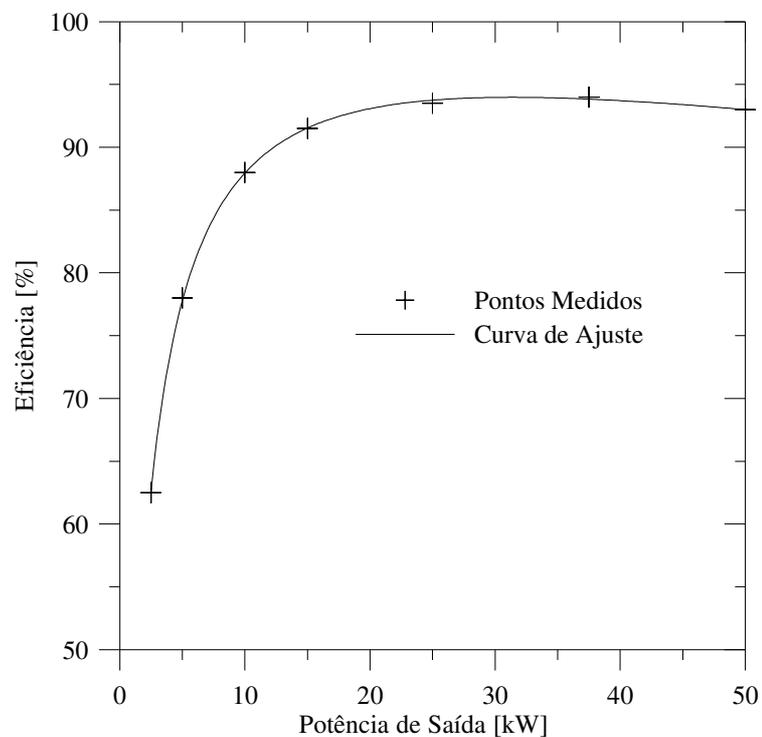


Figura 5.1 - Pontos medidos e curva de eficiência ajustada do inversor

O ajuste dos pontos medidos é feito com base na Equação 2.16, obtendo-se como resultado  $K0 = 0,032$ ,  $K1 = -0,0436$  e  $K2 = 0,09$  para seus três parâmetros. Esses coeficientes serão utilizados para as simulações apresentadas neste capítulo.

Ainda serão determinados os parâmetros referentes ao comportamento térmico dos inversores, a partir dos procedimentos experimentais descritos na Seção 2.8.4. Na etapa em que esta dissertação foi redigida os ensaios térmicos para esse inversor ainda não haviam sido realizados. Com a obtenção desses coeficientes, e utilizando-se do modelo presente no software, será possível simular a temperatura de operação do inversor, e adicionar ao programa eventuais efeitos decorrentes desta, tais como cortes de potência por superaquecimento ou variações na eficiência de conversão com a temperatura.

## **5.2 Usina solar fotovoltaica do projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre”**

Ao longo do desenvolvimento do projeto, algumas soluções foram propostas e analisadas, até se alcançar a configuração final que será usada na instalação. Um breve histórico dessas soluções, juntamente com a selecionada, esta mais detalhada, são apresentados nessa seção.

### **5.2.1 Histórico do projeto**

Inicialmente, a usina solar desse projeto seria dividida em três partes, instaladas uma na Usina do Gasômetro, outra na Fundação de Ciência e Tecnologia do Estado do Rio Grande do Sul (CIENTEC), além de uma terceira na linha experimental do aeromóvel, sendo as três construções próximas entre si. Devido a algumas dificuldades, e à mudança nas empresas envolvidas no projeto, com a entrada da Empresa de Trens Urbanos de Porto Alegre (TRENSURB), a localização foi alterada para os domínios dessa empresa.

A primeira proposta estudada nesse âmbito foi a construção da usina integrada à nova linha do aeromóvel, que liga a Estação Aeroporto da linha 1 do metrô de Porto Alegre ao Aeroporto Internacional Salgado Filho. Após algumas etapas de projeto e dimensionamento, foi exposto o modelo apresentado na Figura 5.2, elaborado pelos arquitetos do projeto, liderados pelo professor Benamy Turkienicz do SimmLab, da UFRGS.

Apesar dos esforços em viabilizar essa configuração, preferida pelo impacto visual positivo que proporcionaria, devido ao custo estimado para a estrutura, e à necessidade de utilizar parte dos recursos financeiros em subestações, essa opção foi descartada, partindo-se para o estudo da instalação da usina nos telhados de dois prédios da empresa TRENSURB, localizados também próximos ao aeroporto de Porto Alegre. Os detalhes desse projeto final são apresentados nas seções seguintes.



Figura 5.2 - Usina integrada à linha do aeromóvel conforme proposta do SimmLab/UFRGS

### 5.2.2 Local disponível para a instalação da usina

O espaço disponibilizado pela empresa TRENSURB para instalação da usina solar consiste nos telhados de dois prédios de propriedade da empresa, a oficina e o depósito de seus trens. A Figura 5.3 apresenta uma imagem de satélite do local, obtida com o software Google Earth, na qual são vistos no canto inferior esquerdo um prédio mais largo, o depósito, e na parte superior, mais ao centro, um prédio mais longo, a oficina.

O depósito possui 36 telhados, sendo 3 em sua largura e 12 em comprimento, enquanto a oficina possui 26 telhados iguais aos do depósito, além de 14 mais estreitos. Além dos telhados dos prédios, nos quais serão instalados os módulos fotovoltaicos, há espaço

disponível no solo para os demais equipamentos, tais como os inversores e a central meteorológica.

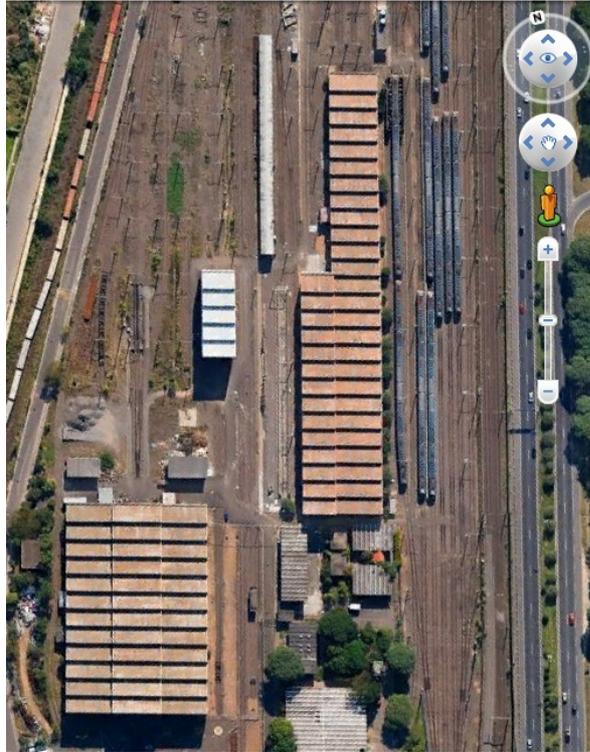


Figura 5.3 – Vista aérea dos prédios disponíveis para a instalação da usina

Fonte: Google Earth

Ainda no software Google Earth, está disponível um modelo tridimensional do depósito, que é mostrado na Figura 5.4.

Nesse modelo, é possível perceber que os telhados centrais possuem maior altura que os laterais, levando a ocorrência de sombras na parte mais baixas em determinados momentos. O mesmo ocorre com os telhados mais estreitos da oficina, mais altos que os largos.

Foram disponibilizadas pela TRENSURB as plantas dos dois prédios. A partir destas, e de visitas ao local, os mesmos foram reproduzidos com a ferramenta de CAD Trimble SketchUp Make 2014, sendo esse modelo com suas principais cotas mostrado na Figura 5.5.



Figura 5.4 – Modelo tridimensional do prédio do depósito

Fonte: Google Earth

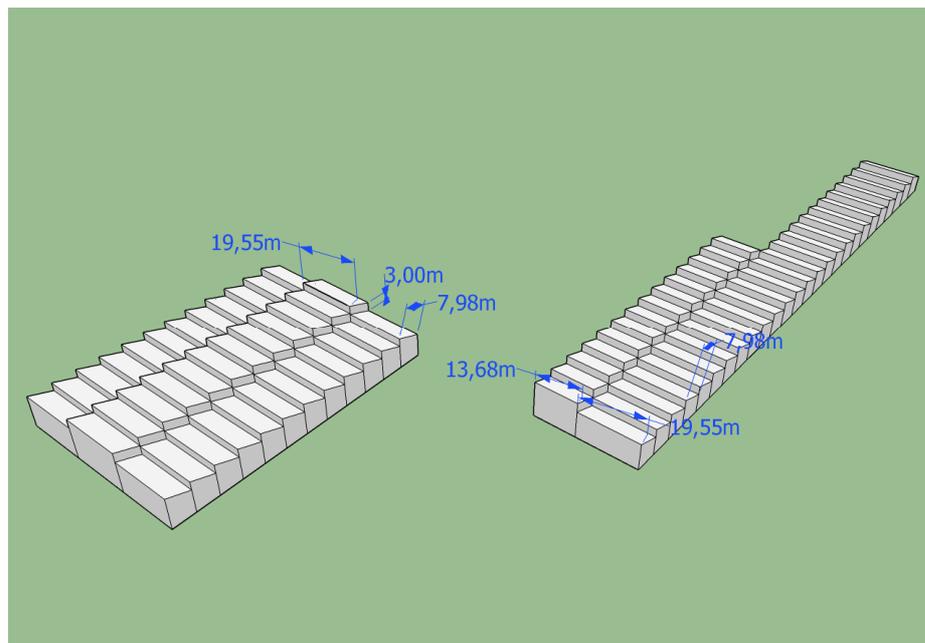


Figura 5.5 - Modelo dos prédios disponíveis para a instalação da usina

A inclinação dos telhados é de  $20^\circ$ , e seu azimute é de  $-167,8^\circ$ , ou seja,  $12,2^\circ$  voltado para Leste em relação ao Norte. O azimute ideal para instalações no hemisfério sul é de  $180^\circ$ , voltado para o Norte. Já a melhor inclinação para aproveitamento da radiação solar direta é igual à latitude local. Porém, devido às condições climáticas locais, é possível que se obtenha mais energia em média anual em inclinações diferentes a esta. Piccoli et al., 2014, realizaram um estudo a partir do arquivo climático de Porto Alegre, disponibilizado pelo Laboratório de

Eficiência Energética em Edificações da Universidade Federal de Santa Catarina, que é obtido pelo método TMY (Typical Meteorological Year) utilizando dados horários registrados pelo INMET entre os anos de 2000 e 2010. Os ângulos de inclinação analisados foram de 10°, 20°, 30° e 40°, dentre os quais o plano inclinado a 20° obteve mais energia na média anual, pois os meses de inverno apresentam maior nebulosidade que os de verão.

### 5.2.3 Esquema de ligação

A fim de compatibilizar as tensões e correntes elétricas de operação do arranjo fotovoltaico com os inversores, é necessário escolher um esquema de ligação adequado. Como a tensão nominal dos inversores é de 500 Vcc, a quantidade de módulos em série deve ser tal que forneça aproximadamente essa tensão em condições usuais de operação. A condição frequentemente utilizada para esse tipo de análise é a condição normal de operação (NOCT), que corresponde a uma irradiância de 800 W/m<sup>2</sup> e temperatura ambiente de 20° C, para a qual são fornecidos em catálogo os pontos de circuito aberto, curto-circuito e máxima potência. Para o modelo de módulo selecionado, a tensão de máxima potência na condição NOCT é de 27,6 V, sendo adequada a ligação de 18 módulos em série, correspondendo a uma tensão de 497 V nessa condição. Cada uma dessas séries possui potência nominal de 4590 W. Ao se conectar 12 dessas séries em paralelo, portanto, a potência nominal do arranjo atinge 55 kW, que é o valor estabelecido de potência para cada inversor. Os principais parâmetros resultantes para uma seção da usina com essa configuração são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Parâmetros para uma seção da usina nas condições STC e NOCT

STC		NOCT	
Voc	684 V	Voc	625 V
Isc	107 A	Isc	87 A
Vmp	546 V	Vmp	497 V
Imp	101 A	Imp	81 A
Pmp	55 kW	Pmp	40 kW

É importante notar que mesmo para a condição STC, a tensão do arranjo se encontra dentro da faixa de tensões de operação do inversor, assim como a corrente do arranjo, que fica abaixo da máxima suportada pelo inversor. A Figura 5.6 mostra um diagrama de ligação de

uma seção da usina. Além do arranjo de 18 por 12 módulos fotovoltaicos, é representada ainda a caixa de conexões (*string box*), que será posicionada também no nível do telhado, e os equipamentos instalados no nível do solo: chaves seccionadoras CC e CA, sensores de medição e inversor.

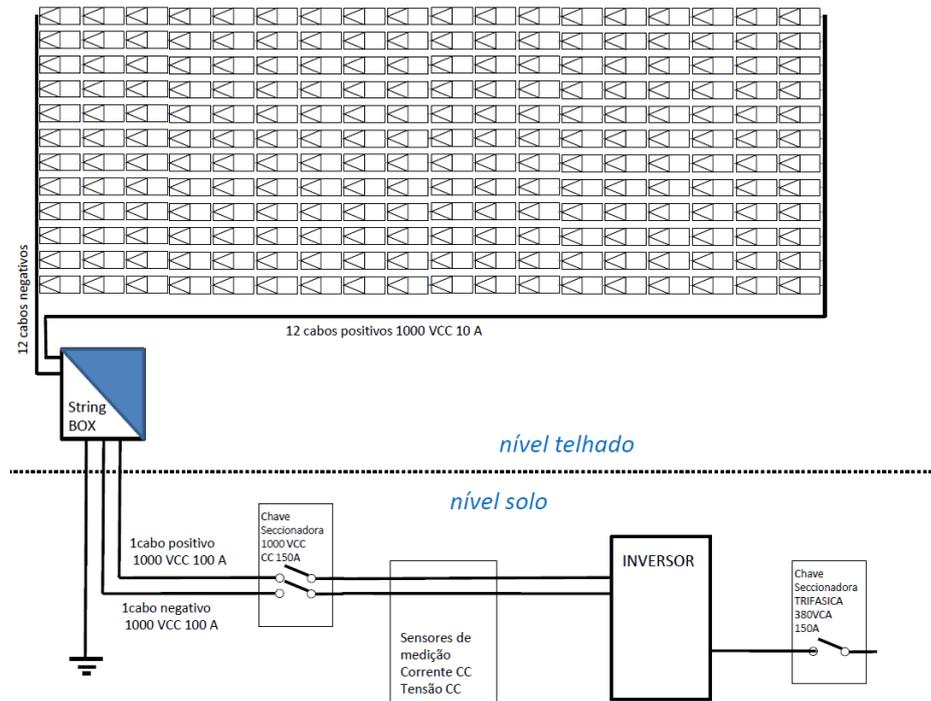


Figura 5.6 - Diagrama de ligação de uma seção da usina

Ainda com o objetivo de estudar a compatibilidade dessa ligação com o inversor utilizado, a Figura 5.7 traz algumas curvas do sistema em três condições de operação típicas: irradiâncias de  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $800 \text{ W/m}^2$  e  $600 \text{ W/m}^2$  e temperatura dos módulos de  $55,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $48,4 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $41,3 \text{ }^\circ\text{C}$ , respectivamente, comparando-as com a faixa de trabalho ideal do inversor.

A área destacada em azul na Figura 5.7 representa a faixa de operação do inversor, com o retângulo menor indicando sua tensão nominal. Nas três condições estudadas, a tensão de máxima potência do arranjo fica na faixa de tensões de operação do inversor, não se distanciando significativamente da tensão nominal de  $500 \text{ V}$ .

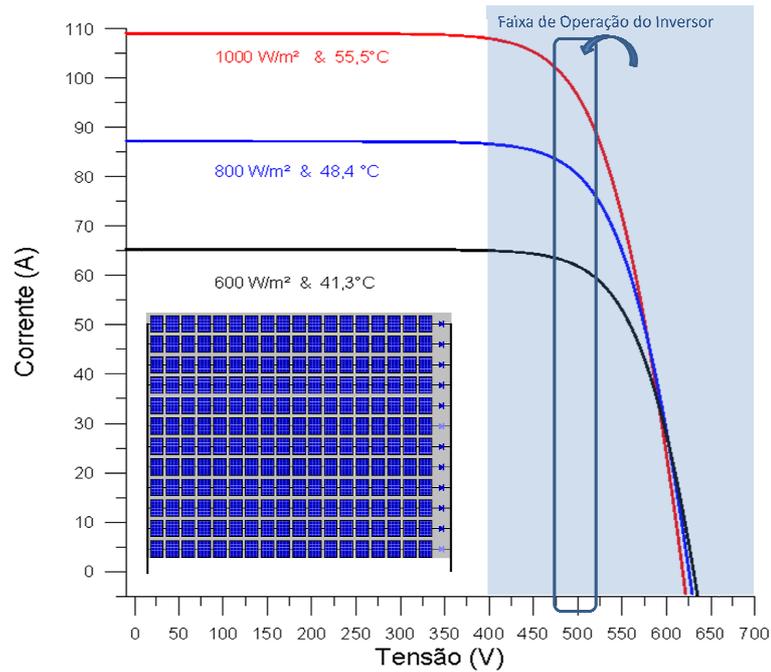


Figura 5.7 - Compatibilidade entre o arranjo e o inversor

#### 5.2.4 Escolha do posicionamento dos componentes no espaço disponível

Definido o esquema de ligação da usina, é necessário então conciliá-lo com o espaço disponível nos prédios, com a preocupação de evitar o sombreamento excessivo nos módulos devido à diferença de altura entre as partes dos prédios. Verificou-se que cada uma das superfícies mais largas é capaz de abrigar uma série de 18 módulos fotovoltaicos em sua largura, e 3 dessas séries no sentido transversal, sendo necessários 4 telhados para a ligação de um inversor. A partir dessas premissas, chegou-se à configuração de instalação apresentada na Figura 5.8.

Além do posicionamento dos módulos no topo dos prédios, a Figura 5.8 indica ainda a localização aproximada dos contêineres onde serão abrigados os inversores, cada uma referente a cinco subsistemas e próxima a um dos prédios, representadas em vermelho, e da estação meteorológica, em azul.

Cada contêiner, além de cinco inversores, abrigará caixas com dispositivos de medição dos parâmetros de operação do sistema, além de um transformador de baixa para média tensão, possibilitando a conexão no circuito de média tensão disponível no local.

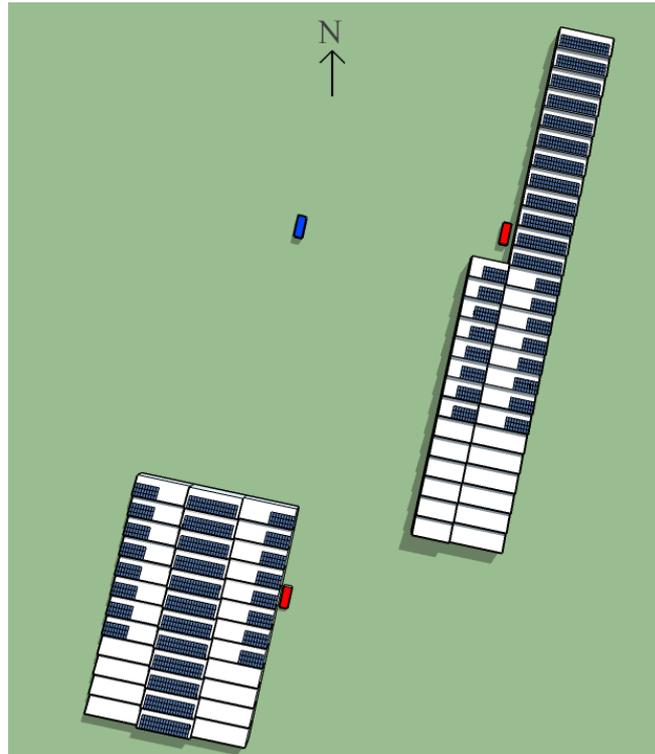
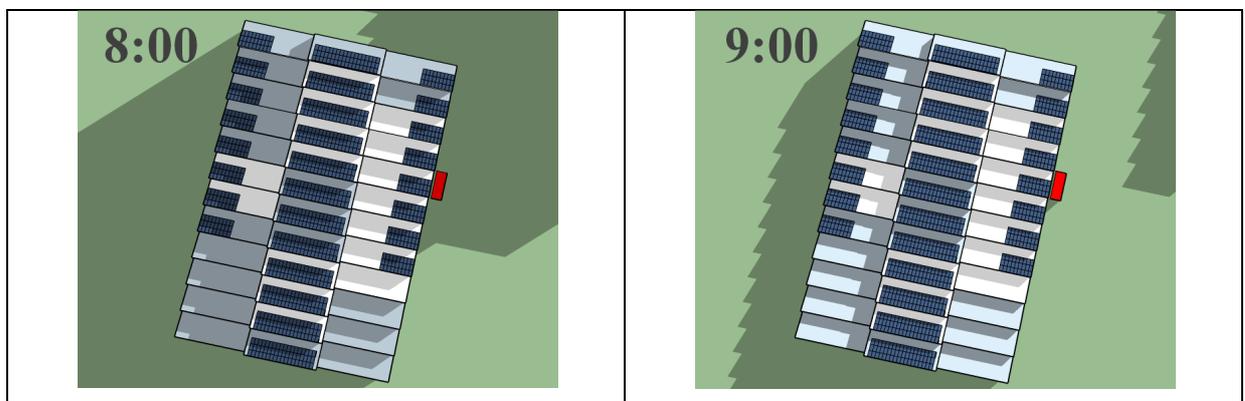


Figura 5.8 - Esquema de instalação da usina

O fato dos telhados mais largos serem capazes de acomodar uma série de módulos por linha facilita as ligações elétricas. Essa configuração só não foi adotada em todos os telhados devido ao sombreamento nos mais baixos, e devido à menor largura de parte deles na oficina. Nesses casos, cada linha possui 9 módulos fotovoltaicos, sendo necessárias duas linhas para completar uma série, e oito telhados para a ligação de um inversor. A Figura 5.9 ilustra o sombreamento que ocorre nos telhados do depósito no solstício de inverno.



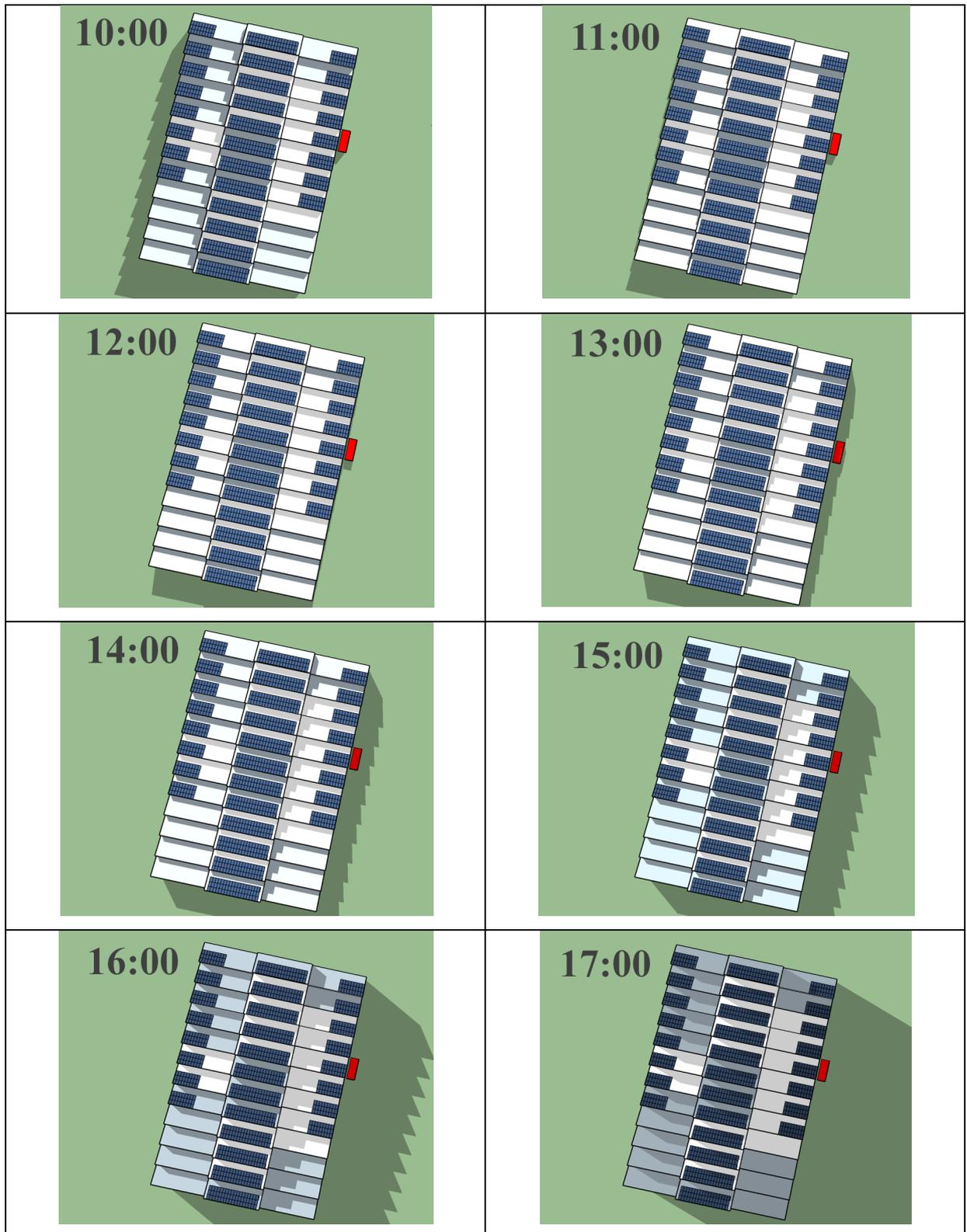


Figura 5.9 – Sombreamento nos telhados do depósito no solstício de inverno, das 8h às 17h

Caso toda largura dos telhados mais baixos fosse utilizada, parte dos módulos não receberia radiação direta em boa parte do dia, levando a uma redução da potência produzida e da eficiência do sistema. Pelo mesmo motivo, apesar de haver espaço físico para uma quarta fileira em cada telhado, essa possibilidade foi descartada, pois em certos períodos do ano essa série ficaria sem receber radiação direta durante todo o dia, desperdiçando seu potencial de geração de energia.

### **5.2.5 Estimativa das perdas anuais por sombreamento**

Para cada dia do ano, e em cada instante do dia, a posição aparente do Sol para um observador na Terra é diferente. Portanto, a ocorrência de sombreamento também varia continuamente ao longo do ano. É possível calcular a posição aparente do Sol, e a partir de cálculos geométricos, avaliar a existência de um obstáculo à radiação direta para cada um dos módulos a cada momento. O software Trimble Sketch Up Make 2014 possui essa funcionalidade, bastando-se inserir dia, hora e latitude local.

Tal função foi utilizada para uma estimativa preliminar de quanta energia deixa de ser aproveitada com a configuração selecionada para a usina. Tomando o dia 15 de cada mês, foi visualizada a quantidade de módulos sombreados a cada hora. Posteriormente, com o software Radiasol 2, foi gerado um arquivo com as irradiâncias global, direta, difusa e de albedo para um dia típico de cada mês da cidade de Porto Alegre, com a inclinação de 20° e azimute 12° Leste em relação ao Norte. A seguir, foi descontada a parcela de radiação direta proporcional à quantidade de módulos sombreados verificados em cada hora. Comparando a energia integrada após esse desconto com a total, chegou-se a uma perda de 0,67%.

A Tabela 5.4 apresenta esse procedimento, mostrando apenas os horários nos quais ocorreu sombreamento. Essa análise, embora simplificada, é um indicativo que a perda de energia em média anual pela decorrência dos sombreamentos é pequena, sendo essa disposição da usina nos telhados, portanto, adequada do ponto de vista do aproveitamento do recurso solar disponível. Os meses de Novembro, Dezembro e Janeiro não aparecem na tabela, pois não há sombreamentos no sistema no dia selecionado para análise nestes meses.

Tabela 5.4 - Estimativa de perdas por sombreamento

Mês	Hora	Direta [W/m <sup>2</sup> ]	Difusa [W/m <sup>2</sup> ]	Inclinada [W/m <sup>2</sup> ]	Perda [W/m <sup>2</sup> ]	Quantidade de Módulos Sombreados	Inclinada Corrigida [W/m <sup>2</sup> ]
2	7	79	167	246	2,6	<b>72</b>	243,4
3	7	69	125	195	11,2	<b>352</b>	183,8
4	7	63	94	157	21,1	<b>723</b>	135,9
4	8	149	150	300	32,3	<b>468</b>	267,7
5	8	127	127	255	33,6	<b>571</b>	221,4
5	9	253	162	416	68,2	<b>582</b>	347,8
6	8	81	107	188	40,5	<b>1080</b>	147,5
6	9	196	169	367	52,4	<b>577</b>	314,6
6	16	28	46	73	0,4	<b>30</b>	72,6
7	8	96	130	227	36,2	<b>815</b>	190,8
7	9	154	193	348	42,1	<b>591</b>	305,9
8	8	75	148	224	17,5	<b>503</b>	206,5
9	7	38	108	146	8,0	<b>453</b>	138,0
10	7	64	146	211	1,2	<b>42</b>	209,8
<b>Média sem perdas [W/m<sup>2</sup>]</b>				251,0	<b>Média com perdas [W/m<sup>2</sup>]</b>		249,3
<b>Perda Verificada</b>				<b>0,67%</b>			

### 5.3 Simulação de um ano típico

Com a finalidade de testar a capacidade do software de simular um sistema de maior porte como o da usina em questão, além de avaliar o funcionamento do modelo de eficiência desse inversor, os parâmetros dos módulos e dos inversores foram inseridos no programa, e se simulou o comportamento de uma seção da usina (216 módulos e um inversor) para o período de um ano. Nesse caso, utilizou-se o ano meteorológico típico para a cidade de Porto Alegre e a temperatura dos módulos foi calculada a partir da temperatura ambiente e da radiação incidente, ou seja, foi adotado o software FVCONECT original, sem as alterações propostas para o monitoramento da usina. Foram necessários apenas pequenos ajustes no código para adequação do porte do sistema, maior do que o previsto quando da programação do software.

A Tabela 5.5 apresenta a energia mensal entregue por uma seção da usina à rede segundo a simulação.

Tabela 5.5 - Energia mensal entregue por um inversor da usina

<b>Mês</b>	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho
<b>Energia [kW.h]</b>	7336,3	6430,6	6468,8	5751,5	4818,4	4011,7
<b>Mês</b>	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
<b>Energia [kW.h]</b>	4902,9	5283,6	5865,9	7175,2	7387,0	7863,1

Somando os meses, chega-se a um total de 73,29 MWh para cada seção da usina, ou 732,9 MWh para a usina completa, já que todas as seções possuem a mesma potência e mesma orientação. É importante ressaltar que trata-se de uma estimativa, possivelmente superestimando a quantidade de energia que realmente seria produzida, pois alguns fatores não foram levados em conta. Por exemplo, o seguimento do ponto de máxima potência e o comportamento térmico desse inversor não foram analisados, nem foram levadas em conta as perdas por sombreamento, devendo esses fatores reduzir a energia entregue à rede.

Outra análise interessante que a simulação possibilita é a dos extremos de operação do sistema. O valor máximo de corrente elétrica contínua na entrada do inversor ao longo do ano foi de 112 A, enquanto a maior tensão CC encontrada foi de cerca de 550 V. Já a potência máxima na entrada do inversor foi de cerca de 50 kW, próximo a sua potência nominal, e 5 kW abaixo da potência nominal dos módulos, o que era esperado, pois ao gerar essa potência os mesmos se encontram em uma temperatura superior a da condição STC. É provável, então, que os cortes por excesso de potência discutidos na Seção 4.3, nos quais o software possui algumas dificuldades na simulação da tensão e da corrente de operação, não ocorram nesta usina.

Portanto, segundo a simulação em base horária, os limites de operação do inversor são respeitados ao longo de todo o ano. Deve-se advertir, porém, que a simulação é feita com base em um ano meteorológico típico da região, podendo ocorrer situações mais críticas em um ano real. Ainda, a simulação em base horária fornece dados médios de cada hora, amortecendo variações que ocorrem em tempos mais curtos. Logo, em períodos menores que uma hora, há situações mais extremas do que os valores citados como máximos. Contudo, há uma margem de segurança nos máximos obtidos, de forma que os limites do inversor, se forem ultrapassados, o serão apenas por alguns instantes, o que não deve causar falhas em sua operação.

Para ilustrar o comportamento da eficiência do inversor, foi escolhido um dia ensolarado, do qual se tomou a potência de saída e a eficiência do mesmo, apresentando-se esse resultado na Figura 5.10.

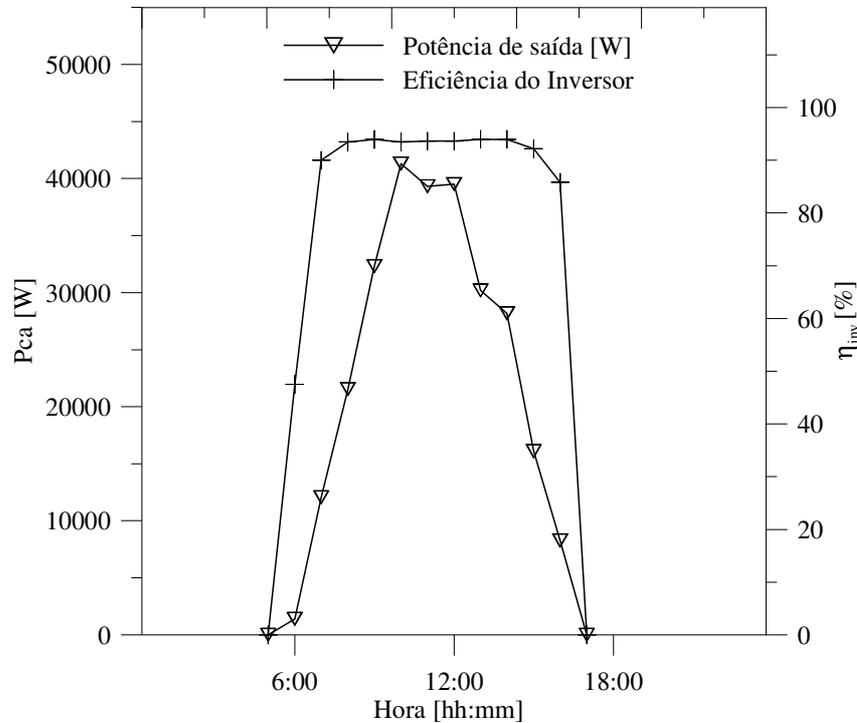


Figura 5.10 - Eficiência do inversor ao longo de um dia ensolarado

Apesar de a curva de eficiência do inversor, apresentada na Figura 5.1, mostrar que a eficiência cai significativamente para potências mais baixas, se conclui da Figura 5.10 que para dias com boa irradiância o mesmo trabalha a maior parte do tempo em eficiências superiores a 90%.

#### 5.4 Efeitos do sombreamento

Conforme estudado na seção 5.2.4, as perdas de potência do sistema devido ao sombreamento em base anual são pouco significativas. Porém, em determinados instantes, é possível que a não consideração desse efeito leve a diferenças razoáveis entre a energia efetivamente produzida e a calculada pelo programa. Portanto, no desenvolvimento do software, foi adicionada uma rotina para consideração de sombreamento em parte dos módulos a cada instante. Para tanto, é necessário fornecer como dado de entrada um arquivo

que informe se há ou não sombra em cada um dos módulos a cada momento, e caso o haja, o programa desconsidera a parcela da radiação direta para os mesmos, montando a curva do sistema nessas condições e calculando os demais parâmetros normalmente.

Para a geração do arquivo de entrada com o sombreamento de cada módulo ao longo do ano, observou-se a semelhança entre a incidência de sombra em diversos telhados dos prédios, sendo encontrados nove diferentes casos. Com o auxílio do software Energy Plus, disponibilizado pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL), dos Estados Unidos, que possui integração com o Sketch Up, serão calculadas as frações de radiação direta recebidas por cada um dos módulos da usina a cada 15 minutos.

Como o valor de saída é uma fração de sombreamento, é necessário estipular um valor a partir do qual se considera que o módulo está sombreado, pois o software SPV apenas considera duas alternativas: ou o módulo está recebendo toda a radiação direta disponível, ou nenhuma. Analisando a Figura 5.9, se percebe que na maior parte dos casos o sombreamento é no sentido transversal dos módulos. A Figura 5.11 mostra um módulo semelhante ao que será utilizado na usina.

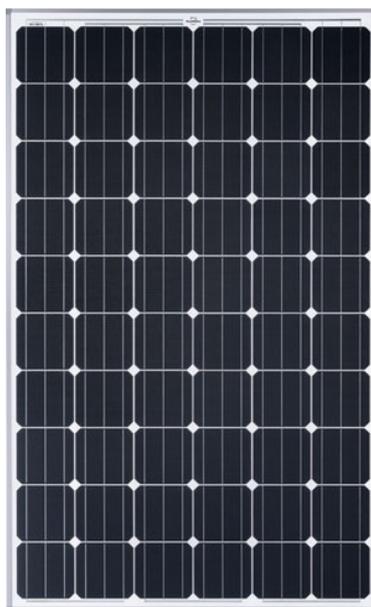


Figura 5.11 – Módulo fotovoltaico de 60 células

Fonte: [www.solarworld-usa.com](http://www.solarworld-usa.com)

Um bloqueio no sentido transversal representa sombrear de 6 em 6 células desse módulo. Porém, esses módulos são constituídos de 3 séries de 20 células, cada uma composta

por duas colunas de dez células, possuindo cada uma dessas séries seu diodo de *bypass*. Portanto, se ocorrer um bloqueio da radiação direta da fila superior de células desse módulo, por exemplo, as 3 séries nele presentes são afetadas, sendo o efeito o mesmo que se teria caso nenhuma das células do módulo recebesse radiação direta. Como a grande maioria dos sombreamentos na usina ocorre nesse sentido, frações de sombra maiores que 10% são consideradas como sombreamento total.

#### **5.4.1 Estudo de caso limite – solstício de inverno sem nuvens**

A maior incidência de sombras na usina fotovoltaica ocorre no solstício de inverno, já que esse é o dia no qual a posição aparente do Sol tem sua menor altitude ao longo do ano. Para avaliar o quão prejudicial pode ser esse bloqueio da radiação direta, é estudado um caso extremo, que é o de um dia hipotético com a posição do Sol tal qual a do solstício de inverno, sem nuvens. Esse é o caso limite da influência do sombreamento no sistema, já que a não ocorrência de nuvens faz com que a fração de radiação direta seja a maior possível.

Os dados de radiação para esse dia hipotético foram gerados com o software Simple Module of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine (SMARTS), desenvolvido pelo NREL, que tem como função principal o estudo da influência de diversos parâmetros no espectro da radiação solar. Entre as possíveis saídas desse programa, está a radiação em um plano inclinado, dividida entre direta, difusa e de albedo, para um plano com certa inclinação e azimute para a latitude selecionada, fornecendo também o ângulo de incidência entre a radiação e o plano. Como o resultado é gerado para um minuto determinado do ano, o programa foi rodado diversas vezes, até que fosse possível montar o comportamento da radiação ao longo de todo o dia.

Foi necessário ainda considerar o fator de modificação da radiação direta pelo ângulo de incidência. Os parâmetros da curva de um módulo fotovoltaico em função da radiação são gerados com o ângulo de incidência zero, ou seja, radiação perpendicular ao plano do módulo. Quando esse ângulo é não nulo, a reflexão e a absorção em seu vidro são maiores, reduzindo a fração de radiação que chega às células. O fator modificador é calculado a partir do conjunto de Equações 5.1 a 5.6, apresentadas em Duffie e Beckman, 1980.

$$n_1 \text{sen} \theta_i = n_2 \text{sen} \theta_t \quad (5.1)$$

$$R_{\perp} = \left[ \frac{\text{sen}(\theta_t - \theta_i)}{\text{sen}(\theta_t + \theta_i)} \right]^2 \quad (5.2)$$

$$R_{//} = \left[ \frac{\tan(\theta_t - \theta_i)}{\tan(\theta_t + \theta_i)} \right]^2 \quad (5.3)$$

$$\tau_r = \frac{1}{2} \left( \frac{1 - R_{//}}{1 + R_{//}} \right) \left( \frac{1 - R_{\perp}}{1 + R_{\perp}} \right) \quad (5.4)$$

$$\tau_a = \exp \left[ \frac{-k_e L}{\cos(\theta_t)} \right] \quad (5.5)$$

Nessas equações,  $\theta_i$  é o ângulo de incidência,  $\theta_t$  o ângulo de transmissão,  $n$  é o índice de refração do meio,  $R_{\perp}$  o coeficiente de reflexão para polarizações perpendiculares ao campo elétrico da onda incidente,  $R_{//}$  o coeficiente de reflexão para polarizações paralelas a esse campo,  $\tau_r$  a transmissividade descontando-se apenas a reflexão,  $\tau_a$  a transmissividade considerando somente as perdas por absorção,  $k_e$  é o coeficiente de extinção, dependente do material,  $L$  a espessura do material transparente.

Como os parâmetros de catálogo do módulo fotovoltaico já consideram a reflexão e absorção para a radiação perpendicular ao mesmo, divide-se o produto  $\tau_r \tau_a$  pela transmissividade do módulo para ângulo de incidência nulo, que é de 83,21% para o modelo considerado, resultando na Equação 5.6.

$$\tau = \frac{\tau_r \tau_a}{0,8321} \quad (5.6)$$

sendo  $\tau$  a transmissividade total do material, considerando os efeitos de absorção e reflexão. Esse resultado é então aplicado na radiação direta obtida pelo SMARTS, obtendo-se a curva de radiação direta efetiva para os módulos. As radiações total e direta após a correção, além da difusa, são mostradas na Figura 5.12.

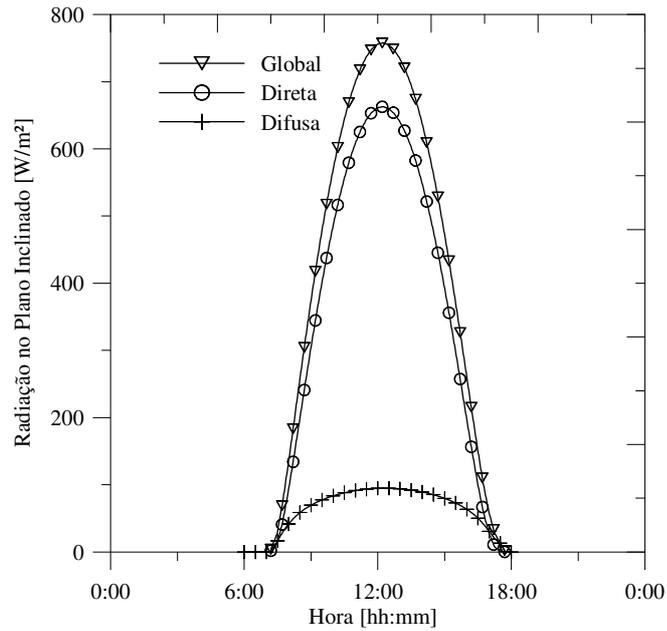


Figura 5.12 - Radiação no plano inclinado para o dia simulado

Após a geração dos dados climáticos, foi simulado no software SPV o comportamento de uma seção da usina ao longo desse dia. Os dados dos módulos e inversores utilizados foram os descritos nas seções anteriores desse capítulo. Foi selecionada então, a seção da usina para a qual se analisou o efeito do sombreamento, destacada na Figura 5.13, sendo esta a que possui incidência de sombras mais críticas ao longo desse dia.

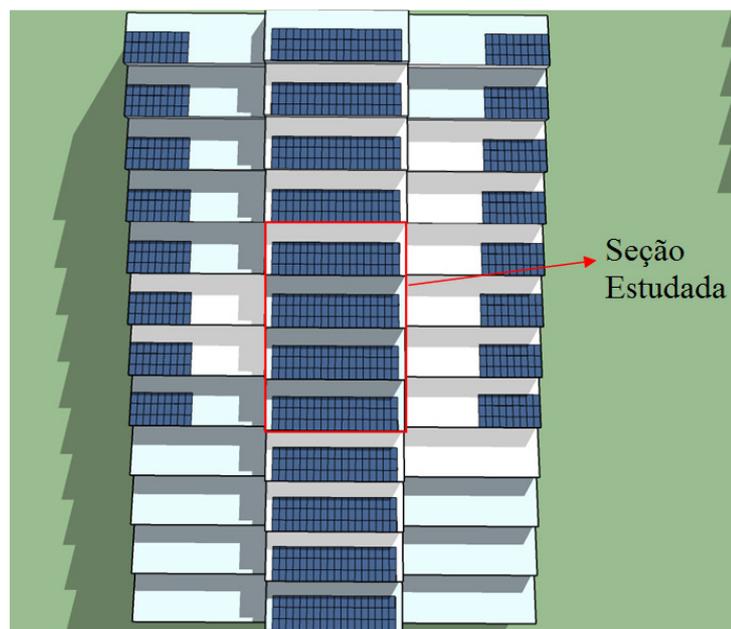


Figura 5.13 - Seção da usina selecionada

Tomando-se a quantidade de módulos sombreados ao longo do tempo visualizada a cada 15 minutos, foi feita uma segunda simulação, descontando a radiação direta nos módulos que se encontrassem sombreados. Novamente foram considerados totalmente sombreados os módulos que apresentassem bloqueio da radiação direta em mais de 10% de sua área. A Figura 5.14 apresenta a comparação da potência produzida em ambos os casos.

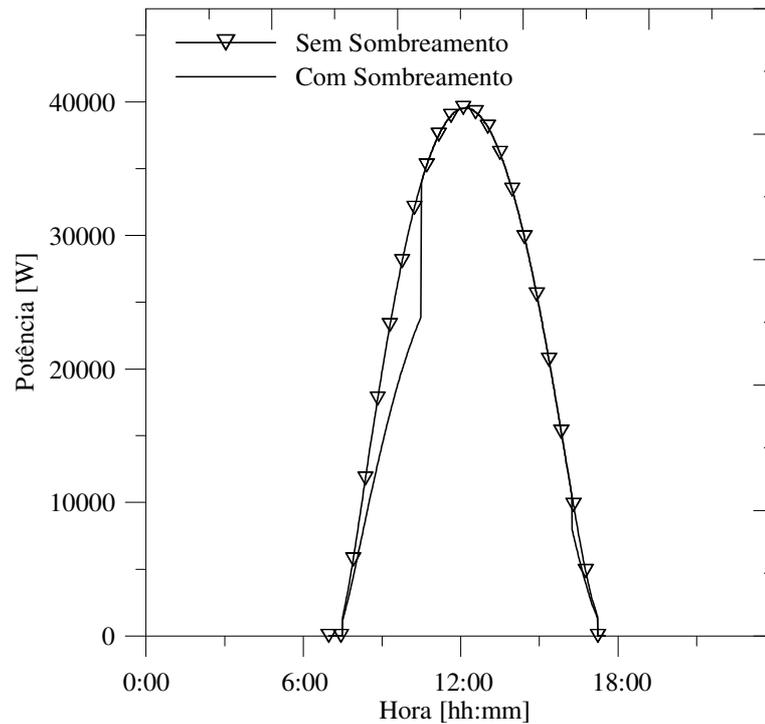


Figura 5.14 - Potência entregue pelo inversor com e sem os sombreamentos

Integrando esse resultado em todo o dia, encontra-se uma energia total de 227 kWh sem os sombreamentos e de 210,4 kWh ao considerá-los, ou seja, a incidência de sombras no sistema causa uma perda total de 7,3% de energia. Para melhor avaliação do comportamento dessas perdas, a Figura 5.15 compara a porcentagem de módulos sombreados com a energia perdida em decorrência desse efeito ao longo do tempo.

É interessante notar que no início do dia, quando a radiação direta tem menor importância no total incidente, a perda percentual de energia é significativamente menor do que a porcentagem de módulos sombreados, pois estes continuam aproveitando a radiação difusa. Quando a radiação passa a ser predominantemente direta, essas frações se aproximam, chegando a potência perdida a cerca de 30% entre as 10:15 e as 10:29, quando um terço dos módulos possui bloqueio da radiação direta.

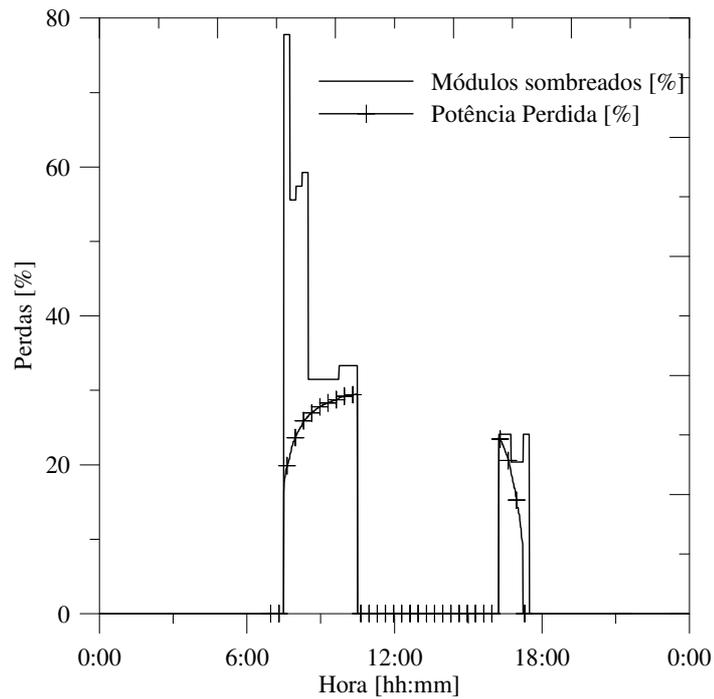


Figura 5.15 - Comparação entre quantidade de módulos sombreados e energia perdida

Outra observação relevante é que em alguns casos essas perdas são causadas por sombras que atingem pequenas frações dos módulos. Na Figura 5.16 é possível visualizar que, às 10:00 do solstício de inverno, um terço dos módulos se comporta como sombreado; porém, apenas 20 cm, contados a partir do topo da borda superior dos módulos, não recebe radiação direta, ou seja, uma área equivalente a 12% dos mesmos.

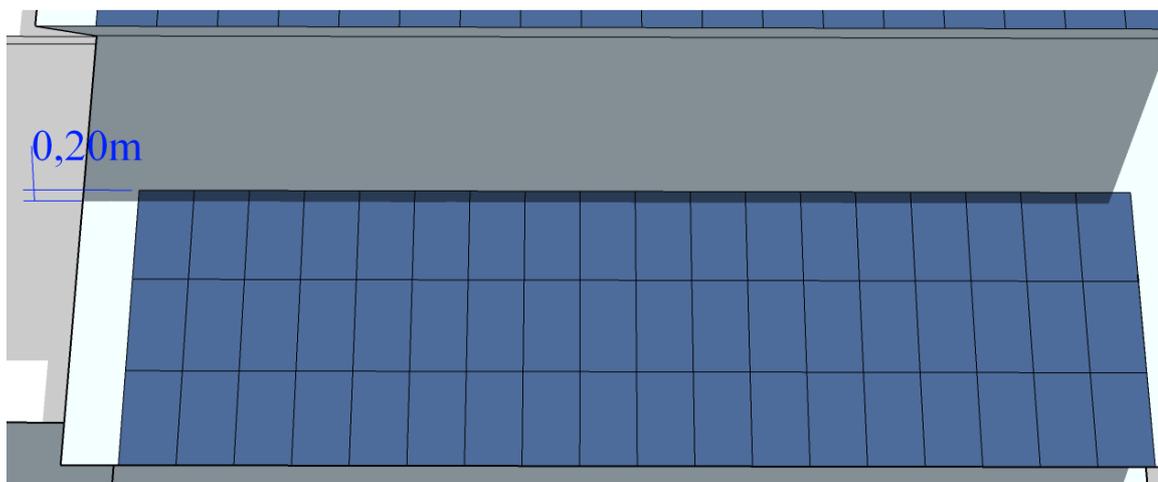


Figura 5.16 - Sombreamento de um telhado às 10h

Esse caso simulado demonstra que apesar de em média anual o efeito dos sombreamentos na usina ser relativamente pequeno, conforme estudado na seção 5.2.4, em certos momentos estes podem ser muito significativos. Fica evidente, portanto, a importância do software SPV, e da rotina de simulação dos efeitos da sombra, pois, caso não houvesse a previsão calculada pelo mesmo, uma queda de produção dessa ordem poderia ser interpretada pelo operador da usina como uma falha, quando se trata de uma situação normal de operação.

## 5.5 Sistema de medição e aquisição de dados

O correto acompanhamento da produção da usina, o e uso do software SPV desenvolvido nessa dissertação dependem de um sistema de medição e aquisição de dados apropriado.

Cada arranjo do sistema fotovoltaico será conectado a uma caixa de conexões semelhante à mostrada na Figura 5.17, que contém, para cada série, um fusível ligado no terminal positivo e um fusível conectado ao terminal negativo. Por sua vez os terminais positivo e negativo são protegidos por um DPS (dispositivo de proteção contra surtos) duplo para cada polaridade. Os módulos ficam em flutuação, nem o terminal positivo nem o negativo ficam aterrados. As molduras metálicas dos módulos são aterradas por um condutor até uma haste de aterramento. A Figura 5.18 apresenta um diagrama das ligações da caixa de conexões.



Figura 5.17 – Caixa de conexões semelhante às que serão utilizadas na usina

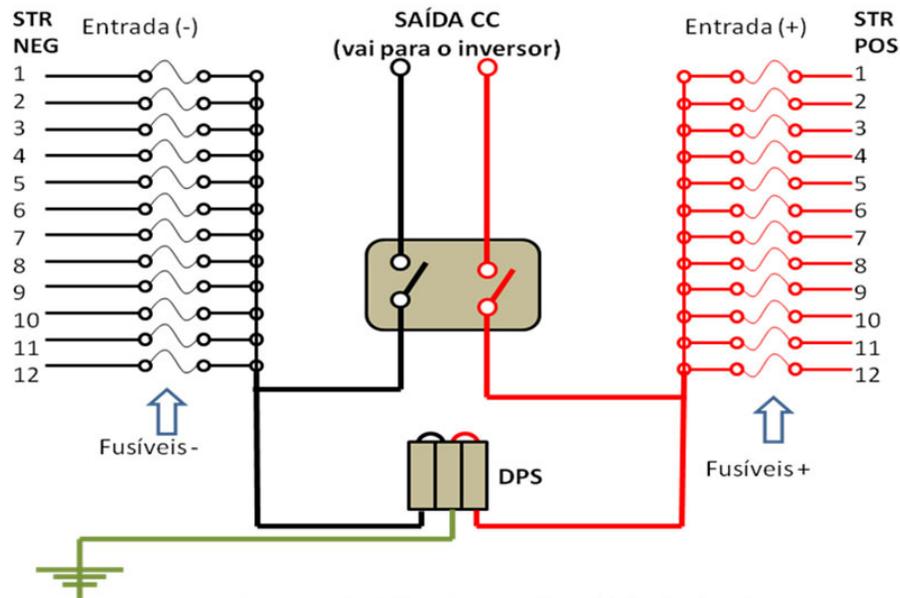


Figura 5.18 Diagrama da caixa de conexões

Essas caixas de conexões também possuem chave seccionadora, possibilitando que se desconecte facilmente um arranjo correspondente a um inversor para eventuais manutenções nos módulos. Deverão ser instalados na caixa de conexões transdutores de corrente e tensão para cada série de módulos, com saída que se comunique com a central de monitoramento. Há modelos de caixas de conexões que incorporam estes medidores na própria caixa de suporte do fusível.

Além das medidas por série feitas por esses transdutores, serão medidas na entrada dos inversores, já dentro dos contêineres das subestações, a tensão, a corrente e a energia acumulada, esta em bases diária e histórica. Na saída dos inversores, em corrente alternada, serão realizadas medições de tensão, corrente, potência real e energia acumulada, também em bases diária e histórica, juntamente com a medição de frequência da rede e da distorção harmônica.

Quanto aos dados meteorológicos locais, é obrigatória nas usinas solares a instalação de uma estação meteorológica equipada de um piranômetro para medição da radiação horizontal global, um segundo piranômetro com um anel de sombreamento para medição da radiação difusa, medidores de temperatura ambiente e umidade, sensor barométrico, pluviômetro, e anemômetro para avaliação da velocidade do vento local.

Porém, estes dados não são suficientes para alimentação do software SPV, sendo necessárias também as medições da temperatura dos módulos e da radiação no plano dos mesmos. Para a medida da radiação, devem ser instalados pelo menos dois pequenos módulos de referência, fabricados com células de silício cristalino, calibrados para medição da radiação em cada prédio, na mesma orientação dos demais. A temperatura deve ser medida colando-se sensores do tipo Pt100 na parte de trás de uma célula central de um módulo, sendo recomendada a medição em pelo menos um módulo correspondente ao arranjo de cada inversor. Deve-se ter o cuidado de se instalar os sensores de radiação em locais onde não haja incidência de sombras. Serão medidos ainda a velocidade do vento e a temperatura ambiente no topo de cada um dos prédios, a fim de possibilitar mais análises e estudos do comportamento do sistema.

Além desses dados, é necessário o conhecimento da fração de radiação direta a cada instante, pois conforme exposto na seção 5.4, o software desconta essa fração do total de radiação medida nos módulos que estejam sombreados. É possível obter-se esse valor a partir da utilização das medidas dos dois piranômetros da estação meteorológica, bastando para isso a estimativa do coeficiente de albedo local e a realização de cálculos geométricos para correção do ângulo de incidência.

Os dados medidos serão transmitidos para um sistema de monitoramento e controle, que integrará o acompanhamento das condições de operação medidas da usina com os dados meteorológicos locais e com as condições previstas calculadas pelo software. Essa integração permitirá que, caso haja alguma falha na operação, seja mais fácil percebê-la, agilizando seu diagnóstico.

## 6 CONCLUSÕES

O software FVCONNECT, desenvolvido no LABSOL, foi modificado de modo a operar com a entrada de dados medidos, ao invés de utilizar dados climáticos médios locais, dando origem ao software SPV - SuPerVisor, que tem a função de supervisionar a operação de um sistema fotovoltaico em tempo real. A utilização desse programa em conjunto com o sistema de medição e aquisição de dados da usina auxiliará o operador da instalação fotovoltaica a identificar se o mesmo está funcionando corretamente, facilitando a detecção e o diagnóstico de anomalias na operação, levando assim a uma redução nas perdas de energia em sua ocorrência.

A validação do software realizada com os dados experimentais com uma base temporal de um minuto indicou que o mesmo possui boa precisão, principalmente para a potência produzida. Apesar de não ter sido possível a comparação da potência em corrente alternada, pela ausência de medições da mesma nos dados disponíveis, a precisão desse parâmetro deve ser semelhante à da potência em corrente contínua. Esta suposição é baseada no fato de que a comparação com a potência aparente, que além de levar em conta a curva de eficiência do inversor, ainda inclui seu modelo de fator de potência, foi também satisfatória.

Foram encontradas maiores discrepâncias entre os resultados medidos e simulados para radiações incidentes menores que  $200 \text{ W/m}^2$ . Nesses casos, o valor da resistência paralela no modelo de um diodo tem grande influência na curva característica I-V do sistema. Sendo complexa a determinação de um valor característico de resistência paralela para todos os módulos do sistema pela diferença entre os mesmos, é difícil que se obtenham bons resultados para casos com baixas radiações incidentes. Portanto, é recomendado que o programa seja utilizado inicialmente para avaliação do funcionamento da usina para radiações maiores que  $200 \text{ W/m}^2$ . É importante ressaltar que essas irradiâncias são responsáveis por mais de 90% da energia produzida por um sistema fotovoltaico. Depois de acompanhado o software em utilização na usina por diversas condições, inclusive as de baixa radiação, ajustes poderão ser feitos para cada seção do sistema, de forma a assegurar maior confiabilidade também nestes casos.

As comparações de tensão e corrente elétrica apresentaram resultados menos precisos em relação aos de potência produzida. Alguns motivos são as diferenças entre a curva efetiva do sistema e a calculada pelo software, além da não consideração do seguimento de máxima

potência no programa. Ou seja, enquanto na simulação o sistema está sempre em seu ponto de máxima potência, o inversor real está de fato buscando continuamente esse ponto, levando a maiores oscilações na tensão CC e a diferenças no par corrente-tensão em relação ao simulado. Outro problema verificado foi quando a potência máxima estabelecida para os inversores foi ultrapassada. Na simulação, há um deslocamento do ponto de operação, aumentando a tensão e diminuindo a corrente a fim de limitar a potência, enquanto nas medições não se verificou tal deslocamento. Devido ao alto fator de dimensionamento do inversor utilizado na usina na qual o SPV será instalado inicialmente, é provável que não ocorram casos de excesso de potência na entrada do inversor. Caso contrário, essa funcionalidade do programa pode ser aperfeiçoada a partir de estudos com o sistema da instalação a ser supervisionada, pois o comportamento do sistema nesses casos depende de seu inversor.

Aspectos relativos à usina do projeto “Inserção da Geração Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre” foram estudados, caracterizando a curva de eficiência do inversor a partir dos dados medidos até o momento, e, escolhendo-se um modelo de módulo fotovoltaico, um arranjo foi selecionado de forma a compatibilizar as características de ambos. O espaço disponível foi analisado para acomodar os módulos minimizando as perdas por sombreamento, e estimou-se que estas sejam da ordem de 0,7% em média anual.

Uma simulação no software FVCONNECT confirmou que o arranjo de 18 módulos em série, com 12 séries em paralelo possui compatibilidade técnica com o inversor que será utilizado no projeto, estando as tensões, correntes e potências em corrente contínua produzidas dentro dos limites de funcionamento do inversor. Foi possível também obter uma estimativa inicial da energia que será gerada pela usina, ainda sem levar em conta alguns efeitos como o comportamento térmico do inversor, seu seguimento de máxima potência e as perdas em decorrência do sombreamento.

A rotina implementada para simulação de sombreamentos possibilitou o estudo de um caso limite de seus efeitos no comportamento do sistema a partir da geração de um dia com a posição relativa do Sol tal qual a do solstício de inverno e sem nuvens. Como resultado, foi visto que nesse dia se deixou de gerar mais de 7% de energia quando se considerou o efeito das sombras, e, em certos momentos, essa perda chegou a mais de 30%. Com isso, mostrou-se a importância da inclusão dos efeitos do sombreamento no programa, pois, sem levá-los em

conta, essas quedas de até 30% na produção de energia não seriam previstas, e poderiam ser interpretadas como um defeito de operação.

O sistema de medição e aquisição de dados a ser instalado para o monitoramento da operação da usina foi descrito, assim como a estação meteorológica que deve ser montada junto à usina fotovoltaica. Foi visto ainda que são necessárias medições adicionais para fornecer os dados de entrada de irradiância no plano dos módulos e temperatura dos mesmos para o software SPV. Já a fração de radiação direta, também necessária como dado de entrada para o programa, pode ser obtida a partir das medições de radiação global e difusa realizadas pelos piranômetros presentes na estação meteorológica.

### **6.1 Sugestões para trabalhos futuros**

- Avaliar e incluir no programa os demais parâmetros do inversor utilizado na usina, tais como seu comportamento térmico, curva de fator de potência e efeitos de distorção harmônica;

- Criar modelos de ajuste para a resistência paralela dos módulos em função da radiação incidente e temperatura, em especial para baixas irradiâncias;

- Aprimorar os modelos de corte por excesso de potência;

- Incluir no software um modelo que leve em conta a eficiência do seguimento de máxima potência do inversor;

- Adicionar ao programa a opção de sombreamento parcial de cada módulo;

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – **Resolução Normativa N° 482**, 2012.

Banerjee, S.; Anderson, W. A. **Temperature dependence of shunt resistance in photovoltaic cells**. Applied Physics Letters, vol. 49, pp. 38-40, 1986.

BNEF – Bloomberg New Energy Finance - **Energia Solar no Brasil Estreia com Grande Contratação a Preço Recorde**, 2014. Disponível em: <<http://about.bnef.com/press-releases/energia-solar-estreia-brasil-com-grande-contratacao-preco-recorde>>, acesso em 17/11/2014.

Bühler, A. J. **Estudo de Técnicas de Determinação Experimental e Pós-Processamento de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil, 2011.

Cuce, E.; Cuce, P. M.; Bali, T. **An experimental analysis of illumination intensity and temperature dependency of photovoltaic cell parameters**. Applied Energy, vol. 111, pp. 374-382, 2013.

Dias, J. B. **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para Otimização do Fator de Dimensionamento**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil, 2006.

Di Piazza, M.C.; Vitale, G. **Photovoltaic Sources: Modeling and Emulation**. Londres: Springer London, 2013.

Duffie, J. A.; Beckman, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. Nova Iorque: John Wiley, 1980.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética – **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**, 2014.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association – **Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018**, 2014.

GEPOC – Grupo de Eletrônica de Potência e Controle da Universidade Federal de Santa Maria. **Relatório 1 – Análise do Inversor da Empresa CP Eletrônica**, Relatório do projeto “Inserção da Energia Solar Fotovoltaica Urbana Conectada à Rede em Porto Alegre”, Santa Maria, Brasil, 2013.

IEC 61683 – International Electrotechnical Commission - **Photovoltaic Systems - Power Conditioners - Procedures for Measuring Efficiency**, 2008.

IEC 60904-3 – International Electrotechnical Commission – **Photovoltaic Devices – Part 3: Measurement Principles for Terrestrial Photovoltaic (PV) Solar Devices with Reference Spectral Irradiance Data**, 2008.

Jantsch, M.; Schmidt, H.; Schmid, J. **Results of the Concerted Action on Power Conditioning and Control**. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Montreux, Suíça, pp. 1589-1593, 1992.

Jordan, D. C.; Kurtz, S. R. **Photovoltaic Degradation Rates - an Analytical Review**. Progress in Photovoltaics: Research and Application, vol. 21, pp. 12-29, 2011.

Khan, F.; Singh, S. N.; Husain, M. **Effect of illumination intensity on cell parameters of a silicon solar cell**. Solar Energy Materials & Solar Cells, vol. 94, pp. 1473-1476, 2010.

Krenzinger, A. **Modelos Matemáticos para la Simulación de Sistemas Fotovoltaicos por Ordenador**, I Congreso Latinoamericano sobre Energías Alternativas, Editora da Facultad Regional Córdoba, Argentina. Córdoba, pp. 21-33, 1994.

Krenzinger, A.; Adams, T. R. **CREARRAY – Programa de Análise de Sistemas Fotovoltaicos**, Laboratório de Energia Solar – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2000.

Krenzinger, A.; Prieb, C. W. **Clasificación y Selección de Módulos Fotovoltaicos para una Central Conectada a la Red**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 9, pp. 04.19-04.24, 2005.

Phang, J. C.; Chan, D. S.; Phillips, J. R. **Accurate Analytical Method for the Extraction of Solar Cell Model Parameters**, Electronic Letters, vol. 20, n.10, pp. 406-408, 1984.

Piccoli, L. A.; Ruschel, C. S.; Krenzinger, A. **Estudo e Montagem de Estrutura para Ensaios de Light Soaking**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, Brasil, 2014.

Prieb, C. W. M. **Determinação da Eficiência do Seguimento do Ponto de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil, 2011.

Rampinelli, G. A. **Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Tese de Doutorado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil, 2010.

Rampinelli, G. A.; Krenzinger, A. **Descrição de um Programa Computacional de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição**. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 13, pp. 04.21-04.28, 2009.

SMA Technologie AG. **Manual de Instrução do Equipamento Sunny Boy**. 2003