

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS  
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ANÁLISE EXPERIMENTAL DA QUALIDADE DA ENERGIA DE UMA  
MICRORREDE FOTOVOLTAICA COM BACK-UP**

**LUÍS RODRIGO BECKER**

**Dissertação de Mestrado**

São Leopoldo, fevereiro de 2017

ANÁLISE EXPERIMENTAL DE UMA MICRORREDE FOTOVOLTAICA ISOLADA E  
CONECTADA À REDE

Luís Rodrigo Becker

Trabalho submetido ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da UNISINOS como pré-requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica;

Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Mario Henrique Macagnan – PPG – Eng. Mecânica Unisinos

Prof. Dr. Paulo Roberto Wander– PPG – Eng. Mecânica Unisinos

Prof. Dr. Arno Krenzinger – PROMEC - UFRGS

São Leopoldo, fevereiro de 2017

B395a Becker, Luís Rodrigo.  
Análise experimental da qualidade da energia de uma microrrede fotovoltaica com back-up / Luís Rodrigo Becker. – 2017.  
130 f. : il. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, São Leopoldo, 2017.

“Orientador: Prof. Dr. João Batista Dias.”

1. Energia elétrica - Produção. 2. Energia solar. 3. Energia - Armazenamento. I. Título.

CDU 620.91

Este trabalho foi realizado no Laboratório de Energias Renováveis da Universidade do Vale do Rio dos Sinos - UNISINOS. Teve apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), através do Programa de Suporte à Pós-Graduação de Instituições de Ensino Particulares (PROSUP).

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço ao professor João Batista Dias, pela orientação e por suas valiosas contribuições na realização deste trabalho.

Aos professores do Curso de Engenharia de Energia, Nei Marçal e Elton Rossini, que contribuíram para meu ingresso no mestrado.

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

Aos professores do PPG em Engenharia Mecânica da Unisinos, dos quais tive o privilégio de ser discente, além das secretárias do programa.

Aos colegas e amigos do PPG em Engenharia Mecânica da Unisinos.

À minha família, em especial à minha companheira Denise, pelo incentivo e compreensão durante esta árdua jornada.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar,  
não seremos capazes de resolver os problemas causados pela  
forma como nos acostumamos a ver o mundo”. (Albert Einstein)

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise experimental de uma microrrede fotovoltaica formada por dois subsistemas, um isolado com estocagem e outro conectado à rede. Foi verificado o seu comportamento, sua capacidade no fornecimento de energia para uma carga isolada e rede da concessionária, monitorado a qualidade da energia elétrica entregue à diferentes cargas e rede da concessionária e também quantificado os índices de performance do sistema conectado. O subsistema conectado à rede (SFCR) é formado por um painel de 1080  $W_p$  de silício multicristalino e um inversor c.c./c.a. de 1200 W. O subsistema isolado de back-up (SFI-b) é formado por um painel de 600  $W_p$  de silício monocristalino, controlador de carga, banco de estocagem com baterias chumbo-ácido 24 V / 210 Ah e um inversor *off-grid* c.c./c.a. de 1000 W. O comportamento e a capacidade do sistema são monitorados durante o atendimento de uma carga, representada por um refrigerador. A qualidade da energia é analisada através de medições de energia ativa, reativa e aparente, fator de potência e geração de correntes harmônicas pelos inversores. O SFI-b é monitorado atendendo diferentes tipos e regimes de cargas. Já o SFCR é monitorado em dias de céu claro, parcialmente encobertos e encobertos. Os índices de performance são calculados em dias de céu claro e parcialmente encoberto ao longo dos seis primeiros meses de 2016. Os resultados demonstram que o SFI-b é capaz de atender a carga de forma confiável, comutando-a automaticamente para a concessionária quando o banco de baterias atinge uma profundidade de descarga pré-definida, enquanto o SFCR injeta a energia produzida na rede da concessionária. Os indicadores de qualidade da energia do inversor do SFI-b mostraram-se adequados, permanecendo dentro dos limites citados na legislação e análogos aos apresentados pela rede da distribuidora local. Já o inversor do SFCR apresentou indicadores de qualidade de energia satisfatórios, também na maior parte do tempo dentro dos limites citados na legislação, exceto nos dias encobertos e períodos de baixa irradiância, constatando-se significativa geração de energia reativa e distorções harmônicas de corrente. Considerando a média entre dias de céu claro e parcialmente encoberto, a eficiência média global do SFCR é de 9,9% e a energia média diária entregue à rede é de 4,7 kWh. Foi verificado que a qualidade da energia produzida pelo SFI-b praticamente independe da irradiância, já o SFCR depende diretamente da irradiância e do nível de carregamento do inversor, na geração de uma energia de qualidade.

**Palavras-chave:** Microrrede fotovoltaica; Sistema conectado e isolado; Qualidade e produção de energia.

## ABSTRACT

This work presents an experimental analysis of a photovoltaic micro-grid formed by two subsystems, one off-grid with storage and another grid-connected. It is intended to verify its operation, its capacity to supply power to an isolated charge and electric utility grid, to monitor the quality of the electric power delivered to different charges and the electric grid power, and also to quantify the performance indexes of the connected system. The grid-connected subsystem (SFCR) consists of a panel of 1080  $W_p$  of multicrystalline silicon and a DC/AC inverter of 1200 W. The off-grid subsystem of back-up (SFI-b) consists of a 600  $W_p$  monocrystalline silicon panel, charge controller, lead-acid battery storage bench 24 V / 210 Ah, and a DC/AC inverter of 1000 W. The operation and capacity of the system are monitored during the supply of a charge, represented by a refrigerator. The quality of the energy is analyzed through measurements of active, reactive and apparent energy, power factor and generation of harmonic currents by the inverters. SFI-b is monitored for different types and charges regimes, and SFCR is monitored on clear sky, partially and totally cloudy days. Performance indexes are calculated on clear sky and partly cloudy days over the first six months of 2016. The results demonstrate that the SFI-b is capable of servicing the charge reliably, switching it automatically to the utility grid when the batteries bank reaches a predetermined discharge depth, while the SFCR injects the power produced in power line grid. The energy quality indicators of the SFI-b inverter were adequate, staying inside the limits mentioned in the legislation, and analogous to those presented by the power line grid of the local distributor. The SFCR inverter presented satisfactory energy quality indicators, also in most of the time inside the limits mentioned in the legislation, except for the cloudy days and periods of low irradiance, showing significant reactive energy generation and current harmonic distortions. Considering the average between clear and partially cloudy days, the global average efficiency of SFCR is 9,9%, and the average daily energy injected on the grid is 4,7 kWh. It was verified that the quality of the energy produced by the SFI-b practically independent of the irradiance, but the SFCR depends directly on the irradiance and the load level of the inverter, in the quality energy generation.

**Key-words:** Photovoltaic micro-grid; Grid-connected and isolated system; Quality and energy production.



## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si	- Silício amorfo
c.a.	- Corrente alternada
Capes	- Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
c.c.	- Corrente contínua
CdTe	- Telureto de cádmio
CIGS	- Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	- Disseleneto de cobre e índio
DSSC	- <i>Dye Sensitized Solar Cells</i>
FV	- Fotovoltaico
IEC	- <i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Internacional de Eletrotécnica)
IEEE	- <i>Institute of Electric and Electronic Engineers</i> (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)
INMETRO	- Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MIGDI	- Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
NBR	- Norma Brasileira de Regulação
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
PWM	- <i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
SFCR	- Sistema fotovoltaico conectado à rede
SFD	- Sistema fotovoltaico domiciliar
SFI	- Sistema fotovoltaico isolado
SFI-b	- Sistema fotovoltaico isolado <i>back-up</i>
SIGFI	- Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes
THDi	- <i>Total harmonic distortion current</i> (Distorção harmônica total de corrente)

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_{ger}$	- Área do gerador FV [m <sup>2</sup> ]
$CF$	- Fator de Capacidade [%]
$E_{ca}$	- Energia elétrica de saída do inversor [kWh]
$E_{cc}$	- Energia elétrica de entrada do inversor [kWh]
$E_F$	- Produção média diária de energia elétrica [kWh/d]
$E_{ger}$	- Energia solar no plano do gerador fotovoltaico [kWh]
$FP$	- Fator de potência [-]
$E_{std}$	- Energia elétrica na condição padrão [kWh]
$G$	- Irradiância solar incidente [W/m <sup>2</sup> ]
$G_{stc}$	- Irradiância na condição padrão [W/m <sup>2</sup> ]
$H$	- Irradiação [kWh/m <sup>2</sup> ]
$H(\gamma, \beta)$	- Irradiação média diária no plano do gerador [kWh/m <sup>2</sup> ]
$I$	- Corrente elétrica [A]
$I_o$	- Irradiância extraterrestre [W/m <sup>2</sup> ]
$I_{PMP}$	- Corrente de máxima potência [A]
$I_{sc}$	- Corrente de curto-circuito [A]
$L_C$	- Perdas de captura [h/d]
$L_S$	- Perdas de sistema [h/d]
$P$	- Potência elétrica [W]
$P_{ca}$	- Potência elétrica entregue à rede [W]
$P_{PMP}$	- Potência de pico ou máxima potência [W]
$P_R$	- Desempenho global do sistema [%]
$P_{std}$	- Potência elétrica instalada na condição padrão [W <sub>p</sub> ]
$U$	- Tensão elétrica [V]
$V_{oc}$	- Tensão de circuito aberto [V]
$V_{PMP}$	- Tensão de máxima potência [V]
$Y_A$	- Produtividade do gerador FV [h/d]
$Y_F$	- Produtividade do sistema [h/d]
$Y_R$	- Produtividade de referência [h/d]

### Caracteres gregos

- $\alpha$  - Altura ou elevação solar [°]
- $\gamma$  - Ângulo azimutal da superfície [°]
- $\theta$  - Ângulo de incidência [°]
- $\eta$  - Eficiência [%]
- $\beta$  - Inclinação do módulo [°]
- $\Gamma$  - Período de operação do sistema [dia]
- $\eta_{inv}$  - Eficiência média do inversor [%]
- $\gamma_s$  - Ângulo azimutal solar [°]
- $\eta_s$  - Eficiência global do sistema [%]
- $\theta_z$  - Ângulo zenital [°]

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Componentes da radiação solar. ....	8
Figura 2.2 - Célula, módulo e painel fotovoltaico. ....	8
Figura 2.3 - Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino no STC. ....	9
Figura 2.4 - Curvas I-V de duas células FV conectadas (a) em série e (b) paralelo. ....	10
Figura 2.5 - Influência da (a) temperatura e (b) irradiância em um módulo FV. ....	12
Figura 2.6 - Componentes de uma bateria ácido-chumbo. ....	17
Figura 2.7 - Módulo fotovoltaico de silício (a) monocristalino e (b) multicristalino. ....	18
Figura 2.8 - Exemplo de um sistema de geração distribuída. ....	20
Figura 2.9 - Exemplo de um sistema híbrido solar eólico. ....	21
Figura 2.10 - Exemplo de sistema fotovoltaico isolado. ....	22
Figura 2.11 - Exemplo de sistema fotovoltaico conectado. ....	23
Figura 2.12 – Espectro harmônico da lâmpada fluorescente compacta ....	31
Figura 2.13 – THDi em função da potência de saída do inversor <i>Sun Profi 2400</i> . ....	32
Figura 2.14 – Irradiância e THDi em dia de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto. ....	33
Figura 2.15 – Harmônicos ímpares de inversores ....	34
Figura 2.16 – Fator de potência e THDi de inversores <i>SMA</i> . ....	35
Figura 2.17 – THDi em função da potência de saída do inversor ....	36
Figura 2.18 – Perfil da potência e do THDi do inversor ....	37
Figura 3.1 – Componentes da microrrede ....	39
Figura 3.2 – Topologia da microrrede fotovoltaica. ....	40
Figura 3.3 – Painel do SFI-b. ....	41
Figura 3.4 – Bateria chumbo-ácido e esquema do banco de estocagem ....	42
Figura 3.5 – Controlador de carga ....	42
Figura 3.6 – Inversor c.c/c.a. do SFI-b ....	43
Figura 3.7 – Painel do SFCR. ....	44
Figura 3.8 – Inversor c.c/c.a. do SFCR ....	44
Figura 3.9 – Estação meteorológica e planilha de dados gerados ....	45
Figura 3.10 – Analisador de energia e planilha de dados gerados ....	46
Figura 3.11 - Sistema de aquisição de dados e controle com planilha de dados gerados. ....	47
Figura 3.12 – Monitoramento da capacidade operação da microrrede. ....	49
Figura 3.13 – Medições de FP, potências e harmônicas no SFCR. ....	50
Figura 3.14 – Medições de FP, potências e harmônicas no SFI-b. ....	51

Figura 3.15 – Medições dos parâmetros para os índices de performance .....	52
Figura 4.1 - Irradiância, potência, tensão e corrente na saída do painel (SFCR) - Dia céu claro .....	54
Figura 4.2 - Potência, tensão e corrente na saída do inversor (SFCR) - Dia céu claro .....	54
Figura 4.3 - Potência, tensão e corrente na saída painel (SFI-b) – Dia céu claro.....	55
Figura 4.4 - Potência, tensão e corrente na saída inversor (SFI-b) - Dia céu claro .....	56
Figura 4.5 - Potência, tensão e corrente na saída do painel (SFCR) - Dia parc. encoberto.....	57
Figura 4.6 - Potência, tensão e corrente na saída do inversor (SFCR) - Dia parc. encoberto ..	57
Figura 4.7 - Potência, tensão e corrente na saída do painel (SFI-b) - Dia parc. encoberto .....	58
Figura 4.8 - Potência, tensão e corrente: saída inversor (SFI-b) - Dia parc. Encoberto .....	58
Figura 4.9 – Período de conexão da carga com cada subsistema .....	59
Figura 4.10 –Energia diária consumida pela carga pelo SFI-b e SFCR .....	60
Figura 4.11 –Energia diária fornecida pelo SFCR .....	61
Figura 4.12 – Balanço energético da energia consumida pela carga.....	61
Figura 4.13 – Balanço energético da energia injetada na rede .....	62
Figura 4.14 – Cargas acionadas e parâmetros mensurados através do SFCR .....	63
Figura 4.15 – Irradiância, potências e FP na saída do inversor: Dia de céu claro.....	64
Figura 4.16 – Potências e FP do inversor no (a) início e (b) final do dia.....	65
Figura 4.17 – Fator de potência em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor	66
Figura 4.18 – Potências e FP na saída do inversor em dia de céu parcialmente encoberto.....	67
Figura 4.19– Potências e FP do inversor no (a) início e (b) final do dia.....	68
Figura 4.20 - Fator de potência em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor	69
Figura 4.21 – Potências e FP na saída do inversor em dia de céu encoberto .....	70
Figura 4.22 – Fator de potência em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor	71
Figura 4.23 – THDi e corrente na saída do inversor em dia de céu claro .....	72
Figura 4.24 – Correntes harmônicas de 3°, 5°, 7° e 9° ordem: céu claro .....	72
Figura 4.25 – Espectro harmônico com THDi (a) máximo e (b) mínimo: dia de céu claro.....	74
Figura 4.26 – THDi em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor .....	75
Figura 4.27 – THDi e corrente na saída do inversor em dia de céu parcialmente encoberto...	76
Figura 4.28 – Correntes harmônicas de 3°, 5°, 7° e 9° ordem: céu parcialmente encoberto.....	76
Figura 4.29 – Espectro harmônico com THDi (a) máximo e (b) mínimo: céu parc. encoberto .....	78
Figura 4.30 – THDi em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor .....	79
Figura 4.31 – THDi e corrente na saída do inversor em dia de céu encoberto.....	80

Figura 4.32 – Correntes harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem: céu encoberto.....	80
Figura 4.33 – Espectro harmônico com THDi (a) máximo e (b) mínimo: céu encoberto.....	82
Figura 4.34 – THDi em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor.....	83
Figura 4.35 – Cargas e parâmetros mensurados através do SFI-b e concessionária.....	84
Figura 4.36 – Potências e FP do (a) inversor (10% de carregamento) e (b) concessionária....	84
Figura 4.37 –THDi do (a) inversor com 10% de carregamento e (b) concessionária.....	86
Figura 4.38 – Harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem do (a) inversor e (b) concessionária.....	86
Figura 4.39 – Potências e FP do (a) inversor (50% de carregamento) e (b) concessionária....	88
Figura 4.40 –THDi do (a) inversor com 50% de carregamento e (b) concessionária.....	89
Figura 4.41 –Harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem do (a) inversor e (b) concessionária.....	90
Figura 4.42 –THDi do inversor em função da tensão no banco de estocagem.....	91
Figura 4.43 –Potências e FP do (a) inversor e (b) concessionária, com carga capacitiva.....	92
Figura 4.44 –THDi do (a) inversor e (b) concessionária, com carga capacitiva.....	93
Figura 4.45 - Harmônicas do (a) inversor e (b) concessionária: carga capacitiva.....	93
Figura 4.46 — Espectro harmônico do (a) inversor e (b) rede da concessionária.....	95
Figura 4.47 – Potência ativa do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.....	96
Figura 4.48 – Potência reativa do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.....	96
Figura 4.49 – Fator de potência do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.....	96
Figura 4.50 –THDi do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.....	98
Figura 4.51 – Harmônicas do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.....	99
Figura 4.52 –Espectro harmônico do (a) inversor e (b) rede da concessionária.....	101
Figura 4.53 –Produtividade de referência, do gerador FV e do sistema: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.....	102
Figura 4.54 – Produtividade, perdas do sistema e de captura: dias de (a) céu claro e (b) arcialmente encoberto.....	103
Figura 4.55 – Energia de entrada e saída do inversor: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.....	104
Figura 4.56 - Eficiência do inversor e do sistema: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.....	105
Figura 4.57 – Desempenho global e fator de capacidade: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.....	106
Figura 4.58 – Produção de energia elétrica: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto .....	107

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Dados técnicos da bateria chumbo-ácido .....	16
Tabela 2.2 - Limite de conteúdos harmônicos de corrente.....	28
Tabela 2.3 - Limite de conteúdos harmônicos de corrente.....	29
Tabela 2.4 - Valor do FP em função da potência geradora instalada .....	30
Tabela 2.5 - Valor do THDi em função do carregamento dos inversores.....	33
Tabela 3.1 – Características dos módulos e painel do SFI-b.....	41
Tabela 3.2 – Características do inversor do SFI-b.....	43
Tabela 3.3 – Características dos módulos e painel do SFCR .....	43
Tabela 3.4 – Características do inversor do SFCR.....	44
Tabela 3.5 – Exatidão do analisador <i>Fluke</i> .....	46
Tabela 4.1 - Balanço energético do sistema .....	62
Tabela 4.2 - FP em relação à legislação: céu claro.....	65
Tabela 4.3– FP em relação à legislação: céu parcialmente encoberto.....	68
Tabela 4.4 – FP em relação à legislação: céu encoberto .....	70
Tabela 4.5- Análise das harmônicas: dia de céu claro.....	73
Tabela 4.6 - Análise das harmônicas: dia de céu parcialmente encoberto .....	77
Tabela 4.7- Análise das harmônicas: dia de céu encoberto.....	81
Tabela 4.8- Análise e comparação do FP: Inversor com 10% de carregamento.....	85
Tabela 4.9- Análise e comparação do THDi: Inversor com 10% de carregamento .....	87
Tabela 4.10–Correntes harmônicas: Inversor com 10% de carregamento .....	87
Tabela 4.11- Análise e comparação do FP: Inversor com 50% de carregamento.....	89
Tabela 4.12– Análise e comparação do THDi: Inversor com 50% de carregamento .....	90
Tabela 4.13- Comparação das correntes harmônicas: Inversor com 50% de carregamento ....	90
Tabela 4.14– Análise e comparação do FP: Inversor com carga capacitiva .....	92
Tabela 4.15- Análise e comparação do THDi: Inversor com carga capacitiva.....	94
Tabela 4.16- Comparação das correntes harmônicas: Inversor com carga capacitiva .....	94
Tabela 4.17- Análise e comparação do FP: Inversor com carga indutiva.....	97
Tabela 4.18- Análise e comparação do THDi: Inversor com carga indutiva .....	100
Tabela 4.19- Comparação das correntes harmônicas: Inversor com carga indutiva .....	100

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 TEMA.....	1
1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA .....	3
1.3 OBJETIVOS .....	4
<b>1.3.1 Objetivo Geral .....</b>	<b>4</b>
<b>1.3.2 Objetivos Específicos: .....</b>	<b>4</b>
1.4 JUSTIFICATIVA .....	4
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	5
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>7</b>
2.1 A ENERGIA SOLAR.....	7
<b>2.1.1 Componentes da radiação solar .....</b>	<b>7</b>
2.2 CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	8
<b>2.2.1 Características de módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>9</b>
<b>2.2.2 Associação de módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>10</b>
<b>2.2.3 Influência da radiação e temperatura .....</b>	<b>11</b>
2.3 CONTROLADORES DE CARGA .....	12
2.4 INVERSORES .....	13
2.5 BANCOS DE ESTOCAGEM .....	15
<b>2.5.1 Baterias .....</b>	<b>15</b>
2.6 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS .....	17
<b>2.6.1 Silício cristalino.....</b>	<b>18</b>
2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	18
2.8 SISTEMAS HÍBRIDOS .....	20
2.9 SISTEMAS FV CONECTADOS E ISOLADOS.....	21
<b>2.9.1 Sistema isolado (SFI) .....</b>	<b>21</b>
<b>2.9.2 Sistemas conectados (SFCR) .....</b>	<b>22</b>
2.10 EQUAÇÕES PARA ANÁLISE DE PERFORMANCE .....	24
2.11 QUALIDADE DA ENERGIA .....	27
2.12 TRABALHOS RELACIONADOS .....	30
<b>3 MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>39</b>
3.1 TOPOLOGIA E FUNCIONAMENTO DA MICRORREDE.....	39
3.2 COMPONENTES DO SFI-b.....	41



3.3 COMPONENTES DO SFCR .....	43
3.4 CARGAS .....	45
3.5 INSTRUMENTOS DE COLETA DE DADOS .....	45
3.6 METODOLOGIA DE ANÁLISE .....	48
<b>4 RESULTADOS .....</b>	<b>53</b>
4.1 COMPORTAMENTO DA MICRORREDE.....	53
<b>4.1.1 Dia de céu claro.....</b>	<b>53</b>
<b>4.1.2 Dia de céu parcialmente encoberto .....</b>	<b>56</b>
4.2 CAPACIDADE DA MICRORREDE .....	59
4.3 QUALIDADE DA ENERGIA DO SFCR.....	63
<b>4.3.1 Potências e Fator de potência – Dia de céu claro.....</b>	<b>64</b>
<b>4.3.2 Potências e Fator de potência – Dia de céu parcialmente encoberto .....</b>	<b>66</b>
<b>4.3.3 Potências e Fator de potência – Dia de céu encoberto .....</b>	<b>69</b>
<b>4.3.4 Harmônicas – Dia de céu claro .....</b>	<b>72</b>
<b>4.3.5 Harmônicas – Dia de céu parcialmente encoberto .....</b>	<b>75</b>
<b>4.3.6 Harmônicas – Dia de céu encoberto.....</b>	<b>79</b>
4.4 QUALIDADE DA ENERGIA DO SFI-b .....	83
<b>4.4.1 Potências e FP – Inversor com 10% de carregamento.....</b>	<b>84</b>
<b>4.4.2 Harmônicas – Inversor com 10% de carregamento.....</b>	<b>85</b>
<b>4.4.3 Potências e FP – Inversor com 50% de carregamento.....</b>	<b>87</b>
<b>4.4.4 Harmônicas – Inversor com 50% de carregamento.....</b>	<b>89</b>
<b>4.4.5 Potências e FP – Inversor com carga capacitiva.....</b>	<b>92</b>
<b>4.4.6 Harmônicas – Inversor com carga capacitiva.....</b>	<b>93</b>
<b>4.4.7 Potências e FP – Inversor com carga indutiva.....</b>	<b>95</b>
<b>4.4.8 Harmônicas – Inversor com carga indutiva.....</b>	<b>98</b>
4.5 ÍNDICES DE PERFORMANCE DO SFCR .....	102
<b>4.5.1 Índices de produtividade e de perdas .....</b>	<b>102</b>
<b>4.5.2 Produção de energia e eficiência .....</b>	<b>104</b>
<b>4.5.3 Desempenho global e fator de capacidade.....</b>	<b>106</b>
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>109</b>
<b>6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>112</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>113</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento da sociedade moderna depende da disponibilidade de energia elétrica, uma das formas mais versáteis de energia. Porém esta dependência traz alguns problemas. A demanda por esta fonte apresenta índices de crescimento superiores ao aumento da capacidade instalada de geração nas usinas e dos sistemas de transmissão. Muitas das formas tradicionais de geração envolvem processos danosos ao meio ambiente e empregam combustíveis não renováveis.

Uma alternativa é produzir eletricidade através de fontes alternativas e renováveis, cujos impactos ambientais e sociais são mínimos, ainda possibilitando a geração mais próxima da carga, como é o caso da energia solar fotovoltaica. Para o desenvolvimento desta fonte no Brasil, assim como já aconteceu em outros países, são necessárias iniciativas que permitam sua concorrência com a já consolidada energia hidrelétrica (RAMPINELLI, KRENZINGER, BÜHLER, 2014) e também, estudos que comprovem sua capacidade e confiabilidade, bem como uma análise mais detalhada da qualidade da energia gerada por estes sistemas.

A energia solar fotovoltaica é uma fonte alternativa, limpa e renovável. Seu uso produz reduzidos impactos ambientais, contribuindo para um desenvolvimento sustentável da sociedade. Pode ser usada praticamente em todos os lugares, podendo ser rapidamente instalada próxima das unidades consumidoras, eliminando a necessidade da transmissão da energia por longas distâncias. O Brasil possui bons níveis de incidência solar no seu território, porém a participação desta fonte em relação às demais ainda é pequena. Deve-se considerar as vantagens que esta fonte possui em relação às formas tradicionais, por exemplo a geração distribuída, o que irá auxiliar na sua difusão no Brasil (RAMPINELLI, KRENZINGER, BÜHLER, 2014).

### 1.1 TEMA

A eletricidade é um componente fundamental para a sociedade e sua demanda cresce rapidamente. Boa parte das formas convencionais de geração de eletricidade envolvem o uso de fontes primárias finitas, provenientes basicamente de combustíveis fósseis e recursos minerais, como o petróleo, carvão e gás natural. O uso destas fontes ocasiona danos ambientais, como a emissão de poluentes e produção de contaminantes durante os processos de obtenção e uso destes recursos. O CO<sub>2</sub>, emitido nos processos de queima, é o principal causador do efeito estufa (ORDÓNÊZ *et al*, 2010).

Desta forma, vários países, principalmente na Europa, estão dando maior importância para o uso de fontes limpas e renováveis para produzir eletricidade, buscando assim atender as necessidades de consumo e minimizar os danos ambientais.

No Brasil, o racionamento de 2001 demonstrou que seu sistema elétrico apresenta problemas. A taxa de crescimento da demanda está sendo maior do que a capacidade geradora. Adicionalmente, danos ambientais e sociais, além de dificuldades financeiras, têm cada vez mais dificultado a construção de usinas e linhas de transmissão. Estes fatores dão maior importância para as fontes alternativas (DIAS, BOROTNI, HADDAD, 2005).

Apesar do grande potencial de geração elétrica através do Sol, o Brasil ainda possui uma matriz energética com uma baixíssima participação da energia solar fotovoltaica. Até meados de 2010 o governo praticamente não havia manifestado nenhuma ação para auxiliar o uso desta fonte. Paralelo a isso, grande parte da população desconhece esta forma de energia e seu potencial, o que conseqüentemente torna o Brasil um país com um número muito reduzido de consumidores que fazem uso desta fonte.

A capacidade instalada da energia fotovoltaica no Brasil é muito baixa quando comparada com outros países. Contudo, espera-se para um futuro próximo um aumento na participação da base energética, a partir das políticas públicas de incentivo recentemente implantadas (PRIEB e KRENZINGER, 2012).

No Brasil, poucos consumidores utilizam sistemas fotovoltaicos. Grande parte das unidades consumidoras, ou desconhecem ou não confiam na capacidade e disponibilidade dos sistemas fotovoltaicos, considerando este sistema caro ou distante da realidade. Pesquisas e estudos sobre o potencial da geração fotovoltaica são pouco divulgados ao público em geral, muitas vezes ficando limitados ao ambiente acadêmico.

Sistemas fotovoltaicos precisam ser bem dimensionados e analisados para atenderem o seu propósito. Uma microrrede com um banco de estocagem reduzido não será capaz de atender a demanda da carga pelo período adequado e não reduzirá o consumo da concessionária no horário de pico. Fatores como estes não colaboram para demonstrar a real capacidade dos sistemas fotovoltaicos.

Com o desenvolvimento tecnológico, cada vez mais equipamentos que necessitam de energia elétrica são utilizados. Para o bom funcionamento de um sistema elétrico e das respectivas cargas, a energia disponível deve ser de boa qualidade. Desta forma, os inversores que convertem c.c. em c.a. devem fornecer energia elétrica de qualidade para a rede, o que nem sempre ocorre. Energia reativa em excesso e distorções harmônicas acima dos limites máximos

são frequentemente encontrados nas redes elétricas, muitas vezes causados pela carga, mas também ocasionados por geradores/inversores de baixa qualidade.

## 1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Este trabalho apresenta um estudo experimental de geração de energia elétrica, através da energia solar fotovoltaica. Para isso, foi feita uma análise em uma microrrede instalada no Laboratório de Energias Renováveis da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, localizada no município de São Leopoldo – RS.

A microrrede é composta por dois subsistemas, o primeiro é composto por um painel de oito módulos fotovoltaicos, ligados em série e paralelo, um banco de estocagem, um controlador de carga e um inversor *off-grid*, constituindo o subsistema isolado de back-up, que tem por objetivo atender a carga. O segundo subsistema é composto por oito módulos, ligados em série e um inversor conectado à rede da concessionária, que tem por objetivo injetar energia na rede e em paralelo com esta, atender a carga, quando o banco de baterias estiver descarregado.

A microrrede está montada e encontra-se em operação. O trabalho pretende descrever o sistema como um todo, expondo suas principais características e lógica de funcionamento. Seus componentes serão apresentados, identificando-se suas funções dentro do processo de geração de energia.

O principal enfoque do trabalho está na análise experimental prática da microrrede, não trabalhando com simulação. Pretende-se efetuar o acionamento de uma carga (refrigerador) através deste sistema e assim acompanhar seu comportamento, buscando verificar a sua capacidade. Além disso, como o sistema é composto por dois inversores, um *off-grid* e outro *on-grid* planeja-se analisar a qualidade da energia gerada e entregue à rede da concessionária, através do inversor conectado e também a energia fornecida e entregue a uma carga específica, através do inversor isolado de back-up.

Este trabalho não aborda o sistema fotovoltaico sob o aspecto econômico e financeiro. O comportamento da microrrede é estudado através do monitoramento de indicadores elétricos específicos, como tensão, corrente e potência. A capacidade do sistema é mensurada em um único mês, não podendo ser tomada como padrão para os demais meses do ano. A qualidade da energia é analisada, através da medição e análise de parâmetros elétricos, delimitados a distorções harmônicas, potências e fator de potência. Os índices de performance são calculados em somente 7 meses do ano de 2016.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo Geral

Analisar experimentalmente uma microrrede fotovoltaica com back-up, verificando seu comportamento elétrico, capacidade e qualidade da energia fornecida para uma carga e/ou para a rede da concessionária.

### 1.3.2 Objetivos Específicos:

- a) monitorar o comportamento da microrrede, durante o atendimento de uma carga com regime de operação variável;
- b) verificar a capacidade da microrrede, durante o atendimento de uma carga, mensurando a energia fornecida pelo SFI-b e SFCR, a energia fornecida pela concessionária e a energia consumida pela carga;
- c) acompanhar e avaliar a qualidade da energia entregue à concessionária, pelo sistema conectado à rede (SFCR);
- d) acompanhar e avaliar a qualidade da energia entregue à diferentes tipos de carga, pelo sistema isolado de back-up (SFI-b);
- e) quantificar o desempenho global do sistema conectado à rede, através dos índices de performance.

## 1.4 JUSTIFICATIVA

É necessário priorizar a utilização de fontes energéticas alternativas. Sua participação na matriz energética vem crescendo e em vários países, seu uso conta com incentivos do Estado. As tecnologias de geração alternativa estão tecnicamente desenvolvidas e em alguns casos, podem ser financeiramente competitivas com as tradicionais.

A energia solar fotovoltaica é uma das fontes que mais cresce a cada ano, atraindo usuários em todo o mundo. Entre muitas vantagens, há a possibilidade de uso em praticamente qualquer região, com rápida instalação. Possibilita a geração distribuída, onde cada consumidor pode gerar a sua própria energia e injetar o excedente na rede, eliminando custos e perdas (SEIXAS, PASCHOARELI, FARIA, 2002), o que torna o custo da energia FV nos centros urbanos competitivo com os da hidroeletricidade. O emprego de um banco de estocagem

possibilita armazenar a energia para uso no horário de pico, reduzindo a demanda da concessionária. Além disso, a energia solar FV também possibilita o atendimento de lugares remotos, através de sistemas isolados (SHAYANI, OLIVEIRA, CAMARGO, 2006).

O Brasil possui um território com plenas condições para o uso desta fonte. A crescente demanda por eletricidade, juntamente com a escassez de recursos para investimentos em grandes obras, fortalece a busca por formas alternativas de geração de energia (SILVEIRA, TUNA, LAMAS, 2013).

A interrupção do fornecimento de energia elétrica pode gerar pequenos transtornos ou até mesmo grandes prejuízos financeiros ou, em alguns casos, danos imensuráveis. Desta forma, é importante propor e estudar sistemas capazes de auxiliar o fornecimento elétrico em conjunto com a rede da concessionária. Os resultados deste trabalho no estudo a microrrede podem justificar ou não o seu uso.

A realização de trabalhos que abordem sistemas FV, elencando boas práticas e trazendo informações concretas a seu respeito são de grande importância, pois contribuem para evidenciar a confiabilidade, sua capacidade e performance energética, além de demonstrar quando é vantajoso ou não fazer uso da energia solar fotovoltaica. Isso poderá encorajar mais usuários a utilizar esta fonte, no atendimento total da instalação, ou para um processo específico, que não possa ficar sem energia.

É importante medir a qualidade dos inversores em relação ao processo de conversão, quantificando a energia gerada, determinando as parcelas ativa e reativa, o fator de potência, bem como mensurar a distorção harmônica total e suas principais componentes.

## 1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Neste trabalho, além do capítulo inicial de introdução, são apresentados mais 5 capítulos, conforme descrito a seguir.

O capítulo 2 apresenta o referencial teórico, abordando fundamentos sobre a energia solar fotovoltaica, bem como outros trabalhos realizados na área.

O capítulo 3, materiais e métodos, apresenta e caracteriza os componentes empregados na microrrede e também a metodologia de análise, através da qual foi realizada este estudo.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos durante a realização dos testes, e faz uma análise dos dados, mostrando o comportamento da microrrede, seus principais parâmetros elétricos e desempenho.

O capítulo 5 apresenta as considerações finais, fazendo um fechamento do trabalho, e o capítulo 6 traz as propostas para futuros trabalhos da área a serem desenvolvidos.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta etapa da dissertação é realizada uma abordagem teórica sobre os principais assuntos relacionados ao tema do trabalho.

### 2.1 A ENERGIA SOLAR

O Sol é uma fonte de energia limpa e renovável, com enorme potencial para aproveitamento representa hoje a maior fonte energética disponível na superfície da Terra. Produz energia através de reações nucleares, emitindo radiação, cujo espectro assemelha-se a um corpo negro com temperatura de 5.800 K.

Radiação solar é uma expressão usual relacionada ao fluxo de potência de todo o espectro solar. O termo correto para se referir à potência da radiação solar é a irradiância (G) que representa a potência solar em um determinado instante por unidade de área. Já para se referir à energia solar deve-se utilizar irradiação (H), que representa a energia solar incidente sobre uma superfície ao longo de um determinado tempo.

A irradiância extraterrestre ( $I_0$ ) se refere à radiação solar recebida pela Terra no topo da atmosfera, tendo como valor médio  $1.367 \text{ W/m}^2$ , sendo variável ao longo do ano, pelo formato elíptico da órbita terrestre em torno do Sol, ficando por volta de  $1.322 \text{ W/m}^2$  até  $1.412 \text{ W/m}^2$ .

A radiação precisa atravessar a atmosfera terrestre para chegar até o solo, assim o seu potencial disponível é menor em relação à irradiância extraterrestre. Esta travessia ocasiona alguns efeitos, sendo que parte é absorvida e parte interage com a atmosfera sendo espalhada, resultando na radiação difusa. Estes efeitos estão diretamente ligados à espessura da camada atmosférica, sendo conhecida como massa de ar (AM), que representa a distância percorrida pela radiação direta, do topo da atmosfera até o solo (DUFFIE e BECKMAN 2013).

#### 2.1.1 Componentes da radiação solar

A radiação solar que incide sobre um módulo fotovoltaico inclinado pode ser decomposta em três componentes (VÁZQUEZ, 2008):

- A radiação direta, constituída por feixes de raios recebidos em linha reta com o Sol
- A radiação difusa é aquela proveniente de todas as direções do céu, exceto aquela recebida diretamente do Sol;



- A radiação de albedo é procedente do solo e ambiente no entorno do módulo, devido à reflexão da radiação incidente nestes meios.

Ainda segundo VÁZQUEZ (2008), chama-se de radiação total ou radiação global, o resultado da soma das três componentes citadas anteriormente. A Fig. 2.1 ilustra as componentes da radiação.

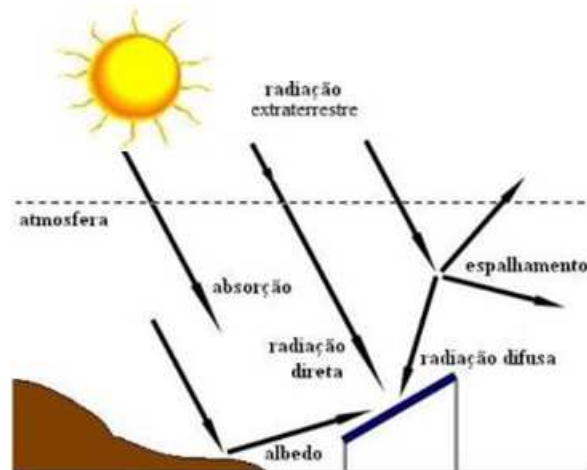


Figura 2.1 - Componentes da radiação solar.

Fonte: PINHO *et al.* (2008).

## 2.2 CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Um módulo fotovoltaico é formado por um conjunto de células conectadas em série. Um conjunto de módulos forma um arranjo ou um painel fotovoltaico, conforme mostra a Fig. 2.2. A tensão resultante é igual a soma da tensão de cada célula. O módulo confere proteção mecânica para as células, podendo ser rígido ou flexível, dependendo da tecnologia FV utilizada (LOPEZ, 2012).

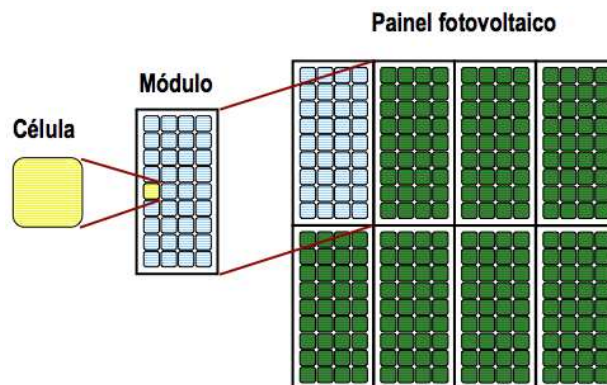


Figura 2.2 - Célula, módulo e painel fotovoltaico.

Fonte: CARNEIRO (2010).

### 2.2.1 Características de módulos fotovoltaicos

O módulo FV tem a função de converter a energia solar em energia elétrica, porém não se comporta como um gerador elétrico convencional, não apresentando uma tensão constante em seus terminais, pois a mesma depende da corrente dele solicitada. O valor da tensão e da corrente que o módulo disponibiliza dependem também da carga que está sendo consumida. Ao atender uma carga que consome uma corrente elevada, a tensão do módulo irá cair até valores próximos do limite da corrente de curto-circuito. Já ao atender uma carga que consome uma baixa corrente, a tensão irá subir até próximo ao limite da tensão de circuito aberto (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

Esta relação entre corrente solicitada e tensão fornecida pelo módulo é representada na Fig. 2.3 na curva A. Todos os módulos FV possuem estas características, atendendo a uma curva I-V que mostra a região de operação do módulo em relação tensão e corrente. Nesta curva, para cada valor de corrente demandada, o módulo irá fornecer uma tensão, dentro dos limites da curva. Para cada valor de corrente na curva existe um valor de tensão correspondente e o produto de ambas fornece a potência que o módulo disponibiliza na referida situação, possibilitando a confecção da curva de potência, conforme mostrado na Fig. 2.3 na curva B. A curva P-V mostra a potência disponibilizada pelo módulo para cada valor de tensão nos seus terminais.

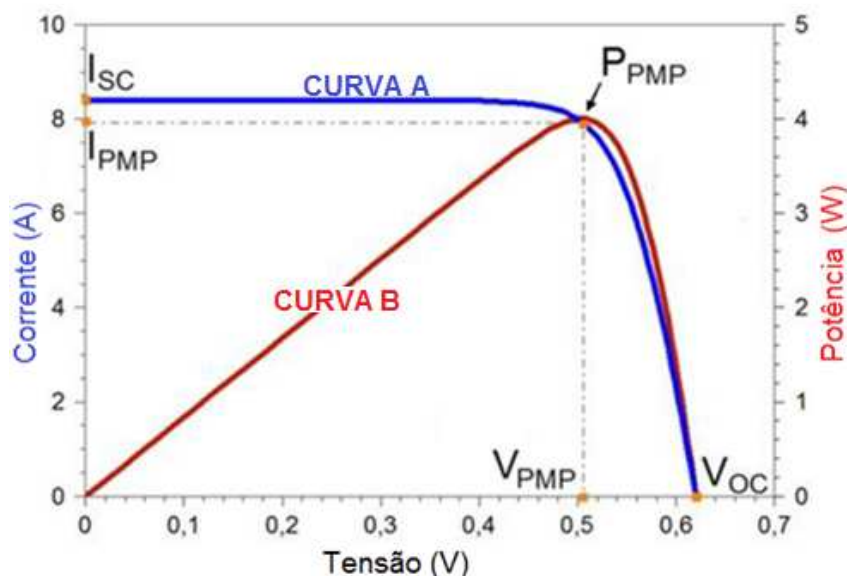


Figura 2.3 - Curva I-V e P-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino no STC.

Fonte: Adaptado de GALDINO e PINHO (2012).

A Fig. 2.3 mostra também o ponto de máxima potência, ( $P_{PMP}$ ), região na qual o módulo deve operar para fornecer a sua potência máxima ao sistema, sendo necessário para isso que o módulo disponibilize em seus terminais, na condição padrão, a tensão de máxima potência ( $V_{PMP}$ ) e a corrente de máxima potência ( $I_{PMP}$ ). A tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) é obtida sem a circulação de corrente, sendo a máxima tensão que o módulo FV pode atingir, já a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) é a corrente máxima que um módulo FV pode fornecer.

## 2.2.2 Associação de módulos fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos podem ser associados em série ou em paralelo, formando diferentes tipos de arranjos, conforme o nível de tensão e de corrente desejada, para obter a potência necessária.

Quando módulos iguais são ligados em série, a tensão total resultante no arranjo é igual a soma das tensões individuais de cada módulo. Já a corrente total é igual à corrente de um dos módulos, seguindo o mesmo princípio dos geradores elétricos. É necessário ter cuidado para não ultrapassar a tensão máxima de isolamento dos módulos ao associar um número elevado de módulos (PEREIRA e OLIVEIRA, 2011).

A Fig. 2.4 (a) ilustra a associação de duas células ligadas em série, cuja lógica de operação é a mesma de dois módulos. Se ambos os componentes forem iguais e estiverem operando sob as mesmas condições, soma-se a tensão de cada elemento e a curva I-V em verde representa a tensão resultante.

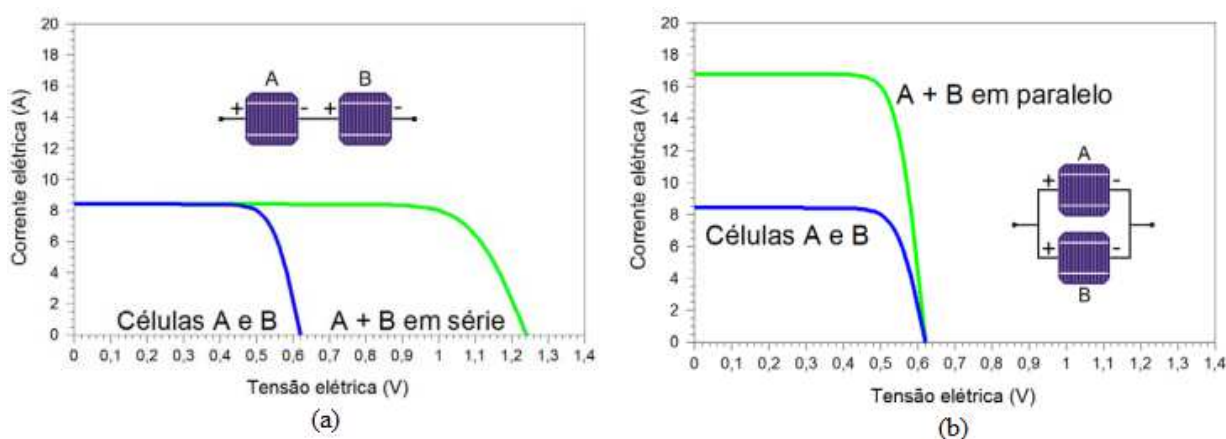


Figura 2.4 - Curvas I-V de duas células FV conectadas (a) em série e (b) paralelo.

Fonte: Adaptado de GALDINO e PINHO (2014).

Quando módulos iguais são ligados em paralelo, a corrente total resultante no arranjo é igual a soma das correntes individuais de cada módulo. Já a tensão total é igual à tensão individual de um dos módulos. A Fig. 2.4 (b) ilustra a associação de duas células ligadas em paralelo. Novamente se ambos os componentes forem iguais e estiverem operando sob as mesmas condições, soma-se a corrente de cada elemento e a curva I-V em verde representa a corrente resultante (PEREIRA e OLIVEIRA, 2011).

Em alguns casos, é necessário realizar uma associação mista, ligando módulos em série e depois em paralelo com um ou mais conjuntos iguais. Isso possibilita obter maiores níveis de tensão e também de corrente, respectivamente, porém todos os módulos devem ser idênticos e o número de módulos em cada ramo (*string*) deve ser o mesmo.

### 2.2.3 Influência da radiação e temperatura

Os fatores irradiância e temperatura afetam diretamente a tensão e a corrente fornecidas pelo módulo fotovoltaico, influenciando na potência disponibilizada.

A corrente aumenta linearmente com o aumento da irradiância, já a tensão aumenta de forma logarítmica. Mesmo com baixos níveis de irradiância, um módulo já fornece uma tensão próxima da tensão de circuito aberto nos seus terminais, porém fornece pouca corrente. A potência máxima de catálogo é obtida na condição padrão, com  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiância e temperatura da célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Níveis elevados de irradiância provocam o aquecimento do módulo e o aumento da temperatura produz uma redução significativa na tensão disponível, acompanhada de um pequeno aumento na disponibilidade de corrente. Conseqüentemente, a elevação da temperatura de operação do módulo, devido a irradiância ou condições ambientes, reduz a sua potência fornecida, reduzindo sua eficiência. A Fig. 2.5 mostra o comportamento da curva I-V de um módulo fotovoltaico (a) operando em diferentes temperaturas com irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  e (b) operando em diferentes irradiâncias com temperatura mantida a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

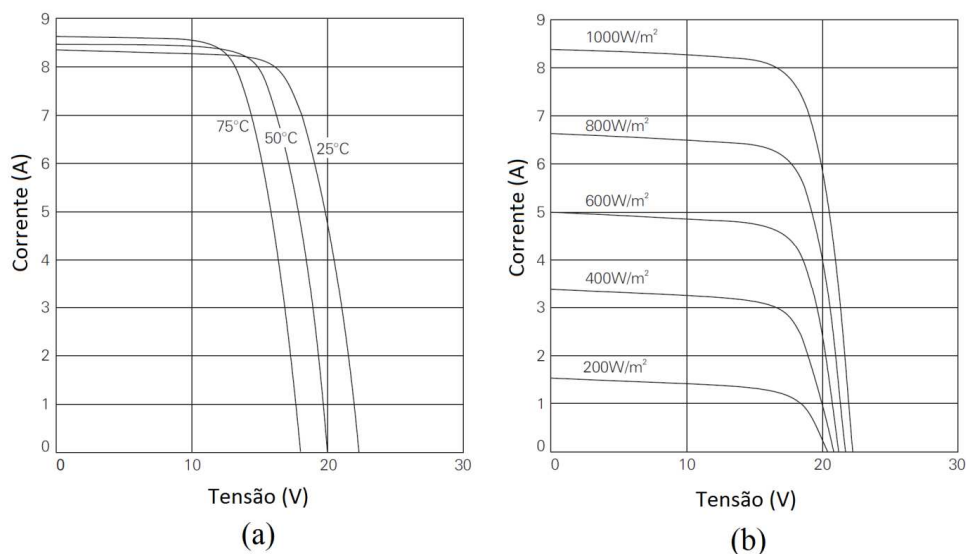


Figura 2.5 - Influência da (a) temperatura e (b) irradiância em um módulo FV.

Fonte: KYOCERA (2016).

### 2.3 CONTROLADORES DE CARGA

Controladores de carga são componentes utilizados em sistemas fotovoltaicos que possuem banco de estocagem de energia, fazendo a conexão entre os módulos e o inversor. Existem vários tipos de controladores de carga, sendo que os mais simples apenas aplicam a tensão e a corrente do painel no banco de estocagem e desconectam o painel quando as baterias estão carregadas e também desconectam a carga quando as baterias estão descarregadas. Porém, existem controladores mais sofisticados, que fazem o gerenciamento de carga das baterias, protegem o banco contra sobrecarga por parte dos módulos, protegem contra descargas excessivas estabelecendo-se um nível de tensão mínimo, carregam as baterias em múltiplos estágios e podem possuir seguidores do ponto de máxima potência, aumentando o rendimento do sistema (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

O principal parâmetro utilizado pelo controlador de carga no gerenciamento do sistema é a tensão, porém também podem ser considerados o estado de carga pelo fluxo de corrente da bateria e a densidade do seu eletrólito. Os controladores são classificados em relação à grandeza monitorada no controle, forma de desconexão do painel fotovoltaico e estratégia de controle adotada (GALDINO e PINHO, 2014).

Os controladores de carga convencionais trabalham basicamente no modo liga-desliga, conectando ou desconectando os módulos ou as cargas do banco de estocagem. Existem dois tipos, série e paralelo. O controlador série desconecta o módulo das baterias através de uma

chave em série com o módulo, que pode ser um relé ou um semicondutor. Este tipo de controlador não é o mais adequado, pois constantes comutações provocam oscilações na tensão e perdas de energia. O controlador paralelo ou *shunt* reduz a potência do módulo, quando as baterias alcançam o carregamento, curto circuitando a corrente do módulo, de forma a desviar a energia por um caminho paralelo, sem desconectar o módulo, tendo melhor eficiência que o modelo anterior.

Também existem no mercado controladores de carga do tipo PWM (*Pulse Width Modulation*) cuja tecnologia é mais atual. Sua função é a mesma dos controladores convencionais, protegendo o circuito contra sobrecarga e descargas acentuadas, porém ao invés de usar uma chave do tipo relé para comandar o circuito, usam transistores e circuitos eletrônicos, realizando um controle mais preciso do carregamento da bateria, através dos estágios de carga pesada, absorção e flutuação. Desta forma, tem-se uma melhora no perfil de uso das baterias e aumento da sua vida útil (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

## 2.4 INVERSORES

Os módulos FV produzem energia em corrente contínua, porém a grande maioria das cargas trabalha com corrente alternada, assim é necessário o uso de conversores c.c/c.a., conhecidos como inversores. Sua função é de converter a tensão contínua proveniente dos módulos e/ou baterias em tensão alternada senoidal, com a mesma frequência e amplitude da rede, fornecendo energia com a qualidade exigida pelas normas.

Inversores fotovoltaicos são abordados por vários autores. Calais *et al.* (2002) apresentaram um resumo da evolução e do estado da arte de inversores, tratando de questões técnicas, como eficiência, forma de comutação e aspectos comerciais, como preços e tendências de mercado. Alonso-Abella e Chenlo (2004) trataram dos tipos de inversores, eficiência e forma de funcionamento, parâmetros de qualidade de energia requeridos, além dos critérios de segurança exigidos pelas normas internacionais.

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos podem ser caracterizados como isolados e conectados. Os inversores isolados atuam em SFI's, sendo que neste caso são alimentados pelo banco de baterias, fornecendo energia diretamente para as cargas em uma rede isolada. Já os inversores conectados atuam em SFCR's, sendo alimentados diretamente pelos módulos fotovoltaicos, injetando a energia produzida em uma rede, para que através desta alimentam as cargas. Ambos os tipos têm o mesmo princípio de funcionamento, porém os inversores conectados precisam atender algumas normas das distribuidoras, necessitando de

uma rede elétrica para se conectar, não podendo funcionar sem a presença da rede da concessionária, sendo providos de proteção anti-ilhamento desconectando-se de forma automática na ausência da rede externa.

A forma de onda da tensão de saída de um inversor deveria ser senoidal, porém na prática muitos modelos não oferecem este formato e ainda apresentam distorções harmônicas. Em sistemas de baixa potência, uma saída com forma de onda quadrada pode ser utilizada, porém em sistemas de maior capacidade, a forma de onda deve ser senoidal e com baixa distorção harmônica, o que é possível utilizando-se técnicas adequadas de chaveamento.

Pode-se classificar os inversores como monofásicos ou trifásicos, conforme a necessidade da carga/rede e também em função da forma de onda produzida, sendo mais comum os de onda quadrada, onda quadrada modificada e senoidal.

Inversores de onda quadrada fornecem uma corrente de saída alternada com forma de onda quadrada, com baixa possibilidade de controle da tensão de saída e de sobre tensões, além de elevado índice de distorção harmônica, assim tem uma aplicação restrita para determinadas cargas. Comparado com outros tipos, tem menor custo, mas também reduzida eficiência. Inversores de onda quadrada modificada produzem uma tensão alternada com forma de onda de saída semiquadrada e em comparação com o modelo anterior, possuem menor distorção harmônica e possibilitam o atendimento de uma variedade maior de cargas menos sensíveis a problemas de qualidade de energia. Os inversores de onda senoidal pura produzem uma tensão de saída muito próximas do formato senoidal, com baixa distorção harmônica, sendo apropriados para alimentar todo o tipo de carga, de forma confiável e com boa qualidade de energia. Este último tipo de inversor trabalha com a modulação da largura dos pulsos (*PWM*), emitindo na saída uma série de ondas quadradas de pequeno e variável comprimento ao longo do tempo e de alta frequência, cujo sinal resultante após uma filtragem é praticamente senoidal.

A resolução 493/2012 da ANEEL determina que em sistemas de geração isolados tipo SIGFI e MIGDI, os inversores empregados devem entregar um sinal de saída senoidal. Já nos SFCR, a distribuidora exige o mesmo critério, de forma que a energia entregue à rede seja de boa qualidade. Segundo Rampinelli e Krenzinger (2011), a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética tem aumentado nos últimos anos, o que torna imprescindível que a energia entregue à rede elétrica apresente qualidade aceitável.

## 2.5 BANCOS DE ESTOCAGEM

Os sistemas isolados, nos momentos em que a geração é maior que a demanda da carga, precisam armazenar este excedente de energia, para o uso no período noturno ou quando a irradiância não é suficiente para produzir energia no sistema e atender a carga. Existem várias formas de armazenamento de energia, porém atualmente considerando vários aspectos, as baterias eletroquímicas ainda são as mais indicadas e utilizadas.

O banco de estocagem de um sistema de geração deve atender vários requisitos, de acordo com o tipo de aplicação. Para um SFI, deve-se ter eficiência energética elevada, uma vida útil longa, facilidade de ampliação, pequena diferença entre a tensão de carga e descarga, baixa necessidade de manutenção, carregamento rápido, elevada disponibilidade e confiabilidade, fácil determinação do estado de carga e elevada vida cíclica para descargas leves e profundas (LUQUE e HEGEDUS, 2011).

### 2.5.1 Baterias

Uma bateria é formada por células ou vasos eletroquímicos, conectados em série e/ou em paralelo, possibilitando armazenar energia elétrica na forma de energia química. Células primárias compõem baterias não recarregáveis, já células secundárias compõem baterias recarregáveis. Em sistemas fotovoltaicos, a bateria de Chumbo-ácido (Pb-ácido) é o tipo mais empregado. Outras tecnologias, tais como Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-hidreto metálico (NiMH), íon de Lítio (Li-ion), apesar de serem mais modernas e terem aspectos positivos, não são economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos.

O banco de baterias é um componente fundamental nos SFI, pois garante o atendimento da demanda da carga, mesmo nos períodos em que o sistema FV esteja produzindo pouca energia (COPETTI e MACAGNAN, 2007).

A capacidade nominal de uma bateria, especificada pelo fabricante, se refere a quantidade de amperes-hora (Ah) que pode ser fornecida, dentro de condições determinadas de operação. A capacidade útil é dada pelo produto da corrente de descarga pelo tempo de duração da mesma. Atendendo cargas mais elevadas, o regime de descarga é acentuado e a capacidade da bateria é reduzida, devido as reações químicas internas superficiais. Já atendendo cargas de menor demanda, as baterias se descarregam de forma mais lenta, aumentando sua capacidade (COPETTI e MACAGNAN, 2007).



A temperatura influencia na capacidade das baterias. Em temperaturas baixas, a resistividade do eletrólito aumenta, logo as reações químicas ocorrem mais lentamente e assim a capacidade diminui. Já em temperaturas mais elevadas, a capacidade tem um pequeno aumento, porém ocorre uma degradação mais rápida.

A profundidade de descarga indica o percentual de energia que foi utilizado da bateria em relação a capacidade nominal. As baterias estacionárias tem um número limitado de ciclos de carga e descarga. Para aumentar a vida útil, as baterias estacionárias devem ser descarregadas somente até 50%. Baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos devem ser capazes de suportar ciclos diários de descarga rasos a moderados, devido à intermitência da disponibilidade solar e do consumo da carga, bem como ciclos profundos esporádicos, ocorridos em dias sucessivos sem disponibilidade solar.

As baterias chumbo-ácido oferecem o menor custo no armazenamento de energia do mercado atual em aplicações fotovoltaicas. Estudos indicam que esta relação custo/desempenho superior às demais tecnologias permanecerá por muito tempo. A Tab. 2.1 traz as principais características das baterias chumbo ácido.

Tabela 2.1 - Dados técnicos da bateria chumbo-ácido.

<b>Tecnologia</b>	<b>Chumbo ácido (Pb-ácido)</b>	
Eletrólito	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	
Densidade energética [Wh/kg]	20–40	
Densidade energética [Wh/L]	50–120	
Eficiência $\eta_{wh}$ [%]	80–90	
Vida útil [anos]	3–20	
Vida cíclica [ciclos]	250–500	
Temperatura de operação	Carga padrão [°C]	–10 a +40
	Descarga [°C]	–15 a +50
Aplicações típicas	Uso estacionário, tração, automotiva	

Fonte: Adaptado de LUQUE e HEGEDUS (2011).

As baterias chumbo-ácido empregam eletrodos de dióxido de chumbo (PbO<sub>2</sub>) e chumbo (Pb), em eletrólito de uma solução de ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) e água. A Fig. 2.6 ilustra os componentes da uma bateria deste tipo.

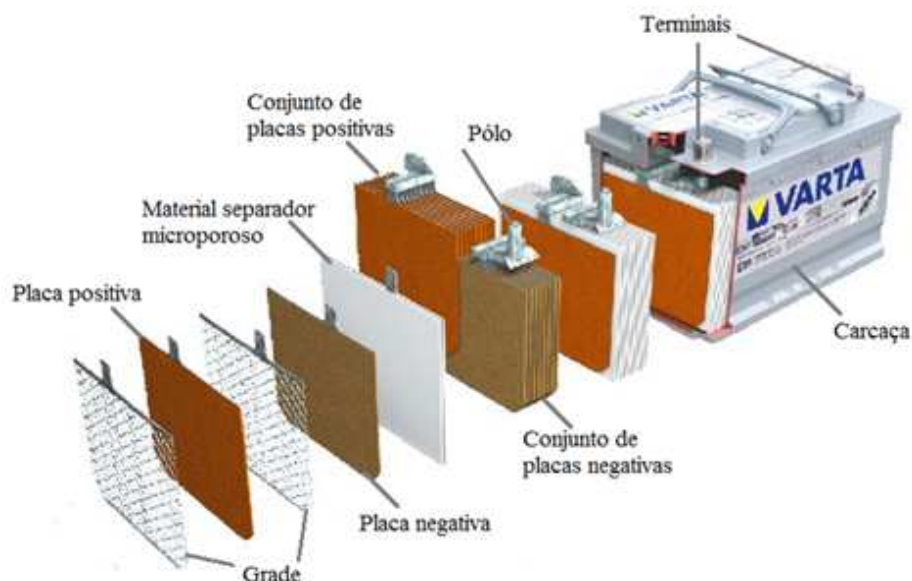


Figura 2.6 - Componentes de uma bateria ácido-chumbo.

Fonte: Adaptado de ZOBAA (2013).

## 2.6 TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

As primeiras células fotovoltaicas foram desenvolvidas com selênio em 1883. Nos anos 1950, foram fabricadas as primeiras células fotovoltaicas, utilizando a tecnologia de semicondutores, fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino, atingindo uma eficiência de 6%. Desde então, vários avanços tecnológicos foram desenvolvidos na fabricação de células FV (GALDINO e PINHO, 2014).

A primeira geração de células FV é dividida em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício multicristalino (p-Si), representando mais de 85% do mercado, demonstrando-se uma tecnologia consolidada, confiável e com boa eficiência em relação as demais. A segunda geração de células fotovoltaicas, denominadas filmes finos, é dividida em três tecnologias: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Por fim, a terceira geração de células FV são formadas pelas células de multijunção de alta eficiência e células baseadas em corantes (DSSC – *Dye sensitized solar cells*) ou polímeros, que também estão sendo desenvolvidas (GALDINO e PINHO, 2014).

### 2.6.1 Silício cristalino

O silício cristalino é a tecnologia mais empregada atualmente. Tem a vantagem de estar amplamente disponível e sua tecnologia bem conhecida, a mesma utilizada na indústria da eletrônica. O módulo monocristalino (também chamado cristal único) usa células que são obtidas a partir de um único cristal de silício puro na forma cilíndrica, que é fatiado, obtendo-se as lâminas individuais, que após tratamento são utilizadas nos módulos. Esses módulos estão entre os mais eficientes do mercado e também os de maior custo, devido à pureza do silício requerida e ao processo de fabricação. Tem espessura de 0,3 mm e uma estrutura homogênea (LOPEZ, 2012).

O módulo multicristalino usa células que são cortadas de cristais de silício multifacetados. Elas são menos uniformes na aparência do que as células monocristalinas, assemelhando-se a vidro estilhaçado. É o tipo mais comum no mercado, apresentando menor custo do que o silício monocristalino, porém menos eficientes. Tem espessura de 0,3 mm e estrutura com cristais de diferentes orientações (LOPEZ, 2012). A Fig. 2.7 ilustra dois módulos FV de silício (a) monocristalino e (b) multicristalino.



Figura 2.7 - Módulo fotovoltaico de silício (a) monocristalino e (b) multicristalino.

Fonte: Adaptado de PORTAL SOLAR (2016).

### 2.7 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O modelo atual do sistema elétrico não atua de forma sustentável, demonstrando ser incapaz de atender as demandas e a qualidade exigidas pela sociedade atual e futura. Diante de tal problema e, com o crescente avanço tecnológico dos sistemas geradores de energia, surge a geração distribuída, com o objetivo de reduzir os impactos negativos da geração centralizada e ao mesmo tempo disponibilizar energia para quem ainda carece da mesma (SEVERINO, CAMARGO, OLIVEIRA, 2008).

Pode-se definir a geração distribuída como sendo qualquer forma de geração, cuja energia gerada é prioritariamente destinada para cargas próximas ao ponto de conexão com a rede, dispensando a necessidade de fazer a transmissão da energia por longas distâncias. Assim tem-se a fonte geradora conectada na rede de distribuição ou ao próprio consumidor (DIAS, BOROTNI, HADDAD, 2005).

Ainda segundo Dias, Borotni e Haddad (2005), a geração distribuída possui uma série de benefícios, que favorecem e oportunizam o seu uso, entre eles é possível citar:

- Redução e postergação de investimentos em grandes usinas e subestações;
- Redução de perdas na transmissão da energia;
- Aumento da confiabilidade do sistema;
- Possibilidade de atendimento a comunidades isoladas;
- Novas opções de negócio para o mercado de energia e economias regionais;
- Possibilidade de aproveitamento de fontes alternativas e renováveis de baixo impacto ambiental, com consequente diversificação da matriz energética;
- Redução de impactos sociais e ambientais causados por empreendimentos de grande porte;
- Melhora do nível de tensão pelo alívio de carga nas redes;

Os incentivos dados à geração distribuída, que na maioria das vezes está localizada próxima aos centros consumidores da carga, são importantes, pois tal modelo proporciona vários benefícios ao sistema elétrico. A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica através do aproveitamento de fontes como energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, em pequenas centrais geradoras, cuja energia gerada é consumida pela unidade consumidora e/ou injetada na rede distribuição. A microgeração distribuída abrange centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 100 kW, enquanto a minigeração distribuída abrange centrais geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW (ANEEL, 2014). A Fig. 2.8 ilustra um exemplo de inserção da geração distribuída no sistema elétrico.

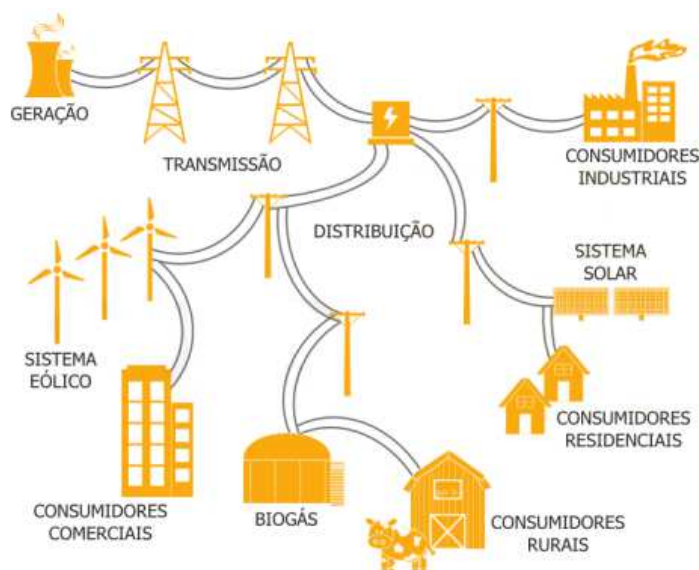


Figura 2.8 - Exemplo de um sistema de geração distribuída.

Fonte: Adaptado de ELCO Solar (2016).

## 2.8 SISTEMAS HÍBRIDOS

Os sistemas híbridos se caracterizam pelo uso de mais de uma fonte primária de energia, que pode ser renovável ou não, dependendo da disponibilidade dos recursos, com a finalidade de gerar energia elétrica de forma coordenada e com custos mínimos. A oferta de duas ou mais fontes traz o benefício e a possibilidade de explorar a complementaridade entre as fontes, reduzindo a intermitência e interrupções na geração, aumentando o índice de confiabilidade, oferecendo uma maior garantia no atendimento das cargas (GALDINO e PINHO, 2014). Vários trabalhos abordam sistemas híbridos. Silva, Severino e Oliveira (2011) propuseram um sistema composto por energia solar fotovoltaica e células combustíveis, com armazenamento em banco de baterias, para atendimento de área isoladas no estado de Tocantins. Beluco, Souza e Krenzinger (2008), estudaram a combinação híbrida entre recursos hídrico e fotovoltaico no estado do Rio Grande do Sul, tratando das configurações de aproveitamento, estratégias de operação e efeitos da complementaridade entre as fontes. Kaabeche, Belhamel e Ibtouen (2011), analisaram a forma de dimensionamento de sistemas híbridos entre energia fotovoltaica e eólica, com armazenamento em banco de baterias, independente da rede, aplicando os conceitos em um estudo de caso, no atendimento de unidades residenciais.

Como fonte primária, podem ser usadas turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos entre outras. A geração de eletricidade através de mais de um recurso possibilita uma multiplicidade de opções e arranjos, necessitando de um controle mais complexo para

otimizar o potencial de cada fonte, aproveitando-se o máximo o sistema. Devido a sua maior complexidade e robustez, geralmente são empregados em sistemas que exigem maior potência, atendendo a mais de um consumidor (CRESESB, 2016). A Fig. 2.9 mostra o esquema de um sistema híbrido, combinando o uso da energia solar com eólica.

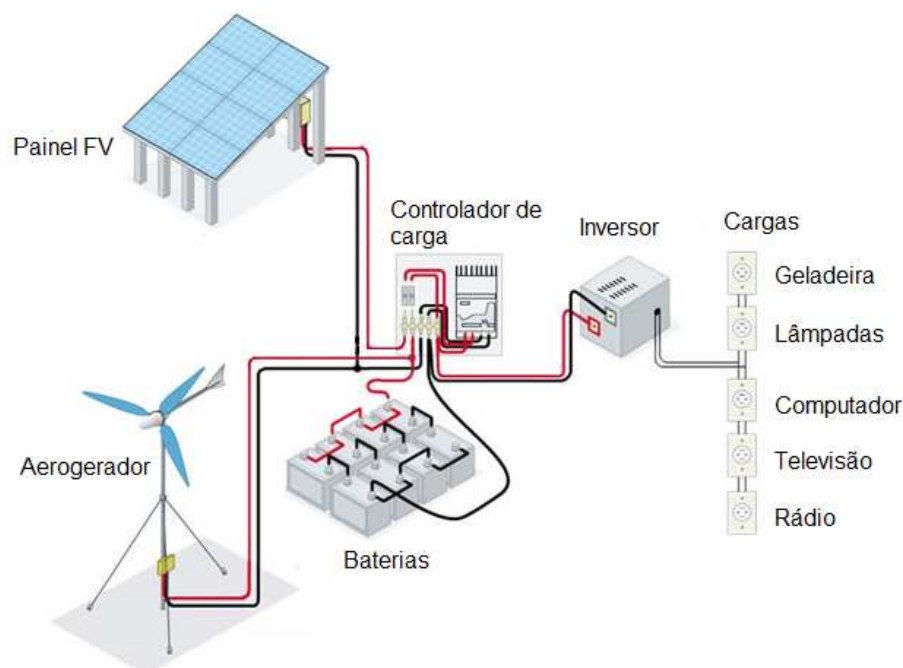


Figura 2.9 - Exemplo de um sistema híbrido solar eólico.

Fonte: MONTEZANO (2010).

## 2.9 SISTEMAS FV CONECTADOS E ISOLADOS

Os Sistemas Fotovoltaicos (SFV) podem operar de duas formas, conectados à rede ou isolados.

### 2.9.1 Sistema isolado (SFI)

Sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) são compostos basicamente por módulos fotovoltaicos, um banco de armazenamento de energia, controlador de carga e inversor *off-grid* c.c./c.a. Os SFI podem ser individuais, atendendo uma unidade consumidora ou uma determinada carga, ou podem gerar energia para uma minirrede, atendendo unidades consumidoras localizadas próximas umas das outras, porém de forma isolada do sistema da concessionária da região.

A resolução 493/2012 da ANEEL substituiu a resolução 83/2004, estabelecendo os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI), além do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI), sistema que já estava regulado pela resolução 83/2004 (ANEEL, 2012b).

A Fig. 2.10 mostra o exemplo de um sistema fotovoltaico domiciliar (SFD), fornecendo energia para uma pequena instalação, isolada da rede da concessionária, mesmo princípio de operação do sistema isolado sob análise neste trabalho. Neste caso, durante o dia, havendo radiação solar suficiente, os módulos alimentam a carga e carregam as baterias. Já no período noturno, a energia para alimentar as cargas é fornecida pelas baterias. Ainda em períodos diurnos com radiação insuficiente, os módulos em paralelo com as baterias alimentam a carga.

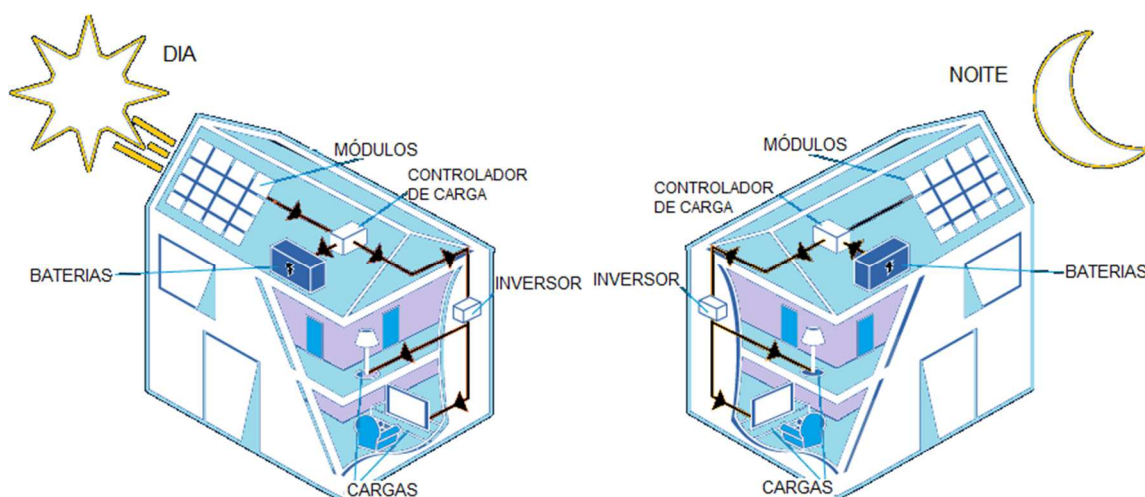


Figura 2.10 - Exemplo de sistema fotovoltaico isolado.

Fonte: Adaptado de SOLSTÍCIO ENERGIA (2016).

## 2.9.2 Sistemas conectados (SFCR)

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) são compostos basicamente por módulos fotovoltaicos e inversor *on-grid* c.c./c.a., sem a necessidade de banco de armazenamento, pois a energia gerada é diretamente consumida pela carga e o excedente entregue à rede da concessionária. Este tipo de instalação pode possuir uma pequena potência, sendo instalada em residências, ou até mesmo potências mais elevadas, em usinas operadas comercialmente.

Os SFCRs de pequeno porte tem grande aplicação no ambiente urbano como geradores de energia elétrica junto ao ponto de consumo. São facilmente integrados à edificação, não

necessitando de área adicional, visto que são normalmente instalados sobre a cobertura da edificação. Possuem elevada confiabilidade e operam de forma limpa e silenciosa (URBANETZ, CASAGRANDE, 2012).

A resolução 482/2012 da Aneel estabeleceu preliminarmente as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o que inclui os SFCRs (ANEEL, 2012a).

A Fig. 2.11 mostra um sistema fotovoltaico conectado à rede, semelhante ao sistema conectado sob análise neste trabalho. Durante o dia, havendo radiação solar, os módulos produzem energia, alimentando a carga e injetam o excedente na rede da concessionária, já nos momentos em que a demanda da carga for maior que a potência do sistema FV, a concessionária suprirá o restante. No período noturno a rede da concessionária alimenta as cargas (MACÊDO, ZILLES, 2005).

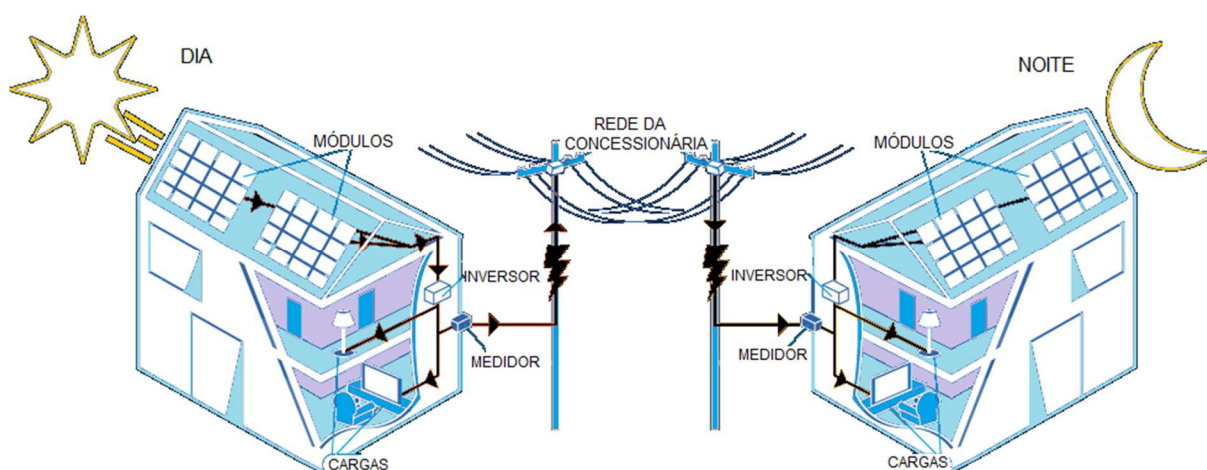


Figura 2.11 - Exemplo de sistema fotovoltaico conectado.

Fonte: Adaptado de SOLSTÍCIO ENERGIA (2016).

A resolução atual, a 569/2013 da ANEEL, estabelece o sistema de compensação de energia elétrica, onde é realizada a medição da energia ativa injetada na rede e também a energia ativa consumida da rede da concessionária. O método utilizado pode ser através da medição bidirecional de registros independentes, ou através das medições simultâneas. Em ambos os métodos, não é permitida a cobrança pelo excedente de reativos devido ao baixo fator de potência dos consumidores pertencentes ao grupo B, somente dos consumidores do grupo A (ANEEL, 2013). Desta forma, na microgeração distribuída o medidor bidirecional diferencia a energia ativa consumida da injetada na rede. Já no caso da minigeração distribuída instala-se



um medidor de 4 quadrantes efetuando-se o faturamento de excedente de reativos (PINTO, ZILLES e BET, 2012).

O SFCR não pode operar na ausência da rede da concessionária, evitando o ilhamento. A energia entregue à rede deve ser em c.a., devendo atender parâmetros de qualidade como nível de tensão, fator de potência e harmônicas, evitando distúrbios e danos a outros consumidores.

Sistemas SFCRs não dispõem de controladores de carga, assim os inversores utilizados nestes sistemas devem efetuar o seguimento do ponto de máxima potência na sua entrada c.c. Dias (2006), Rampinelli, Krenzinger e Romero (2013), mostram os quatro principais tipos de conexão de inversores: a) inversor central, onde todos os módulos se conectam a um único inversor; b) inversores de *string*, onde cada grupo de módulos se conecta a um inversor específico; c) inversores *multistring*, que possuem mais de um conversor c.c./c.c., um para cada grupo de módulos; d) inversor com módulo c.a., onde cada módulo possui o seu próprio inversor integrado.

## 2.10 EQUAÇÕES PARA ANÁLISE DE PERFORMANCE

Para caracterizar o seu desempenho e possibilitar a comparação entre diferentes sistemas fotovoltaicos, é necessário definir parâmetros que possam quantificar o seu funcionamento.

A performance de um sistema fotovoltaico pode ser determinada através dos Índices de Mérito, adotados pela Comunidade Econômica Europeia, para avaliação de sistemas conectados à rede (CEC - Joint Research Centre, 1993, apud OLIVEIRA, 2002).

A seguir é apresentada uma série de equações, percorrendo-se o caminho da energia ao longo do sistema de geração, possibilitando definir os Índices de Mérito, os quais foram utilizados na análise do sistema conectado da microrrede.

A irradiação média diária no plano do gerador  $H(\gamma, \beta)$ , para uma inclinação dos módulos  $\beta$  e ângulo azimutal  $\gamma$  é determinada pela Eq. (2.1).

$$H(\gamma, \beta) = \frac{1}{T} \int G(t) dt \quad (2.1)$$

onde  $G$  representa a irradiância incidente no plano do gerador e  $T$  representa o número de dias de operação do sistema.

A eficiência média global do sistema,  $\eta_s$ , indica quanto da energia solar incidente no gerador FV foi convertida pelo sistema e entregue à rede elétrica, sendo determinada pela Eq. (2.2).

$$\eta_s = \frac{E_{ca}}{E_{ger}} = \frac{\int P_{ca}(t)dt}{A_{ger} \int G(t)dt} \quad (2.2)$$

onde  $E_{ca}$  é a energia elétrica entregue à rede,  $E_{ger}$  representa a energia solar no plano do gerador fotovoltaico,  $P_{ca}$  é a potência elétrica entregue à rede e  $A_{ger}$  representa a área útil do gerador FV.

A eficiência média do inversor,  $\eta_{inv}$ , reflete a capacidade do inversor na conversão de energia elétrica de entrada,  $E_{cc}$ , na energia elétrica de saída,  $E_{ca}$ , sendo determinada pela Eq. (2.3).

$$\eta_{inv} = \frac{E_{ca}}{E_{cc}} = \frac{\int P_{ca}(t)dt}{\int P_{cc}(t)dt} \quad (2.3)$$

onde  $P_{cc}$  é a potência elétrica medida na entrada do inversor.

O fator de capacidade,  $CF$ , representa a capacidade do sistema FV na geração de energia elétrica, considerando a sua potência instalada nas condições padrão operando 24 horas por dia, sendo determinada pela Eq. (2.4).

$$CF = \frac{E_{ca}}{E_{std}} = \frac{\int P_{ca}(t)dt}{\int P_{std}(t)dt} \quad (2.4)$$

onde  $P_{std}$  é a potência elétrica instalada nas condições padrão e,  $E_{std}$  é a energia elétrica que o sistema produziria ao longo das 24 horas do dia na condição padrão.

A produtividade,  $Y$ , relaciona a energia elétrica gerada no período com a potência instalada no sistema. A produtividade indica o tempo no qual o sistema deveria funcionar em sua potência máxima na condição padrão, para gerar a energia realmente produzida no período. A produtividade pode ser calculada para o gerador FV ou para o sistema.

A produtividade média do gerador FV,  $Y_A$ , relaciona o valor médio diário de energia produzida pelo gerador FV e a potência instalada na condição padrão, sendo determinada pela Eq. (2.5).

$$Y_A = \frac{1}{P_{std}} \left[ \frac{1}{\Gamma} \int P_{cc}(t)dt \right] \quad (2.5)$$

A produtividade do sistema,  $Y_F$ , relaciona o valor médio diário da energia elétrica entregue à rede e a potência instalada na condição padrão, sendo determinada pela Eq. (2.6).

$$Y_F = \frac{1}{P_{std}} \left[ \frac{1}{\Gamma} \int P_{ca}(t) dt \right] \quad (2.6)$$

A produtividade de referência,  $Y_R$ , relaciona a irradiação média no plano do gerador,  $H(\gamma, \beta)$  e a irradiância da condição padrão  $G_{std}$ , de 1000 W/m<sup>2</sup>, sendo determinada pela Eq. (2.7).

$$Y_R = \frac{H(\gamma, \beta)}{G_{std}} \quad (2.7)$$

O desempenho global do sistema,  $P_R$ , também conhecido como coeficiente ou taxa de performance, é definido como sendo uma relação entre a energia que o sistema produziu em determinado período com a energia disponível durante o mesmo período. Pode ser calculado pela razão entre a produtividade do sistema e a produtividade de referência, conforme demonstrado na Eq. (2.8) (MAYER, 1999, *apud* DIAS, 2006).

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.8)$$

As perdas de captura,  $L_C$ , estão relacionadas com as perdas a montante do inversor, fornecendo parâmetros para comparação entre sistemas FV, sendo calculadas pela diferença entre a produtividade de referência e a produtividade do gerador FV, conforme a Eq. (2.9). Estão relacionadas com a redução da radiação absorvida pela sujeira, reflexão, sombreamento, temperatura, entre outros fatores (MAYER, 1999, *apud* DIAS, SCHENKEL, DIAS, 2014).

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (2.9)$$

As perdas de sistema,  $L_S$ , estão relacionadas com as perdas sobre o inversor, também fornecendo parâmetros para comparação entre sistemas FV, sendo calculadas pela diferença entre a produtividade do gerador fotovoltaico e a produtividade do sistema, conforme a Eq. (2.10). Tais perdas estão relacionadas pelo aquecimento de condutores, problemas de conversão, entre outros fatores (MAYER, 1999, *apud* DIAS, SCHENKEL, DIAS, 2014).

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (2.10)$$

A produção média diária da energia elétrica,  $E_F$ , representa a média diária de energia elétrica fornecida pelo sistema FV, sendo determinada pela Eq. (2.11) (IDAE, 2011).

$$E_F = \left( \frac{H(\gamma, \beta) P_R}{G_{std}} \right) P_{std} \quad (2.11)$$

## 2.11 QUALIDADE DA ENERGIA

A qualidade da energia está relacionada a um conjunto de alterações que podem ocorrer e afetar o desempenho do sistema elétrico, manifestando-se na tensão, corrente ou nas variações de frequência, resultando em falha ou má operação de equipamentos ligados à rede. Tais alterações podem ocorrer em várias partes do sistema de energia, seja nas instalações de consumidores ou no sistema supridor da concessionária. Atualmente, o aumento do número de equipamentos sensíveis às perturbações e a crescente necessidade de racionalização do uso da energia e aumento da eficiência dos sistemas, exigem que a energia disponível seja de boa qualidade (SIDAQEE, 2016). Conforme Rampinelli, Dias, Krenzinger (2008b), uma energia de qualidade é caracterizada por alto fator de potência e baixa distorção harmônica.

As harmônicas são tensões ou correntes alternadas de forma senoidal, cujas frequências são múltiplas inteiras da frequência fundamental da rede elétrica. Estes harmônicos causam distorções na forma de onda fundamental, sendo causadas por cargas características não-lineares, cuja corrente solicitada não possui a mesma forma de onda da tensão que a alimenta (SIDAQEE, 2016).

Um consumidor que causa deformações no sistema supridor prejudica não apenas a si mesmo, mas também outros conectados ao mesmo sistema, pois as harmônicas circulam nas redes, causando problemas técnicos e financeiros, como sobrecargas nos condutores, sobrecarga e envelhecimento de geradores, transformadores, sobrecarga e envelhecimento de capacitores, perturbação em redes de comunicação e mau funcionamento de equipamentos (SCHNEIDER ELETRIC, 2003).

Em circuitos monofásicos ou polifásicos equilibrados, o fator de potência de um equipamento ou de uma instalação elétrica pode ser definido pela razão entre a potência ativa e a potência aparente, solicitadas em um determinado instante. Em um sistema com formas de

onda senoidais, sem a presença de harmônicas, pode-se interpretar o fator de potência, de uma forma geral, como o cosseno da defasagem entre as ondas de tensão e de corrente (DECKMANN, POMILIO, 2016).

O baixo fator de potência causa perdas na instalação elétrica devido à sobrecarga nos condutores, quedas de tensão e a redução da capacidade do sistema, pela presença da energia reativa (WEG, 2016).

Unidades consumidoras conectadas a rede da concessionária devem atender a padrões de qualidade de energia, estabelecidos na legislação. A Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010 da ANEEL, estabeleceu que o fator de potência mínimo das unidades consumidoras do grupo A e B deve ser no mínimo 0,92, indutivo ou capacitivo. A Resolução nº 569 de 23 de julho de 2013 alterou esta determinação, permitindo a cobrança do excedente de reativos do grupo A, porém proibiu tal cobrança do grupo B.

O fator de potência também é abordado nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST, módulo 8, determinado por ANEEL (2017). No documento, são definidos padrões de qualidade da energia elétrica que devem ser observados por centrais geradoras e consumidores com instalações conectadas à rede. Para este último, se estabelece o fator de potência mínimo de 0,92.

Em sistemas FV conectados à rede, conforme IEEE 1547 (2003) e IEC 61727 (2004), a presença de correntes harmônicas injetadas pelo inversor na rede da concessionária não deve ultrapassar o limite de 5% para a distorção harmônica total. Já as demais componentes harmônicas múltiplas devem atender os limites da Tab. 2.2, onde  $h$  representa a ordem da harmônica.

Tabela 2.2 - Limite de conteúdos harmônicos de corrente.

<b>Harmônicas</b>	<b>Limite</b>
THDi	5%
$h < 11$	4%
$11 \leq h < 17$	2%
$17 \leq h < 23$	1,5%
$23 \leq h < 35$	0,6%
$35 \leq h$	0,3%

---

Harmônicas pares      25% dos valores acima  
 Fonte: IEEE 1547 (2003) e IEC 61727 (2004)

---

Os inversores que trabalham conectados à rede deveriam produzir energia com uma forma de onda de corrente puramente senoidal. Entretanto dependendo da qualidade do inversor e do seu percentual de carregamento, a corrente injetada tem elevado nível de distorção (URBANETZ, 2010). Inversores que não atendem os limites apresentados na Tab. 2.3 não são homologados pelas normas e não poderiam ser comercializados, pois causam distúrbios na rede, reduzindo a eficiência da instalação e prejudicando o funcionamento das cargas.

Inversores fotovoltaicos de pequena potência são comumente empregados em sistemas de geração distribuída, em pequenas unidades consumidoras, o que torna importante a necessidade destes inversores trabalharem com fator de potência unitário, evitando a injeção de energia reativa na rede da concessionária, que apesar de não tarifar os reativos no momento, pode vir a cobrar no futuro. A maioria dos fabricantes garante que seus inversores atendem a este requisito (VILLALVA e GAZOLI, 2012).

No Brasil, os inversores para conexão à rede devem atender à norma ABNT NBR 16149:2013, que estabelece parâmetros como faixas de variação de tensão e frequência, THDi, proteção contra ilhamento, fator de potência, entre outros. Segundo a referida norma, quando o inversor estiver operando na potência nominal, as distorções harmônicas devem atender os limites apresentados na Tab. 2.3, que são semelhantes aos exigidos pelos demais regulamentos. Já em relação ao fator de potência, a norma estabelece que quando a potência ativa injetada na rede for maior que 20% da potência nominal do inversor, o sistema FV deve ser capaz de operar dentro dos padrões estabelecidos, de acordo como apresentado na Tab. 2.4.

Tabela 2.3 - Limite de conteúdos harmônicos de corrente.

<b>Tipo de harmônica</b>	<b>Ordem da harmônica</b>	<b>Limite de distorção</b>
	3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	< 4 %
Harmônicas ímpares	11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	< 2 %
	17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	< 1,5 %
	23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	< 0,6 %
Harmônicas pares	2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	< 1 %
	10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	< 0,5 %
	THDi	5%

Fonte: NBR 16149 (2013).

Tabela 2.4 - Valor do FP em função da potência geradora instalada.

Potência do sistema FV	Fator de potência do inversor	Tolerância	Observação
Até 3 kW	1	0,98 indutivo a 0,98 capacitivo	---
Superior a 3 kW até 6 kW	1	0,98 indutivo a 0,98 capacitivo	FP pode chegar até 0,95, conforme curva de carregamento do inversor
Maior que 6 kW	1	0,98 indutivo a 0,98 capacitivo	FP pode chegar até 0,9, conforme curva de carregamento do inversor

Fonte: NBR 16149 (2013).

Existe ainda a Portaria INMETRO nº 004, de 04 de janeiro de 2011, que estabelece os critérios para o Programa de Avaliação da Conformidade de sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica. Foi determinado que os equipamentos só podem ser comercializados no Brasil estando em conformidade com as exigências do Inmetro. Em relação aos inversores para sistemas autônomos com potência nominal até 10 kW, a distorção harmônica total de corrente foi limitada em 5%, seguindo o mesmo valor dos demais regulamentos, porém nada foi definido quanto a geração de reativos.

## 2.12 TRABALHOS RELACIONADOS

Rampinelli, Krenzinger e Bühler (2014) apresentaram em seu artigo um estudo tratando dos aspectos da inserção de geração distribuída, abordando o projeto nacional “120 telhados fotovoltaicos”. Apresentaram também uma metodologia para monitoramento e análise do desempenho energético de sistemas fotovoltaicos integrados em edificações. Verificou-se a necessidade de valorizar as vantagens da energia fotovoltaica e implementar iniciativas visando sua concorrência com outras fontes.

No artigo de Woyte *et al.* (2013) destaca-se a melhora do desempenho dos sistemas fotovoltaicos nos últimos 20 anos, demonstrando a fundamental importância da monitoração e análise de parâmetros, possibilitando a atuação dos sistemas FV de forma mais adequada. É feita uma revisão histórica do desempenho dos sistemas e uma abordagem do estado da arte, em relação a boas práticas de monitoramento e análise de sistemas FV.

Dias, Dias e Dai-Prá (2016), apresentam um sistema de aquisição de dados, utilizando a plataforma Arduino, para análise do comportamento de um sistema conectado à rede. O perfil

da irradiância e dos principais parâmetros elétricos do sistema são apresentados, em dias de céu claro e parcialmente encoberto. Copnstataram a influência da temperatura na tensão do módulo e a dependência direta da irradiância na potência de saída do sistema, em ambos os dias típicos.

No trabalho de Aramizu (2010), foi feita simulação de um sistema fotovoltaico, operando de forma isolada e conectada à rede, usando o *software* Matlab, verificando sua atuação no atendimento de uma carga, alterando-se parâmetros climáticos. Foi constatado que as variações de temperatura e irradiância afetam diretamente a tensão, corrente e potência fornecida pelos módulos fotovoltaicos, porém os índices de distorção harmônica do sistema mantiveram-se dentro dos parâmetros estabelecidos pelo PRODIST, demonstrando que a qualidade da energia se manteve adequada em situações adversas.

O artigo de Galhardo e Pinho (2004) aborda uma análise da qualidade da energia em sistemas renováveis de pequeno porte, com armazenamento em banco de baterias e inversor para atendimento de pequenas cargas c.a. Verificou-se que a qualidade da energia depende do inversor, principalmente da sua forma de onda, da carga alimentada e do nível de tensão das baterias, que tem influência no valor da tensão eficaz fornecida. Em outro artigo, Galhardo e Pinho (2002), realizaram uma análise do desempenho de inversores de pequeno porte com diferentes formas de onda, estudando-se a influência do conteúdo harmônico da tensão de alimentação em cargas não lineares. Lâmpadas fluorescentes compactas foram alimentadas, encontrando-se baixo fator de potência e elevada presença de harmônicas. Constatou-se que a redução do fator de potência foi devido ao elevado valor eficaz de corrente, causado pela forma de onda pulsada de corrente das lâmpadas e não pelo inversor. A Fig. 2.12 ilustra o espectro harmônico da lâmpada fluorescente.

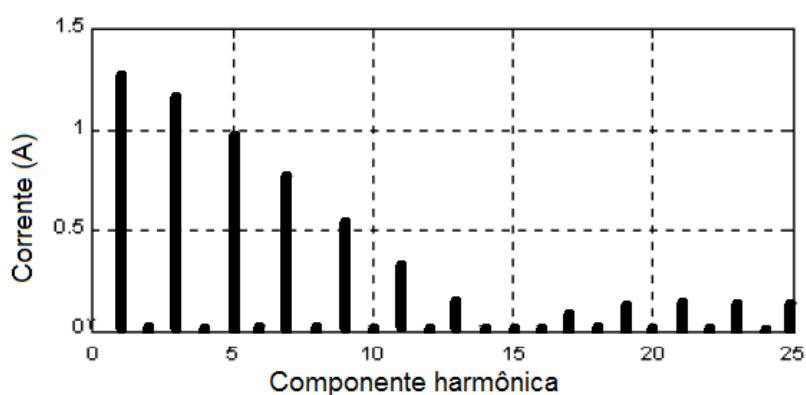


Figura 2.12 – Espectro harmônico da lâmpada fluorescente compacta.

Fonte: Adaptado de GALHARDO E PINHO (2002).



Frigo (2013), diagnosticou o impacto da microgeração em sistemas de baixa tensão, como distorções harmônicas, desequilíbrio de fase, fator de potência, entre outros, avaliando a dinâmica da rede em diferentes cenários de carga e geração, através de modelos no *software* Matlab. Concluiu que a geração distribuída aumenta a eficiência energética e melhora o perfil de tensão, porém causa um aumento do nível de distorções harmônicas e piora os índices de qualidade de energia, como fator de potência e desequilíbrio entre fases. No entanto, de modo geral a microgeração não apresentou níveis preocupantes de distorção harmônica.

Em seu trabalho, Frade (2009) abordou problemas de qualidade de energia, analisando distorções harmônicas e fator de potência, relacionando tais parâmetros com microgeração fotovoltaica. Ele propôs que a geração local, além de gerar energia ativa para a rede, pode compensar a energia reativa com a utilização de filtro ativo de potência. Através de simulações, obteve-se uma redução de até 30% na THDi, em relação a microgeração tradicional.

O artigo de Macêdo e Zilles (2005) faz um estudo da qualidade da energia da geração distribuída utilizando-se sistemas fotovoltaicos conectados a rede. Quatro inversores de 1 kW cada são testados individualmente e em paralelo. Constata-se que na média, os inversores apresentam THDi inferior a 5% quando trabalham com mais de 38% de carregamento. Verificou também que os valores máximos e mínimos de THDi praticamente coincidem com os valores máximos e mínimos de potência c.a.

O artigo de Sidrach-de-Cardona e Carretero (2005) monitorou o comportamento de inversores de cinco fabricantes diferentes, em dias de céu claro e parcialmente encoberto. Verificou-se uma dependência entre o THDi com a potência de saída do inversor. A relação do THDi em função da potência de saída do inversor obedece uma lei de potência, sendo mostrado na Fig. 2.13 a curva característica do inversor *Sun Profi 2400*.

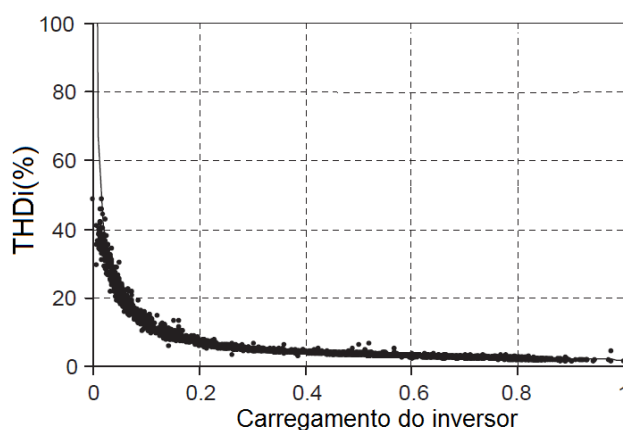


Figura 2.13 – THDi em função da potência de saída do inversor *Sun Profi 2400*.

Fonte: Adaptado de SIDRACH-DE-CARDONA e CARRETERO (2005).

Constatou-se que os menores valores de distorção são encontrados quando o inversor trabalha na sua potência nominal. O limite de 5% é atendido para potências de saída maiores que 0,4 da potência nominal. Constatou-se também que em dias de céu claro, 90% da energia gerada é injetada na rede com valores de THDi abaixo de 5%. Já para os dias parcialmente encobertos, dependendo da marca do inversor, boa parte da energia injetada na rede teve THDi acima de 5%. O inversor *Sunny Boy 2400*, mesmo fabricante do inversor utilizado nesta dissertação, teve THDi médio de 3,6% nos dias de céu claro e 6,3% nos dias de céu parcialmente encoberto. As curvas diárias de irradiância e do THDi em função das horas do dia são mostradas na Fig. 2.14, para (a) dias de céu claro e (b) parcialmente encoberto.

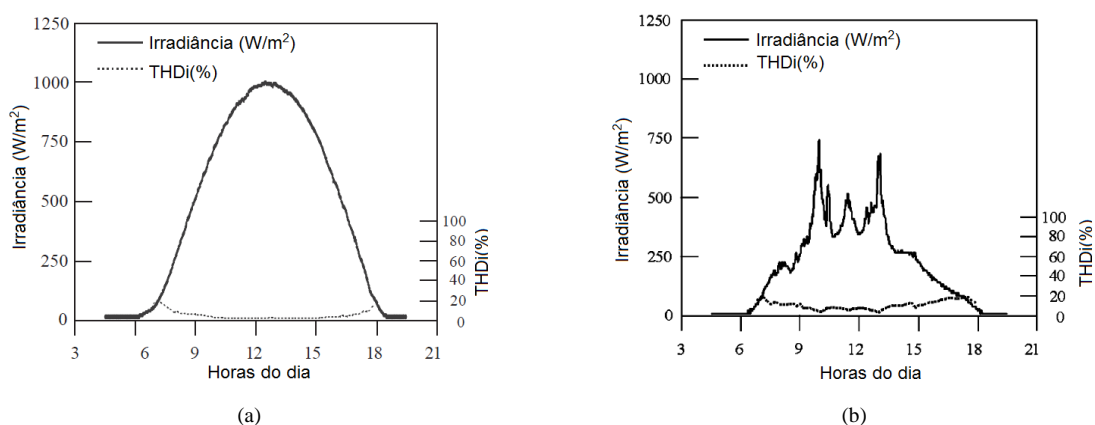


Figura 2.14 – Irradiância e THDi em dia de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.

Fonte: Adaptado de SIDRACH-DE-CARDONA e CARRETERO (2005).

Rampinelli e Krenzinger (2011) apresentaram em seu artigo um estudo sobre a qualidade da energia elétrica injetada na rede por inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. Foram analisados oito modelos de inversores de três diferentes fabricantes. Verificou-se que quando os inversores trabalharam próximos da potência nominal as distorções harmônicas são baixas, permanecendo dentro dos limites normativos, porém quando operaram com baixo carregamento, os inversores produziram energia com elevados níveis de harmônicos. Dos inversores do fabricante *SMA* testados, o THDi ficou abaixo de 5% somente para os carregamentos acima de 50% e 75%, conforme destacado na Tab. 2.5. Já as três primeiras componentes harmônicas ímpares situaram-se acima de 4% para carregamentos acima de aproximadamente 40% e 50%, conforme mostrado na Fig. 2.15.

Tabela 2.5 - Valor do THDi em função do carregamento dos inversores.

Modelo	5%	10%	20%	30%	50%	75%	100%
SB 2100	35,3	23,1	11,5	7,2	4,8	3,9	3,4
SB 2500	31,6	24,2	15,0	10,1	6,1	4,8	4,4
SB 3800U	21,1	14,8	8,6	6,0	3,9	2,6	1,7

Fonte: Adaptado de RAMPINELLI E KRENZINGER (2011).

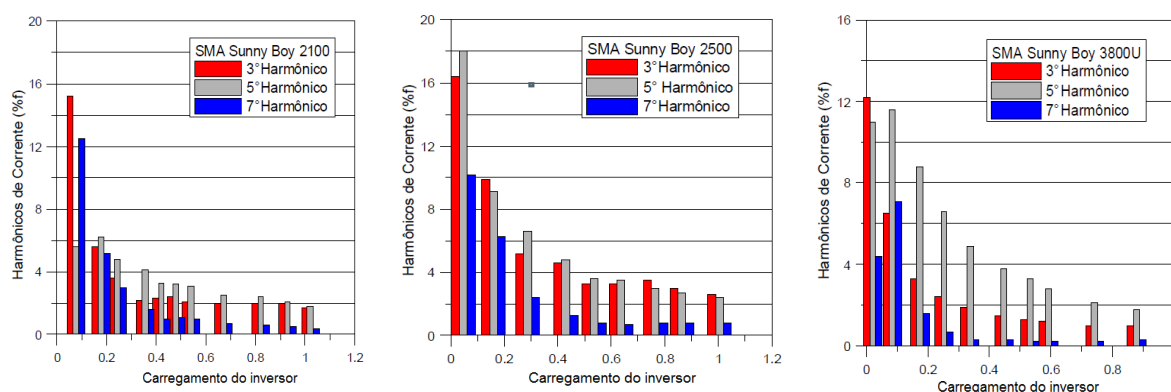


Figura 2.15 – Harmônicos ímpares de inversores.

Fonte: Adaptado de RAMPINELLI e KRENZINGER (2011).

Rampinelli, Dias e Krenzinger (2008b) efetuaram uma análise do fator de potência e da distorção harmônica de inversores conectados a rede. Foram ensaiados nove diferentes modelos de inversores de três fabricantes. Constatou-se que os inversores apresentam fator de potência perto de 1 quando operam próximos da sua potência nominal, já em potências mais baixas, o fator de potência é reduzido. Tal redução foi causada pela combinação da defasagem entre a tensão e corrente e a distorção harmônica, que aumentam quando o inversor opera com baixo carregamento. Tanto a defasagem entre tensão e corrente como a presença de harmônicos não produzem potência útil e, portanto, reduzem o fator de potência. Já o THDi diminui exponencialmente com o aumento da potência de operação dos inversores, sendo que em potências de operação próximas da nominal, os inversores do fabricante *SMA* apresentaram THDi de 3%. As componentes harmônicas múltiplas, 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup> e 7<sup>a</sup> foram as que mais contribuem para a distorção harmônica na corrente. A Fig. 2.16 apresenta os perfis do fator de potência e do THDi, em função do carregamento dos inversores, cujas características são as mais próximas do inversor analisado nesta dissertação.

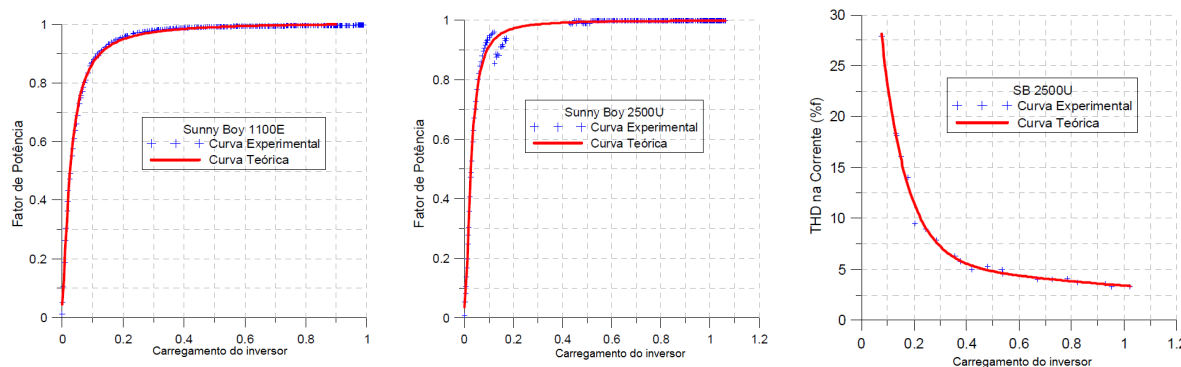


Figura 2.16 – Fator de potência e THDi de inversores SMA.

Fonte: Adaptado de RAMPINELLI, DIAS e KRENZINGER (2008b).

O artigo de Kontogiannis *et al.* (2009), aborda a qualidade da energia através do monitoramento de parâmetros elétricos, como distorção harmônica, flutuações de tensão e fator de potência, em sete inversores fotovoltaicos instalados em diferentes regiões da Grécia. Verificou-se que o THDi frequentemente situa-se acima do limite de 5%, atingindo os menores valores próximos da potência nominal do inversor. As correntes harmônicas múltiplas 3<sup>a</sup>, 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup> e 9<sup>a</sup> apresentaram os valores mais elevados, enquanto as correntes múltiplas da 11<sup>a</sup> à 33<sup>a</sup> ficaram dentro dos limites normativos. A potência reativa também foi mais elevada com baixos níveis de irradiância.

Ainda sobre qualidade da energia fornecida por sistemas fotovoltaicos, vários autores possuem trabalhos publicados na área, evidenciando a importância do tema. Lee *et al.* (2006), simularam o uso de sistemas fotovoltaicos com diferentes dimensões, para geração distribuída, analisando a produção de energia e a geração de harmônicos. Bezerra *et al.* (2003) analisaram o nível de distorção harmônica na rede de baixa tensão, desenvolvendo um estudo para melhor avaliar os impactos da geração harmônica causada de forma distribuída pelas unidades consumidoras residenciais. Infield *et al.* (2004), abordaram a qualidade de energia em um estudo com vários inversores monofásicos conectados a rede, dando maior atenção ao fator de potência, harmônicas e injeção de c.c. na rede. Caamanõ-Marin *et al.* (2008), trataram do estado atual da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos, abordando as normas, oportunidades e desafios técnicos, além de possibilidades de desenvolvimento e melhor aproveitamento da energia. Batrinu *et al.* (2006), verificaram os aspectos relativos à distorção harmônica durante a operação de plantas fotovoltaicas, envolvendo também casos de sombreamento e inversores *multistring*. Urbanetz (2010) avaliou a qualidade da energia oferecida pela distribuidora, buscando os parâmetros que influenciam e prejudicam a conexão de inversores na rede. Identificou que a entrada em operação dos inversores de SFGR causa uma elevação na tensão

e uma pequena redução na distorção harmônica de tensão, conduzindo a um leve aumento na qualidade da energia no ponto de conexão dos sistemas fotovoltaicos.

Chicco, Schlabbach e Spertino (2005) estudaram a distorção harmônica apresentada por inversores de 850 W a 3 kW. Encontraram uma forte dependência entre o THDi e a potência fornecida pelo inversor, verificando-se altas distorções em baixas potências, conforme mostrado na Fig. 2.17, que ilustra o comportamento de um inversor de 1,5 kW. Verificaram que em casos práticos, a emissão harmônica medida pode exceder os valores típicos obtidos em testes laboratoriais. Em outro artigo, Chicco, Schlabbach e Spertino (2009) apresentam um trabalho experimental onde avaliaram o THDi e as correntes harmônicas múltiplas da fundamental, em instalações fotovoltaicas conectadas à rede, verificaram também a influência da tensão nas harmônicas. O perfil do THDi e da potência ao longo de um dia de céu parcialmente encoberto é apresentado na Fig. 2.18 para um inversor de 5kW. Observa-se que na média, o THDi permaneceu abaixo de 10% quando a potência do inversor se situou acima de 20%.

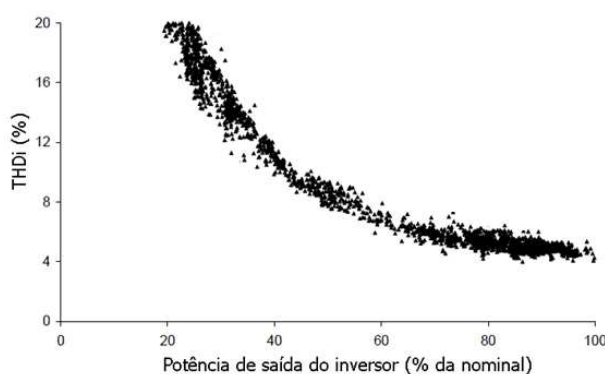


Figura 2.17 –THDi em função da potência de saída do inversor.

Fonte: Adaptado de CHICCO, SCHLABBACH E SPERTINO (2005).

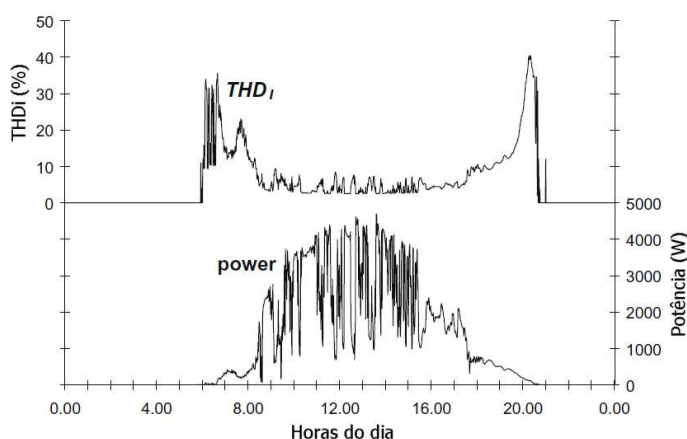


Figura 2.18 –Perfil da potência e do THDi do inversor.

Fonte: Adaptado de CHICCO, SCHLABBACH E SPERTINO (2009).

O artigo de Vera e Krenzinger (2011) trata de sistemas fotovoltaicos autônomos (SFI), realizando uma análise nos parâmetros estabelecidos pela IEC 61724 (índices de mérito), verificando se os mesmos são adequados para mensurar o desempenho dos SFI. Verificou-se que os índices não são suficientes, sendo necessário levar em conta os efeitos do sistema de acumulação de energia. O trabalho aborda também a análise do SFI através de simulação, analisando o fluxo energético em cada etapa de conversão, permitindo a variação de parâmetros, possibilitando o estudo de diferentes cenários de forma simples.

O trabalho realizado por Dias, Alves e Krenzinger (2006) apresentou um estudo que relacionou duas formas de determinar os índices de mérito de sistemas FV conectados à rede elétrica. Uma forma utilizou as equações da performance empregando a potência oriunda das medições de corrente e tensão, da temperatura do módulo e irradiância, já a outra forma utilizou uma correlação de potência substituída nas equações originais, empregando como dados de entrada somente a temperatura de módulo e a irradiância. Os dados foram obtidos em uma instalação fotovoltaica conectada à rede, na qual foram instalados três inversores iguais, porém cada um foi conectado a um arranjo de módulos com potência diferente, permitindo o estudo em diferentes fatores de dimensionamento. As duas formas utilizadas para determinar os índices de mérito apresentaram resultados semelhantes.

Os índices de mérito foram analisados por vários autores. Em Urbanetz, Fassie e Tiepolo (2014), é feita uma análise do desempenho do SFCR no Escritório Verde (EV) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), desde sua instalação em dezembro de 2011. Já Santana *et al.* (2015), além de analisarem os índices de performance, também compararam a performance de dois diferentes SFCR, ao longo de 7 meses, no início de 2016. Em Marion *et al.* (2005), é feita uma abordagem dos principais indicadores que possibilitam a comparação entre sistemas fotovoltaicos com diferentes características. Rampinelli, Krenzinger e Bühler (2014), reúnem as equações para cálculo dos índices de performance, apresentando uma metodologia para análise do desempenho energético da geração distribuída, com sistemas fotovoltaicos integrados em edificações.

Pesquisadores de vários países utilizam os índices de performance, o que possibilita quantificar o desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes locais. Kymakis, Kalykakis, Papazoglou (2009) analisaram um parque fotovoltaico instalado na Grécia, com 171,36 kW<sub>p</sub>, ao longo do ano de 2007, encontrando um  $Y_F$  que variou de 1,96 h/d até 5,07 h/d e um  $PR$  médio

de 67,4%. Ayompea *et al.* (2011), monitoraram um sistema fotovoltaico conectado à rede de 1,72 kW<sub>p</sub>, instalado no topo de um prédio na Irlanda (latitude 53°) ao longo de um ano. Como resultado encontraram uma média diária do *YF* de 2,85 h/d, eficiência do sistema 12,6%, eficiência do inversor 89,2%, *PR* de 81,5%, *CF* de 10,1%, perdas de sistema 0,23 h/d e perdas de captura 0,22 h/d. Congedo *et al.* (2013), monitoraram um sistema fotovoltaico de 960 kW<sub>p</sub>, instalado na Universidade de Salento, no extremo sul da Itália, relacionando os parâmetros com as condições climáticas locais.

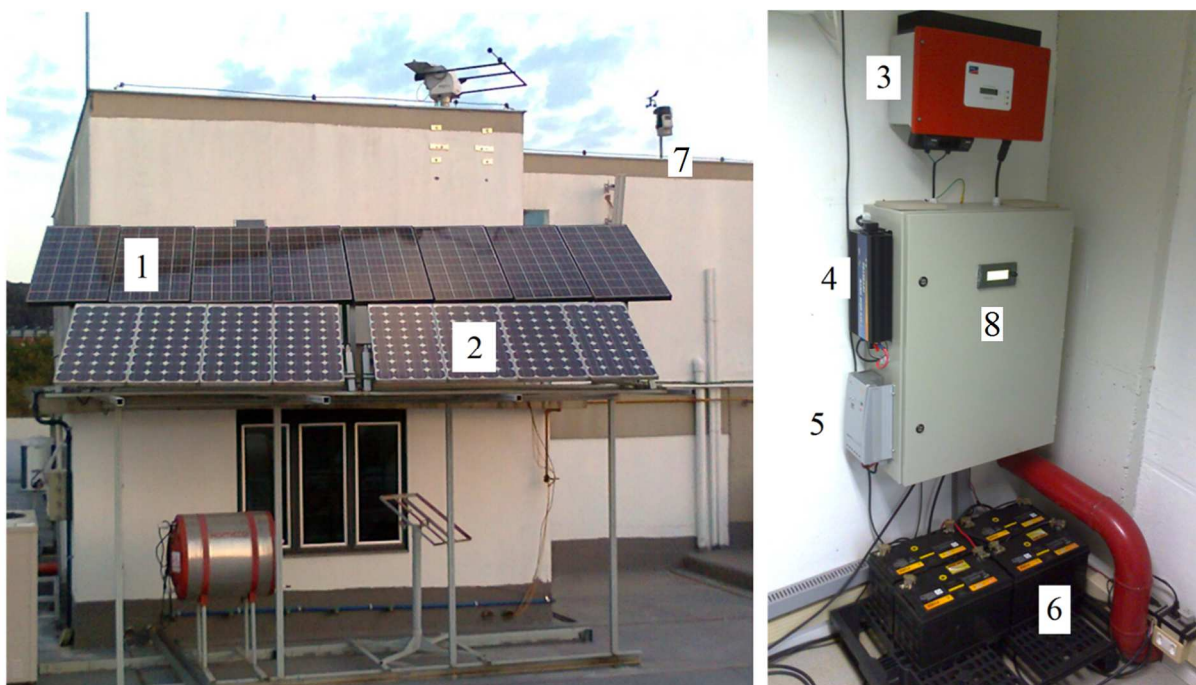
O artigo de Ordóñez *et al.* (2010), analisou a capacidade da geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos, instalados em unidades residências na Espanha, enfocando a importância do uso desta fonte alternativa, uma vez que as fontes tradicionais estão cada vez mais escassas e causando danos ambientais. Verificou-se que a energia fotovoltaica teria capacidade de suprir, na média, 80% da demanda energética residencial, destacando-se o potencial do recurso solar.

### 3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os materiais que constituem a microrrede fotovoltaica e os instrumentos utilizados na coleta de dados. Este capítulo também descreve a metodologia através da qual a microrrede foi monitorada, permitindo analisar sua capacidade, qualidade de energia e índices de performance.

#### 3.1 TOPOLOGIA E FUNCIONAMENTO DA MICRORREDE

A microrrede fotovoltaica analisada está instalada no Laboratório de Fontes Renováveis de Energia da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, localizada no município de São Leopoldo – RS, tendo como latitude  $-29^\circ$  (sul) e longitude  $-51^\circ$  (oeste). O sistema é composto por dois modelos de módulos fotovoltaicos, dois modelos de inversores c.c./c.a., controlador de carga e um banco de estocagem. A Fig. 3.1 mostra os principais componentes do sistema, estando os painéis na parte externa do laboratório e os demais componentes, instalados na parte interna do laboratório.



1 - Painel do SFCR    3 - Inversor *on-grid*    5 - Controlador de carga    7 - Estação meteorológica  
 2 - Painel do SFI-b    4 - Inversor *off-grid*    6 - Banco de estocagem    8 - Sistema de aquisição de dados e controle

Figura 3.1 – Componentes da microrrede.



Conforme mostra a Fig. 3.2, a microrrede é formada por dois subsistemas. O subsistema fotovoltaico de back-up (SFI-b) é composto por um painel de 8 módulos, controlador de carga, banco de estocagem e inversor *off-grid* c.c./c.a. Já o subsistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) é composto por um painel de 8 módulos e inversor *on-grid* c.c./c.a.

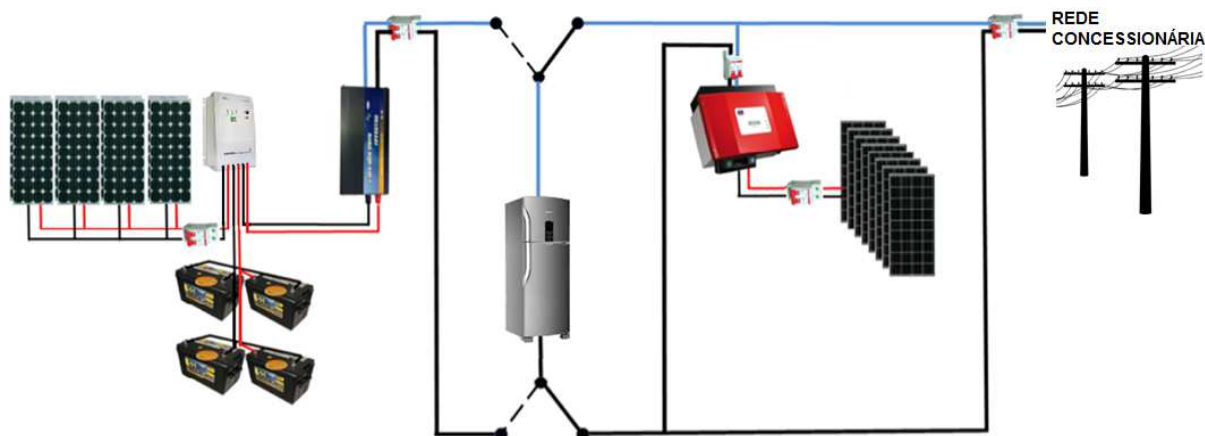


Figura 3.2 – Topologia da microrrede fotovoltaica.

Fonte: Adaptado de DIAS (2015).

O SFI-b tem como função alimentar a carga em forma de back-up, operando de forma isolada e independente da rede da concessionária. No período diurno, a energia é gerada pelo painel, que carrega e armazena energia no banco de estocagem e alimenta o inversor e este por sua vez, alimenta a carga, de forma isolada da rede. No período noturno e em períodos de baixa irradiância, o banco de estocagem alimenta o inversor, que atende a carga. No caso da falta de energia por parte da concessionária, a carga é comutada automaticamente para este sistema que permanecerá atendendo a demanda da carga.

No caso de longos períodos sem irradiância e após o consequente descarregamento do banco de estocagem até um nível pré-estabelecido, a carga é comutada para a rede da concessionária, permanecendo neste estado até as baterias serem recarregadas, retornando então a carga ao inversor isolado de back-up. O nível de carga das baterias é baseado na tensão do banco. Considera-se que as baterias estão 100% carregadas quando o banco atinge a tensão de 29 V. Já a descarga máxima das baterias é limitada a 20%, atingida quando o banco apresenta uma tensão de aproximadamente 24,4 V. Os níveis de carga e descarga definem o momento de conexão e desconexão da carga no inversor, podendo ser pré-definidos pelo usuário, ajustando-se tais parâmetros no programa que controla a operação da microrrede.

O SFCR opera somente em paralelo com a concessionária, tendo a função de injetar a energia produzida na rede da concessionária e, em paralelo com esta, alimenta a carga quando a mesma não estiver comutada com o sistema isolado de back-up. Os painéis de ambos sistemas estão orientados para o norte geográfico, com inclinação de 30°.

### 3.2 COMPONENTES DO SFI-b

O painel do SFI-b é formado por 8 módulos SP75, da Siemens, de silício monocristalino, sendo 4 conjuntos ligados em paralelo, de 2 módulos em série cada, obtendo-se na condição padrão, um total de 600 W<sub>p</sub>, 34 V e 17,6 A, conforme mostrado na Tab. 3.1 e Fig. 3.3.

Tabela 3.1 – Características dos módulos e painel do SFI-b.

Características elétricas	Condição padrão (STC)		Condições nominais de operação (NOCT)	
	Módulos	Painel	Módulos	Painel
Potência nominal	75 W <sub>p</sub>	600 W <sub>p</sub>	54,3 W <sub>p</sub>	434,4 W <sub>p</sub>
Tensão no ponto de máxima potência	17 V	34 V	15,42 V	30,84 V
Corrente no ponto de máxima potência	4,4 A	17,6 A	3,52 A	14,08 A
Tensão de circuito aberto	21,7 V	43,4 V	19,92 V	39,84 V
Corrente de curto circuito	4,8 A	19,2 A	3,9 A	15,6 A

Fonte: Adaptado de SIEMENS (1998).

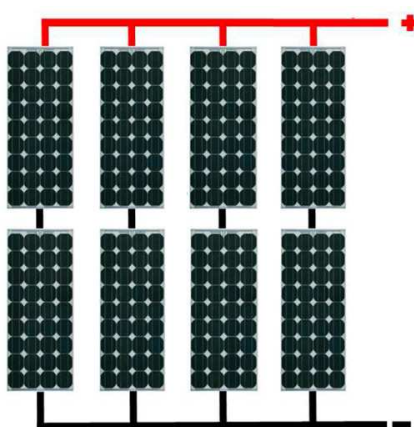


Figura 3.3 – Painel do SFI-b.

Fonte: Adaptado de DIAS (2015).

O banco de estocagem possui 4 baterias modelo F105E, seladas, tipo chumbo ácido de 12 V e 105 Ah, sem necessidade de manutenção, ligadas em dois ramos em paralelo, sendo

cada ramo composto por duas baterias ligadas em série, totalizando um banco com 24 V e 210 Ah de capacidade, conforme mostrado na Fig. 3.4.

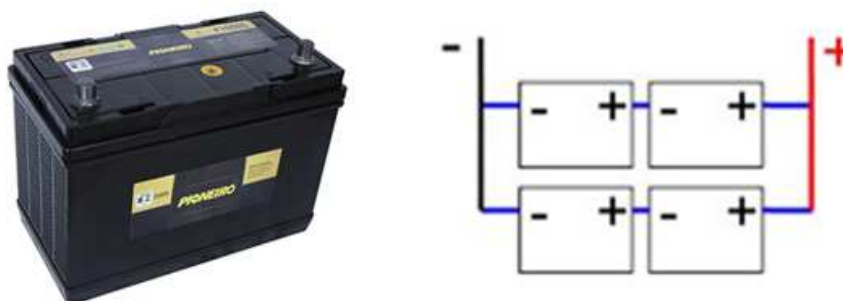


Figura 3.4 – Bateria chumbo-ácido e esquema do banco de estocagem.

O painel e o banco estão conectados ao controlador de carga modelo MPPT Tracer-3215RN, conforme mostrado na Fig. 3.5. Este componente faz a conexão entre módulos, baterias e o inversor *off-grid*, gerenciando o processo de carga e descarga do banco de estocagem, além de efetuar o rastreamento do ponto de máxima potência do painel.

O modelo utilizado admite na entrada no máximo 150 V e 780 W, provenientes do painel fotovoltaico, trabalhando com correntes máximas de 20 A para carga e 30 A para descarga das baterias, operando com tensão de até 32 V do banco de estocagem.



Figura 3.5 – Controlador de carga.

Fonte: Adaptado de EPSOLAR (2016).

O inversor *off-grid*, modelo Pure Sine Wave, SP05, de 1000 W, recebe energia em c.c. do controlador de carga e a converte em c.a., alimentando diretamente a carga, sem conexão com a rede da concessionária. O inversor está representado na Fig. 3.6 e suas principais características de entrada e saída são listadas na Tab. 3.2.

Tabela 3.2 – Características do inversor do SFI-b.

Parâmetros de entrada			Parâmetros de saída (c.a.)		
$U_{NOM}$	Tensão nominal	24 V	$P_{CANOM}$	Potência nominal	1000 W
$U_{CCMÁX}$	Tensão máxima	30 V	$U_{NOM}$	Tensão nominal	220 V $\pm$ 10%
$U_{CCMÍN}$	Tensão mínima	19 V	F	Frequência	60 $\pm$ 2 Hz
			$\eta$	Eficiência	90 %
			THD	Distorção harmônica	$\leq$ 3%

Fonte: Adaptado de KASATEC (2016).



Figura 3.6 – Inversor c.c/c.a. do SFI-b.

Fonte: KASATEC (2016).

### 3.3 COMPONENTES DO SFCR

O painel do SFCR é formado por 8 módulos KD135SX-UPU, da Kyocera, de silício multicristalino, conectados em série, obtendo-se na condição padrão, um total de 1080 W<sub>p</sub>, 141,6 V e 7,63 A, conforme mostrado na Tab. 3.3 e Fig. 3.7.

Tabela 3.3 – Características dos módulos e painel do SFCR.

Características elétricas	Condição padrão (STC)		Condições nominais de operação (NOCT)	
	Módulos	Painel	Módulos	Painel
Potência nominal	135 W <sub>p</sub>	1080 W <sub>p</sub>	95 W <sub>p</sub>	760 W <sub>p</sub>
Tensão no ponto de máxima potência	17,7 V	141,6 V	15,7 V	125,6 V
Corrente no ponto de máxima potência	7,63 A	7,63 A	6,1 A	6,1 A
Tensão de circuito aberto	22,1 V	176,8 V	20 V	160 V
Corrente de curto circuito	8,37 A	8,37 A	6,79 A	6,79 A

Fonte: Adaptado de KYOCERA (2013).

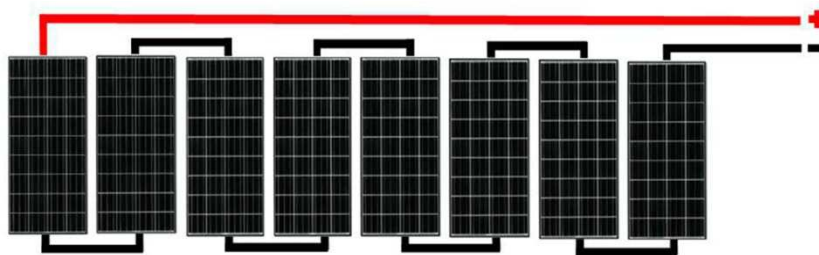


Figura 3.7 – Painel do SFCR.

Fonte: Adaptado de DIAS (2015).

O painel se conecta ao inversor *on-grid*, modelo Sunny Boy 1200, de 1200 W, que recebe energia em c.c. do painel e a converte em c.a., injetando na rede da concessionária e/ou carga. Este modelo de inversor trabalha em paralelo com a rede. Assim, na ausência dela o inversor se desconecta em cerca de 0,2 segundos, evitando o fenômeno do ilhamento. O inversor está representado na Fig. 3.8 e suas principais características de entrada e saída são relacionadas na Tab. 3.4.



Figura 3.8 – Inversor c.c/c.a. do SFCR.

Fonte: Adaptado de SMA SOLAR (2010).

Tabela 3.4 – Características do inversor do SFCR.

Parâmetros de entrada (c.c.)			Parâmetros de saída (c.a.)		
$U_{CCMÁX}$	Tensão máxima	400 V	$P_{CAMÁX}$	Potência máxima	1200 W
$P_{CCMÁX}$	Potência máxima	1320 W	$I_{CANOM}$	Corrente nominal	5,2 A
$U_{FV}$	Faixa de tensão do PMP	100 V a 320 V	$I_{CAMÁX}$	Corrente máxima	6,1 A
$U_{CCNOM}$	Tensão nominal	120 V	$U_{NOM}$	Tensão nominal de conexão	220 V / 230 V / 240 V
$U_{CCMÍN}$	Tensão mínima em 230 V	100 V	$U$	Amplitude de tensão para conexão	180 V a 265 V
$I_{FVMÁX}$	Corrente máxima	12,6 A	$F$	Frequência	60 Hz
			$\eta$	Eficiência	92,1 %

Fonte: Adaptado de SMA SOLAR (2010).

### 3.4 CARGAS

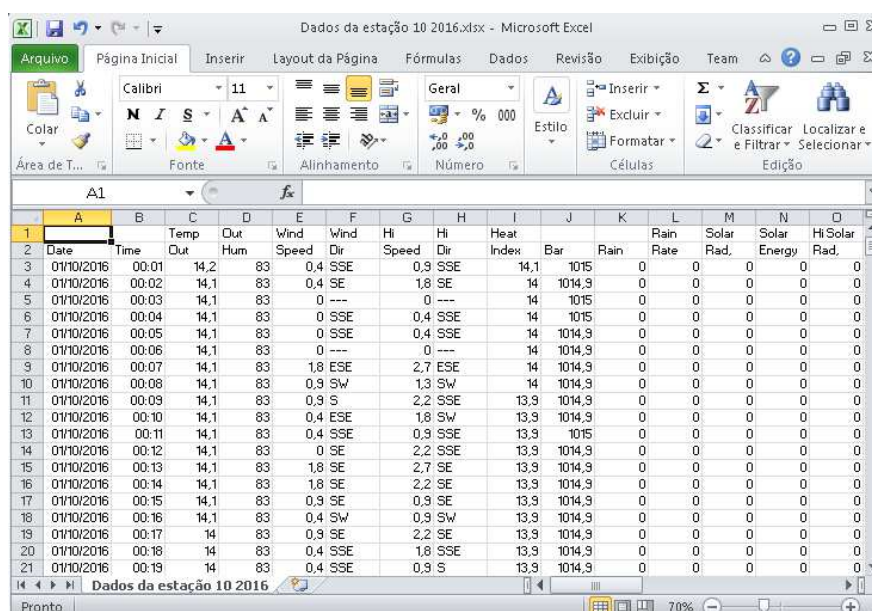
A carga que a microrrede pode atender está limitada em cerca de 650 W, uma vez que o controlador de carga trabalha com 24 V e corrente máxima de saída de 30 A, prevendo eficiência de 90% do inversor.

A carga principal utilizada para monitorar o comportamento da microrrede foi um refrigerador Panasonic, modelo NR-BT54 inverter, de 180 W, porém também foram acionados outros tipos de cargas, como lâmpada incandescente de 100 W, lâmpada fluorescente compacta de 15 W, aquecedor de 400 W, de forma individual e combinada.

### 3.5 INSTRUMENTOS DE COLETA DE DADOS

Os dados utilizados na análise da microrrede são obtidos através de mais de um sistema.

O primeiro sistema utilizado foi a estação meteorológica, que está instalada juntamente no Laboratório de Energias Renováveis. Esta estação está conectada ao computador do laboratório, coletando dados a cada minuto e disponibilizando os valores em uma planilha do *Excel* no formato .CSV. Uma série de dados, como temperatura ambiente, irradiância no plano horizontal, pressão atmosférica, velocidade do vento e nível de precipitação são disponibilizados. Os principais parâmetros disponíveis e utilizados na análise da microrrede são a irradiância e a irradiação.



1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
2	Date	Time	Temp Out	Hum	Wind Speed	Wind Dir	Hi Speed	Hi Dir	Heat Index	Bar	Rain	Rain Rate	Solar Rad.	Solar Energy	Hi Solar Rad.
3	01/10/2016	00:01	14,2	83	0,4 SSE	0,9 SSE	14,1	1015	14,1	1014,9	0	0	0	0	0
4	01/10/2016	00:02	14,1	83	0,4 SE	1,8 SE	14	1014,9	14	1014,9	0	0	0	0	0
5	01/10/2016	00:03	14,1	83	0 ---	0 ---	14	1015	14	1015	0	0	0	0	0
6	01/10/2016	00:04	14,1	83	0 SSE	0,4 SSE	14	1015	14	1015	0	0	0	0	0
7	01/10/2016	00:05	14,1	83	0 SSE	0,4 SSE	14	1014,9	14	1014,9	0	0	0	0	0
8	01/10/2016	00:06	14,1	83	0 ---	0 ---	14	1014,9	14	1014,9	0	0	0	0	0
9	01/10/2016	00:07	14,1	83	1,8 ESE	2,7 ESE	14	1014,9	14	1014,9	0	0	0	0	0
10	01/10/2016	00:08	14,1	83	0,9 SW	1,3 SW	14	1014,9	14	1014,9	0	0	0	0	0
11	01/10/2016	00:09	14,1	83	0,9 S	2,2 SSE	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
12	01/10/2016	00:10	14,1	83	0,4 ESE	1,8 SW	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
13	01/10/2016	00:11	14,1	83	0,4 SSE	0,9 SSE	13,9	1015	13,9	1015	0	0	0	0	0
14	01/10/2016	00:12	14,1	83	0 SE	2,2 SSE	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
15	01/10/2016	00:13	14,1	83	1,8 SE	2,7 SE	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
16	01/10/2016	00:14	14,1	83	1,8 SE	2,2 SE	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
17	01/10/2016	00:15	14,1	83	0,9 SE	0,9 SE	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
18	01/10/2016	00:16	14,1	83	0,4 SW	0,9 SW	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
19	01/10/2016	00:17	14	83	0,9 SE	2,2 SE	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
20	01/10/2016	00:18	14	83	0,4 SSE	1,8 SSE	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0
21	01/10/2016	00:19	14	83	0,4 SSE	0,9 S	13,9	1014,9	13,9	1014,9	0	0	0	0	0



Figura 3.9 – Estação meteorológica e planilha de dados gerados.

A estação mede a irradiância no plano horizontal, porém foi necessário obter a irradiância incidente no plano inclinado do gerador FV, que é de  $30^\circ$ . Desta forma, foram utilizados os modelos de Hay (1979) e Erbs, Klein e Duffie (1982), para converter a irradiância do plano horizontal para o plano inclinado à  $30^\circ$  do gerador fotovoltaico, utilizando-se estes valores para determinar os índices de performance e para traçar as curvas diárias de irradiância durante o monitoramento do comportamento do sistema.. A Fig. 3.9 mostra a estação e o modelo de arquivo de dados gerado.

O segundo item utilizado na coleta de dados foi o analisador de energia monofásico *Fluke 43B*. O analisador está conectado ao computador onde, através do software *Fluke View*, fornece os dados coletados em uma planilha do *Excel* no formato .CSV. Instalado dentro do laboratório, coletando dados 24 horas por dia, 7 dias por semana, durante o período de análise. As grandezas mensuradas a cada minuto pelo analisador foram potência ativa, reativa e aparente, fator de potência, energia ativa, reativa e aparente, distorção harmônica de corrente total e suas componentes, tensão e corrente, tanto na saída dos inversores quanto junto das cargas. Para efetuar as medições de corrente foi utilizado o alicate amperímetro modelo *Fluke i200s*, na escala de 20 A. A Tab. 3.5 mostra a exatidão das medidas feitas por este equipamento e, a Fig. 3.10 mostra a planilha de dados, gerada pelo *software* e o analisador conectado ao computador.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	Title	W	Title	VA	Title	PF	Title	DPF (Cos Phi)
2	Type	Waveform Type	Type	Waveform Type	Type	Waveform Type	Type	Waveform
3	Date	11/16/16	Date	11/16/16	Date	11/16/16	Date	11/16/16
4	Time	13:22:54	Time	13:22:54	Time	13:22:54	Time	13:22:54
5	X Scale	1,80E+03	X Scale	1,80E+03	X Scale	1,80E+03	X Scale	1,80E+03
6	X At 0%	4,01E+05	X At 0%	4,01E+05	X At 0%	4,01E+05	X At 0%	4,01E+05
7	X Label	30 m/Div	X Label	30 m/Div	X Label	30 m/Div	X Label	30 m/Div
8	Y Scale	2,00E+02	Y Scale	2,00E+02	Y Scale	5,00E-01	Y Scale	5,00E-01
9	Y At 50%	6,00E+02	Y At 50%	6,00E+02	Y At 50%	0,00E+00	Y At 50%	0,00E+00
10	Y Size	2048	Y Size	2048	Y Size	256	Y Size	256
11	Y Unit	W	Y Unit	VA	Y Unit		Y Unit	
12								
13		0,00	335,00	0,00	339,00	0,00	0,99	0,00
14		60,00	268,00	60,00	271,00	60,00	0,99	1,00
15		120,00	311,00	120,00	314,00	120,00	0,99	1,00
16		180,00	291,00	180,00	294,00	180,00	0,99	0,99
17		240,00	293,00	240,00	296,00	240,00	0,99	0,99
18		300,00	316,00	300,00	319,00	300,00	0,99	0,99
19		360,00	328,00	360,00	332,00	360,00	0,99	0,99
20		420,00	303,00	420,00	307,00	420,00	0,99	0,99
21		480,00	303,00	480,00	306,00	480,00	0,99	0,99
22		540,00	290,00	540,00	293,00	540,00	0,99	0,99
23		600,00	280,00	600,00	283,00	600,00	0,99	0,99

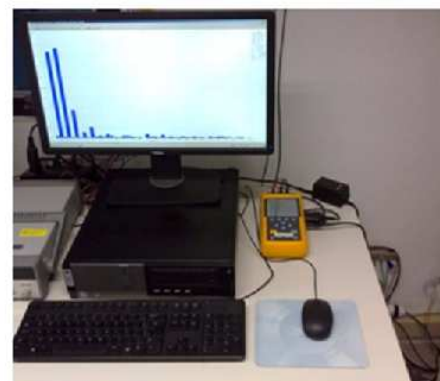


Figura 3.10 – Analisador de energia e planilha de dados gerados.

Tabela 3.5 – Exatidão do analisador *Fluke*.

Grandeza	Exatidão
Potência c.a. ativa (W)	$\pm 2\%$ da leitura
Potência c.a. reativa (VAr)	$\pm 2\%$ da leitura
Potência c.a. aparente (VA)	$\pm 2\%$ da leitura
Fator de potência	$\pm 0,04$
Distorção harmônica	$\pm 3\%$ da leitura
Tensão c.a. (V)	$\pm 1\%$ da leitura
Corrente c.a. (A) com ponteira <i>i200s</i>	$\pm 2\%$ da leitura

Fonte: Adaptado de FLUKE (2005).

O terceiro item utilizado na coleta de dados foi o Sistema de Aquisição de Dados e Controle da própria microrrede, desenvolvido por DIAS (2015). O sistema está instalado dentro do laboratório em um quadro elétrico, conforme mostra a Fig. 3.11. É composto por uma série de sensores que monitoram grandezas elétricas nos diversos componentes da microrrede, mensurando a cada minuto os valores de tensão, corrente e potência, na saída dos módulos, na entrada e saída dos inversores, na saída do banco de estocagem, na carga e na rede da concessionária. O sistema utiliza a plataforma Arduino, coletando dados 24 horas por dia, 7 dias por semana, armazenando os dados em um cartão *SD*, disponibilizando as informações em uma planilha do *Excel* no formato *.CSV*. O sistema também está conectado ao computador do laboratório. A Fig. 3.11 mostra, além do quadro elétrico, o modelo de arquivo de dados gerado.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	Data	Hora	Irradiância	Temp Painel	Temp Amb	P_FV_is	V_FV_is	I_FV_is	Pcc_int_j	V_int_inv	I_int_inv
1											
2	20/11/2016	00:00:13	0,08	16,55	19,85	0	0	3,39	133,7	25,27	5,29
3	20/11/2016	00:01:13	0,74	17,08	18,68	0	0	4,55	125,87	25,36	4,96
4	20/11/2016	00:02:14	0,18	16,72	19,75	0	0	3,97	134,63	25,04	5,38
5	20/11/2016	00:03:14	0,14	17,1	19,68	0	0	4,19	140,17	25,07	5,59
6	20/11/2016	00:04:14	0	17,08	18,69	0	0	5,05	141,75	25,36	5,59
7	20/11/2016	00:05:15	0	16,56	19,33	0	0	4,98	145,83	25,07	5,82
8	20/11/2016	00:06:15	0,54	17,22	19,14	0	0	5,27	142,28	25,45	5,59
9	20/11/2016	00:07:15	0	17,1	18,74	0	0	5,42	133,43	25,33	5,27
10	20/11/2016	00:08:16	0,16	17,08	18,58	0	0	5,05	120,27	25,36	4,74
11	20/11/2016	00:09:16	0,18	16,99	19,85	0	0	4,26	129,49	25,07	5,16
12	20/11/2016	00:10:16	0,35	16,09	20,15	0	0	3,39	145,55	25,33	5,75
13	20/11/2016	00:11:17	0	16,08	20,16	0	0	3,47	136	25,36	5,36
14	20/11/2016	00:12:17	0,18	16,06	19,98	0	0	3,39	136,95	25,16	5,44
15	20/11/2016	00:13:17	0	15,93	19,97	0	0	4,26	130,17	25,24	5,16
16	20/11/2016	00:14:17	0,47	16,12	19,14	0	0	4,98	130,36	25,07	5,2
17	20/11/2016	00:15:17	0	16,56	18,76	0	0	4,91	140,81	25,24	5,58



Figura 3.11 - Sistema de aquisição de dados e controle com planilha de dados gerados.



### 3.6 METODOLOGIA DE ANÁLISE

A metodologia de análise da microrrede foi dividida em três pontos, para cada um dos grupos de objetivos, conforme descrito a seguir.

#### 1. *Verificar a capacidade do sistema e monitorar o seu comportamento:*

A microrrede entrou em operação no final de 2014, mas a verificação de sua capacidade de operação foi realizada nesta etapa, pelo período de aproximadamente um mês, utilizando como carga um refrigerador. O sistema de aquisição de dados e o analisador de energia ficaram monitorando os parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) dos componentes do sistema (painéis e inversores) e da carga. Com os dados coletados na saída de cada inversor foi possível determinar em quais momentos a carga foi atendida e quais momentos ela ficou sem energia. Também foi verificado em quais períodos a carga foi atendida pelo sistema fotovoltaico e quando foi atendida pela rede da concessionária, definindo a sua capacidade em atender a carga e injetar energia na rede da concessionária ao longo do período de análise.

Com os valores de potência fornecidos por cada parte do sistema foi feito um balanço energético, determinando a energia gerada pelos SFI-b e SFCR, além de determinar a energia consumida pela carga e a energia consumida/injetada na rede da concessionária.

Ao longo do ano de 2016 ocorreram dias com vários perfis. De acordo com o perfil de irradiância, os dias foram classificados em dias de céu claro, parcialmente encobertos e encobertos. Ao longo das 24 horas de cada um dos dias, foram confeccionados os gráficos com o perfil da tensão, da corrente e da potência, na saída do painel/entrada do inversor e na saída do inversor/entrada da carga/rede, tanto para o SFCR quanto para o SFI-b. Buscou-se verificar o comportamento da microrrede em dias de céu claro e parcialmente encobertos. Devido à excessiva quantidade de gráficos e informações, não foi mostrado o perfil da microrrede durante os 365 dias do ano, assim foram selecionados dois dias que melhor representaram o funcionamento típico da microrrede, possibilitando uma melhor visualização e análise do comportamento elétrico dos componentes do sistema, durante o atendimento do refrigerador e injeção de energia na rede da concessionária.

A Fig. 3.12 ilustra a distribuição dos componentes, a instalação do analisador de energia e a localização dos sensores do sistema de aquisição de dados, mostrando a forma como foram feitas as medições, para determinação da capacidade e do comportamento da microrrede.

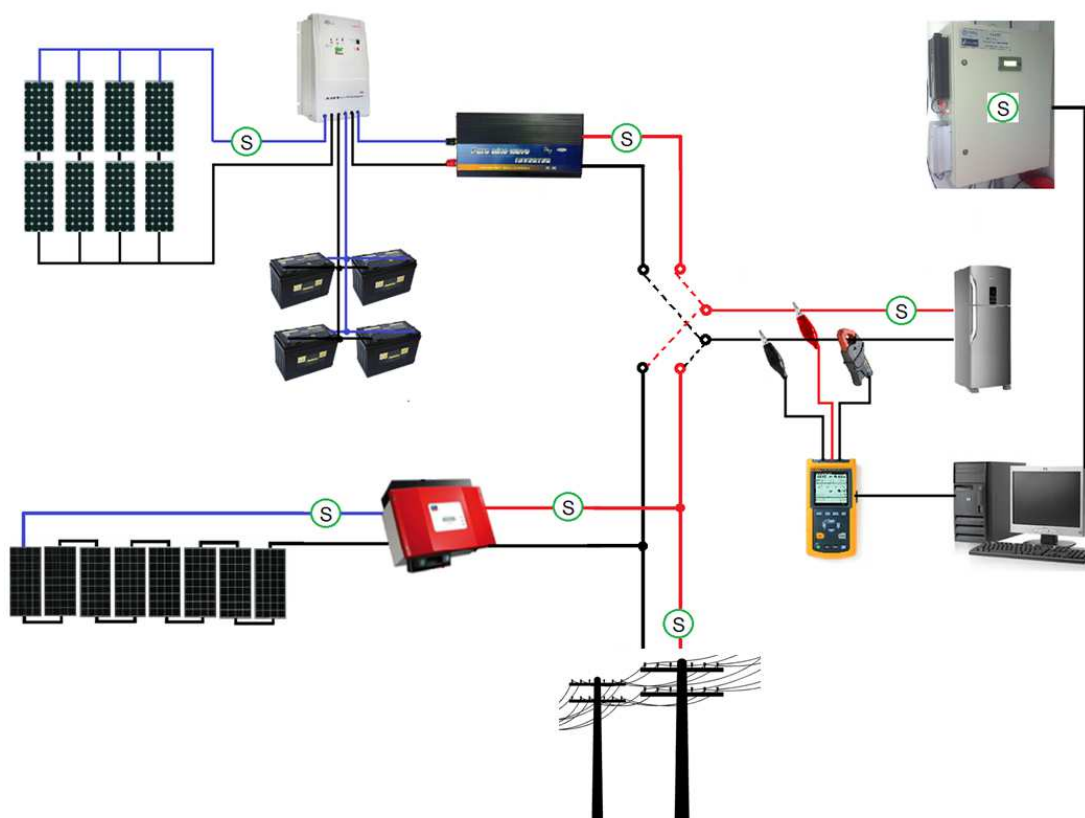


Figura 3.12 – Monitoramento da capacidade operação da microrrede.

## 2. Acompanhar e avaliar a qualidade da energia fornecida:

Com o analisador de energia, foram feitas medições de potência ativa, reativa, aparente, FP, distorção harmônica total e suas componentes múltiplas, na energia fornecida pelos inversores, em diferentes situações.

Primeiramente o SFCR foi monitorado. Todas as cargas foram desconectadas da microrrede, de forma que toda a energia produzida fosse injetada na rede da concessionária, em um circuito terminal exclusivo, sem a presença de nenhum equipamento, evitando-se perturbações no ramal da rede. Pelo período de 30 dias, a cada minuto, foram feitas medições das potências e do fator de potência. Após durante mais 30 dias foram feitas medições de distorção harmônica de corrente e suas múltiplas, focando-se nas 3<sup>o</sup>, 5<sup>o</sup>, 7<sup>o</sup> e 9<sup>o</sup> componentes harmônicas, pois segundo Rampinelli e Krenzinger (2001), os primeiros harmônicos ímpares são os principais responsáveis pelos níveis de distorção harmônica. Em ambos os períodos, os dias foram separados e agrupados de acordo com o seu perfil de irradiância, sendo classificados em dias de céu claro, parcialmente encobertos e encobertos. Os perfis diários das grandezas elétricas foram representados através de gráficos em cada um dos dias. Devido a inviabilidade de representar graficamente o comportamento dos indicadores de qualidade de energia durante

todos os 60 dias, foram selecionados 6 dias que melhor representaram o comportamento da microrrede, um para cada dia típico. Em cada dia escolhido, os parâmetros mensurados foram analisados, determinando-se em quais períodos e percentuais os indicadores mantiveram-se dentro dos limites citados pelas normas da área. A Fig. 3.13 ilustra a forma de medição dos parâmetros do SFCR.

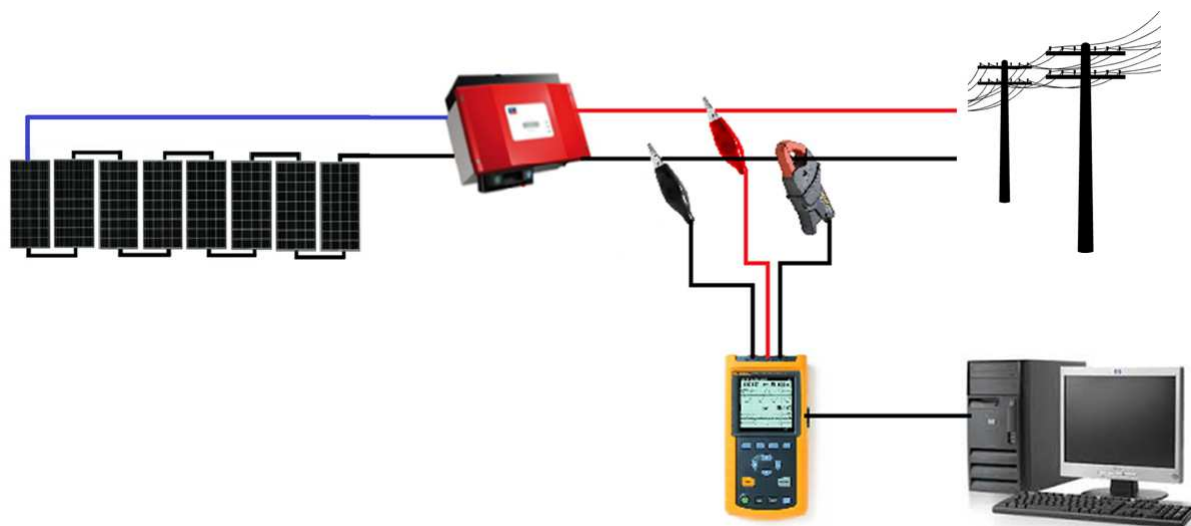


Figura 3.13 – Medições de FP, potências e harmônicas no SFCR.

Em um segundo momento, o SFI-b foi monitorado. Os mesmos parâmetros elétricos medidos anteriormente foram analisados neste subsistema, porém como este não pode ser conectado à rede da concessionária, foi necessário utilizar cargas específicas de forma individual para o inversor alimentar. Inicialmente utilizou-se carga resistiva, com fator de potência unitário e sem geração de harmônicas. Desta forma, foi possível mensurar a qualidade da energia fornecida exclusivamente pelo inversor, sem perturbações e distorções nos resultados provenientes de reativos e harmônicas da carga. Foram feitas medições com 10% de carregamento do inversor (100 W), pelo período de 24 horas e com 50% de carregamento do inversor (500 W), pelo período de 1 hora. Após foram realizadas medições com cargas com baixo fator de potência e elevada geração de harmônicas. Para isso utilizou-se uma carga capacitiva, composta por uma lâmpada fluorescente compacta de 15 W, pelo período de 24 horas e após uma carga indutiva, composta por um refrigerador frost free inverter, durante o mesmo período de 24 horas.

Novamente, os indicadores de qualidade de energia foram analisados, comparando os valores obtidos com normas que tratam de qualidade da energia. Além disso, os testes feitos com o inversor do SFI-b foram repetidos, alimentando as mesmas cargas pelos mesmos

períodos, porém através da rede da concessionária, comparando-se os resultados obtidos em ambos os casos. A Fig. 3.14 ilustra a forma de medição dos parâmetros do SFI-b.

As medições da distorção harmônica total de corrente e as componentes harmônicas múltiplas, foram realizadas tomando como base a onda fundamental de corrente de 60 Hz, e não o valor da corrente eficaz.

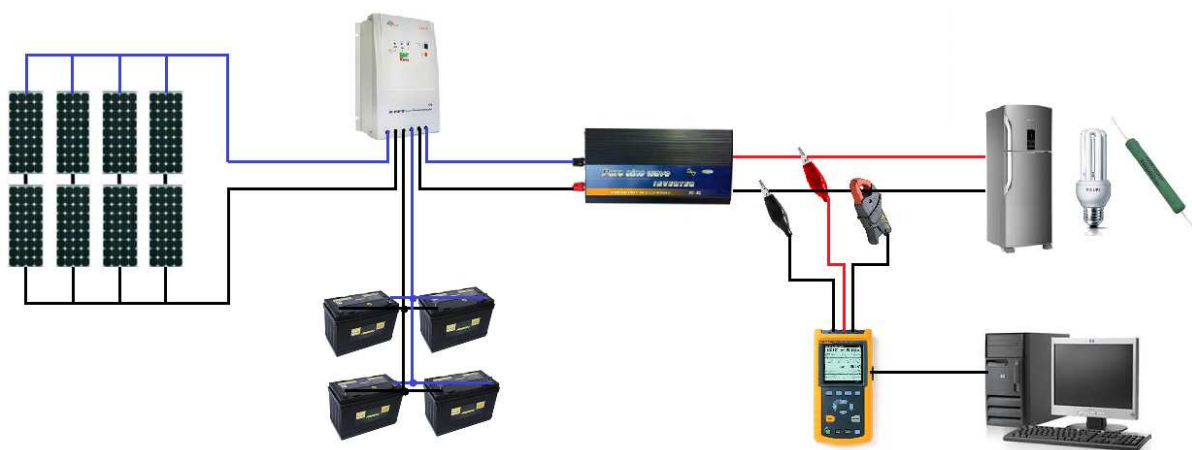


Figura 3.14 – Medições de FP, potências e harmônicas no SFI-b.

### 3. Determinação dos índices de performance

Através da estação meteorológica foram medidos os valores de irradiância, que foram calculados para o plano inclinado do gerador fotovoltaico. Por meio do sistema de aquisição de dados e controle da microrrede foram medidos os valores de energia c.c. gerada na saída do painel do SFCR. Com o analisador de energia foram medidos os valores de energia c.a. na saída do inversor. O sistema de aquisição de dados e controle também mediu os valores de energia c.a., para que no caso de uma eventual indisponibilidade do analisador de energia, os experimentos não fossem interrompidos. Nesta etapa, a carga foi desconectada da microrrede, sendo toda energia injetada na rede da concessionária. Com estes valores foram calculados os Índices de Mérito, conforme metodologia de cálculo definida pela Comunidade Econômica Europeia, para avaliação de sistemas conectados à rede. Tal forma de cálculo foi detalhada no capítulo fundamentação teórica.

O período de análise foi de 7 meses ao longo do ano de 2016, englobando os meses de janeiro e março até agosto. Os dias foram separados e classificados conforme o perfil de irradiância, assim os cálculos foram apresentados para os dias de céu claro e para os dias parcialmente encobertos. A Fig. 3.15 ilustra a forma de como foram feitas as medições.

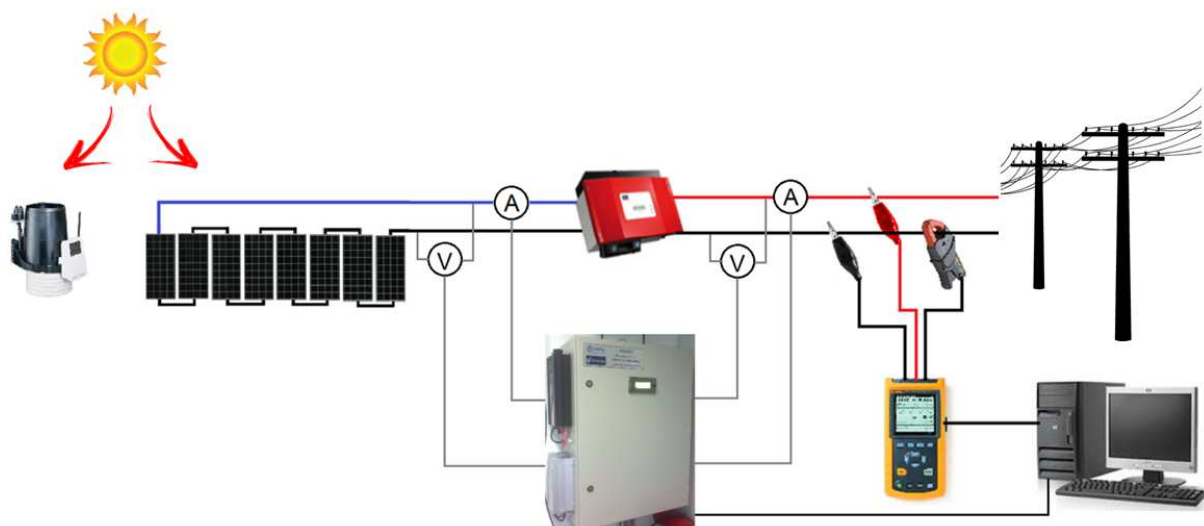


Figura 3.15 – Medições dos parâmetros para os índices de performance.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados e comentados os resultados obtidos nos testes efetuados com a microrrede, de acordo com cada objetivo.

### 4.1 COMPORTAMENTO DA MICRORREDE

O comportamento da microrrede foi acompanhado durante o ano de 2016 em dias com diferentes perfis de irradiância. A título de visualização, foi escolhido um dia de céu claro e um dia de céu parcialmente encoberto, enquanto a microrrede operava atendendo o refrigerador e injetando o excedente na rede da concessionária.

#### 4.1.1 Dia de céu claro

Um exemplo de dia céu claro foi obtido em 10 de setembro de 2016, sendo seu perfil de irradiância mostrado na Fig. 4.1.

Para o SFCR, tem-se a Fig. 4.1 que mostra também o perfil da potência, da tensão e da corrente na saída do painel fotovoltaico. A potência foi proporcional à irradiância, atingindo valores máximos próximos ao meio dia. A tensão atingiu valores máximos no início e final do dia, próximos do valor da tensão de circuito aberto e, valores menores no meio do dia, devido ao aquecimento dos módulos. A curva de irradiância mostrou-se contínua, já a curva de potência teve maior oscilação, percebendo-se a atuação do seguidor do ponto de máxima potência do inversor.

Já a Fig. 4.2 mostra o perfil da potência, da tensão e da corrente na saída do inversor do SFCR. A potência disponibilizada pelo inversor foi proporcional à potência fornecida pelo painel, apresentando também as oscilações. A tensão manteve-se constante, ao longo de todo o dia, igual à tensão da rede da concessionária.

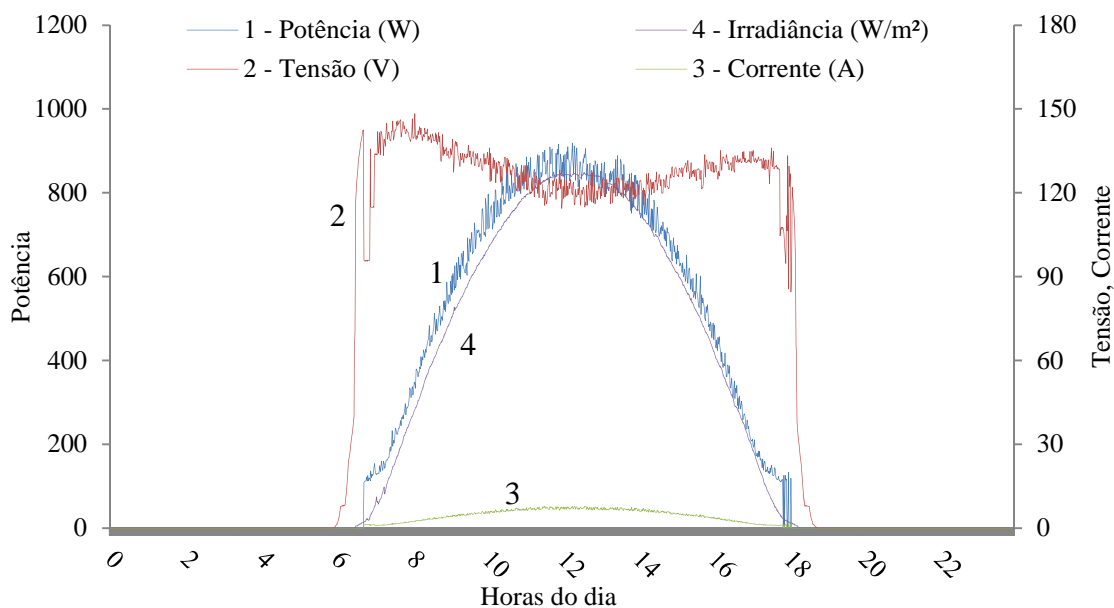


Figura 4.1 - Irradiância, potência, tensão e corrente do painel (SFCR) - Dia céu claro.

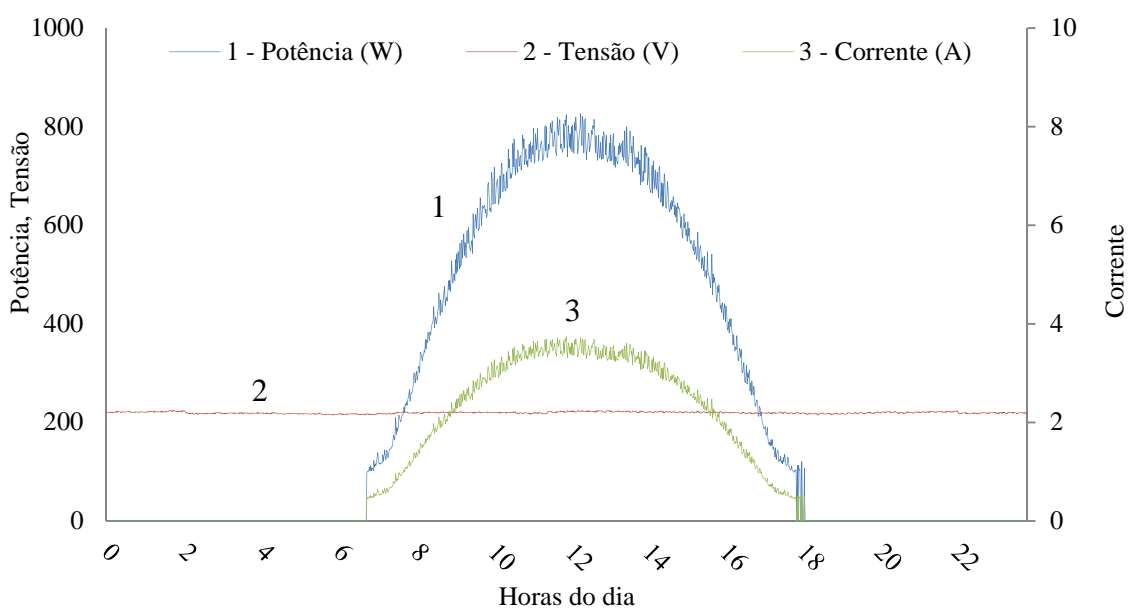


Figura 4.2 - Potência, tensão e corrente na saída do inversor (SFCR) - Dia céu claro.

No mesmo dia, para o SFI-b, tem-se a Fig. 4.3 que mostra o perfil da potência, da tensão e da corrente na saída do painel fotovoltaico. A potência foi maior no início do dia, carregando-se as baterias que supriram o refrigerador no período noturno e o sistema de aquisição de dados. Por volta das 10h50min, as baterias atingem a carga máxima, fazendo a potência fornecida pelo painel FV diminuir, reduzindo para valores necessários à manutenção do banco de baterias e ao atendimento da carga, que solicitou picos de potência, semelhante ao formato de onda quadrada. A tensão atingiu valores máximos enquanto o painel FV entregava menores valores de potência,

oscilando de acordo com a potência solicitada pelo refrigerador, chegando a valores máximos no final do dia, com baixa carga, próximo à tensão de circuito aberto.

Já a Fig. 4.4 mostra a potência, a tensão e a corrente na saída do inversor do SFI-b. A potência solicitada assemelha-se ao formato de onda quadrada, denotando o perfil liga/desliga do refrigerador, sendo que este iniciou o dia comutado com o inversor, e por volta das 05h30min foi comutado com a rede da concessionária, retornando para o SFI-b por volta das 10h50min, após o carregamento completo das baterias, ficando neste estado até o final do dia. No período entre às 05h30min até às 10h50min, o refrigerador foi suprido pela rede da concessionária. A potência média de 100 W neste período, visualizado no gráfico na saída do inversor, é composta pelos componentes eletrônicos do painel do sistema de controle e aquisição de dados da microrrede, que são alimentados através do próprio inversor, ao longo de todo o dia, independente do estado de comutação da carga. Nos demais períodos do dia, esta potência somou-se com a potência do refrigerador. A tensão de saída permaneceu constante durante todo o dia, mesma tensão da rede da concessionária, adequada para o funcionamento do refrigerador.

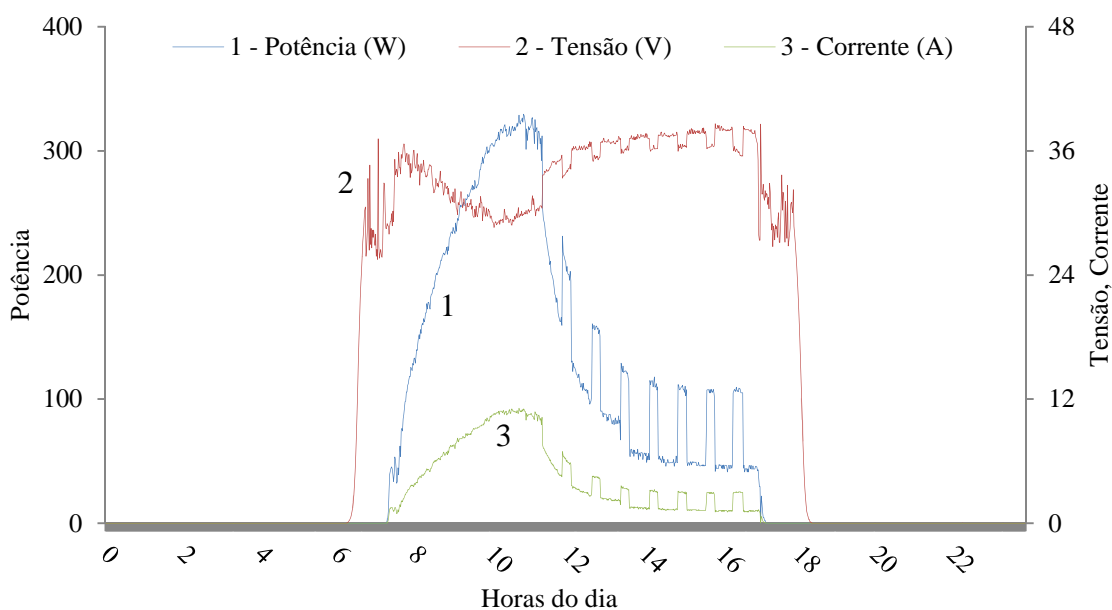


Figura 4.3 - Potência, tensão e corrente na saída painel (SFI-b) – Dia céu claro.



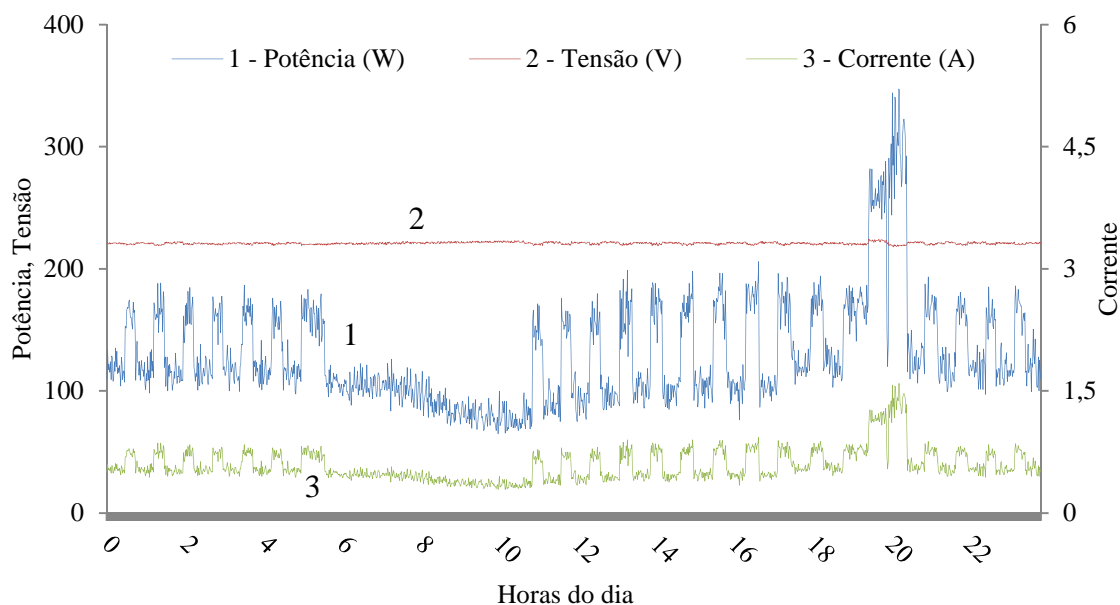


Figura 4.4 - Potência, tensão e corrente na saída inversor (SFI-b) - Dia céu claro.

#### 4.1.2 Dia de céu parcialmente encoberto

Um exemplo de dia de céu parcialmente encoberto ocorreu em 01 de abril de 2016, sendo seu perfil de irradiância mostrado na Fig. 4.5.

Para o SFCR, tem-se a Fig. 4.5 que mostra também o perfil da potência, da tensão e da corrente na saída do painel fotovoltaico. A potência apresentou grande oscilação, sofrendo elevada intermitência, de forma proporcional às variações da irradiância. A tensão atingiu valores máximos nos períodos de menor fornecimento de potência, ficando relativamente estável ao longo do dia, porém apresentou variações mais elevadas, em relação ao dia de céu claro. Novamente a potência apresentou oscilações maiores do que a irradiância, percebendo-se o funcionamento do seguidor do ponto de máxima potência do inversor.

Já a Fig. 4.6 mostra o perfil da potência, da tensão e da corrente na saída do inversor do SFCR. A potência foi proporcional à potência do painel, apresentando também elevada intermitência, proporcional aos valores de irradiância, já a tensão permaneceu constante ao longo do dia, igual à tensão da rede da concessionária, independente das oscilações de irradiância.

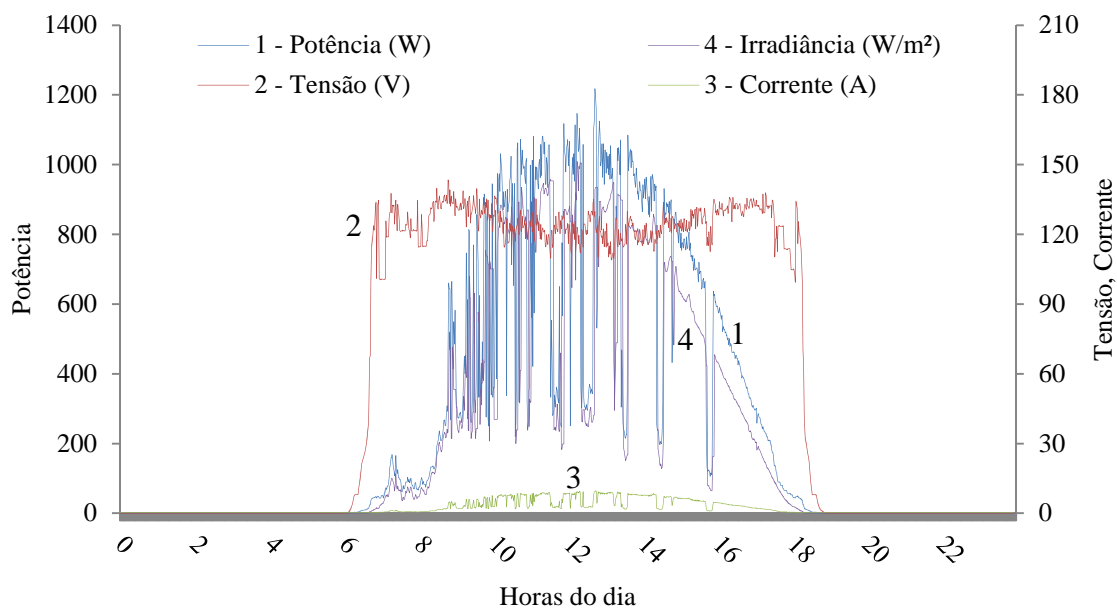


Figura 4.5 - Potência, tensão e corrente na saída do painel (SFCR) - Dia parc. encoberto.

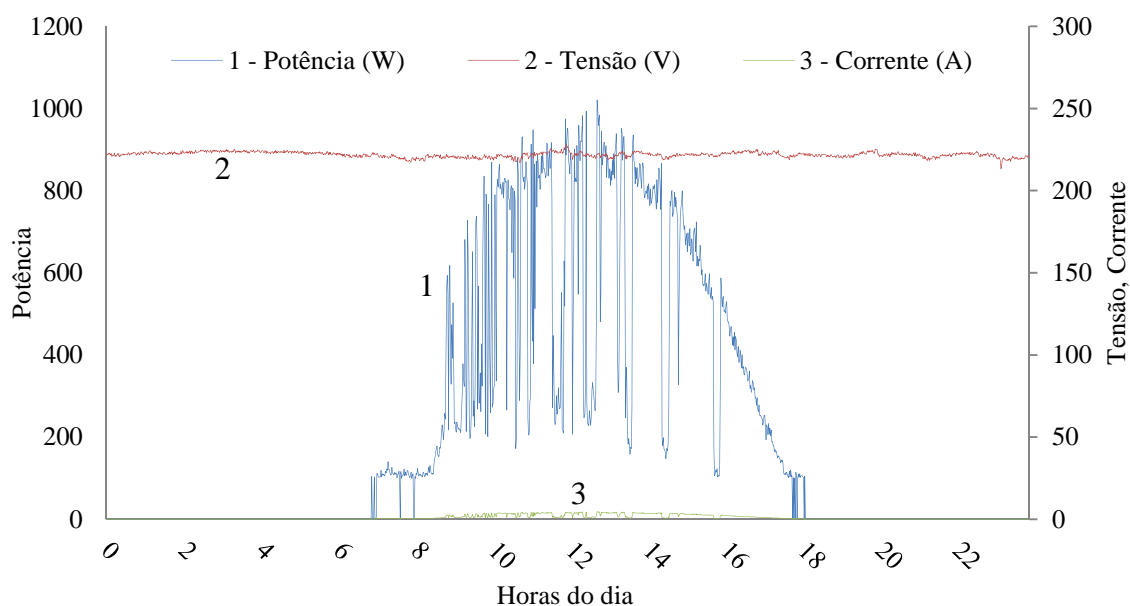


Figura 4.6 - Potência, tensão e corrente na saída do inversor (SFCR) - Dia parc. encoberto.

No mesmo dia, tem-se a Fig. 4.7 para o SFI-b, que mostra o perfil da potência, da tensão e da corrente na saída do painel fotovoltaico. De forma semelhante ao dia de céu claro, a potência é maior no início da manhã, devido à necessidade de carregamento do banco de estocagem, já ao longo do dia a potência teve grande oscilação, devido a intermitência da irradiância e ao comportamento liga/desliga do refrigerador. A tensão atingiu valores máximos quando o painel entregava menores valores de potência.

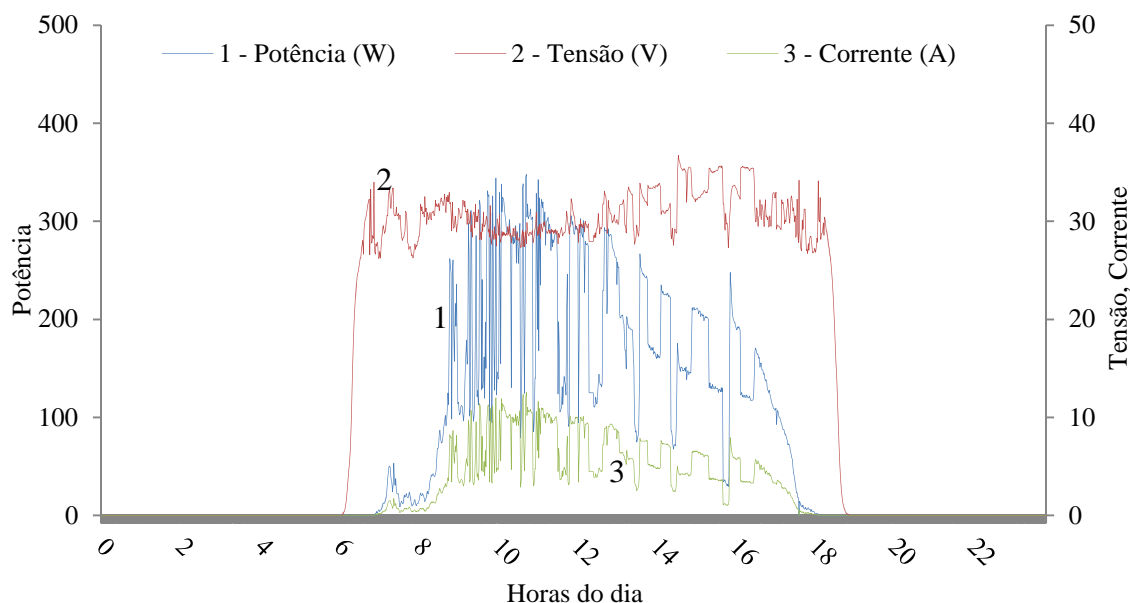


Figura 4.7 - Potência, tensão e corrente na saída do painel (SFI-b) - Dia parc. encoberto.

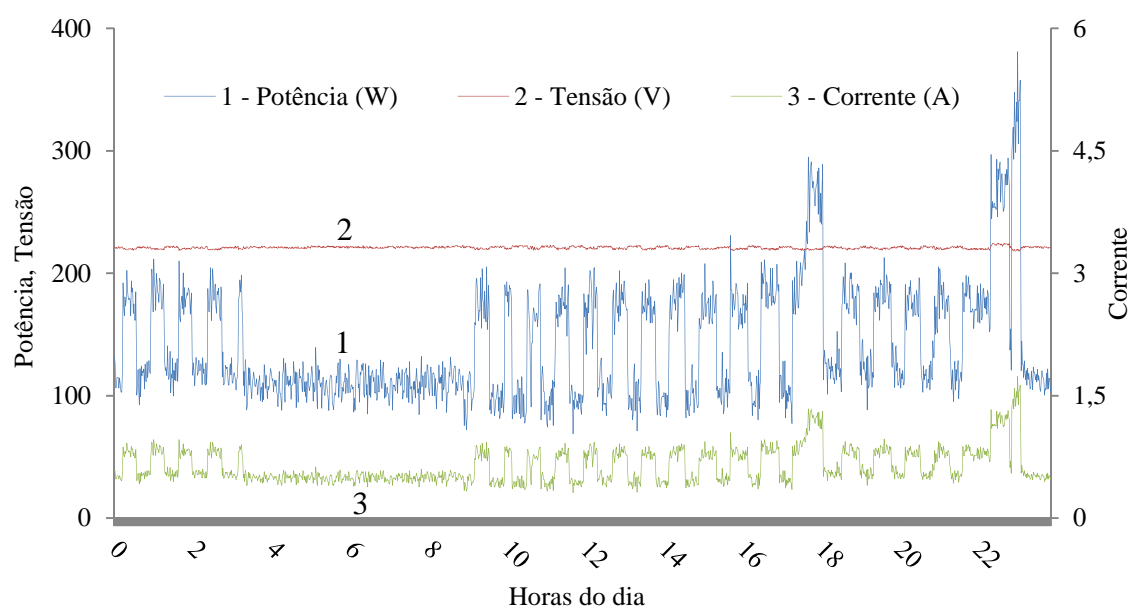


Figura 4.8 - Potência, tensão e corrente: saída inversor (SFI-b) - Dia parc. Encoberto.

Já a Fig. 4.8 mostra a potência, a tensão e a corrente na saída do inversor do SFI-b. O comportamento das grandezas é semelhante ao dia de céu claro, sendo que agora a microrrede comutou o refrigerador com a rede da concessionária por volta das 03h30min, retornando para o SFI-b por volta das 09h00min, após o carregamento completo do banco de estocagem. No período das 03h30min até às 09h00min, a carga foi comutada para a rede da concessionária, sendo o refrigerador suprido através dela. A potência média de 100 W neste período, visualizado no gráfico na saída do inversor, é novamente constituída pelo quadro elétrico do

sistema de controle e aquisição de dados da microrrede, cujos componentes são alimentados através do próprio inversor, independente do estado de comutação da carga. Já a tensão permaneceu constante ao longo de todo o dia, igual a 220V, adequada ao funcionamento da carga

#### 4.2 CAPACIDADE DA MICRORREDE

A capacidade da microrrede foi testada no período de 18 de setembro de 2016 até 17 de outubro de 2016, totalizando 30 dias de análise. Neste período foi utilizado como carga o refrigerador, sendo a energia excedente produzida injetada na rede da concessionária.

Durante o período de análise, em nenhum momento a carga ficou desatendida, conferindo um índice de confiabilidade de 100% ao sistema. Este percentual foi obtido durante os 30 dias do estudo, podendo ser menor em períodos maiores de análise.

Em relação à capacidade da microrrede, alguns apontamentos foram feitos. O estado de comutação da carga foi monitorado em cada um dos dias, controlando-se quantas horas por dia a o refrigerador foi atendido pelo SFI-b e quantas horas por dia foi atendido pelo SFCR. A Fig 4.9, identifica para cada dia, o número de horas em que a carga manteve-se comutada com cada subsistema.

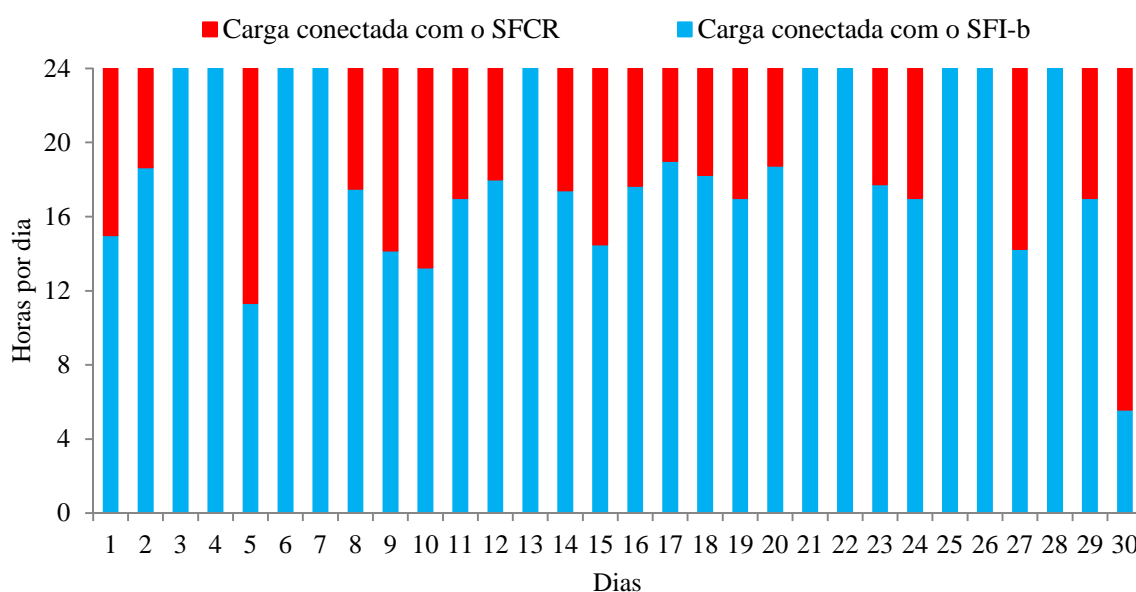


Figura 4.9 – Período de conexão da carga com cada subsistema.

Conforme a Fig. 4.9, verifica-se que na maior parte do tempo, a carga foi alimentada pelo SFI-b e em certos casos, a carga permaneceu todo o tempo no SFI-b, como ocorrido nos dias 3, 4, 6,7, 13, 21, 22, 25, 26 e 28. Os dias nos quais a carga permaneceu pelos maiores períodos no SFCR ocorreram nos dias 30, 5 e 10, ficando comutada no SFCR durante aproximadamente 18, 12 e 10 horas, respectivamente.

Analisando-se todo o período de operação, verificou-se que a carga permaneceu em funcionamento durante aproximadamente 720 horas, sendo alimentada pelo SFI-b durante cerca de 559 horas e comutada com o SFCR durante cerca de 161 horas. Desta forma, verificou-se que a carga foi atendida pelo SFI-b durante 78% do tempo e pelo SFCR durante 22% do tempo de funcionamento.

Em termos de energia, efetuou-se um balanço energético diário do que foi consumido e produzido. Desta forma, a Fig. 4.10 mostra a energia fornecida pelo SFI-b e que foi consumida pela carga e também, a energia consumida pela carga através do SFCR. Já a Fig. 4.11 mostra a energia fornecida pelo SFCR.

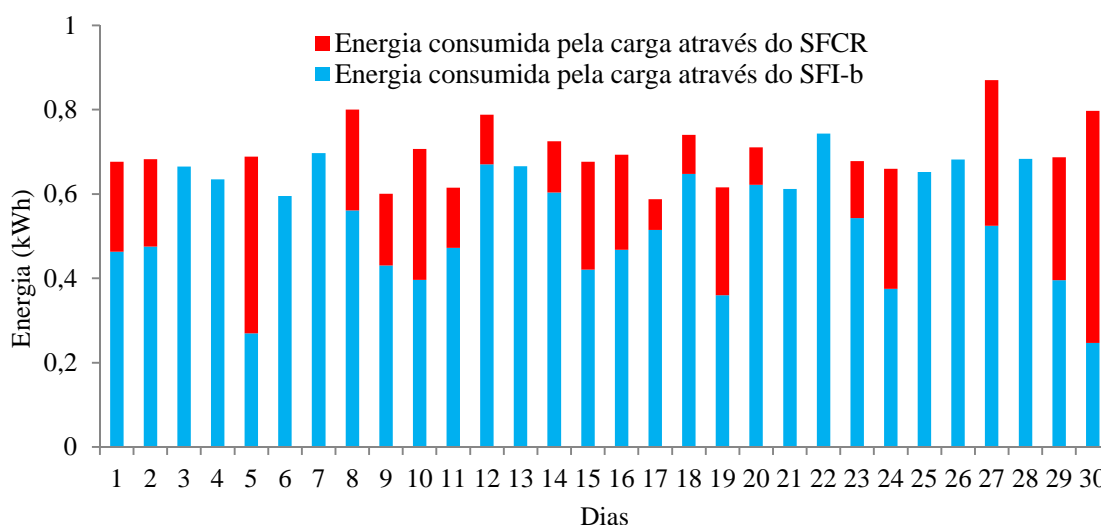


Figura 4.10 – Energia diária consumida pela carga pelo SFI-b e SFCR.

Conforme as Fig. 4.10 e Fig. 4.11, verifica-se que a energia diária consumida pela carga foi pequena em relação a energia total produzida pela microrrede, variando muito pouco entorno da média de 0,7 kWh, sendo a maior parte fornecida pelo SFI-b. Já a energia fornecida pelo SFCR teve grande variação, devido aos diferentes valores de irradiação em cada dia, chegando a um máximo de 6,1 kWh no dia 17 e um mínimo de 1,7 kWh no dia 30, tendo como média 4,5 kWh.

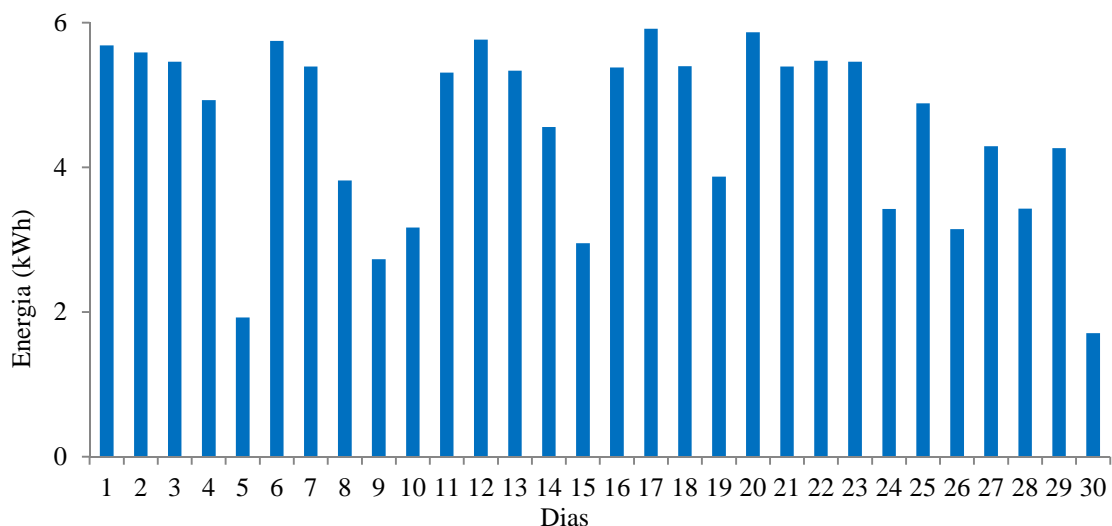


Figura 4.11 - Energia diária fornecida pelo SFCR.

Analisando-se todos os 30 dias de operação, verificou-se que a carga consumiu um total de 20,6 kWh. Enquanto comutada com o SFI-b, a carga consumiu através do inversor isolado 16,1 kWh. Já enquanto comutada com o SFCR, a carga consumiu 4,5 kWh, proveniente do inversor conectado e/ou concessionária, pois ambas fontes estão em paralelo. O inversor do SFCR entregou 136,2 kWh ao longo de todo o período, assim descontando-se a energia consumida pela carga, obteve-se um saldo positivo de 131,7 kWh excedente injetado na rede da concessionária.

A Fig. 4.12 relaciona a energia consumida pela carga e a Fig. 4.13 relaciona a energia injetada na rede da concessionária.

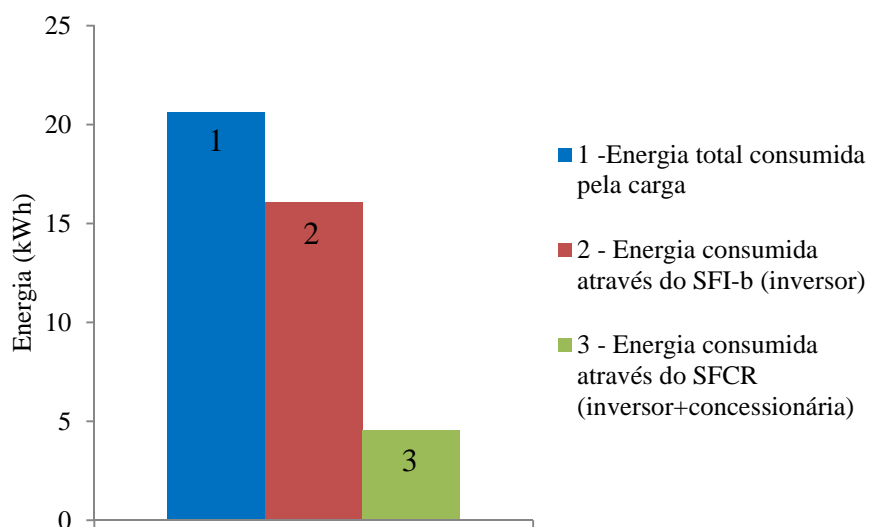


Figura 4.12 - Balanço energético da energia consumida pela carga.

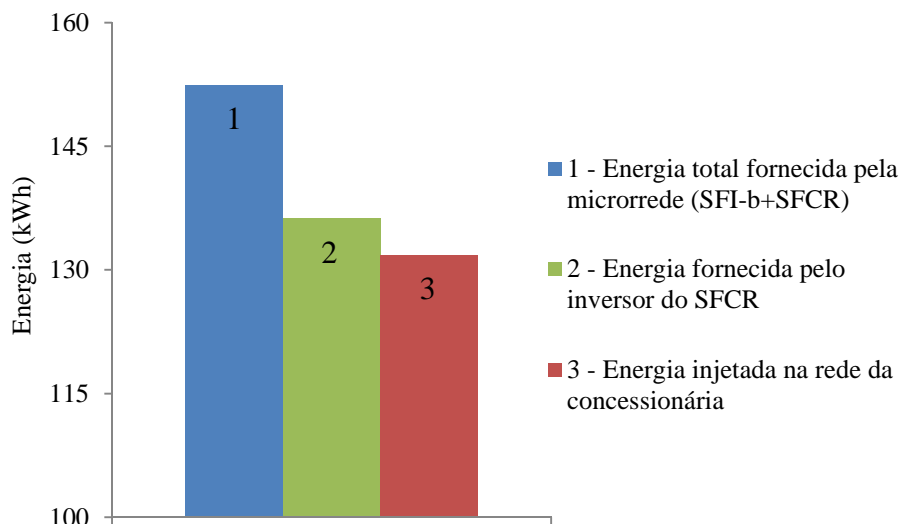


Figura 4.13 – Balanço energético da energia injetada na rede.

Verifica-se na Fig. 4.12 que do total da energia consumida pela carga (1), a maior parte é fornecida pelo SFI-b (2), sendo o restante fornecido pelo SFCR (3). Em valores percentuais, a energia fornecida pela SFI-b representa 78,5% e a energia fornecida pelo SFCR representa 22,2% da energia total consumida pela carga, chegando-se em valores próximos aos percentuais do tempo no qual a carga ficou conectada com cada subsistema. Já na Fig. 4.13 observa-se que do total da energia fornecida pela microrrede (1) a maior parte é proveniente do SFCR (2), sendo que quase toda energia é injetada na rede da concessionária, uma vez que a carga passa a maior parte do tempo sendo alimentada através do inversor do SFI-b.

O SFCR, tendo 1080 Wp instalado em módulos, gerou 136,2 kWh. Já o SFI-b, tendo 600 Wp instalado em módulos, gerou somente 16,1 kWh. Esta diferença se deve pelo fato de que, havendo disponibilidade de irradiância solar, o SFCR converteu toda a energia possível, injetando a mesma na rede da concessionária. Por sua vez, o SFI-b forneceu somente a energia solicitada pela carga, cuja demanda era inferior a sua capacidade instalada.

A Tab. 4.1 traz o resumo do balanço energético mensal, com os percentuais de participação de cada segmento do sistema, em relação à energia total produzida pela microrrede. Observa-se que o SFI-b forneceu somente 10,6% e o SFCR forneceu 89,4% da energia total produzida. A carga consumiu 13,5% e os 86,5% restantes, foram injetados na rede da concessionária.

Tabela 4.1 - Balanço energético do sistema.

Parâmetros	Energia (kWh)	Percentual em relação à energia total produzida (%)	Incerteza da medição (%)	Incerteza da medição (kWh)
Energia total produzida pela microrrede, através dos inversores do SFI-b e SFCR	152,3	100,0	± 2	± 3,0
Energia total fornecida pelo inversor do SFCR	136,2	89,4	± 2	± 2,7
Energia injetada na rede da concessionária através do inversor do SFCR	131,7	86,5	± 2	± 2,6
Energia total consumida pela carga, através do SFI-b e SFCR	20,6	13,5	± 2	± 0,4
Energia consumida pela carga através do inversor do SFI-b	16,1	10,6	± 2	± 0,3
Energia consumida pela carga através do SFCR, proveniente do inversor e rede da concessionária	4,5	3,0	± 2	± 0,1

#### 4.3 QUALIDADE DA ENERGIA DO SFCR

Nesta etapa, a microrrede operou sem o refrigerador, injetando toda energia produzida pelo SFCR na rede da concessionária, pelo período de 60 dias, alternados ao longo do ano de 2016. Foram feitas medições de potências, fator de potência e geração de correntes harmônicas na saída do inversor do SFCR. A título de visualização, foram escolhidos 3 dias para representação das potências e mais 3 dias para representação das harmônicas, com diferentes perfis de irradiância. A Fig. 4.14 ilustra os tipos de dias analisados e os parâmetros mensurados em cada caso, exemplificando a sistemática de análise.

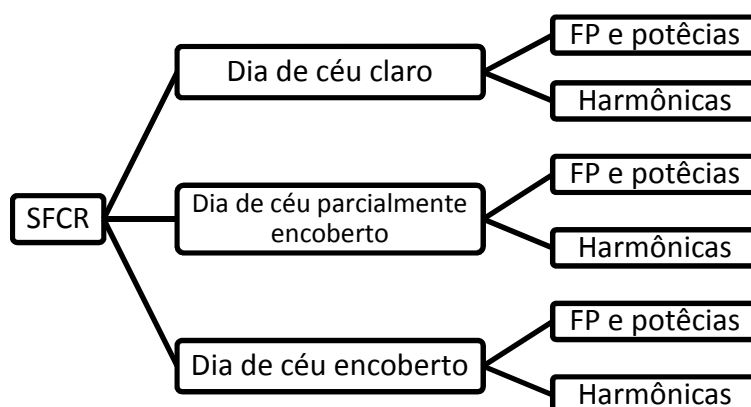


Figura 4.14 – Cargas acionadas e parâmetros mensurados através do SFCR.



### 4.3.1 Potências e Fator de potência – Dia de céu claro

O dia de céu claro escolhido foi 13/08/16, conforme verificado na Fig. 4.15 que traz seu perfil de irradiância. A Fig. 4.15 também mostra o perfil das potências ativa, reativa e aparente e do fator de potência, na saída do inversor, ao longo de todo o dia.

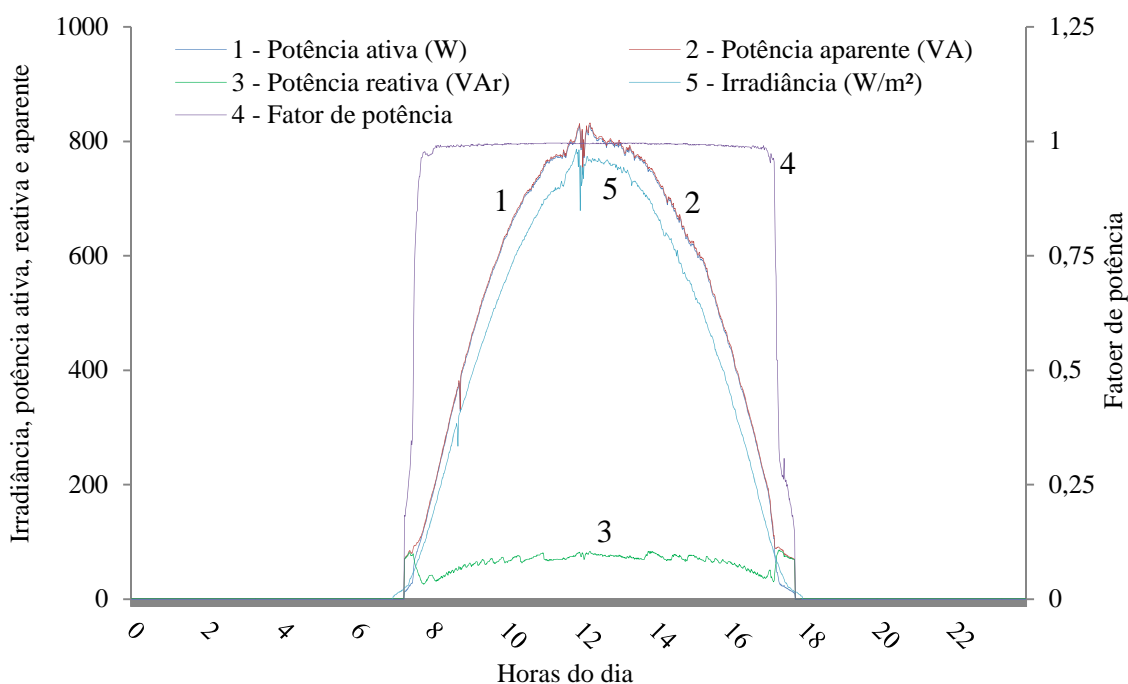


Figura 4.15 – Irradiância, potências e FP na saída do inversor: Dia de céu claro.

Verifica-se na Fig. 4.15 que a curva da potência ativa foi na maior parte proporcional à curva de irradiância. Durante dois curtos períodos de tempo, no início e final do dia, o fator de potência manteve-se baixo, resultando no fornecimento de potência reativa maior do que a potência ativa. Nos demais períodos do dia, o fator de potência manteve-se elevado, próximo ou igual a 1. Isso fez com que a curva de potência ativa fosse praticamente igual à curva da potência aparente, ambas sobrepondo-se, permanecendo a curva de potência reativa reduzida.

Uma análise mais detalhada do início da manhã e final da tarde é mostrada na Fig. 4.16. Observa-se que por volta das 07h17min o inversor entra em operação, apresentando baixo fator de potência, até que por volta das 08h05min atinge o fator de potência unitário. No final do dia, por volta das 16h48min, o fator de potência próximo de 1 começa a reduzir, até por volta das 17h36min, quando chega à zero, momento da desconexão do inversor.

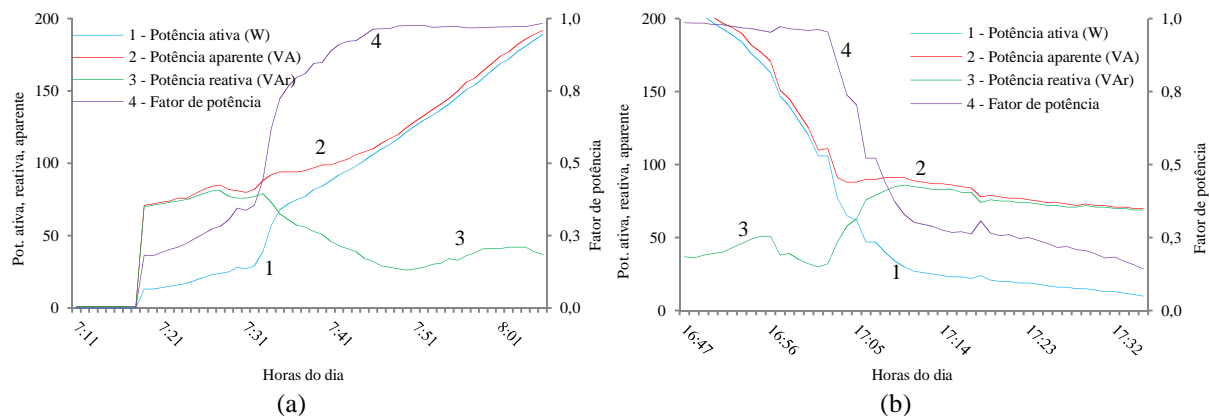


Figura 4.16 – Potências e FP do inversor no (a) início e (b) final do dia.

O fator de potência médio foi de 0,94. Analisando os valores do fator de potência obtidos no dia de céu claro, foi feita uma comparação com os parâmetros citados na NBR 16149, que exige FP mínimo de 0,98, e também com a Resolução 414 da Aneel, que exige FP mínimo de 0,92. Desta forma, a Tab. 4.2 mostra o período diário no qual o inversor atuou, dentro de cada uma destas faixas.

Tabela 4.2 - FP em relação à legislação: céu claro.

Faixas de FP	Período (%)	Período (tempo)
$FP \geq 0,98$	85,4	8 h 57 min
$0,92 \leq FP < 0,98$	5,6	35 min
$FP < 0,92$	9,1	57 min

Observa-se na Tab. 4.2 que durante 85,4 % do período de operação, o FP manteve-se igual ou maior que 0,98, já durante 5,6 % do período de operação manteve-se igual ou acima de 0,92, mas abaixo de 0,98. Em apenas 9,1% do período o inversor apresentou fator de potência abaixo de 0,92. Considerando o item 4.7 da NBR 16149, observa-se que enquanto a potência ativa fornecida pelo inversor foi superior a 240 W (20% de sua potência nominal), o FP permaneceu dentro dos limites recomendados.

Em relação à energia fornecida, foi produzido um total de 5,5 kWh de energia ativa e 0,7 kVArh de energia reativa. Os períodos nos quais o fator de potência manteve-se abaixo de 0,92, a energia gerada foi de 0,031 kWh e 0,068 kVArh.

Percebe-se no dia de céu claro que o comportamento do fator de potência e a geração de potência reativa estão relacionados com os valores de irradiância e consequentemente com a potência elétrica entregue na saída do inversor. Desta forma, foi feita uma relação entre os valores do fator de potência com a irradiância e com a potência fornecida pelo inversor. Esta

relação é mostrada na Fig. 4.17, onde são representadas as curvas (a) do fator de potência em função da irradiância e (b) do fator de potência em função do carregamento do inversor.

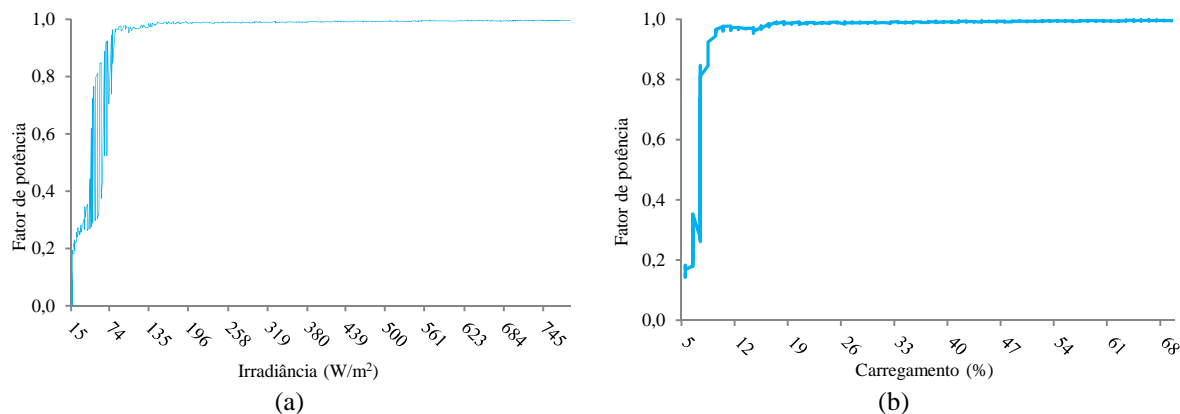


Figura 4.17 – Fator de potência em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor.

Verifica-se na Fig. 4.17 que em baixos níveis de irradiância, o fator de potência é reduzido, sendo que aproximadamente por volta de  $150 \text{ W/m}^2$  o fator de potência aproxima-se de 1 e a partir de então, se mantém unitário para os demais valores de irradiância. Em relação à potência de saída do inversor, o FP permanece baixo enquanto o inversor trabalha com baixo carregamento, mas por volta de 17% de carregamento (205 VA), o fator de potência atinge o valor unitário, mantendo-se assim para os demais níveis de potência entregue pelo inversor à rede.

Rampinelli, Dias, Krenzinger (2008b), também verificaram um comportamento semelhante, observando baixo fator de potência com baixa carga no inversor e fator de potência próximo de 1, com carregamento acima de aproximadamente 20%.

#### 4.3.2 Potências e Fator de potência – Dia de céu parcialmente encoberto

O dia de céu parcialmente encoberto escolhido foi 19/05/16, conforme verificado na Fig. 4.18 que traz seu perfil de irradiância. A Fig. 4.18 também mostra o perfil das potências ativa, reativa e aparente e do fator de potência, na saída do inversor, ao longo de todo o dia.

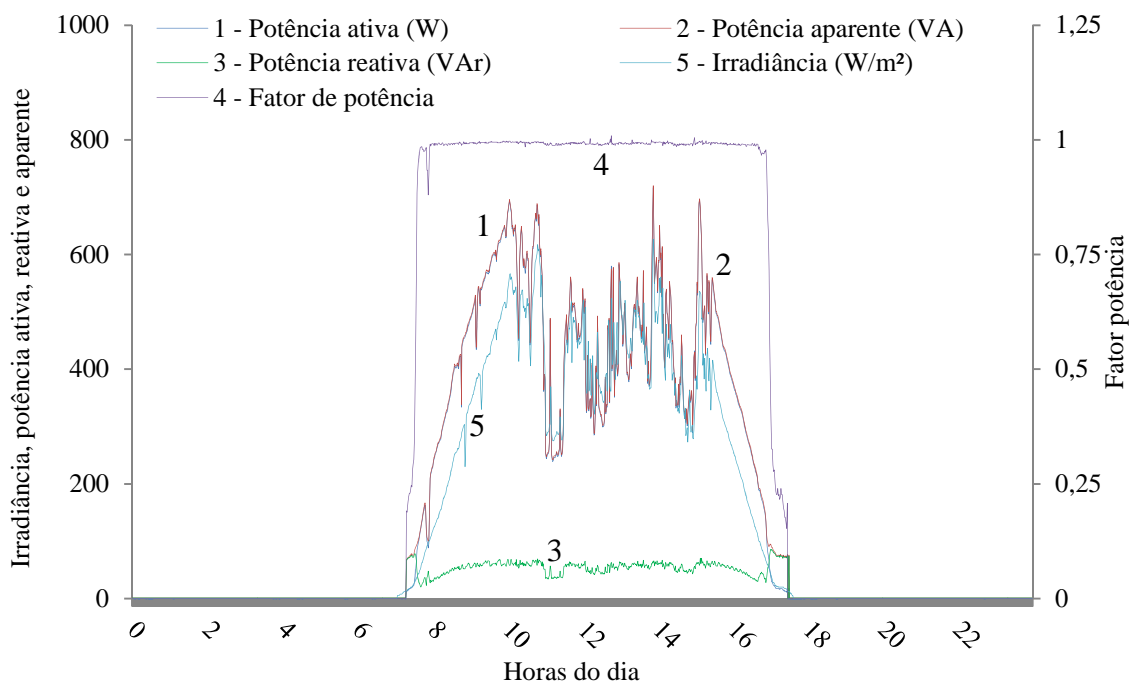


Figura 4.18 – Potências e FP na saída do inversor em dia de céu parcialmente encoberto.

Observa-se na Fig. 4.18, que a curva da potência ativa também foi na maior parte do dia proporcional à curva de irradiância. Em curtos períodos de tempo, no início e final do dia, o fator de potência apresentou valores reduzidos, ocasionando a geração de potência reativa superior à potência ativa. No restante do dia, a curva de potência ativa oscilou consideravelmente, devido às variações da irradiância, porém mesmo assim o FP ficou próximo ou igual a 1, mantendo a potência reativa reduzida e a potência aparente muito próxima da ativa, de forma que as curvas praticamente coincidem.

Novamente analisando o início da manhã e final da tarde, como mostrado na Fig. 4.19, observa-se que por volta das 07h18min o inversor entra em operação, com baixo fator de potência, até que por volta das 07h55min, atinge o fator de potência unitário. No final do dia, por volta das 16h45min, o fator de potência próximo de 1 começa a reduzir, até que por volta das 17h28min chega à zero, momento da desconexão do inversor.

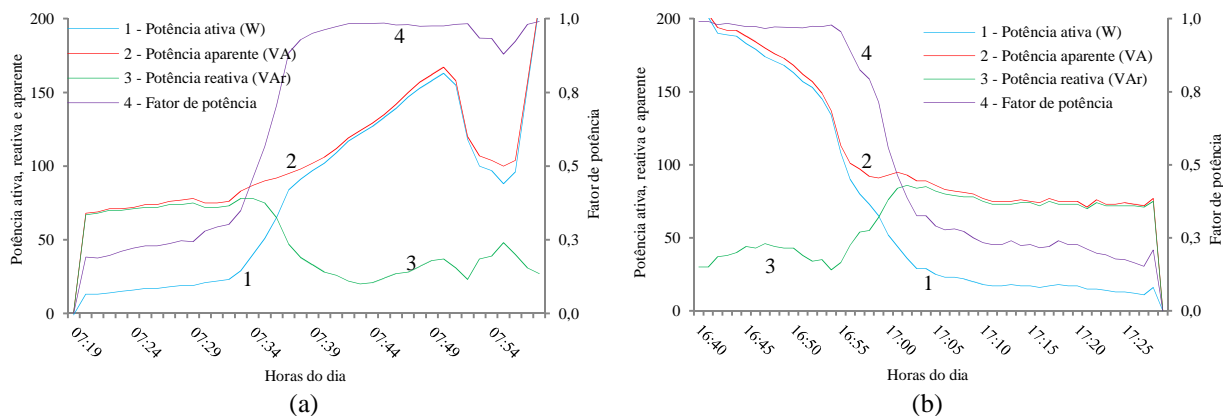


Figura 4.19– Potências e FP do inversor no (a) início e (b) final do dia.

Mais uma vez fator de potência médio foi de 0,94. Para o dia de céu parcialmente encoberto, o fator de potência também foi comparado com a NBR 16149 e Resolução 414 da Aneel. A Tab. 4.3 mostra o período diário no qual o inversor atuou, dentro de cada uma das faixas.

Tabela 4.3– FP em relação à legislação: céu parcialmente encoberto.

Faixas de FP	Período (%)	Período (tempo)
$FP \geq 0,98$	87,5	8 h 54 min
$0,92 \leq FP < 0,98$	3,9	24 min
$FP < 0,92$	8,5	52 min

Observa-se na Tab. 4.3 que durante 87,5 % do período de operação o FP manteve-se igual a ou superior a 0,98, e durante 3,9 % do período de operação, manteve-se igual ou acima de 0,92, mas abaixo de 0,98. Em 8,5 % do período o inversor apresentou fator de potência abaixo de 0,92. Considerando o item 4.7 da NBR 16149, verificou-se que enquanto a potência ativa fornecida foi superior a 240 W (20% da potência nominal), o FP ficou acima de 0,98 durante todo o período.

Em relação à energia fornecida, foi produzido um total de 4,1 kWh de energia ativa e 0,5 kVA<sub>rh</sub> de energia reativa. Os períodos nos quais o fator de potência manteve-se abaixo de 0,92, a energia gerada foi de 0,025 kWh e 0,062 kVA<sub>rh</sub>.

Percebe-se também que no dia de céu parcialmente encoberto, o fator de potência e a geração de potência reativa estão vinculados com a irradiância e com a potência elétrica entregue na saída do inversor. Assim, novamente foi feita uma relação entre os valores do fator de potência com a irradiância e com o nível de carregamento do inversor, conforme mostrado

na Fig. 4.20, que ilustra as curvas do fator de potência em função (a) da irradiância e (b) do carregamento do inversor.

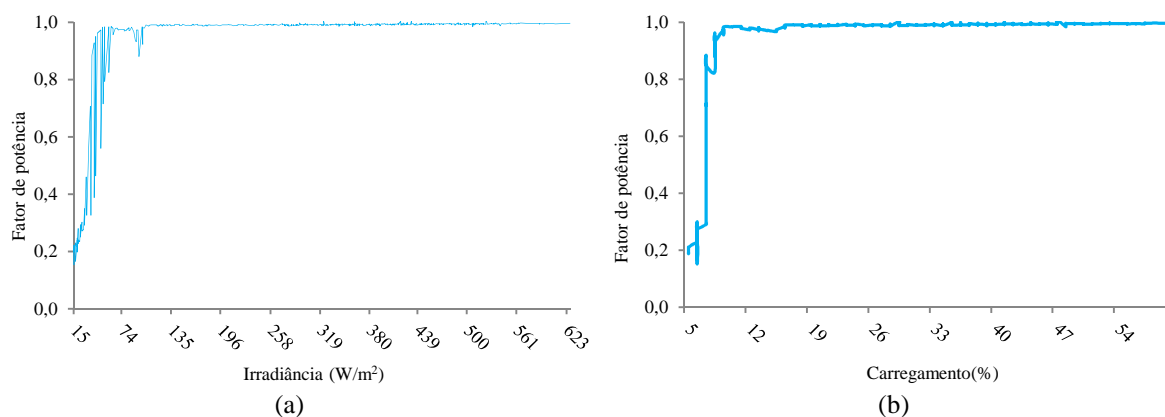


Figura 4.20 - Fator de potência em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor.

Observa-se na Fig. 4.20, que no dia de céu parcialmente encoberto, em baixos níveis de irradiância, o fator de potência também é reduzido e por volta de  $130 \text{ W/m}^2$  o fator de potência aproxima-se do valor unitário, mantendo-se assim para os demais níveis de irradiância. Em relação ao carregamento do inversor, o FP permanece baixo enquanto o inversor entrega baixa potência à rede, mas por volta de 17,5% de carregamento (210 VA) o fator de potência aproxima-se de 1, mantendo-se próximo a este valor para os demais valores de potência de saída do inversor à rede.

Comparando-se os dados obtidos nesta etapa com os de Rampinelli, Dias, Krenzinger (2008b), tem-se uma similaridade, com baixo fator de potência em baixa carga no inversor e fator de potência próximo de 1, com carregamento acima de aproximadamente 20%.

### 4.3.3 Potências e Fator de potência – Dia de céu encoberto

O dia de céu encoberto escolhido foi 22/05/16, conforme verificado na Fig. 4.21 que traz seu perfil de irradiância. A Fig. 4.21 também mostra o perfil das potências ativa, reativa e aparente e do fator de potência, na saída do inversor, ao longo de todo o dia.

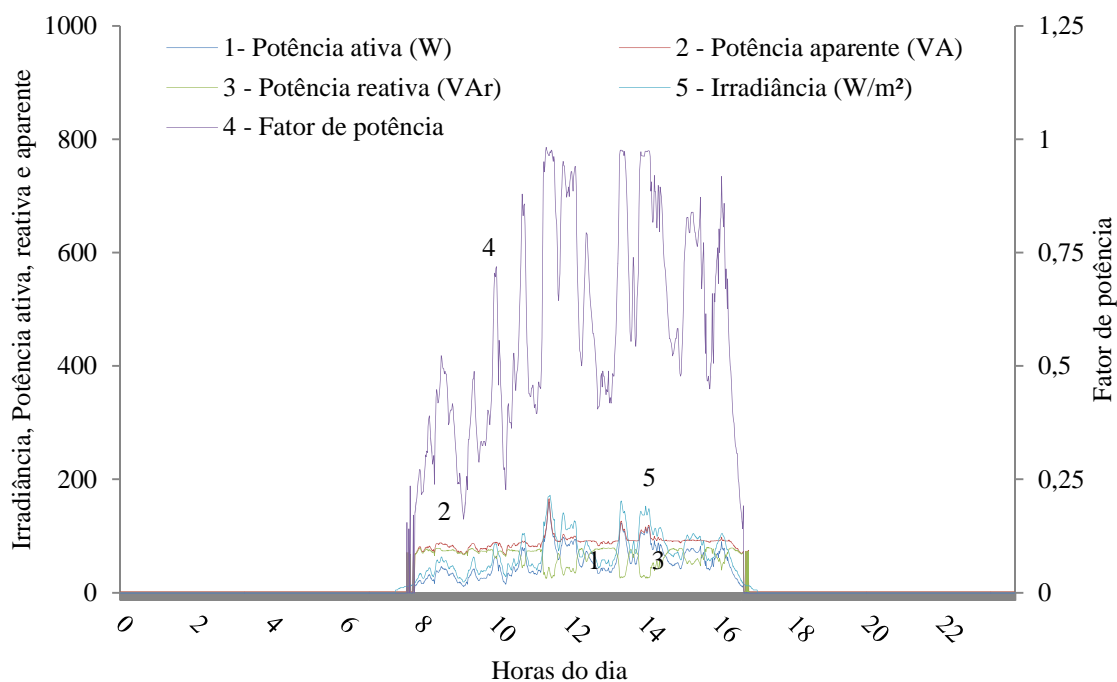


Figura 4.21 – Potências e FP na saída do inversor em dia de céu encoberto.

Verifica-se na Fig. 4.21, que a curva da potência ativa, apesar de apresentar valores muito inferiores aos demais dias típicos, também foi proporcional à curva de irradiância, na maior parte do dia. No início e final do dia, o fator de potência manteve-se baixo e, ao longo do resto do dia teve grande oscilação, permanecendo em poucos períodos próximo de 1. As potências ativa e reativa apresentaram valores reduzidos. Em vários períodos do dia, a potência reativa manteve-se superior à potência ativa.

Para o dia de céu encoberto não foi detalhado o perfil das grandezas no início e final do dia, pois não houve um comportamento específico nestes períodos. Em relação à energia diária, foram fornecidos 0,48 kWh de energia ativa e 0,57 kVArh de energia reativa.

O fator de potência médio foi de 0,59 e para este dia, o fator de potência foi também comparado com a NBR 16149 e com a Resolução 414 da Aneel. A Tab. 4.4 mostra o período diário no qual o inversor atuou, dentro de cada uma das faixas.

Tabela 4.4 – FP em relação à legislação: céu encoberto.

Faixas de FP	Período (%)	Período (tempo)
$FP \geq 0,98$	0,19	1 min
$0,92 \leq FP < 0,98$	10,6	56 min
$FP < 0,92$	89,2	7 h 52 min

Observa-se na Tab. 4.4 que durante 89,2 % do período de operação o FP manteve-se abaixo de 0,92. Em 10,6% do período o fator de potência manteve-se acima de 0,92, mas abaixo de 0,98 e, durante 1 minuto do dia, o inversor apresentou fator de potência superior a 0,98. Analisando o item 4.7 da NBR 16149, verifica-se que a potência ativa se manteve ao longo de todo o dia inferior à 240 W, logo mesmo apresentando baixo FP, o inversor operou de acordo com a NBR 16149.

Para o dia de céu encoberto, a relação do fator de potência apresentado pelo inversor com a irradiância e com seu nível de carregamento, não é tão claro como ocorrido nos demais dias típicos. Desta forma, foi investigado a influência entre si destes parâmetros. Esta relação é mostrada na Fig. 4.22, onde são representadas as curvas do fator de potência (a) em função da irradiância e (b) em função do carregamento do inversor.

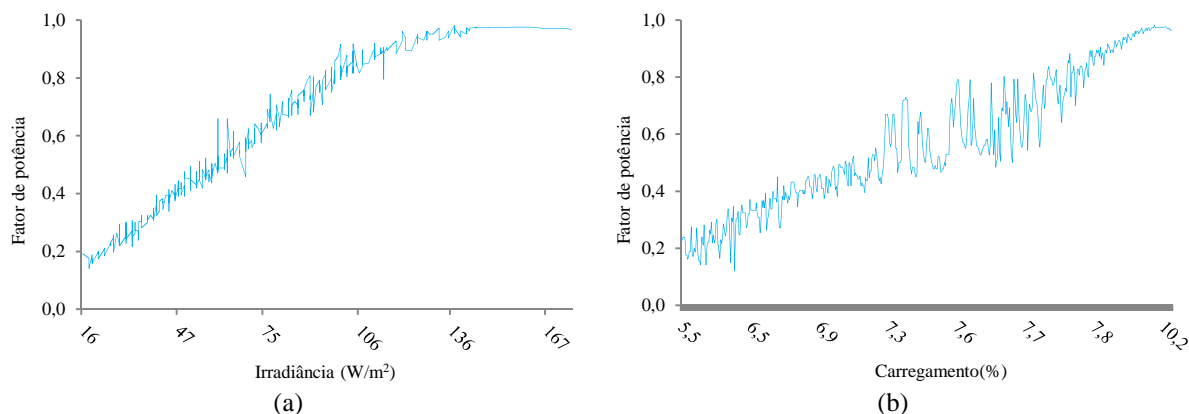


Figura 4.22 – Fator de potência em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor.

Visualiza-se na Fig. 4.22, certa linearidade do fator de potência em função da irradiância, o que não ocorre com o carregamento do inversor. Verifica-se que o fator de potência aproxima-se, mas não chega a atingir o valor unitário. Este comportamento ocorre no dia de céu encoberto, pois ao longo de todo o dia, tanto a irradiância quanto a potência do inversor foram baixas, conferindo valores reduzidos ao fator de potência. Na média, nos dias de céu claro e parcialmente encoberto, o FP atingiu o valor unitário próximo de 17% de carregamento do inversor já no dia de céu encoberto, a potência máxima fornecida foi de 165 W, o que representa somente 14 % de carregamento.



### 4.3.4 Harmônicas – Dia de céu claro

O dia de céu claro escolhido foi 31/07/16, conforme verificado na Fig. 4.23, que traz seu perfil de irradiância. A Fig. 4.23 também mostra o perfil da distorção harmônica total de corrente e a Fig. 4.24 o perfil das correntes harmônicas múltiplas ímpares até a 9º ordem, ambas na saída do inversor, ao longo de todo o dia.

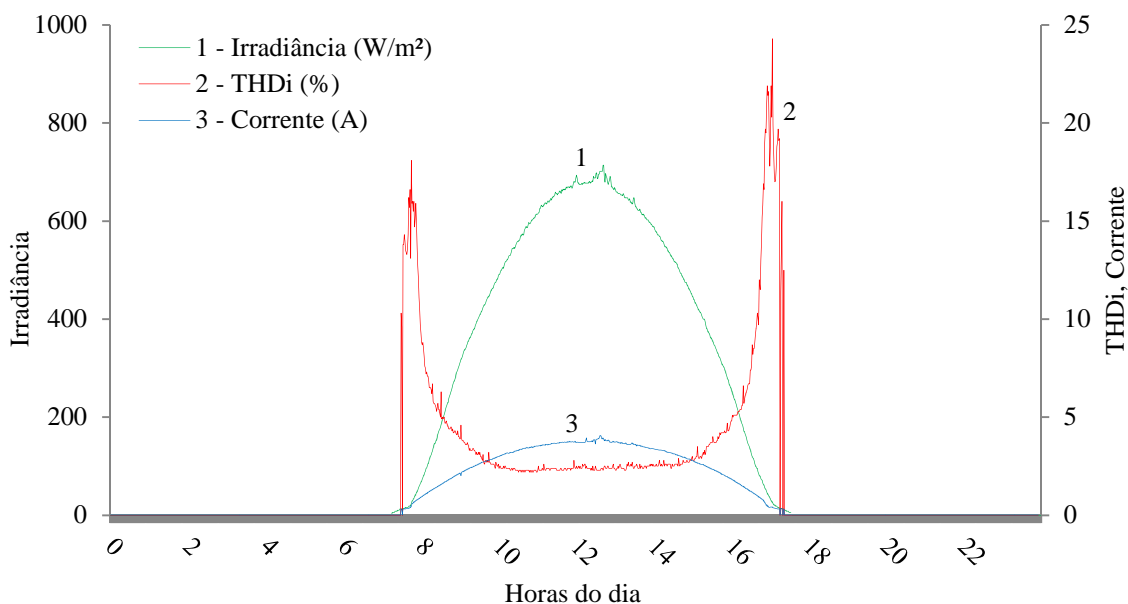


Figura 4.23 – THDi e corrente na saída do inversor em dia de céu claro.

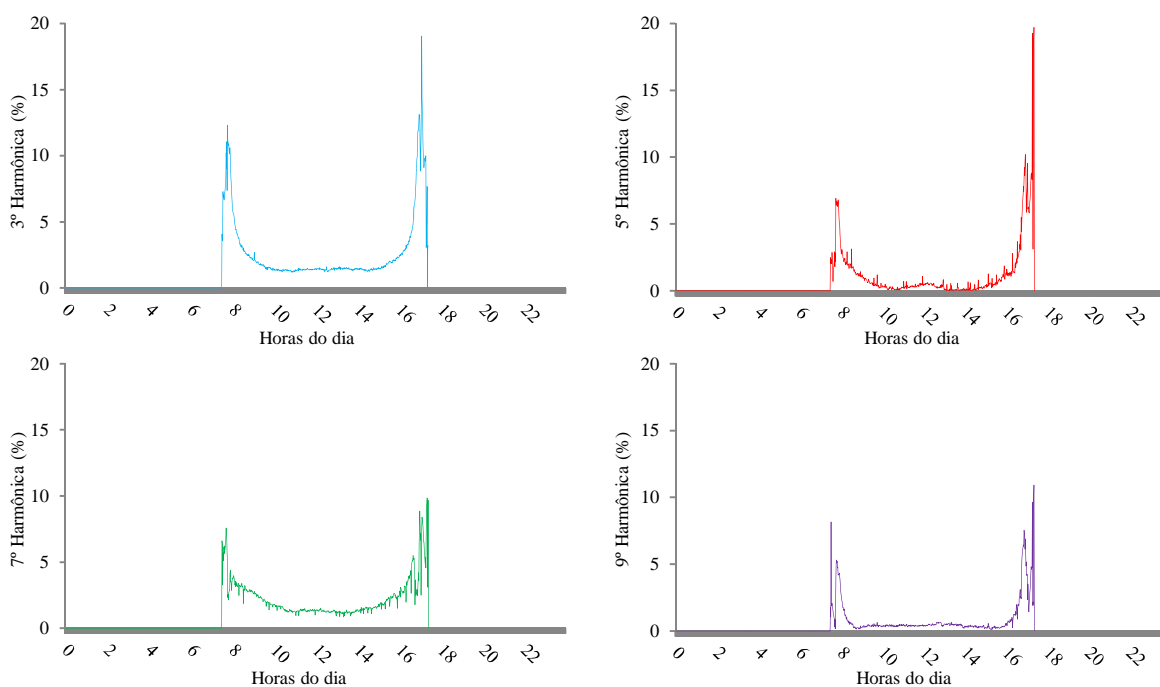


Figura 4.24 – Correntes harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem: céu claro.

Verifica-se na Fig. 4.23 que no período inicial do dia, devido à baixa irradiância, o inversor fornece uma baixa corrente eficaz e com isso, a THDi é elevada, atingindo valores próximos de 15%. O mesmo ocorre no final do dia, quando novamente a irradiância volta a apresentar valores baixos, a corrente é reduzida e a THDi aumenta, atingindo valores próximos dos 20%. Já no restante do dia, a THDi mantém-se em valores reduzidos, próximo ou abaixo dos 5%. Um perfil semelhante do THDi foi encontrado por Sidrach-de-Cardona e Carretero (2005), para o dia de céu claro.

Já na Fig. 4.24 observa-se que as quatro componentes harmônicas se comportam de forma semelhante ao THDi, apresentando no início da manhã e final da tarde valores maiores do que no restante do dia. Os valores mais elevados foram registrados no final da tarde, atingindo-se picos de cerca de 20% para as harmônicas de 3° e 5° ordem e cerca de 10%, para as harmônicas de 7° e 9° ordem. Ao longo do dia, as harmônicas de 3° e 7° ordem permanecem entre 1% e 2%, já as harmônicas de 5° e 9° ordem permaneceram abaixo de 1%. No trabalho de Rampinelli e Krenzinger (2011), também se identificou harmônicas múltiplas ímpares elevadas no inversor com baixo carregamento, como ocorre no início e final do dia.

Os valores das correntes harmônicas, obtidos no dia de céu claro foram comparados com parâmetros citados em normas técnicas. As normas NBR 16149, IEEE 1574 e IEC 61727 estabelecem que a distorção harmônica total deve ser de no máximo 5%, já as correntes harmônicas múltiplas ímpares até a 9° harmônica, devem ser inferiores a 4%. A Tab. 4.5 reúne os dados obtidos, mostrando o período diário no qual o inversor atuou, dentro de cada uma das faixas.

Tabela 4.5- Análise das harmônicas: dia de céu claro.

Parâmetros	Valor médio (%)	Valor máximo (%)	Período com valores $\leq 5\%$		Período com valores $> 5\%$		Incertez a medição (%)
			(%)	(tempo)	(%)	(tempo)	
THDi	4,8	24,3	76,8	7 h 36 min	23,2	2 h 18 min	$\pm 3$
Parâmetros	Valor médio (%)	Valor máximo (%)	Período com valores $< 4\%$		Período com valores $\geq 4\%$		Incertez a medição (%)
			(%)	(tempo)	(%)	(tempo)	
3° harmônica	3	19	84,8	8 h 24 min	15,2	1 h 30 min	$\pm 3$
5° harmônica	1	20	91,6	9 h 04 min	8,4	50 min	$\pm 3$
7° harmônica	2	10	90,7	8 h 59 min	9,3	55 min	$\pm 3$
9° harmônica	1	11	93,9	9 h 18 min	6,1	36 min	$\pm 3$

Observa-se na Tab. 4.5 que o THDi chegou a um máximo de 24,3%, mas na média diária manteve-se em 4,8%. Durante 76,8% do período, o THDi permaneceu igual ou abaixo dos 5%. As correntes harmônicas ímpares até a 9º ordem atingiram valores máximos superiores aos citados nas normas, porém na média todas ficaram abaixo dos 4%. O período diário no qual as harmônicas situaram-se acima do limite foi pequeno, próximo ou abaixo dos 15% do tempo de operação do inversor.

Analisando o item 4.6 da NBR 16149, verifica-se que o inversor deve atender os limites de distorções na potência nominal, que é de 1200 W. No teste realizado, o inversor atingiu a potência máxima de 891 W e mesmo assim apresentou baixos valores de distorção.

Buscando-se facilitar a identificação da influência das componentes harmônicas múltiplas na distorção de corrente, foi representado na Fig. 4.25 o espectro até a 40ª harmônica do momento no qual o THDi atingiu o valor máximo, de 24,3% às 17 h 05 min e quando o THDi atingiu o valor mínimo, de 2,2% às 10 h 55 min, para comparação. Verifica-se na Fig. 4.25 que a 3ª e 7ª harmônicas apresentam os maiores valores, tanto no momento de maior quanto menor THDi. No caso (a), as harmônicas que mais influenciam na distorção são as de baixa ordem, aproximadamente até a 9ª harmônica, quando a partir de então as componentes mantêm-se reduzidas, exceto a 17ª e 21ª que tem um ligeiro destaque. No caso (b) as harmônicas são muito reduzidas em relação a fundamental, praticamente não sendo identificadas no gráfico.

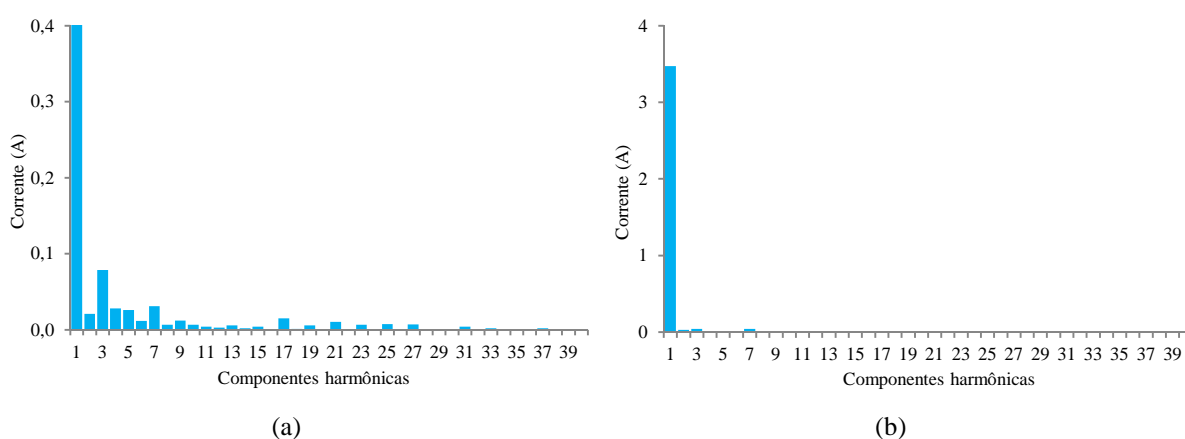


Figura 4.25 – Espectro harmônico com THDi (a) máximo e (b) mínimo: dia de céu claro.

Identifica-se no dia de céu claro, que a geração de correntes harmônicas está diretamente relacionada com os valores de irradiância e, conseqüentemente, com os valores da potência de saída do inversor. Desta forma, foi feita uma relação entre os valores do THDi com a irradiância e com a potência entregue pelo inversor. Esta relação pode ser visualizada na Fig. 4.26, onde

são traçadas as curvas (a) do THDi em função da irradiância e (b) do THDi em função do carregamento do inversor.

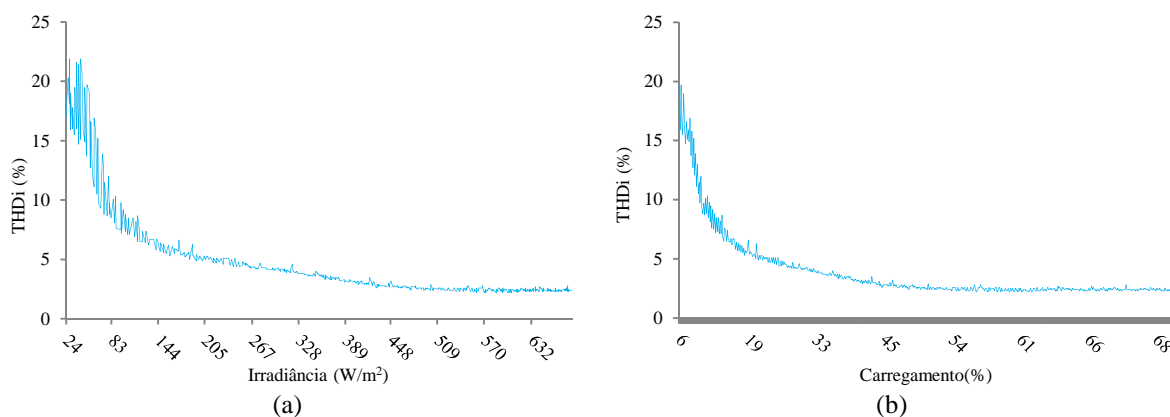


Figura 4.26 – THDi em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor.

Verifica-se na Fig. 4.26, que para baixos níveis de irradiância o THDi é elevado, mas por volta de  $215 \text{ W/m}^2$  o THDi atinge o valor de 5%, exigido na legislação e a partir de aproximadamente  $500 \text{ W/m}^2$  o THDi estabiliza em torno de 2,5%, permanecendo neste patamar para os demais níveis de irradiância. Em relação à potência de saída do inversor, o THDi também apresenta baixos valores, para pequenas potências de saída e, por volta de 26% de carregamento (312 VA), o THDi atinge o valor de 5% e a partir de aproximadamente 55% de carregamento (660 VA), o THDi mantém-se próximo de 2,5%, para os demais níveis de potência. Verifica-se um comportamento semelhante com Macedo e Zilles (2005), onde o THDi permaneceu abaixo de 5% a partir de 38% de carregamento do inversor.

#### 4.3.5 Harmônicas – Dia de céu parcialmente encoberto

O dia de céu parcialmente encoberto escolhido foi 20/07/16, conforme verificado na Fig. 4.27 que traz seu perfil de irradiância. A Fig. 4.27 também mostra o perfil da distorção harmônica total de corrente e a Fig. 4.28 o perfil das correntes harmônicas múltiplas ímpares até a 9º ordem, ambas na saída do inversor, ao longo de todo o dia.

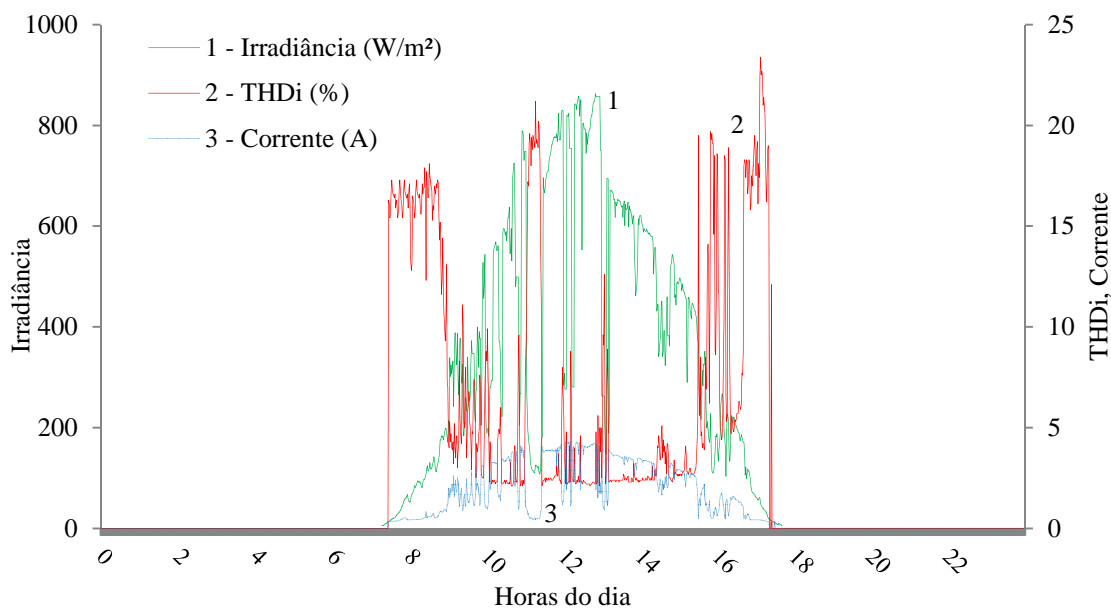


Figura 4.27 – THDi e corrente na saída do inversor em dia de céu parcialmente encoberto.

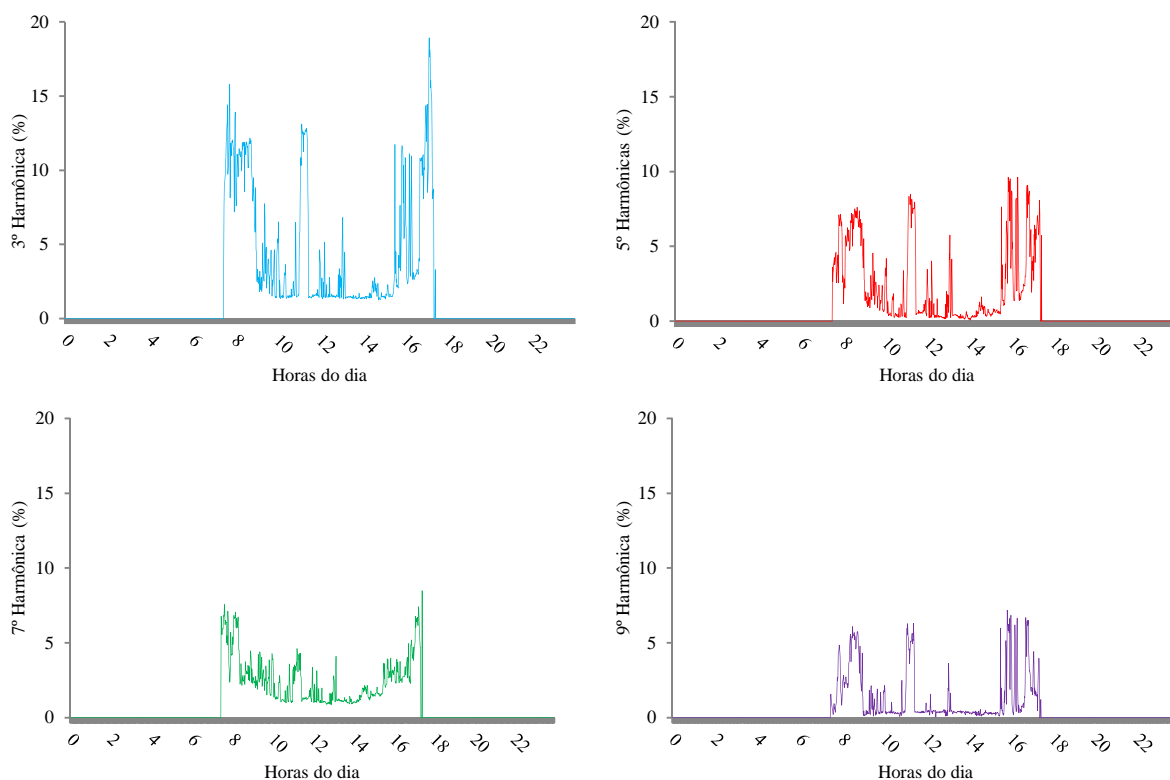


Figura 4.28 – Correntes harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem: céu parcialmente encoberto.

Verifica-se na Fig. 4.27, um comportamento similar ao dia de céu claro. No início da manhã, a THDi apresenta valores elevados, próximos a 17%, permanecendo neste patamar até o momento no qual a irradiância eleva-se, bem como no final da tarde, quando a irradiância volta a apresentar valores reduzidos, ficando a THDi novamente elevado, por volta de 19%. Já

no restante do dia a THDi manteve-se próximo dos 2,5%, porém oscilou bastante, elevando-se frequentemente, atingindo picos de até 20%, comportando-se de forma inversamente proporcional a irradiância. Um perfil semelhante do THDi foi encontrado por Sidrach-de-Cardona e Carretero (2005), para o dia de céu parcialmente encoberto.

Já na Fig. 4.28 observa-se o comportamento das quatro componentes harmônicas analisadas. No início da manhã e final da tarde registram-se valores elevados, principalmente na harmônica de 3º ordem, já ao longo do dia valores menores, porém, situando-se por volta dos 2% para as harmônicas de 3º e 7º ordem e por volta do 1% para as harmônicas de 5º e 9º ordem. Registrou-se grande oscilação ao longo do dia em todas as ordens das harmônicas, nos períodos de menor irradiância, atingindo-se valores próximos dos encontrados no início e final do dia. Da mesma forma, em Rampinelli e Krenzinger (2011), verificou-se harmônicas elevadas no inversor com baixo carregamento.

Assim como efetuado no dia de céu claro, os dados das correntes harmônicas, obtidos no dia de céu parcialmente encoberto foram comparados com os parâmetros citados em normas técnicas NBR 16149, IEEE 1574 e IEC 61727. Desta forma, a Tab. 4.6 reúne os dados obtidos, mostrando o período diário no qual o inversor atuou, dentro de cada uma das faixas.

Tabela 4.6 - Análise das harmônicas: dia de céu parcialmente encoberto.

Parâmetros	Valor médio (%)	Valor máximo (%)	Período com valores $\leq 5\%$		Período com valores $> 5\%$		Incerteza medição (%)
			(%)	(tempo)	(%)	(tempo)	
THDi	7,6	23,4	56,2	5 h 36 min	43,8	4 h 22 min	$\pm 3$
Parâmetros	Valor médio (%)	Valor máximo (%)	Período com valores $< 4\%$		Período com valores $\geq 4\%$		Incerteza medição (%)
			(%)	(tempo)	(%)	(tempo)	
3º harmônica	4,8	18,9	63,9	6 h 22 min	36,1	3 h 36 min	$\pm 3$
5º harmônica	2,5	9,6	73,9	7 h 22 min	26,1	2 h 36 min	$\pm 3$
7º harmônica	2,5	8,5	84,1	8 h 23 min	15,9	1 h 35 min	$\pm 3$
9º harmônica	1,5	7,2	85,6	8 h 32 min	14,4	1 h 26 min	$\pm 3$

Verifica-se na Tab. 4.6 que o THDi chegou a um máximo de 23,4% e na média diária, manteve-se em 7,6%. Durante 56,2% do período de operação do inversor, o THDi permaneceu igual ou abaixo de 5%, já no restante do tempo ficou acima. Da mesma forma como correu no dia de céu claro, todas as quatro correntes harmônicas ímpares atingiram valores máximos superiores à 4%, porém na média diária ficaram abaixo dos 4%, exceto a harmônica de 3ª ordem. O período diário no qual as correntes harmônicas situaram-se acima dos valores indicados nas normas aumentou em comparação ao dia de céu claro, mas ainda mantiveram-se na maior parte do dia dentro dos padrões recomendados.

Analisando o item 4.6 da NBR 16149, verificou-se que o inversor não operou em sua potência nominal de 1200 W, atingindo a potência máxima ao longo do dia de 949 W, porém mesmo assim apresentou baixos valores razoáveis de distorção.

Novamente, buscando-se auxiliar a identificação da influência das componentes harmônicas múltiplas na distorção de corrente, representou-se na Fig. 4.29 o espectro até a 40ª harmônica do momento no qual o THDi atingiu o valor máximo, de 23,4% às 17 h 09 min e quando o THDi atingiu o valor mínimo de 2,1% às 10 h 41 min. Verifica-se na Fig. 4.29 que no caso (b) as harmônicas são muito pequenas em relação à fundamental, praticamente não sendo possível identificar no gráfico as com maior participação, porém através dos dados têm-se a 3ª e 7ª ligeiramente superiores as demais. Já no caso (a) as harmônicas de baixa ordem, aproximadamente até de 9ª são as que mais influenciam na distorção, ficando as demais reduzidas em relação à fundamental, exceto as 15ª, 17ª, 21ª e 25ª, que possuem um pequeno destaque.

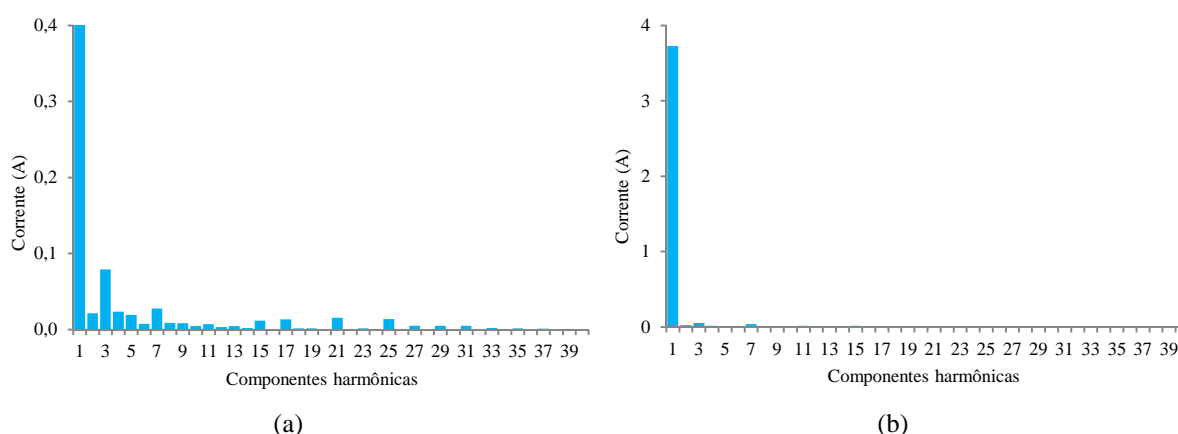


Figura 4.29 – Espectro harmônico com THDi (a) máximo e (b) mínimo: céu parc. encoberto.

Da mesma forma como ocorrido no dia de céu claro, constata-se que no dia de céu parcialmente encoberto a geração de correntes harmônicas relacionou-se com os valores de irradiância e conseqüentemente, com os valores de potência de saída do inversor. Foi feita uma relação entre os valores do THDi com a irradiância e com a potência do inversor. Assim na Fig. 4.30, são traçadas as curvas (a) do THDi em função da irradiância e (b) do THDi em função do carregamento do inversor.

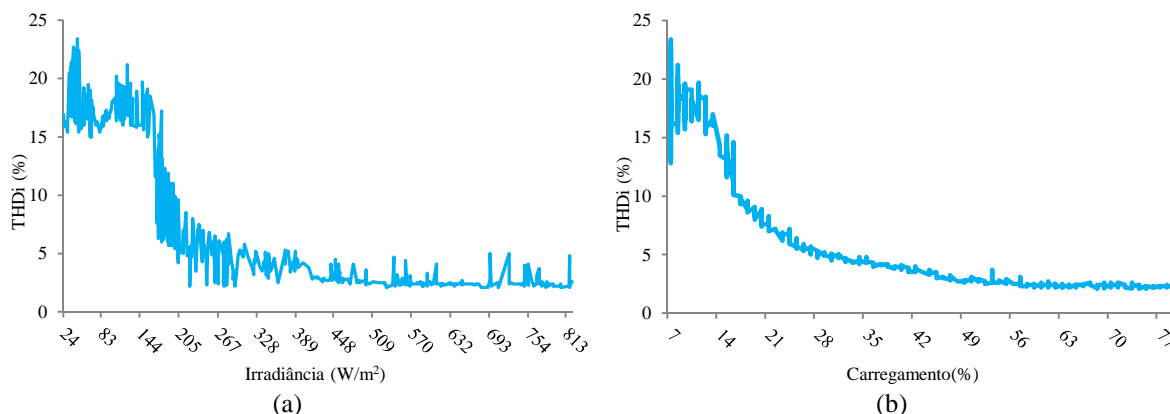


Figura 4.30 – THDi em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor.

Observa-se na Fig. 4.30, que em baixos níveis de irradiância o THDi é elevado. O comportamento oscilatório da irradiância, devido a grande variação de nuvens do dia dificultou a análise, porém foi possível diagnosticar que por volta de  $235 \text{ W/m}^2$  o THDi atingiu o valor de 5% e partir de aproximadamente  $500 \text{ W/m}^2$ , o THDi estabiliza entorno de 2,6%, permanecendo por volta desta média para os demais níveis de irradiância. Considerando a potência de saída do inversor, o THDi também apresentou baixos valores para pequenas potências. Por volta de 30,6% de carregamento (368 VA) o THDi atinge o valor de 5% e a partir de aproximadamente 55% de carregamento (660 VA), o THDi mantém-se próximo de 2,6%, para os demais níveis de potência. Constatase um comportamento semelhante com Macedo e Zilles (2005), onde o THDi permaneceu abaixo de 5% a partir de 38% de carregamento do inversor.

#### 4.3.6 Harmônicas – Dia de céu encoberto

O dia de céu encoberto escolhido foi 29/05/16, conforme verificado na Fig. 4.31 que traz seu perfil de irradiância. A Fig. 4.31 mostra também o perfil da distorção harmônica total de corrente e a Fig. 4.32 o perfil das correntes harmônicas múltiplas ímpares até a 9º ordem, ambas na saída do inversor, ao longo de todo o dia.



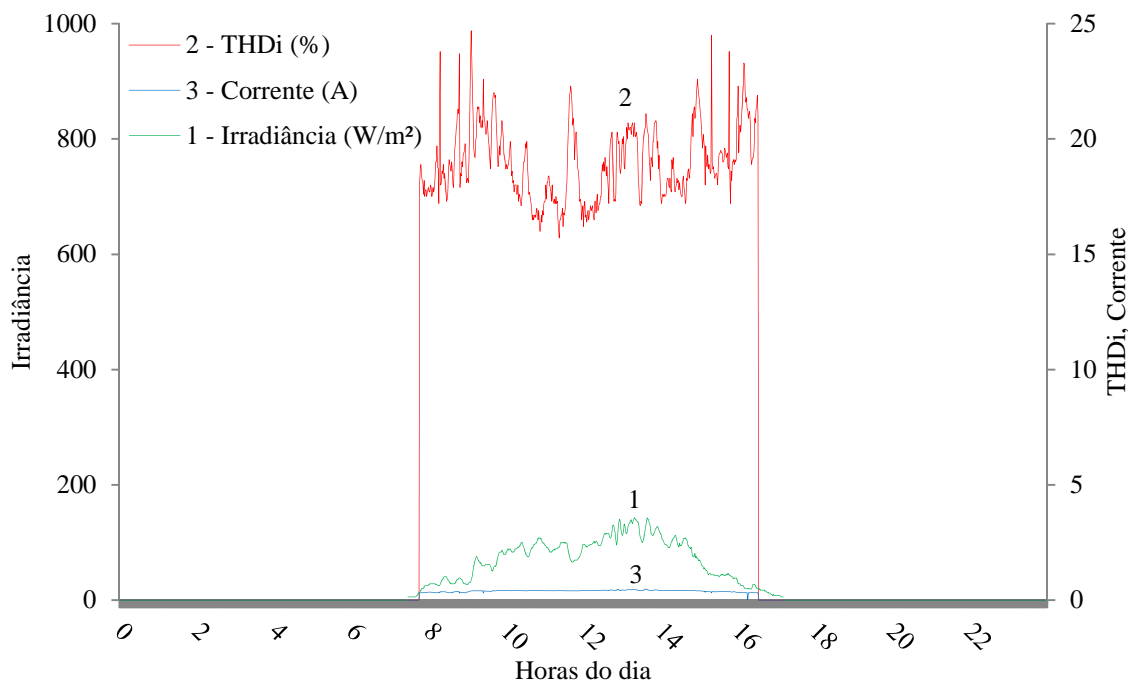


Figura 4.31 – THDi e corrente na saída do inversor em dia de céu encoberto.

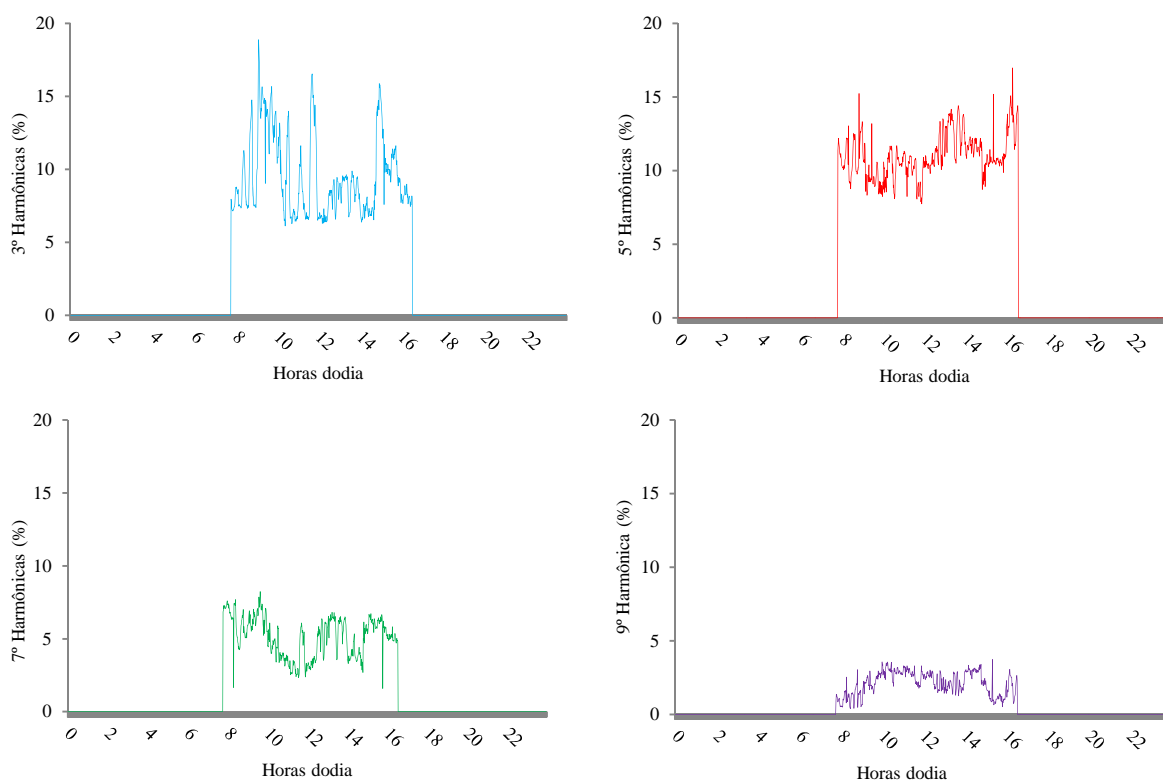


Figura 4.32 – Correntes harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem: céu encoberto.

Verifica-se na Fig. 4.31, um comportamento diferente dos dias de céu claro e parcialmente encoberto. No dia de céu encoberto, a corrente manteve-se baixa, próxima de 0,5 A durante todo o dia, já o THDi manteve-se elevado, oscilando entre 15% até 25%, sem

apresentar valores maiores no início da manhã e final da tarde. A irradiância manteve-se abaixo de  $200 \text{ W/m}^2$ , sendo que sua oscilação não influenciou a THDi de forma proporcional.

Na Fig. 4.32 também se observa um comportamento diferente do que o ocorrido nos demais dias típicos, apresentando o dia encoberto uma relativa uniformidade nos valores das harmônicas, sem os picos do início da manhã e final da tarde. Verifica-se que o comportamento das componentes harmônicas também não segue as variações da irradiância, sendo seus perfis semelhantes às variações do THDi. As harmônicas de 3° e 5° ordem situaram-se em valores maiores, com picos ultrapassando os 15%, já as harmônicas de 7° e 9° ordem apresentaram valores mais baixos.

Constata-se na Fig. 4.31 que pela corrente de saída do inversor, o mesmo operou com baixa potência durante todo o dia, apresentando elevado THDi e harmônicas. Um comportamento semelhante também é encontrado em Sidrach-de-Cardona e Carretero (2005) e Rampinelli e Krenzinger (2011).

Da mesma forma como efetuado nos dias típicos anteriores, os dados das correntes harmônicas, obtidos no dia de céu encoberto também foram confrontados com os parâmetros citados em normas NBR 16149, IEEE 1574 e IEC 61727. A Tab. 4.7 resume os dados obtidos, mostrando o período diário no qual o inversor atuou, dentro de cada faixa.

Tabela 4.7- Análise das harmônicas: dia de céu encoberto.

Parâmetros	Valor médio (%)	Valor máximo (%)	Período com valores $\leq$ 5%		Período com valores $>$ 5%		Incerteza medição (%)
			(%)	(tempo)	(%)	(tempo)	
THDi	18,9	24,7	0	0	100	8 h 46 min	$\pm 3$

Parâmetros	Valor médio (%)	Valor máximo (%)	Período com valores $<$ 4%		Período com valores $\geq$ 4%		Incerteza medição (%)
			(%)	(tempo)	(%)	(tempo)	
3° harmônica	9,5	18,9	0	0	100	8 h 46 min	$\pm 3$
5° harmônica	11,0	17,0	0	0	100	8 h 46 min	$\pm 3$
7° harmônica	5,1	8,2	27,1	2 h 23 min	72,9	6 h 24 min	$\pm 3$
9° harmônica	2,1	3,7	100	8 h 46 min	0	0	$\pm 3$

Observa-se na Tab. 4.7 que o THDi atingiu um máximo de 24,7% e teve uma média diária de 18,9%. Durante todo o período de operação do inversor o THDi permaneceu acima de 5%. As correntes harmônicas múltiplas de 3° e 5° ordem permaneceram durante todo o período de operação acima dos 4%, já a harmônica de 7° ordem ultrapassou os 4% em 72,9% do tempo. A harmônica de 9° ordem apresentou um comportamento diferente, permanecendo abaixo dos 4% durante todo do dia.

Analisando o desempenho do inversor, o mesmo foi ruim, pois apresentou níveis de distorção maiores do que os encontrados nos demais dias típicos, porém considerando somente a NBR 16149, o mesmo não pode ser condenado, pois a potência máxima atingida foi de 105 W, muito abaixo da sua potência nominal.

Mais uma vez, buscou-se identificar a influência de cada componente harmônica múltipla na distorção de corrente, representando-se na Fig. 4.33 o espectro até a 40ª harmônica do momento no qual o THDi atingiu o valor máximo, de 24,7% às 09 h 06 min e quando o THDi atingiu o valor mínimo, de 15,7% às 11 h 23 min. Verifica-se na Fig. 4.32 que em ambos os casos, as harmônicas que mais influenciam na distorção são as de baixa ordem, aproximadamente até a 11ª harmônica. No caso (a) a 3ª, 5ª e 7ª harmônicas apresentam respectivamente os maiores valores, já no caso (b) a 5ª, 3ª e 2ª harmônicas têm respectivamente os maiores valores.

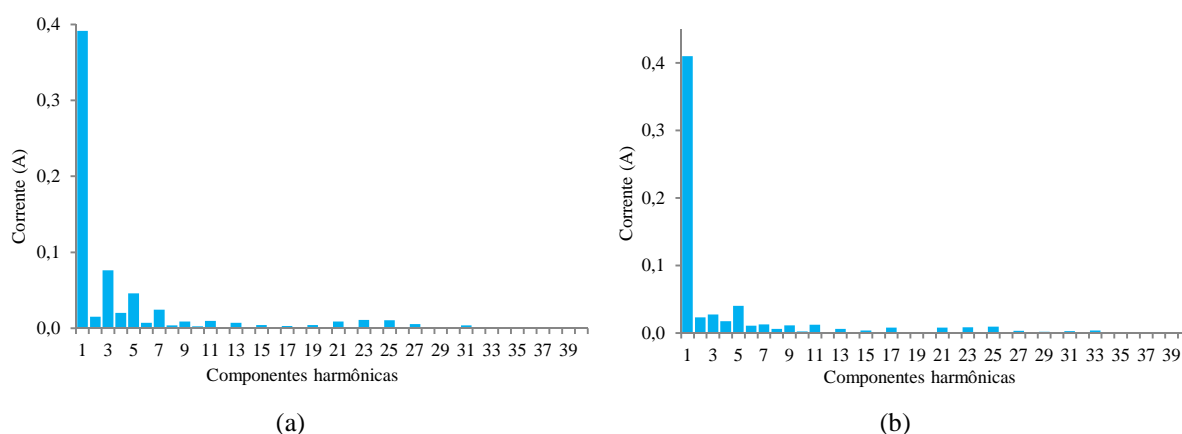


Figura 4.33 – Espectro harmônico com THDi (a) máximo e (b) mínimo: céu encoberto.

No dia de céu encoberto não foi possível identificar uma relação direta entre a geração de correntes harmônicas e os níveis de irradiância, nem com os valores de potência de saída do inversor. Buscando identificar alguma semelhança com o comportamento dos demais dias típicos, foram traçadas as curvas do THDi em função (a) da irradiância e em função (b) do carregamento do inversor, conforme mostrado na Fig. 4.34.

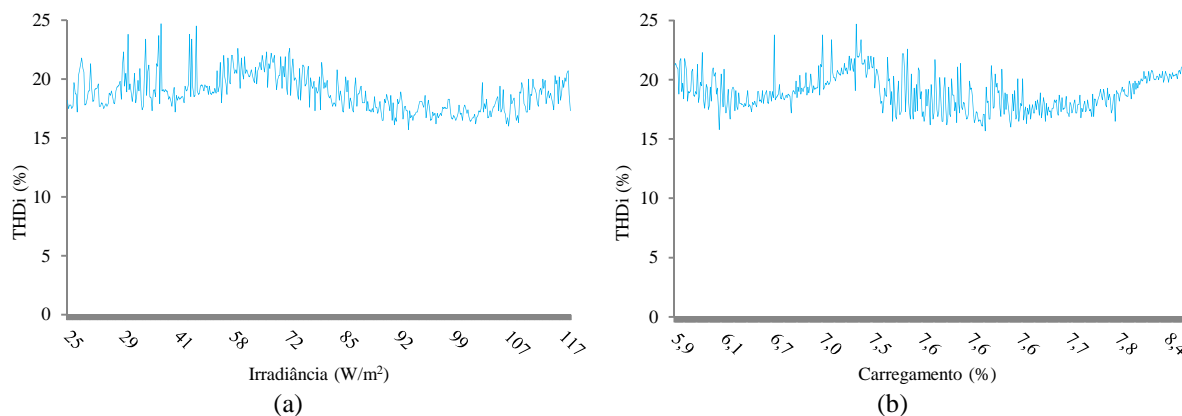


Figura 4.34 – THDi em função da (a) irradiância e (b) carregamento do inversor.

Verifica-se na Fig. 4.34, que desde a conexão do inversor na rede, até os valores máximos diários, de  $140 \text{ W/m}^2$  de irradiância e 105 VA de potência (8,7% de carregamento), o THDi manteve-se elevado, acima dos 15%. Isso era esperado, pois no dia de céu encoberto, os valores de irradiância e potência permaneceram baixos, dentro dos quais o THDi é alto. Constata-se um comportamento semelhante com Macedo e Zilles (2005), onde o THDi permaneceu elevado, ultrapassando os 15% com baixo carregamento do inversor.

#### 4.4 QUALIDADE DA ENERGIA DO SFI-b

Nesta etapa, a microrrede operou atendendo diferentes tipos de carga por diferentes períodos. As figuras são apresentadas aos pares, pois os parâmetros elétricos foram mensurados na saída do inversor do SFI-b e após os experimentos foram repetidos, alimentando as mesmas cargas através da rede da concessionária. A Fig. 4.35 ilustra os parâmetros elétricos mensurados, os tipos de cargas acionadas, os períodos de análise e as fontes através das quais as cargas foram alimentadas.

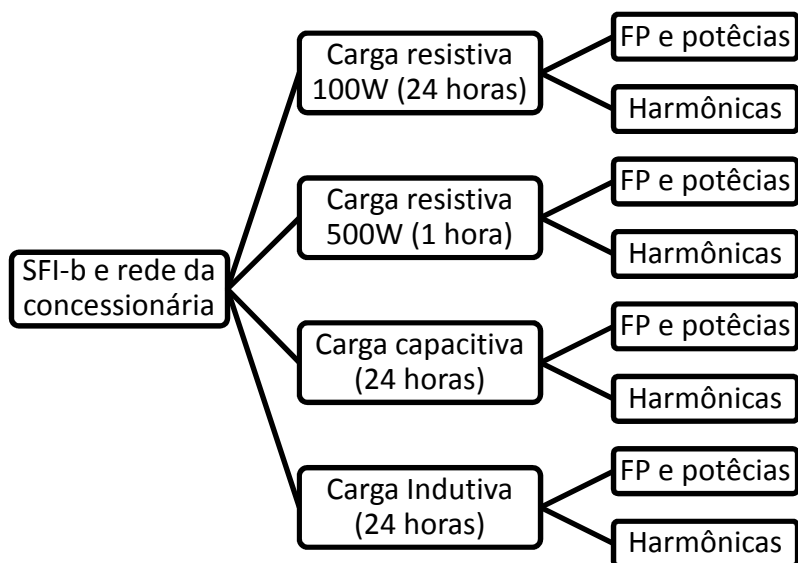


Figura 4.35 – Cargas e parâmetros mensurados através do SFI-b e concessionária.

#### 4.4.1 Potências e FP – Inversor com 10% de carregamento

No primeiro teste realizado com o inversor do SFI-b alimentou-se uma carga resistiva de 100 W, conferindo um percentual de carregamento de 10% ao inversor, pelo período de 24 horas. A Fig. 4.36(a) traz o perfil da potência ativa, reativa e aparente e do fator de potência na saída do inversor. Após, os mesmos parâmetros foram mensurados, alimentando-se a mesma carga pelo mesmo período através da rede da concessionária, conforme mostrado na Fig. 4.36(b).

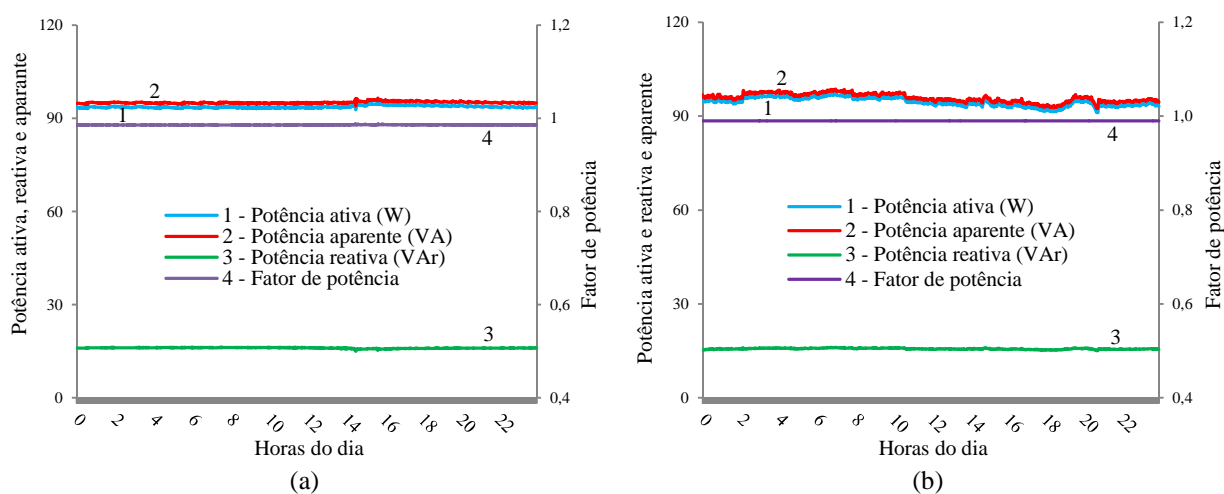


Figura 4.36 – Potências e FP do (a) inversor (10% de carregamento) e (b) concessionária.

Verifica-se na Fig. 4.36 que o inversor do SFI-b apresentou fator de potência elevado, próximo de 1, o que resultou em baixa potência reativa e potência ativa praticamente igual à potência aparente, uma vez que as curvas quase coincidem. Ainda na mesma figura, observa-se que a carga teve um comportamento muito semelhante quando alimentada através da rede da concessionária, apresentando fator de potência elevado. As curvas das potências ativa e aparente apresentam uma ligeira oscilação devido a perturbações na rede da concessionária, o que não acontece no inversor do SFI-b.

Uma comparação entre os parâmetros apresentados pelo inversor do SFI-b e pela rede da concessionária é realizada na Tab. 4.8, onde é mostrado um resumo das principais grandezas elétricas analisadas ao longo do período.

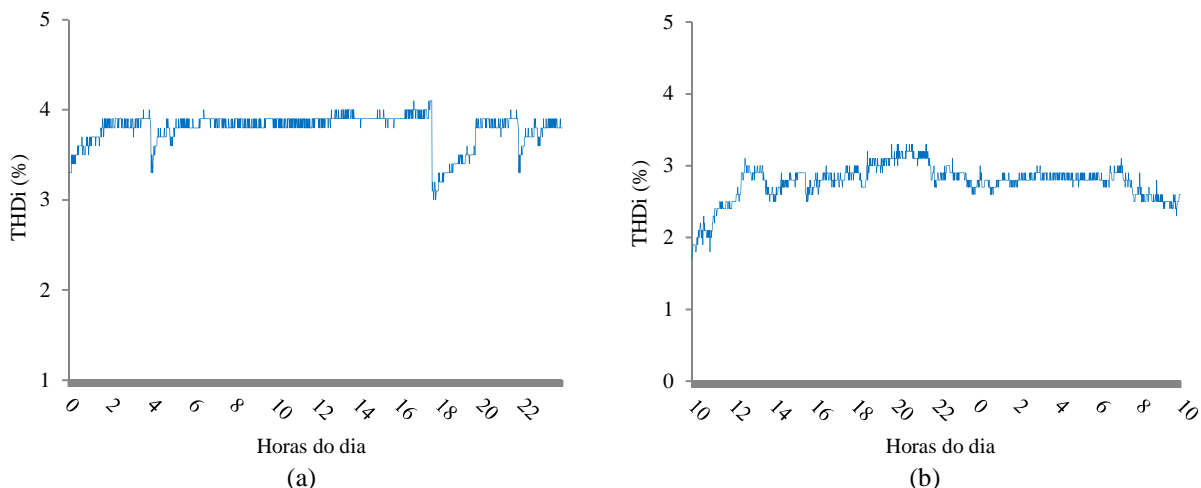
Tabela 4.8- Análise e comparação do FP: Inversor com 10% de carregamento.

Fonte	Energia ativa (kWh)	Energia reativa (kVArh)	Potência ativa média (W)	Potência reativa média (VAr)	Incerteza medição potência (%)	FP médio	Incerteza medição FP
Inversor	2,24	0,38	93,7	16,0	± 2	0,98	± 0,04
Concessionária	2,26	0,38	94,5	16,1	± 2	0,99	± 0,04

Verifica-se que a performance do inversor foi muito semelhante ao desempenho da rede da concessionária. A energia ativa fornecida por ambas as fontes, foi muito próxima e a energia reativa foi a mesma. Durante todo o período, fator de potência do inversor manteve-se praticamente constante e dentro das recomendações de ABNT (2013) e Aneel (2013), que apesar de tratarem de instalações conectadas a rede, foram atendidas pelo SFI-b.

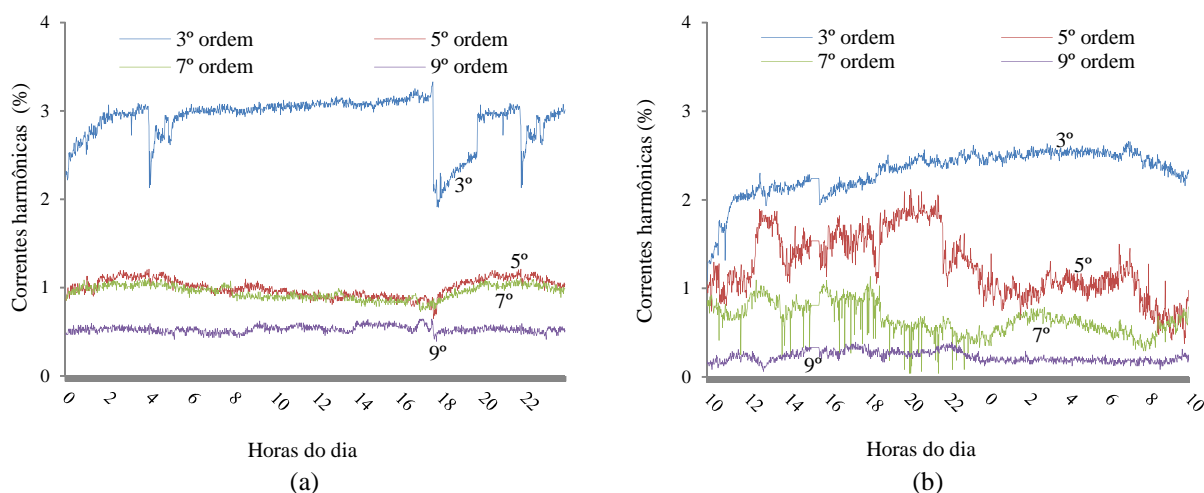
#### 4.4.2 Harmônicas – Inversor com 10% de carregamento

No segundo teste realizado com o inversor do SFI-b, alimentou-se a mesma carga resistiva de 100 W, novamente pelo período de 24 horas. A Fig. 4.37(a) traz o perfil da THDi na saída do inversor. A Fig. 4.37(b) traz o perfil da THDi, alimentando-se a mesma carga através da rede da concessionária.



Verifica-se que o inversor apresentou uma baixa distorção harmônica total, oscilando entre 3% e 4%, ficando muito próximo dos valores apresentados pela rede da concessionária, que oscilou entre 2% e 3%.

Já a Fig. 4.38(a) traz o perfil das correntes harmônicas múltiplas ímpares até a 9º ordem na saída do inversor e a Fig. 4.38(b) o perfil das mesmas correntes harmônicas, porém na rede da concessionária.



Observa-se na Fig. 4.38, em ambos os casos baixos níveis de distorção de correntes harmônicas. No inversor, a 3ª harmônica manteve-se maior que as demais, entorno dos 3% e as harmônicas de ordem mais elevada, permaneceram iguais ou inferiores a 1%. Já no caso da rede da concessionária, as harmônicas apresentaram uma oscilação maior, porém também apresentaram valores reduzidos, semelhantes aos apresentados pelo inversor.

Uma visão mais detalhada, comparando os parâmetros apresentados pelo inversor e rede da concessionária, entre si e com normas da área, é realizada na Tab. 4.9, que analisa o THDi e na Tab. 4.10, que analisa as correntes harmônicas ímpares até a 9º ordem.

Tabela 4.9- Análise e comparação do THDi: Inversor com 10% de carregamento.

Fonte	THDi mín. (%)	THDi máx. (%)	THDi médio (%)	Período com THDi ≤ 5% (%)	Período com THDi > 5% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	3,0	4,1	3,8	100	0	± 3
Concessionária	1,7	3,3	2,8	100	0	± 3

Tabela 4.10–Correntes harmônicas: Inversor com 10% de carregamento.

Fonte	Ordem da harmônica	Valor mín. (%)	Valor máx. (%)	Valor médio (%)	Período < 4% (%)	Período ≥ 4% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	3º	1,9	3,3	2,9	100	0	± 3
	5º	0,6	1,2	1,1	100	0	± 3
	7º	0,7	1,1	0,9	100	0	± 3
	9º	0,4	0,6	0,5	100	0	± 3
Concessionária	3º	1,1	2,6	2,3	100	0	± 3
	5º	0,3	2,1	1,2	100	0	± 3
	7º	0,1	1,1	0,6	100	0	± 3
	9º	0,1	0,4	0,2	100	0	± 3

Observa-se na Tab. 4.9 que através da rede da concessionária, o THDi teve média de 2,8%, chegando ao pico de 3,3%, já através do inversor, o THDi teve média de 3,8%, com pico de 4,1%, verificando uma proximidade nos valores. Em nenhum momento o inversor ultrapassou o limite de 5% de distorção, recomendado em Inmetro (2011) e em ABNT (2013).

Já na Tab. 4.10 verifica-se para as correntes harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º, através do inversor, valores médios de 2,9%, 1,1%, 0,9% e 0,5% e na rede da concessionária 2,3%, 1,2%, 0,6%, 0,2%, respectivamente. Constata-se que o inversor apresentou distorções harmônicas ligeiramente maiores, porém muito próximas das apresentadas pela rede da concessionária. Em nenhum momento o inversor operou com distorções maiores que 4%, citados em ABNT (2013), IEEE (2003) e IEC (2004).

#### 4.4.3 Potências e FP – Inversor com 50% de carregamento

No terceiro teste realizado com o inversor do SFI-b, alimentou-se uma carga resistiva de 500 W, conferindo um percentual de carregamento de 50% ao inversor, pelo período de 1



hora. A Fig. 4.39(a) traz o perfil da potência ativa, reativa e aparente e do fator de potência na saída do inversor. Já a Fig. 4.39(b) traz o perfil dos mesmos parâmetros, alimentando-se a mesma carga pelo mesmo período através da rede da concessionária.

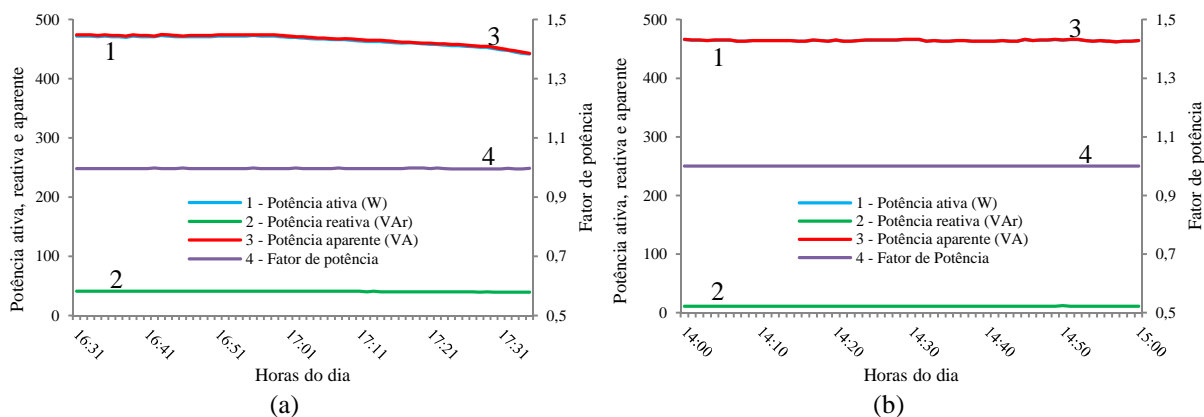


Figura 4.39 – Potências e FP do (a) inversor (50% de carregamento) e (b) concessionária.

Observa-se na Fig. 4.39 que o inversor apresentou fator de potência elevado, muito próximo de 1 e praticamente constante, durante todo o período. A potência reativa gerada manteve-se abaixo dos 40 VAR e a potência ativa manteve-se muito próxima da potência aparente, uma vez que as curvas praticamente se sobrepõem. Alimentando-se a carga através da rede da concessionária, os parâmetros elétricos mantiveram-se semelhantes, registrando-se fator de potência constante e próximo de 1, potência ativa praticamente igual à potência aparente e baixa potência reativa. O comportamento do inversor foi semelhante ao apresentado pela rede da concessionária, exceto no final do período, no qual a tensão de entrada do inversor aproximou-se da tensão mínima de operação, causando uma ligeira redução na tensão de saída e consequente pequena redução na potência ativa e aparente. Além disso, o inversor apresentou valores ligeiramente superiores de potência reativa.

Uma visão mais detalhada dos resultados é apresentada na Tab. 4.11, comparando-se os dados do inversor com os da rede da concessionária. Observa-se que a energia ativa gerada foi a mesma para ambos os casos, porém o inversor produziu 0,03 kVARh de energia reativa a mais que a rede da concessionária. Entretanto o fator de potência médio do inversor foi superior a 0,99, praticamente igual ao da rede da concessionária e superior aos limites citados em ABNT (2013) e Aneel (2013).

Tabela 4.11- Análise e comparação do FP: Inversor com 50% de carregamento.

Fonte	Energia ativa (kWh)	Energia reativa (kVArh)	Potência ativa média (W)	Potência reativa média (VAr)	Incerteza medição potência (%)	FP médio	Incerteza medição FP
Inversor	0,47	0,04	464,8	40,5	± 2	0,99	± 0,04
Concessionária	0,47	0,01	464,1	11,0	± 2	0,99	± 0,04

#### 4.4.4 Harmônicas – Inversor com 50% de carregamento

No quarto teste realizado com o inversor do SFI-b, alimentou-se novamente uma carga resistiva de 500 W, obtendo-se 50% de carregamento no inversor, durante 1 hora. A Fig. 4.40(a) traz o perfil do THDi na saída do inversor e a Fig. 4.40(b) o THDi da mesma carga, alimentada através da rede da concessionária.

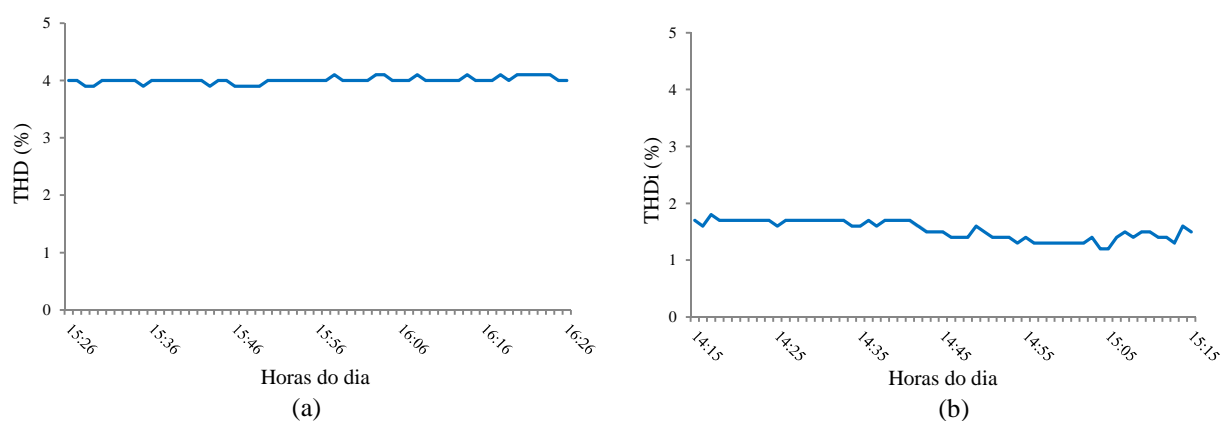


Figura 4.40 –THDi do (a) inversor com 50% de carregamento e (b) concessionária.

Verifica-se que o THDi do inversor variou muito pouco, mantendo-se por volta dos 4%. A rede da concessionária apresentou um THDi com uma variação maior, mas ainda baixa, oscilando entre valores maiores que 1% e menores que 2%.

Já a Fig. 4.41(a) traz o perfil das correntes harmônicas ímpares até a 9º ordem na saída do inversor e a Fig. 4.41(b) os mesmos parâmetros, porém alimentando-se a carga pela rede da concessionária.

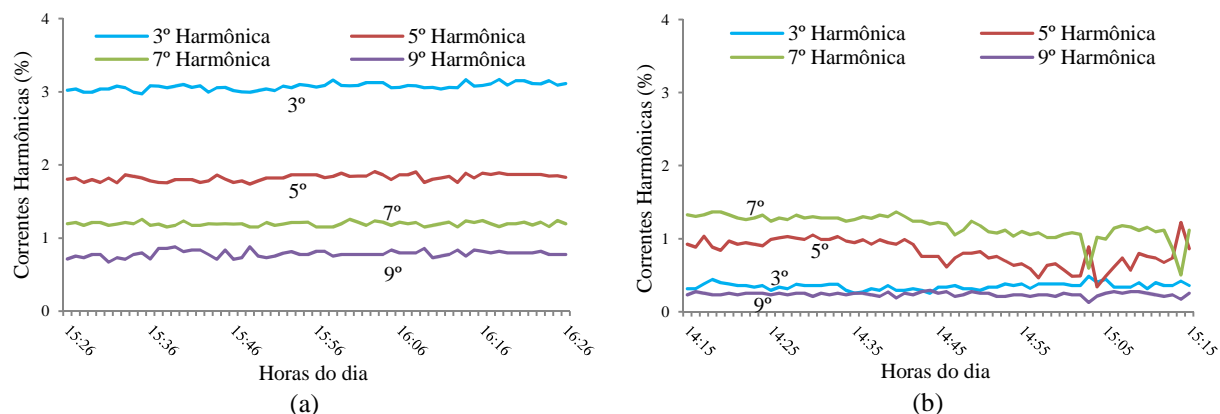


Figura 4.41 – Harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem do (a) inversor e (b) concessionária.

Observa-se que através do inversor, as harmônicas apresentaram pouca oscilação, sendo a 3ª harmônica a de maior valor, próximo dos 3%, seguida da 5ª, 7ª e 9ª harmônica, estas abaixo de 2%. Através da rede da concessionária, as harmônicas tiveram uma oscilação levemente maior, sendo que a 7ª permaneceu maior ao longo de praticamente todo o dia, seguida da 5ª, 3ª e 9ª, todas as quatro abaixo de 2%.

Uma comparação dos parâmetros apresentados pelo inversor e rede da concessionária, é realizada na Tab. 4.12, que analisa o THDi e na Tab. 4.13, que analisa as correntes harmônicas ímpares até a 9º ordem.

Tabela 4.12– Análise e comparação do THDi: Inversor com 50% de carregamento.

Fonte	THDi mín. (%)	THDi máx. (%)	THDi médio (%)	Período com THDi ≤ 5% (%)	Período com THDi > 5% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	3,9	4,1	4,0	100	0	± 3
Concessionária	1,2	1,8	1,5	100	0	± 3

Tabela 4.13- Comparação das correntes harmônicas: Inversor com 50% de carregamento.

Fonte	Ordem da harmônica	Valor mín. (%)	Valor máx. (%)	Valor médio (%)	Período < 4% (%)	Período ≥ 4% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	3º	2,9	3,1	3,0	100	0	± 3
	5º	1,7	1,9	1,8	100	0	± 3
	7º	1,1	1,3	1,2	100	0	± 3
	9º	0,6	0,8	0,7	100	0	± 3
Concessionária	3º	0,3	0,5	0,4	100	0	± 3
	5º	0,4	1,2	0,8	100	0	± 3
	7º	0,5	1,3	1,1	100	0	± 3
	9º	0,1	0,3	0,2	100	0	± 3

Observa-se na Tab. 4.12 que na rede da concessionária, o THDi teve média de 1,5%, com pico de 1,8%, já através do inversor, o THDi teve média de 4,0%, com pico de 4,1%. Observa-se um distanciamento ligeiramente maior entre as fontes, comparando-se com o carregamento de 10%, porém ainda em nenhum momento o inversor ultrapassou o limite de 5% de distorção, citados em Inmetro (2011) e em ABNT (2013).

Já na Tab. 4.13 obteve-se para as correntes harmônicas de 3<sup>o</sup>, 5<sup>o</sup>, 7<sup>o</sup> e 9<sup>o</sup>, através do inversor, valores médios de 3,0%, 1,8%, 1,2% e 0,7% e na rede da concessionária 0,4%, 0,8%, 1,1%, 0,2%, respectivamente. Novamente, constatam-se distorções harmônicas ligeiramente maiores no inversor em relação à concessionária, mas todas as amostras situaram-se inferiores a 4%, limite citados em ABNT (2013), IEEE (2003) e IEC (2004).

Buscou-se identificar a influência do nível de tensão do banco de estocagem na qualidade da energia fornecida. Para isso, o teste com a carga resistiva de 500 W foi repetido, em um dia parcialmente encoberto, mantendo-se a carga em operação por um período maior, até o momento no qual a tensão nas baterias atingiu 21 V, valor mínimo necessário para o funcionamento do inversor. Os resultados são apresentados na Fig. 4.42, que mostra o gráfico do THDi na saída do inversor em função do nível da tensão das baterias. Verifica-se que o THDi variou muito pouco, permanecendo por volta de 3,9% com as baterias carregadas, chegando ao máximo de 4,2%, com a tensão mínima de 21 V.

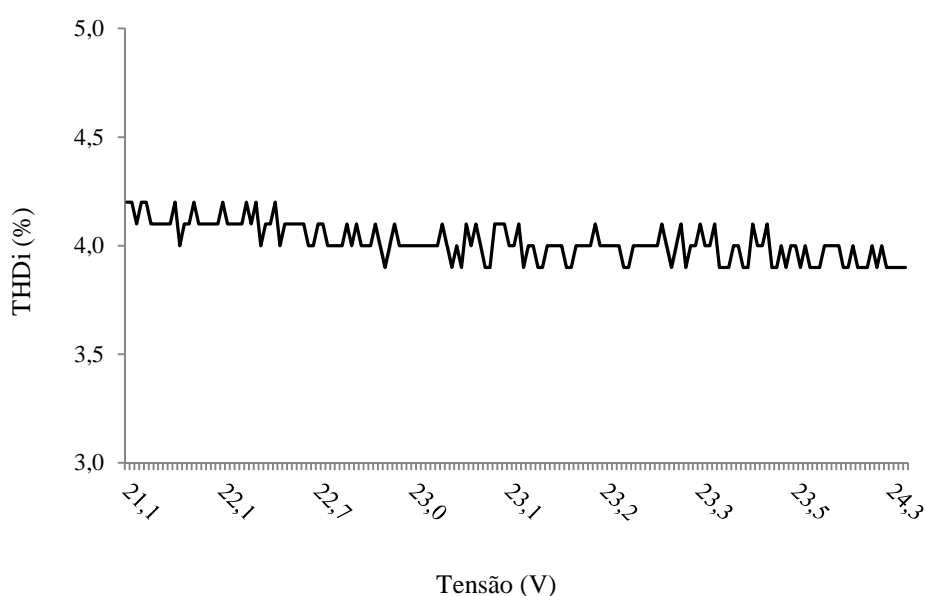


Figura 4.42 –THDi do inversor em função da tensão no banco de estocagem.

#### 4.4.5 Potências e FP – Inversor com carga capacitiva

No quinto teste realizado com o inversor do SFI-b, utilizou-se como carga capacitiva uma lâmpada fluorescente compacta, durante o período de 24 horas. A Fig. 4.43(a) traz o perfil da potência ativa, reativa e aparente e do fator de potência na saída do inversor e a Fig. 4.43(b) os mesmo parâmetros, acionando a carga pela rede da concessionária.

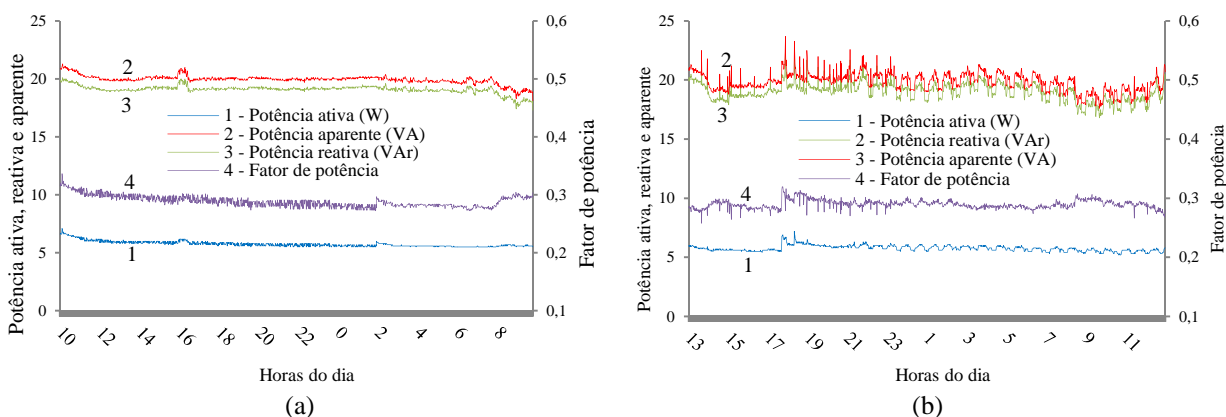


Figura 4.43 - Potências e FP do (a) inversor e (b) concessionária, com carga capacitiva.

Visualiza-se na Fig. 4.43, que através do inversor do SFI-b, o fator de potência manteve-se baixo, entorno de 0,3, a potência reativa ficou próxima da potência aparente e a potência ativa permaneceu por volta dos 6 W. Através da rede da concessionária, os parâmetros comportaram-se de forma semelhante. O fator de potência permaneceu baixo, a potência reativa próxima da potência aparente e novamente, a potência ativa oscilou por volta de 6 W. Constatase que os parâmetros tiveram uma maior variação quando medidos através da rede da concessionária.

A Tab. 4.14 compara os parâmetros apresentados pelo inversor com a rede da concessionária, resumindo os resultados obtidos. O inversor forneceu mais energia reativa do que ativa, tendo um baixo fator de potência, porém a rede da concessionária apresentou praticamente os mesmo valores, constatando-se que neste caso, o excesso de reativos é uma característica proveniente do tipo de carga capacitiva, que foi atendida e não do inversor.

Tabela 4.14– Análise e comparação do FP: Inversor com carga capacitiva.

Fonte	Energia ativa (kWh)	Energia reativa (kVArh)	Potência ativa média (W)	Potência reativa média (VAr)	Incerteza medição potência (%)	FP médio	Incerteza medição FP
Inversor	0,14	0,45	5,76	19,10	± 2	0,29	± 0,04
Concessionária	0,14	0,45	5,76	19,10	± 2	0,29	± 0,04

#### 4.4.6 Harmônicas – Inversor com carga capacitiva

No sexto teste realizado com o inversor do SFI-b, alimentou-se novamente a lâmpada fluorescente compacta, pelo período de 24 horas. A Fig. 4.44(a) mostra o perfil do THDi na saída do inversor e a Fig. 4.44(b) o THDi da carga, alimentada através da rede da concessionária.

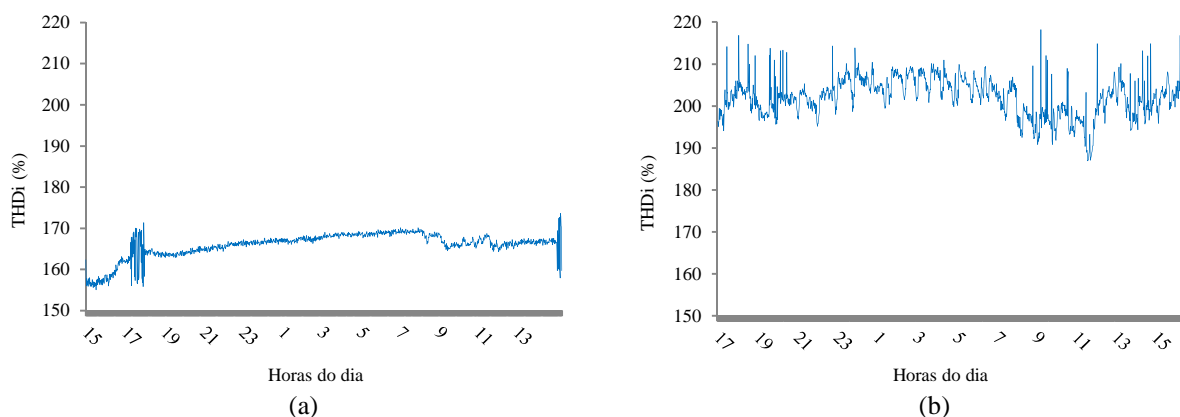


Figura 4.44 –THDi do (a) inversor e (b) concessionária, com carga capacitiva.

Verifica-se que o THDi do inversor teve pouca variação, permanecendo próximo de 165% durante todo o período. Na rede da concessionária, o THDi permaneceu próximo dos 200% durante todo o período, porém teve uma oscilação um pouco maior em relação ao perfil apresentado pelo inversor.

Já a Fig. 4.45(a) mostra o perfil das correntes harmônicas ímpares até a 9ª ordem na saída do inversor e a Fig. 4.45(b) as mesmas correntes harmônicas, alimentando-se a carga pela rede da concessionária.

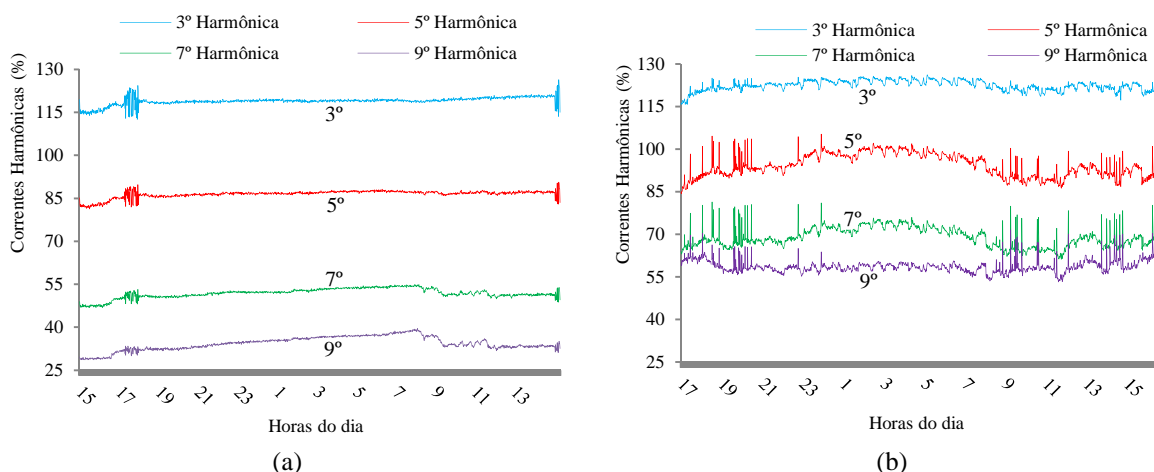


Figura 4.45 - Harmônicas do (a) inversor e (b) concessionária: carga capacitiva.

Observa-se que através do inversor, as harmônicas apresentaram uma oscilação pequena. A 3ª harmônica apresentou os valores mais elevados, ficando por volta dos 118 %, seguida da 5ª, 7ª e 9ª, que nesta ordem apresentaram valores por volta de 86%, 51% e 34%, respectivamente. Já através da rede da concessionária, as correntes harmônicas apresentaram uma oscilação ligeiramente maior. Novamente a 3ª harmônica apresentou os valores mais elevados, ficando por volta dos 122%, seguida da 5ª, 7ª e 9ª, que nesta ordem apresentaram valores por volta de 94%, 68% e 58%, respectivamente.

Uma comparação mais apurada, entre os valores apresentados pelo inversor e pela rede da concessionária, é apresentada na Tab. 4.15, que analisa o THDi e na Tab. 4.16, que analisa as correntes harmônicas ímpares até a 9ª ordem.

Tabela 4.15- Análise e comparação do THDi: Inversor com carga capacitiva.

Fonte	THDi mín. (%)	THDi máx. (%)	THDi médio (%)	Período com THDi ≤ 5% (%)	Período com THDi > 5% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	155,0	173,6	165,9	0	100	± 3
Concessionária	186,9	218,2	202,1	0	100	± 3

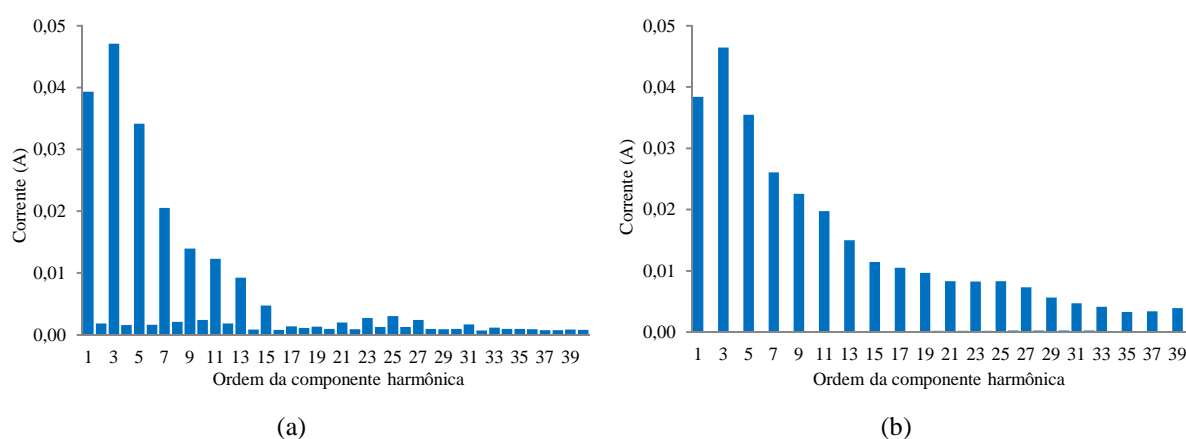
Tabela 4.16- Comparação das correntes harmônicas: Inversor com carga capacitiva.

Fonte	Ordem da harmônica	Valor mín. (%)	Valor máx. (%)	Valor médio (%)	Período < 4% (%)	Período ≥ 4% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	3º	112,5	126,4	118,9	0	100	± 3
	5º	81,3	90,6	86,5	0	100	± 3
	7º	46,8	54,9	51,8	0	100	± 3
	9º	28,6	39,6	34,3	0	100	± 3
Concessionária	3º	115,5	126,3	122,4	0	100	± 3
	5º	84,3	105,2	94,2	0	100	± 3
	7º	61,2	81,3	68,9	0	100	± 3
	9º	53,1	71,6	58,7	0	100	± 3

É visto na Tab. 4.15 que através da rede da concessionária, o THDi teve média de 202,1%, chegando ao máximo de 218,1% e através do inversor, o THDi teve média de 165,9%, com máximo de 173,6%. Observa-se que os valores tiveram uma relativa diferença, sendo o desempenho do inversor ligeiramente melhor. Durante todo o período, o inversor apresentou uma distorção superior ao limite de 5% citado em Inmetro (2011), porém constata-se que o valor elevado do THDi é uma característica da carga não linear, que foi atendida e não do inversor, pois a concessionária apresentou valores ainda maiores de THDi.

Já na Tab. 4.16 tem-se as correntes harmônicas de 3<sup>o</sup>, 5<sup>o</sup>, 7<sup>o</sup> e 9<sup>o</sup> ordem, através do inversor com valores médios de 118,9%, 86,5%, 51,8% e 34,3% e através da rede da concessionária com 122,4%, 94,2%, 68,9%, 58,7%, respectivamente. Constatou-se que o inversor apresentou distorções harmônicas inferiores, tanto para valores médios como nos picos máximos e também nos valores mínimos. Percebe-se que o inversor apresentou harmônicas superiores ao limite de 4%, citado em ABNT (2013), IEEE (2003) e IEC (2004). Porém, da mesma forma como ocorrido com o THDi, este comportamento se deve às características da carga não linear, uma vez que a concessionária também apresentou distorções superiores aos 4%. Urbanetz (2010) observou o mesmo comportamento, porém em um SFCR, onde o conteúdo harmônico da corrente fornecida pelo inversor foi fortemente influenciado pelas cargas não lineares presentes no circuito elétrico.

Um panorama completo, desde o valor fundamental até a componente harmônica de 40<sup>a</sup> ordem, é mostrado na Fig. 4.46, no horário do meio dia. Percebe-se através do inversor a presença de harmônicas pares, de baixo valor presentes ao longo de todo o espectro e a redução à pequenos valores, das harmônicas ímpares a partir da 15<sup>a</sup> ordem. Já na rede da concessionária, praticamente não são encontradas harmônicas pares, porém as harmônicas ímpares estão presentes em todo o espectro, com valores superiores ao do inversor, inclusive em ordens elevadas.



#### 4.4.7 Potências e FP – Inversor com carga indutiva

No sétimo teste realizado com o inversor do SFI-b, utilizou-se como carga indutiva um refrigerador, pelo período de 1 dia. A Fig. 4.47 traz o perfil da potência ativa na saída do



inversor e rede da concessionária. A Fig. 4.48 traz o perfil da potência reativa na saída do inversor e também da rede da concessionária. Por último, a Fig. 4.49 traz o perfil do fator de potência na saída do inversor e rede da concessionária, todos ao longo do dia.

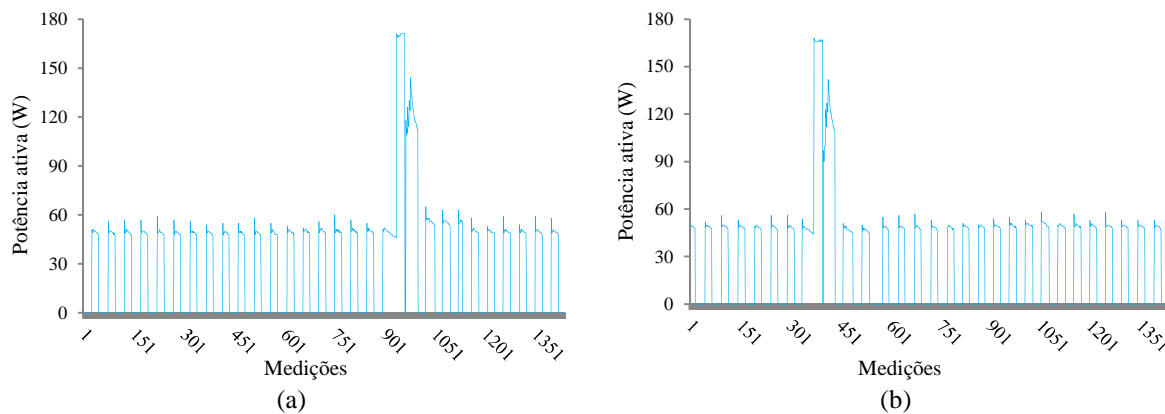


Figura 4.47 – Potência ativa do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.

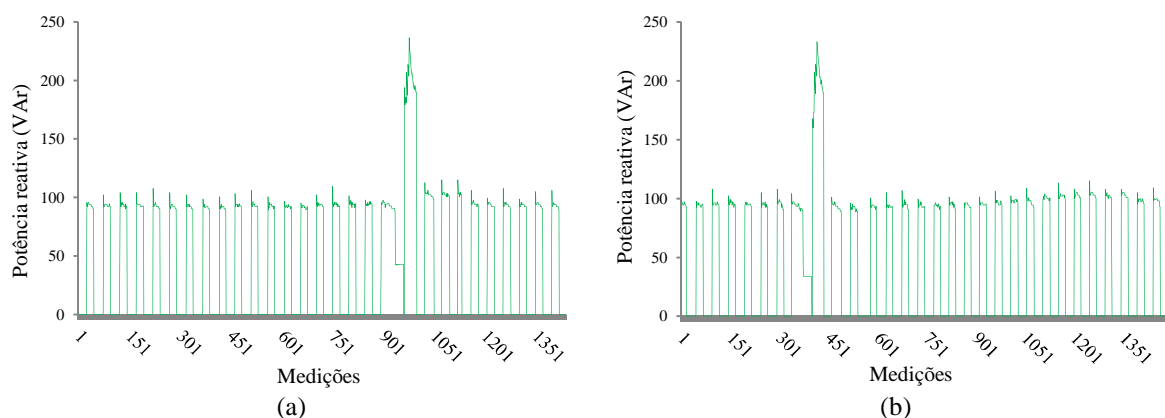


Figura 4.48 – Potência reativa do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.

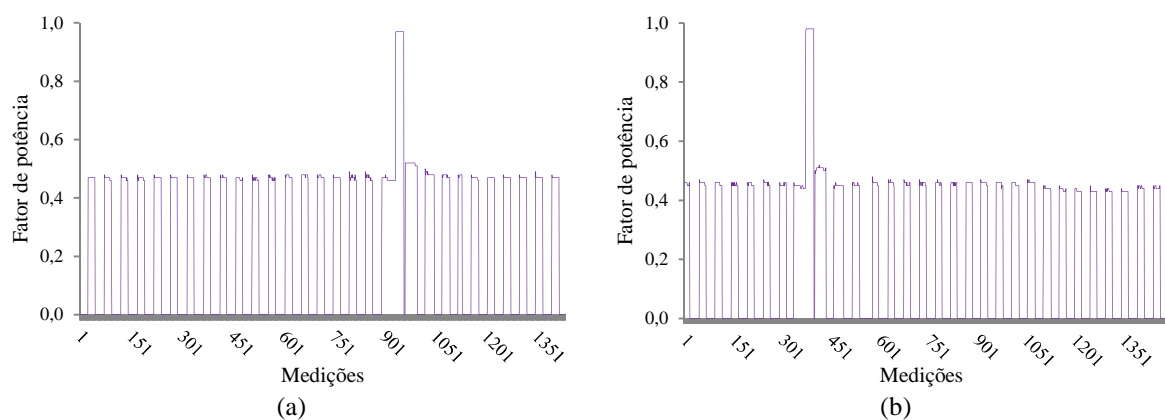


Figura 4.49 – Fator de potência do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.

Observa-se na Fig. 4.47, que através do inversor do SFI-b, a potência ativa apresentou um comportamento semelhante a uma onda retangular, atingindo valores próximos a 50 W com o compressor ligado e próximos a 0 W quando desligado, o que caracteriza o comportamento liga/desliga do refrigerador. Os picos que se aproximaram de 170 W foram atingidos durante o processo de degelo. Enquanto isso, através da rede da concessionária, a potência ativa comportou-se de forma semelhante, situando-se por volta de 50 W com o compressor ligado.

Já na Fig. 4.48, verifica-se que a potência reativa apresentou um perfil de onda retangular semelhante à potência ativa. Através do inversor do SFI-b, a potência reativa atingiu valores próximos a 100 VAr com o compressor ligado e próximos a 0 VAr quando desligado, com picos que se aproximaram de 225 VAr durante o processo de degelo. Com o refrigerador conectado à rede da concessionária, a potência reativa novamente situou-se por volta de 200 VAr, durante o processo de degelo.

Por fim, na Fig. 4.49 verifica-se que o fator de potência também se comportou de forma semelhante às curvas de potência. Com o compressor ligado, o fator de potência manteve-se por volta de 0,45 e com o compressor desligado, próximo de 0. Durante o processo de degelo, o fator de potência ficou próximo de 1. Enquanto a carga ficou ligada através da rede da concessionária, o fator de potência também se situou por volta de 0,45, com o compressor ligado.

Foi feita uma comparação entre os parâmetros apresentados pelo inversor e pela rede da concessionária na Tab. 4.17, onde se tem um resumo das grandezas elétricas analisadas ao longo do período.

Tabela 4.17- Análise e comparação do FP: Inversor com carga indutiva.

Fonte	Energia ativa (kWh)	Energia reativa (kVArh)	Potência ativa média (W)	Potência reativa média (VAr)	Incerteza medição potência (%)	FP médio	Incerteza medição FP
Inversor	0,65	1,09	27	45	± 2	0,51	± 0,04
Concessionária	0,65	1,15	26	46	± 2	0,49	± 0,04

Identifica-se que a performance do inversor foi equivalente à da rede da concessionária. A energia ativa fornecida por ambas as fontes foi a mesma e a energia reativa muito próxima. O inversor apresentou baixo fator de potência, fora das recomendações de ABNT (2013) e Aneel (2013) e o mesmo ocorreu com a rede da concessionária, que apresentou um FP ainda menor. Isso mostra que a energia reativa produzida foi uma característica da carga indutiva e não do inversor, que atuou de forma satisfatória.

#### 4.4.8 Harmônicas – Inversor com carga indutiva

No oitavo teste realizado com o inversor do SFI-b, alimentou-se novamente o refrigerador, pelo período de 24 horas. A Fig. 4.50(a) mostra o perfil do THDi na saída do inversor e a Fig. 4.50(b) o THDi da carga, alimentada através da rede da concessionária.

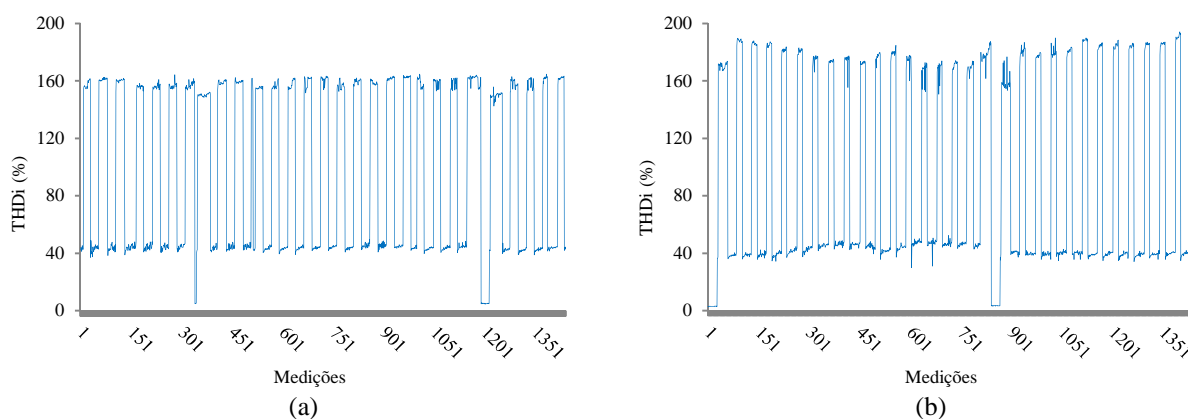


Figura 4.50 –THDi do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.

Observa-se que o THDi oscilou de forma semelhante à uma onda quadrada sobreposta. Através do inversor manteve-se por volta dos 160% com o compressor ligado e por volta dos 40% com o compressor desligado. Durante o processo de degelo, o THDi aproximou-se dos 5%. Enquanto a carga ficou conectada com a rede da concessionária, o THDi comportou-se de forma semelhante, porém oscilou um pouco mais, permanecendo próximo dos 180% com o compressor ligado e próximo dos 42% enquanto desligado.

Já a Fig. 4.51(a) mostra de forma independente o perfil das correntes harmônicas ímpares até a 9ª ordem, na saída do inversor e a Fig. 4.51(b) as mesmas correntes harmônicas, alimentando-se a carga pela rede da concessionária.

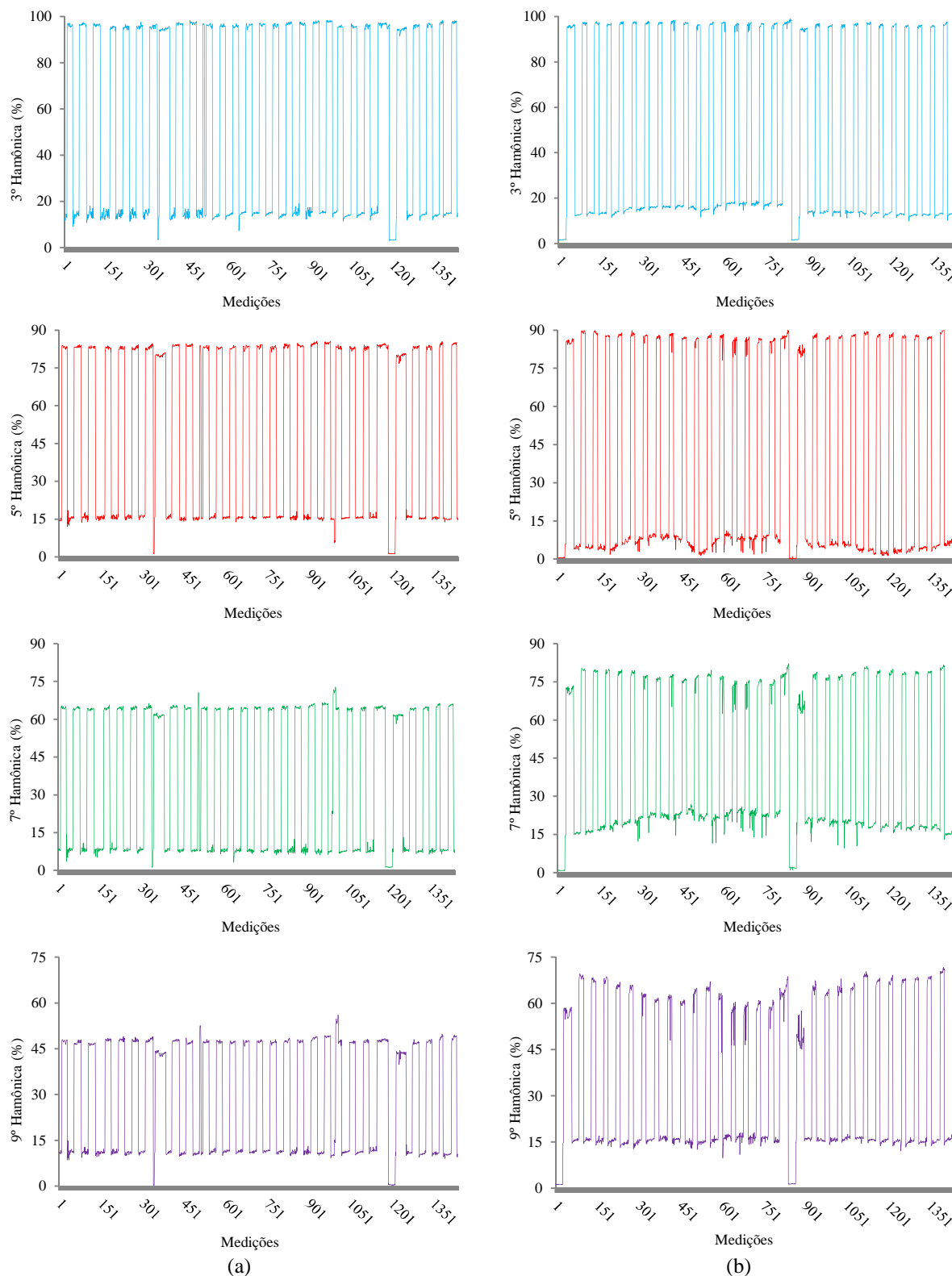


Figura 4.51 – Harmônicas do (a) inversor e (b) concessionária: carga indutiva.

Observa-se na Fig. 4.51 que as correntes harmônicas comportaram-se, na maior parte das vezes, de forma semelhante a uma onda quadrada, característica do regime de trabalho liga/desliga do refrigerador. Consta-se que alimentando a carga através do inversor e com o

compressor em funcionamento, a 3ª harmônica permaneceu próxima a 100%, a 5ª harmônica por volta dos 80%, a 7ª harmônica por volta dos 65% e a 9ª harmônica por volta dos 50%. Já alimentando a carga através da rede da concessionária e com o compressor em funcionamento, a 3ª harmônica também se situou por volta dos 100%, a 5ª harmônica por volta dos 90%, a 7ª harmônica por volta dos 75% e a 9ª harmônica, por volta dos 65%. Nas harmônicas de 5ª, 7ª e 9ª ordem ocorreu uma oscilação visivelmente maior através da rede da concessionária em relação ao inversor do SFI-b.

Um panorama mais detalhado, comparando os parâmetros apresentados pelo inversor e rede da concessionária, entre si e com a legislação, é realizada na Tab. 4.18, que analisa o THDi e na Tab. 4.19, que analisa as correntes harmônicas ímpares até a 9ª ordem.

Tabela 4.18- Análise e comparação do THDi: Inversor com carga indutiva.

Fonte	THDi mín. (%)	THDi máx. (%)	THDi médio (%)	Período com THDi ≤ 5% (%)	Período com THDi > 5% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	4,8	164,7	99,6	0,6	99,4	± 3
Concessionária	2,7	194,3	90,4	3,8	96,2	± 3

Tabela 4.19- Comparação das correntes harmônicas: Inversor com carga indutiva.

Fonte	Ordem da harmônica	Valor mín. (%)	Valor máx. (%)	Valor médio (%)	Período < 4% (%)	Período ≥ 4% (%)	Incerteza medição (%)
Inversor	3º	3,0	98,5	54,7	2,0	98,0	± 3
	5º	1,1	85,6	48,7	2,0	98,0	± 3
	7º	1,1	72,8	35,8	2,2	97,8	± 3
	9º	0,2	56,0	28,7	2,0	98,0	± 3
Concessionária	3º	1,3	98,1	44,1	3,8	96,2	± 3
	5º	0,1	90,5	35,3	18,4	81,6	± 3
	7º	0,7	82,2	39,9	3,8	96,2	± 3
	9º	1,1	71,6	32,4	3,8	96,2	± 3

Na Tab. 4.18 observa-se que através da rede da concessionária, o THDi teve média de 90,4%, chegando ao pico de 194,3%, já através do inversor, o THDi teve média maior, de 99,9%, mas com um pico menor, de 164,7%. Em relação ao período no qual o THDi manteve-se abaixo de 5%, recomendado em Inmetro (2011) e ainda em ABNT (2013), tem-se somente 0,6% para o inversor, mas também somente 3,8% para a rede da concessionária. Desta forma, pela pequena diferença entre as fontes, pode-se afirmar que o inversor operou de forma praticamente equivalente à rede da concessionária, durante o teste realizado. Constata-se que os elevados níveis de distorção harmônica são ocasionados prioritariamente, pela característica da carga indutiva não linear e pelo regime de funcionamento do refrigerador, mas não pelo tipo

de fonte que a alimenta. Cabe novamente citar o trabalho de Urbanetz (2010), onde observa-se que o conteúdo harmônico da corrente fornecida pelo inversor é fortemente influenciado pelas cargas não lineares presentes no circuito elétrico.

Por fim, na Tab. 4.19 verifica-se que correntes harmônicas de 3º, 5º, 7º e 9º ordem, tiveram valores médios através do inversor de 54,7%, 48,7%, 35,8% e 28,7% e na rede da concessionária 44,1%, 35,3%, 39,9%, 32,4%, respectivamente. O inversor apresentou distorções harmônicas maiores na 3º e 5º ordem, em valores médios e nos picos, mas apresentou valores menores na 7º e 9º ordem, novamente em valores médios e nos picos. Durante praticamente todo o período, em ambas as fontes as componentes harmônicas permaneceram acima de 4%, citado em ABNT (2013), IEEE (2003) e IEC (2004).

Uma visão completa, desde a componente fundamental até a componente harmônica de 40º ordem, é mostrada na Fig. 4.52, enquanto o refrigerador estava em funcionamento. De forma semelhante como ocorrido na carga capacitiva, na carga indutiva.

Observa-se no inversor a existência de harmônicas pares, de baixo valor até a 10ª e harmônicas ímpares mais elevadas, reduzindo gradativamente até a 19ª ordem, quando praticamente não são mais registradas componentes harmônicas. Já na rede da concessionária, praticamente não são encontradas harmônicas pares, porém as harmônicas ímpares estão presentes em grade parte do espectro, reduzindo gradativamente até próxima da 31ª. O inversor apresentou a 3ª e 5ª harmônicas ímpares maiores e as demais, foram maiores na rede da concessionária.

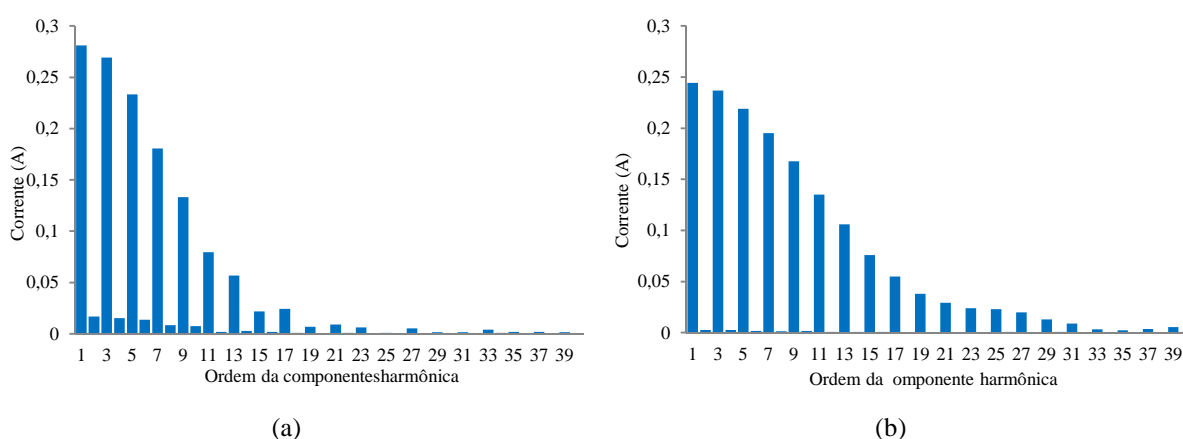


Figura 4.52 –Espectro harmônico do (a) inversor e (b) rede da concessionária.

## 4.5 ÍNDICES DE PERFORMANCE DO SFCR

Os índices de performance foram determinados somente para o SFCR, pois o mesmo permaneceu conectado na rede da concessionária ao longo de vários meses do ano de 2016, o que possibilitou uma análise por um período mais longo.

Através dos Índices de Mérito, adotados pela Comunidade Econômica Europeia, foram calculados os diversos parâmetros do sistema, somente nos dias de céu claro e nos dias de céu parcialmente encoberto, excluindo os dias de céu encoberto na análise.

Os resultados são apresentados em valores médios diários mensais, para cada dia típico, através de gráficos, possibilitando acompanhar o comportamento dos parâmetros ao longo dos meses.

### 4.5.1 Índices de produtividade e de perdas

A Produtividade  $Y$  relacionou a energia elétrica produzida com a potência instalada no sistema. Conforme Oliveira (2002) são calculadas as produtividades de referência, do gerador FV e do sistema.

A Produtividade do gerador FV  $Y_A$ , foi encontrada através da Eq. 2.5, a Produtividade do sistema  $Y_F$ , através da Eq. 2.6 e a Produtividade de referência  $Y_R$ , através da Eq. 2.7. Os valores destes três parâmetros são apresentados na Fig. 4.53, que traz a média diária mensal para os dias de céu claro e parcialmente encoberto.

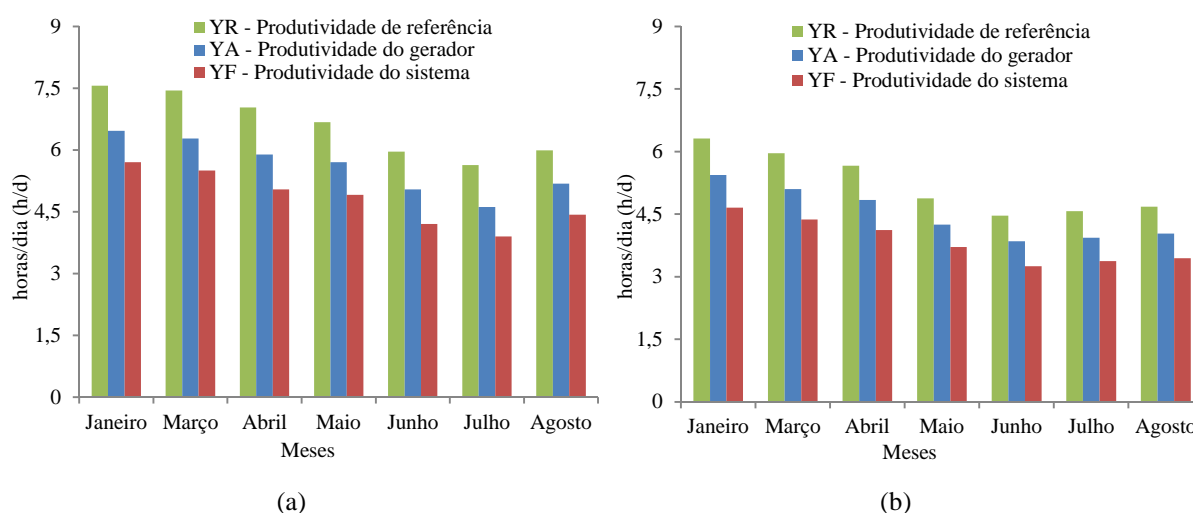


Figura 4.53 –Produtividade de referência, do gerador FV e do sistema: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.

Na Fig. 4.53 verifica-se que a produtividade foi maior nos dias de céu claro em relação aos dias de céu parcialmente encoberto. Os valores médios de  $Y_R$ ,  $Y_A$  e  $Y_F$ , foram respectivamente de 6,6 h/d, 5,6 h/d e 4,8 h/d nos dias de céu claro e de 5,2 h/d, 4,5 h/d e 3,8 h/d, nos dias de céu parcialmente encoberto. A produtividade foi maior nos meses de verão e menor nos meses de inverno, quando a incidência solar foi reduzida. O mesmo comportamento é verificado em Urbanetz, Fassie Tiepolo (2014). Ainda conforme Marion *et al.* (2005), a produtividade tem a característica de variar de acordo com as condições climáticas ao longo dos meses, sendo diretamente influenciada pela radiação solar.

A análise das perdas de um sistema fotovoltaico, conforme Dias, Schenkel e Dias (2014), deve considerar as perdas de captura  $L_C$ , que levam em conta as perdas a montante do inversor, sendo calculadas através da Eq. 2.9 e também as perdas de sistema  $L_S$ , que relacionam as perdas sobre o inversor, sendo calculadas através da Eq. 2.10. Os seus valores são apresentados na Fig. 4.62, que traz a média diária mensal para os dias de céu claro e parcialmente encoberto. Ainda segundo a JCR (1995), é recomendado que se represente junto os dados da produtividade diária e suas respectivas perdas, desta forma a Fig. 4.54 traz além das perdas também a produtividade do sistema.

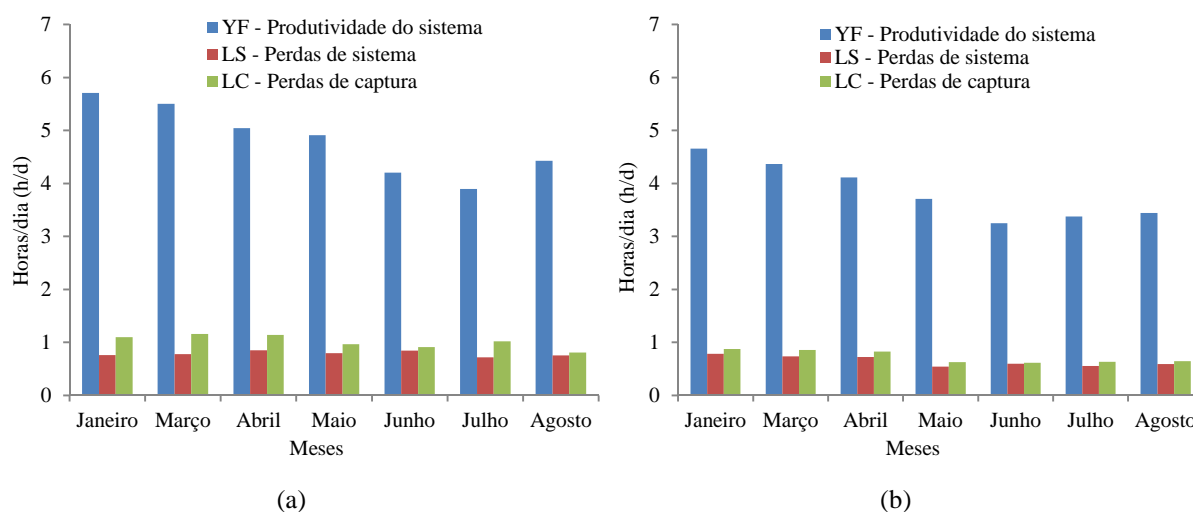


Figura 4.54 – Produtividade, perdas do sistema e de captura: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.

Verifica-se na Fig. 4.54 que o valor médio das perdas de captura e de sistema foram, respectivamente, de 1,0 h/d e 0,8 h/d nos dias de céu claro e 0,7 h/d e 0,6 h/d nos dias de céu parcialmente encoberto. Os maiores valores das perdas de captura ocorreram no mês de março, atingindo 1,1 h/d nos dias de céu claro, no mês de janeiro, com 0,8 h/d nos dias de céu



parcialmente encoberto. Já os maiores valores das perdas de sistema ocorreram nos meses de abril, com 0,8 h/d para dias de céu claro e janeiro com 0,7 h/d, para dias de céu parcialmente encoberto. Observa-se assim que nos dias típicos, na média as perdas foram maiores nos dias de céu claro e em ambos os casos, as perdas foram mais elevadas nos meses próximos ao verão, justamente quando a incidência solar foi maior. Isso é confirmado por Mayer (1999), afirmando que quanto maior a irradiância incidente no módulo, maior a temperatura da célula e consequentemente, maiores serão as perdas.

#### 4.5.2 Produção de energia e eficiência

Na determinação dos índices de mérito, dois parâmetros que devem ser mensurados são a energia gerada pelo painel e que entra no inversor,  $E_{CC}$  e a energia que sai do inversor e é entregue à rede,  $E_{CA}$ . Estes valores de energia são apresentados na Fig. 4.55, em formato de média diária mensal, para os dias de céu claro e parcialmente encoberto.

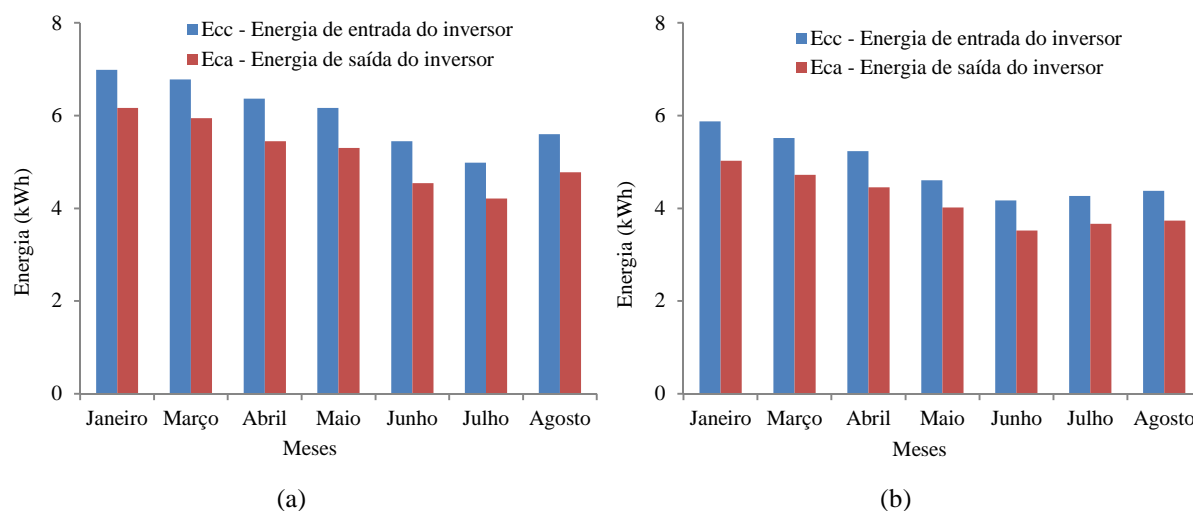


Figura 4.55 – Energia de entrada e saída do inversor: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.

Observa-se na Fig. 4.55 que o valor médio das energias de entrada e saída do inversor, nos dias de céu claro foram, respectivamente, de 6,1 kWh e 5,2 kWh e nos dias de céu parcialmente encoberto, foram 4,9 kWh e 4,2 kWh. Os maiores valores de energia c.c. foram registrados no mês de janeiro, atingindo no dia de céu claro e parcialmente encoberto, respectivamente, 6,9 kWh e 5,9 kWh. Já os maiores valores de energia c.a. também foram registrados no mês de janeiro, obtendo-se para o dia de céu claro e parcialmente encoberto 6,2 kWh e 5,0 kWh, respectivamente. Constata-se que na média a geração de energia, tanto c.c

quanto c.a., foi maior nos dias de céu claro do que nos dias de céu parcialmente encoberto. Além disso, os meses mais próximos ao período do verão apresentaram uma produção maior de energia, em ambos os dias típicos.

Com os valores das energias  $E_{CC}$  e  $E_{CA}$  é possível determinar a eficiência do inversor  $\eta_{inv}$ , através da Eq. 2.3, que define a capacidade do inversor na conversão da energia e também determinar a eficiência global do sistema  $\eta_s$ , que representa quanto da energia solar incidente no gerador FV foi convertida e entregue à rede, através da Eq. 2.2. As eficiências são apresentadas na Fig. 4.56, no formato média diária mensal, para os dias de céu claro e parcialmente encoberto.

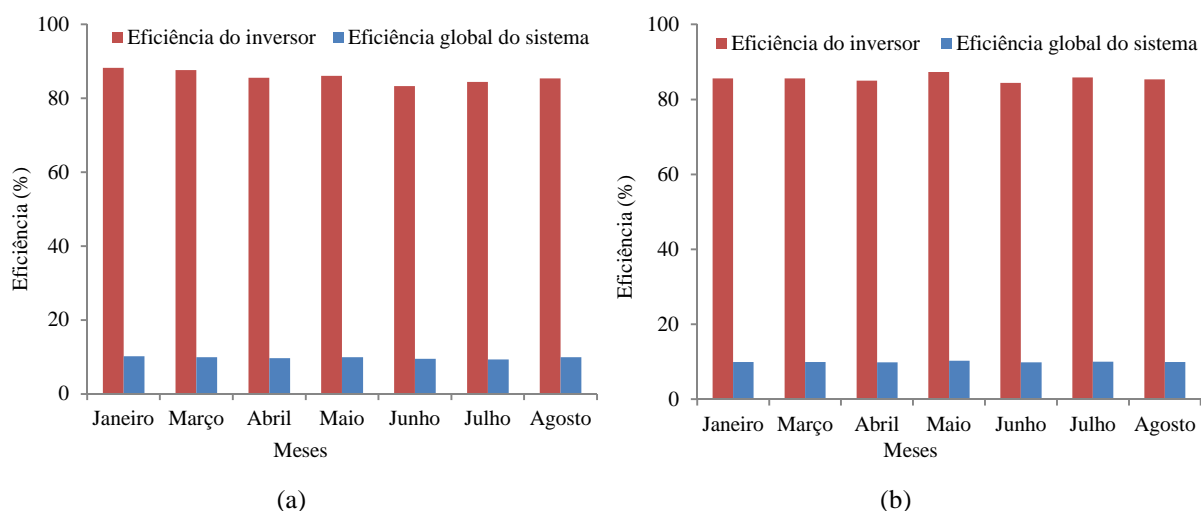


Figura 4.56 - Eficiência do inversor e do sistema: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.

Verifica-se na Fig. 4.56 que o valor médio da eficiência do inversor é de 85,8 % nos dias de céu claro e 85,6 % nos dias de céu parcialmente encoberto. Já a eficiência global do sistema teve como média 9,8 % nos dias de céu claro e 9,9 % nos dias de céu parcialmente encoberto. A eficiência máxima atingida pelo inversor nos dias de céu claro foi de 88,2 %, sendo registrada no mês de janeiro e, nos dias de céu parcialmente encoberto atingiu-se 87,2 %, no mês de maio. Já a eficiência global apresentou um máximo, nos dias de céu claro 10,1 %, no mês de janeiro e, nos dias de céu parcialmente encoberto 10,3 %, no mês de maio.

Observa-se que as eficiências foram muito semelhantes em ambos os dias típicos, tendo pouca variação ao longo dos meses. Rampinelli, Dias e Krenzinger (2008a) ensaiaram vários modelos de inversores da SMA, encontrando uma eficiência de aproximadamente 90%, para carregamentos acima de 20%, valor próximo da eficiência média de 85,7% encontrada nesta

dissertação, que considerou todos os percentuais de carregamento. A eficiência global do sistema é baixa, pois segundo Procópio *et al.* (2016) cerca de 15% da radiação solar incidente é convertida em eletricidade pelos módulos multicristalinos e o restante é refletida ou transformada em calor

### 4.5.3 Desempenho global e fator de capacidade

O fator de capacidade  $CF$  foi calculado através da Eq. 2.4, definindo a capacidade do sistema em gerar energia, considerando sua potência nominal 24 horas por dia. Já o desempenho global do sistema  $P_R$  foi calculado através da Eq. 2.8, relacionando a energia que o sistema produziu com a energia efetivamente disponível. Estes dois parâmetros são apresentados juntos na Fig. 4.57, no formato de média diária mensal, para os dias de céu claro e parcialmente encoberto.

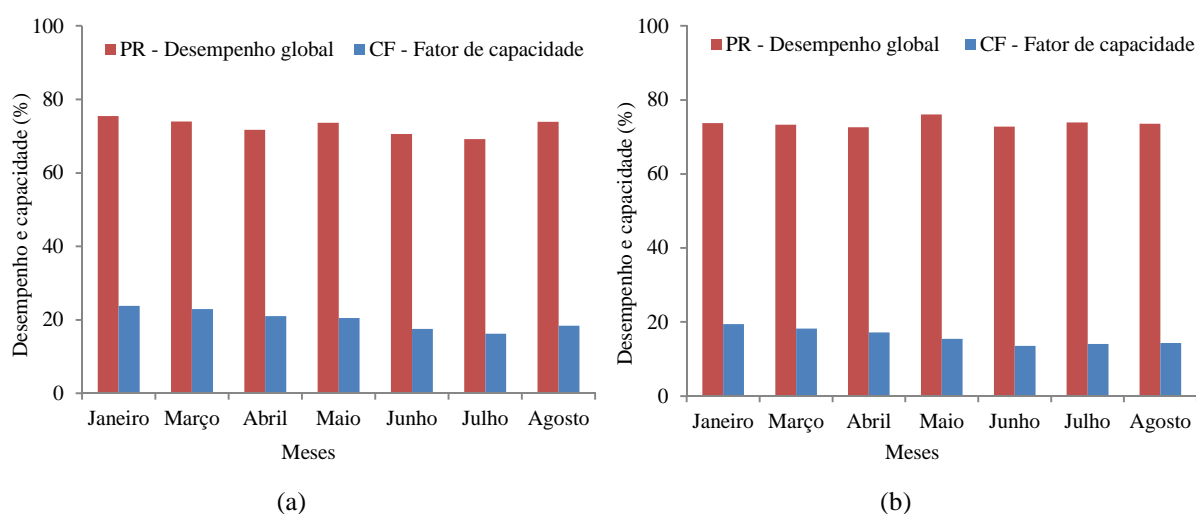


Figura 4.57 – Desempenho global e fator de capacidade: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.

Constata-se na Fig. 4.57 que o  $P_R$ , nos dias de céu claro, teve média de 72,6 %, atingindo o valor máximo no mês de janeiro, com 75,4 %, já nos dias de céu parcialmente encoberto, teve média de 73,7 %, atingindo o valor máximo no mês de maio, com 76,1%. Por sua vez, o  $CF$ , nos dias de céu claro, teve média de 20,1 %, atingindo o valor máximo no mês de janeiro, com 23,8 %, já nos dias de céu parcialmente encoberto, teve média de 16 %, atingindo o valor máximo também no mês de janeiro, com 19,4 %.

Comparando-se com outros autores, têm-se no trabalho de Urbanetz, Fassie e Tiepolo (2014), valores de 69% para o  $P_R$  e 13% para o  $CF$ , incluindo também os dias de céu encoberto. Já Santana *et al.* (2015) monitoraram dois sistemas conectados à rede encontrando na média 79 % para o  $P_R$  e 17 % para o  $CF$ . Segundo Marion *et al.* (2005), o  $P_R$  normalmente situa-se entre 60% a 80% e segundo Benedito (2009), o  $CF$  situa-se por volta de 13% a 18%, ambos os valores são próximos aos encontrados neste trabalho.

Observa-se ainda na Fig. 4.57 que o  $P_R$  apresentou uma oscilação pequena ao longo dos meses, não havendo uma variação significativa entre verão e inverno, porém segundo Santana *et al.* (2015), os valores de  $P_R$  tendem a ser um pouco maiores no inverno do que no verão, devido a influência da temperatura. Desta forma constata-se que o  $P_R$  foi levemente maior nos dias de céu parcialmente encoberto, quando a irradiância e temperatura dos módulos foi menor do que nos dias de céu claro.

Já o  $CF$ , em ambos os dias típicos, apresentou valores maiores nos meses próximos ao verão. Comparando-se os resultados, constata-se que o  $CF$  foi maior nos dias de céu claro, em relação aos dias de céu parcialmente encoberto.

Um indicador relevante que caracteriza o comportamento energético de uma determinada instalação, citado por Dias (2006), é a produção de energia elétrica média diária mensal, calculada pela Eq. 2.11. A Fig. 4.58 mostra este parâmetro para os dias de céu claro e parcialmente encoberto.

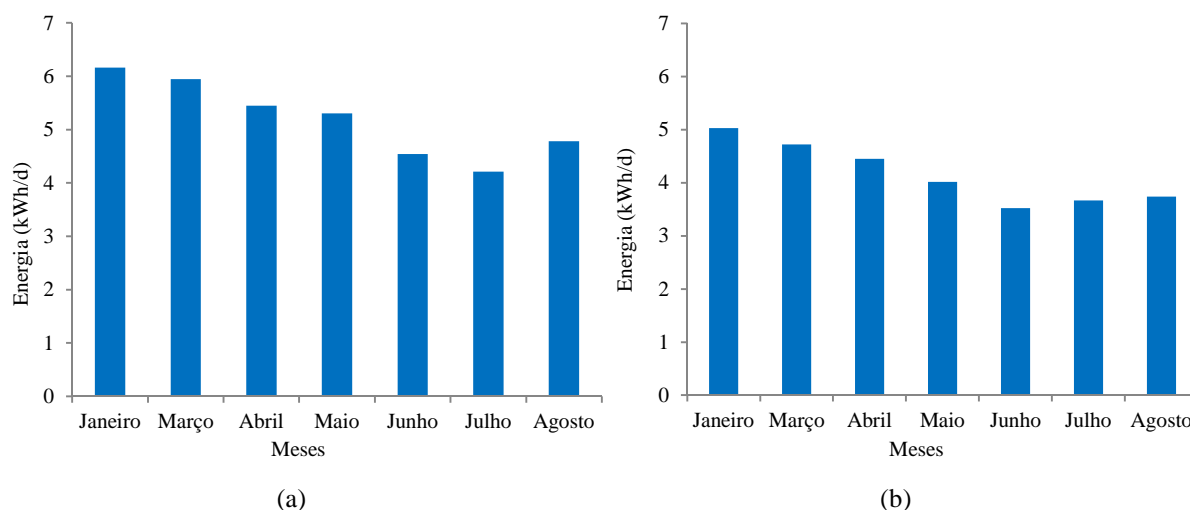


Figura 4.58 – Produção de energia elétrica: dias de (a) céu claro e (b) parcialmente encoberto.

Verifica-se na Fig. 4.58 que a energia média diária fornecida nos dias de céu claro foi 5,2 kWh e nos dias de céu parcialmente encoberto 4,1 kWh. Os maiores valores ocorreram no mês de janeiro, atingindo-se 6,2 kWh nos dias de céu claro, 5,0 kWh nos dias de céu

parcialmente encoberto. Percebe-se que na média a energia foi maior nos dias de céu claro, devido à maior irradiação disponível. Tanto para os dias de céu claro como nos dias de céu parcialmente encoberto, o período próximo ao verão proporcionou um maior fornecimento de energia, novamente pela maior irradiação disponível no período.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho efetuou uma análise experimental de uma microrrede fotovoltaica, examinando o seu comportamento, verificando sua capacidade no fornecimento de energia, analisando a qualidade da energia elétrica produzida e determinando os seus índices de performance.

Após a realização dos experimentos, observou-se que o comportamento do sistema foi semelhante nos dias de céu claro e parcialmente encoberto, exceto pela maior intermitência dos parâmetros, visualizada no segundo caso. O subsistema SFI-b atuou atendendo a carga e carregando o banco de estocagem. O subsistema SFCR atuou injetando a energia produzida na rede da concessionária e junto com esta, atendeu a carga quando as baterias estavam descarregadas. A comutação entre os sistemas se deu de forma automática. O nível de irradiância, a disponibilidade de carga nas baterias e a demanda da carga determinam a potência entregue pelo painel fotovoltaico e pelo inversor do SFI-b, já a potência entregue pelo SFCR depende basicamente da irradiância e da temperatura dos módulos fotovoltaicos que compõem o painel.

Em relação à capacidade, verificou-se que a microrrede em estudo foi capaz de atender a carga com êxito, necessitando do aporte da rede da concessionária em poucos períodos noturnos, após o descarregamento do banco de baterias. A maior parte da energia foi produzida pelo SFCR, que operou durante todos os períodos com disponibilidade solar. Já o SFI-b produziu somente a energia solicitada pela carga e pelo banco de estocagem. O balanço energético mostrou que a microrrede produz energia suficiente para atender a demanda da carga, compensando a energia solicitada da rede nos períodos noturnos e ainda injetando o excedente na rede da concessionária, mostrando-se uma alternativa tecnicamente viável na geração de energia elétrica, tanto para o atendimento de cargas individuais, quanto para operação na forma de geração distribuída.

Em referência aos indicadores de qualidade de energia, o inversor do SFCR apresentou, em dias de céu claro na maior parte do dia, elevado fator de potência, baixo THDi e reduzidas correntes harmônicas múltiplas, ultrapassando em poucos momentos os parâmetros normativos. Em dias de céu parcialmente encoberto, na maior parte do dia, o fator de potência também se manteve elevado, porém houve um aumento no THDi e nas correntes harmônicas múltiplas. Já em dias de céu encoberto, na maior parte do dia, o fator de potência permaneceu baixo, gerando-se mais energia reativa do que ativa, já o THDi e as correntes harmônicas múltiplas permaneceram elevados durante praticamente todo o dia, fora dos limites normativos. A

qualidade da energia fornecida está diretamente relacionada com a irradiância incidente no gerador fotovoltaico e consequentemente do percentual de carregamento do inversor. Verifica-se que o SFCR, nos dias de céu claro e parcialmente encobertos, demonstra-se uma forma satisfatória para produção de eletricidade, já nos dias encobertos e períodos de baixa irradiância, o sistema produz pouca energia e de baixa qualidade, questionando-se a viabilidade técnica do sistema nestes momentos.

O inversor do SFI-b apresentou bons indicadores de qualidade de energia, durante o atendimento da carga resistiva, para ambos percentuais de carregamento. O fator de potência manteve-se praticamente unitário, mesmo comportamento apresentado pela carga quando atendida pela rede da concessionária, já o THDi e as correntes harmônicas múltiplas permaneceram ligeiramente superiores aos da rede da concessionária, porém ainda dentro dos limites recomendados na legislação. Enquanto alimentadas pelo inversor, as cargas capacitiva e indutiva apresentaram baixo fator de potência e consumiram mais energia reativa do que ativa, porém praticamente os mesmos valores foram encontrados quando alimentadas através da rede da concessionária. De forma semelhante, o THDi e as correntes harmônicas múltiplas das cargas foram elevadas, tanto através do inversor, quanto através da rede da concessionária, porém para a carga capacitiva as harmônicas foram na média 18% menores através do inversor e para a carga indutiva, as harmônicas foram na média 10% maiores através do inversor. Conclui-se que o SFI-b apresenta-se uma forma tecnicamente viável, independente dos níveis de irradiância, para produzir eletricidade de boa qualidade.

Os índices de performance foram calculados para o SFCR. Realizando-se a média entre os dias de céu claro e parcialmente encoberto, obteve-se para a produtividade de referência 5,9 h/d, para a produtividade do gerador 5,1 h/d e para a produtividade do sistema 4,3 h/d. As perdas de captura atingiram 0,9 h/d e as perdas de sistema 0,7 h/d. A eficiência global do sistema situou-se em 9,9% e para o inversor, a eficiência foi de 85,7%. O desempenho global do sistema atingiu 73,2%, enquanto o fator de capacidade ficou em 18,1%. A produção diária de energia elétrica teve média de 4,7 kWh. Os dias de céu claro apresentaram médias mais elevadas na maioria dos indicadores, devido a maior irradiação disponível.

Os objetivos do trabalho foram atingidos. O comportamento da microrrede foi acompanhado ao longo do ano de 2016, apresentando-se os dados de dias típicos que representaram a sistemática do seu funcionamento. A capacidade da microrrede foi testada e apresentada para um mês de operação, conforme proposta na metodologia. A qualidade da energia de cada subsistema foi mensurada, através da medição de parâmetros previamente definidos, permitindo apresentar os momentos nos quais a microrrede gerou energia de boa

qualidade ou não. A performance do SFCR foi determinada através dos índices de mérito, durante 7 meses do ano de 2016, permitindo caracterizar seu funcionamento e quantificar seu desempenho.



## **6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Para trabalhos futuros, recomenda-se que o comportamento dos parâmetros elétricos potência, tensão e corrente dos componentes da microrrede, sejam analisados também em dias de céu encoberto e durante o atendimento diferentes tipos de carga, além do refrigerador. A capacidade do sistema pode ser testada em diferentes estações do ano, possibilitando determinar uma média anual da sua capacidade no fornecimento energético. Em relação à qualidade de energia, outros indicadores podem ser investigados, como frequência, nível de tensão e harmônicas de tensão, tanto no inversor do SFCR quanto no inversor do SFI-b. A determinação dos índices de performance poderia ser realizada nos demais meses do ano, permitindo mostrar o panorama anual dos índices de mérito da microrrede.

## REFERÊNCIAS

- ALONSO-ABELLA, M.; CHENLO, F. Choosing **the right inverter for grid connected PV systems**. *Renew Energ World*. v. 7. p. 132-147. 2004. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/292752596>>. Acesso em: 18 jun. 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Cadernos Temáticos: Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2º Ed. Brasília: ANEEL, 2014.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 414/2010**. 09 de setembro de 2010. Disponível: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2017.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. 17 de abril de 2012b. Disponível: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2017.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 493/2012**. 5 de junho/2012a. Disponível: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2017.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 569/2013**. 23 de julho/2013. Disponível: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013569.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2017.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 01 de janeiro de 2017 Disponível: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8\\_F.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_F.pdf)>. Acesso em: 07 jan. 2017.
- ARAMIZU, Juliana. **Modelagem e Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em Operação Isolada e em Paralelo com uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 112 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2010. OUSADA
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16149/2013**: Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição de sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. 12p.
- AYOMPEA, L.M.; DUFFYA, A.; MCCORMACKB, S.J.; CONLONC, M. Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. **Energy conversion and management**, v. 52, n. 2, p. 816-825, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890410003730>>. Acesso em: 09 jul. 2016.
- BATRINU, F.; CHICCO, G.; SCHLABBACH, J.; SPERTINO, F. **Impacts of grid connected photovoltaic plant operation on the harmonic distortion**. In: 13th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON), 2006. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1653234/>>. Acesso em: 10 jul. 2016.

BELUCO, Alexandre; SOUZA, Paulo Kroeff; KRENZINGER, Arno. PV hydro hybrid systems. **IEEE Latin America Transactions**, v. 6, n. 7, 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4917434>>. Acesso em: 23 jun. 2016.

BENEDITO, R. D. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 110 f. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2009.

BEZERRA, U. H. ; TOSTES, M. E. L. ; ARAUJO, A. C. S. ; GARCEZ, J. N.; MESQUITA, J. E.; TUPIASSÚ, A. A. **Harmônicos Gerados por Consumidores em Baixa Tensão da Rede Metropolitana de Distribuição de Energia de Belém (PA)**. In: I Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (I CITENEL), 2001. Disponível em: <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20090107154129-30.pdf>>. Acesso em: 25 jul. 2016.

CAAMAÑO-MARIN, E.; LAUKAMP, H.; JANTSCH, M.; ERGE, T.; THORNYCROFT, J.; DE MOOR, H.; COBBEN, S.; SUNA, D.; GAID- DON, B. **Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks**. Progress in Photovoltaics: research and applications, v. 16, n. 7, p. 629-643, 2008. Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.845/full>>. Acesso em: 28 jul. 2016.

CALAIS, M.; MYRZIK, J.; SPOONER, T.; AGELIDIS, V. G. **Inverters for single-phase grid-connected photovoltaic systems - An overview**. In: Power Electronics Specialists Conference, 2002. IEEE 33rd Annual, p. 1995-2000. 2002. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1023107>>. Acesso em: 15 jun. 2016.

CARNEIRO, Joaquim. **Módulos fotovoltaicos - características e associações**. Braga, 2010. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/161601-Modulos-fotovoltaicos.html>>. Acesso em: 10 jul. 2016.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERTINO, Filippo. **Experimental assessment of the waveform distortion in grid-connected photovoltaic installations**. Solar Energy, v.83, n. 7, p. 1026-1039, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09000036>>. Acesso em: 10 jul. 2016.

CHICCO, Gianfranco; SCHLABBACH, Jurgen; SPERTINO, Filippo. **Characterisation and assessment of the harmonic emission of grid-connected photovoltaic systems**. In: Power Tech, 2005 IEEE Russia. IEEE, 2005. p. 1-7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4524744/>>. Acesso em: 05 jul. 2016.

CONGEDO, P.M.; MALVONI, M.; MELE M.; GIORGI, M. G. Performance measurements of monocrystalline silicon PV modules in South-eastern Italy. **Energy Conversion and Management**, v. 68, p. 1-10, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890413000022>>. Acesso em: 09 jul. 2016.

COPETTI, Jacqueline Biancon.; MACAGNAN, Mario Henrique. **Baterias em Sistemas Solares Fotovoltaicos**. In: I Congresso Brasileiro de Energia Solar. (I CBENS), 2007, Fortaleza. Conversão fotovoltaica da energia solar. Disponível em: <<http://professor.unisinos.br/jcopetti/artigos/cbens2007.PDF>>. Acesso em: 17 jul. 2016.

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia solar princípios e aplicações**. Eletrobrás/Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 23 jul. 2016

DECKMANN, S. M.; POMILIO J. A. **Análise da Qualidade da Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas, FEEC / DSCE. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/qualidade/a2.pdf>>. Acesso em: 11 jul. 2016

DIAS, J. B.; ALVES, P.E.; KRENZINGER, A. Correlação de potência para estimar a performance energética de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Revista AVERMA - Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol 10, 2006. Disponível em: < <http://www.cricyt.edu.ar/asades/modulos/averma/trabajos/2006/2006-t004-a008.pdf> >. Acesso em: 15 jul. 2016.

DIAS, João Batista. **Instalação Fotovoltaica Conectada à Rede: Estudo Experimental para a Otimização do Fator de Dimensionamento**. 2006. 175 f. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre, 2006.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BOROTNI, Edson da Costa; HADDAD, Jamil. **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Revista Brasileira de Energia, v.11, n.2, 2005. Disponível em: <<http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=187>>. Acesso em: 16 jul. 2016.

DIAS, R. M.; DIAS, J. B. ; DAI-PRÁ, L. B. . **Aquisição de dados de um sistema fotovoltaico conectado à rede com a plataforma arduino**. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar - VI CBENS, 2016, Belo Horizonte. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar - VI CBENS, 2016.

DIAS, Ricardo Machado. **Instalação de uma microrrede fotovoltaica conectada/isolada com estocagem e monitoramento com controle da carga alimentada**. 2015. 118 f. Dissertação de Mestrado (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS), São Leopoldo, 2015.

DIAS, Ricardo Machado; SCHENKEL, Gabriela; DIAS, João Batista. **Avaliação de um sistema fv conectado à rede com uso de um microinversor**. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 5., 2014, Recife. São Leopoldo: Universidade do Vale do Rio dos Sinos – UNISINOS, 2014. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/284186225\\_Avaliacao\\_de\\_um\\_sistema\\_fotovoltaico\\_conectado\\_a\\_rede\\_com\\_uso\\_de\\_um\\_microinversor](https://www.researchgate.net/publication/284186225_Avaliacao_de_um_sistema_fotovoltaico_conectado_a_rede_com_uso_de_um_microinversor)>. Acesso em: 13 jul. 2016.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4th Edition, John Wiley & Sons. 2013. 936 p.

ELCO SOLAR. **Sistema de geração distribuída**. Disponível em: <<http://elcosolar.eng.br/atuacao/geracao-distribuida/>>. Acesso em: 11 jul. 2016.

EPSOLAR TECHNOLOGY CO. 2016. **Manual de Instruções – Controlador Tracer-3215RN: MPPT - Maximum Power Point Tracking Solar Charge Controller**.

ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar energy**, v. 28, n. 4, p. 293-302,

1982.. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X82903024>>. Acesso em: 07 jul. 2016

FRADE, Pedro Miguel Simões. **Microgeração como solução reparadora da Qualidade de Energia Elétrica**. 2009. 95 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores), Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2013.

FRIGO, Murilo Miceno. **Impacto da microgeração de energia elétrica em sistemas de distribuição de baixa tensão**. 2013. 104 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2013.

FLUKE. **Power quality analyzer Fluke 43B**. User's manual. 2 rev. Netherlands, 2005. Disponível em: <[http://assets.fluke.com/manuals/43b\\_umeng0200.pdf](http://assets.fluke.com/manuals/43b_umeng0200.pdf)>. Acesso em: 18 jan. 2017.

GALDINO, Marco Antônio; PINHO, João. Tavares; **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Rio de Janeiro, 2014.

GALHARDO, Marcos André Barros; PINHO, João Tavares. **Avaliação da qualidade da energia fornecida por sistemas renováveis isolados de pequeno porte**. In: V Encontro de Energia no Meio Rural e Geração Distribuída. (V AGRENER), 2004. Campinas. Universidade Federal do Pará (UFPA) Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n5v1/023.pdf>>. Acesso em: 10 jul. 2016

GALHARDO, M. A. B.; PINHO, J. T. **Análise do desempenho de inversores de pequeno porte com diferentes formas de onda**. In: IV Encontro de Energia no meio rural. (IV AGRENER), 2002. Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n4v1/015.pdf>>. Acesso em: 21 jul. 2016.

HAY, J. E. Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. **Solar Energy**, v. 23, n. 4, p. 301-307, 1979. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0038092X79901233>>. Acesso em: 07 jul. 2016

IDAE, “**Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica**”, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, Instituto para La Diversificación y Ahorro de La Energía, Madrid, 2011, 46p.

IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61727:2004 - Photovoltaic (pv) systems - characteristics of the utility interface**. Disponível:<[https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec61727%7Bed2.0%7Db.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61727%7Bed2.0%7Db.pdf)>. Acesso em: 09 jan. 2017.

IEEE - INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 1547<sup>TM</sup>:2003 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. . Disponível:<<http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SistGD/IEEE1547.pdf>>. Acesso em: 09 jan. 2017.

INFIELD, D. G.; ONIONS, P.; SIMMONS, A. D.; SMITH, G. A. **Power quality from multiple grid-connected single-phase inverters**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 19, n. 4, p. 1983-1989, 2004. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1339374/>>. Acesso em: 30 jul. 2016.

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização da Qualidade Industrial: **Portaria nº 04, de 4 de janeiro de 2011**. Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica. Disponível: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/rtac001652.pdf>>. Acesso em: 07 jan. 2017.

JRC - Joint Research Centre – Ispra Establishment. **Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants**. Document B, Analysis and presentation of monitoring data. Institute for Systems Engineering and Informatics, 1995.

KAABECHE, A.; BELHAMEL, M.; IBTIOUEN, R. Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic-wind power generation system. **Energy**, v. 36, n. 2, p. 1214-1222, 2011. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210006699>>. Acesso em: 15 jul. 2016.

KASATEC Energia Solar. 2016. **Manual de Instruções do Equipamento Pure Sine Wave Power Inverter**.

KONTOGIANNIS, K. P.; VOKAS, G. A.; NANOU, S.; PAPATHANASSIOU, S. **Power Quality Field Measurements on PV Inverters**. International Journal of Advanced Research in Electrical Electronics and Instrumentation Engineering, v. 2, p. 5301-5314, 2013. Disponível: <<http://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/39838526>>. Acesso em: 07 set. 2016.

KYMAKIS, Emmanuel; KALYKAKIS, Sofoklis; PAPAZOGLU, Thales M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 3, p. 433-438, 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890408004615>>. Acesso em: 09 jul. 2016.

KYOCERA, Corporation. **Módulo Multicristalino de Alta Eficiência KD135SX-UPU**. 2013. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com>>. Acesso em: 20 mai. 2016.

LEE, Y. D.; CHEN, C. S.; HSU, C. T.; CHENG, H. S. **Harmonic analysis for the distribution system with dispersed generation systems**. In: International Conference on Power System Technology (PowerCon), 2006. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4116044/>>. Acesso em: 12 jul. 2016.

LOPEZ, R. A. **Energia Solar para Produção de Eletricidade**. 1º ed. São Paulo: Artiber Editora Ltda. 2012. 229 p.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of photovoltaic science and engineering**. 2nd ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, 2011. 1162 p.

MACÊDO, Wilson Negrão; ZILLES, Roberto. **Qualidade de energia da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede na USP: Avaliação dos parâmetros de suprimento**. In: VI Congresso Latinoamericano de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. (VI CLAGTEE), 2005, São Pedro-SP. Disponível em: <<http://www.seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CLAGTEE2003/Papers/RNCSEP%20B-119.pdf>>. Acesso em: 15 dez. 2016.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems**. In: Conference Record of

the IEEE Photovoltaic Specialists Conference. 2005. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/1488451/>>. Acesso em: 10 dez. 2016.

MAYER, D. “**Analyse des performances des Systèmes Photovoltaïques: Recommandation sur le Dimensionnement**”, IEA – International Energy Agency, PVPS Task2, 1999.

MONTEZANO, Bruno. **As energias solar e eólica no Brasil**. Eletrobrás/Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 2010. Disponível em: <<http://www.cepel.br/cresesb>>. Acesso em: 23 mai. 2016

OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira. **Geração Distribuída de Eletricidade: Inserção de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo**. 205 f. Tese de Doutorado, PIPGE - (EP/FEA/IEE/IF) – Universidade de São Paulo (USP), 2002.

ORDÓÑEZ, J.; JADRAQUE, E.; ALEGRE, J.; MARTÍNEZ, G. Analysis of the photovoltaic solar energy capacity of residential rooftops in Andalusia (Spain). **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 7, p. 2122-2130, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211000002X>>. Acesso em: 15 ago. 2016.

PEREIRA, Filipe A. S; OLIVEIRA, Manuel A. S. **Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica**. Portugal: Publindústria, 2011. 395 p.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. **Excedente de Reativos em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar. (IV COBENS), 2012, São Paulo. Disponível em: <[http://www.acquaviva.com.br/CD\\_CBENS/trabalhos/T245.pdf](http://www.acquaviva.com.br/CD_CBENS/trabalhos/T245.pdf)>. Acesso em: 20 out. 2016.

PORTAL SOLAR. **Tipos de painel solar fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 6 jul. 2016.

PRIEB, César Wilhelm Massen; KRENZINGER, Arno. **Determinação Experimental da Eficiência de Inversores para SFSCR com o uso de Simuladores de Arranjos Fotovoltaicos**. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar (IV CBENS), 2012, São Paulo. Disponível em: <[http://www.acquaviva.com.br/CD\\_CBENS/trabalhos/T348.pdf](http://www.acquaviva.com.br/CD_CBENS/trabalhos/T348.pdf)>. Acesso em: 10 ago. 2016

PROCÓPIO, O. L.; FRREIRA, A. G.; CORGOZINHO, I. M.; FARIA, L. P. P.; PEREIRA, E. M.; MARTINS, R. M.; SILVEIRA, R. A.; OLIVEIRA, R. G. M.; PROCÓPIO, S. L.; DANIEL, A. C. **Análise do Desempenho Térmico e Elétrico de um Módulo Fotovoltaico Acomplado a um Coletor Solar Plano**. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. (VI CBENS), 2016, Belo Horizonte.

RAMPINELLI, G.A; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos**. Revista Ciências Exatas e Naturais, v.15, n.1, 2013. Disponível em: <<http://revistas.unicentro.br/index.php/RECEN/article/view/2665>>. Acesso em: 10 out. 2016.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A. Estudo da Qualidade da Energia Elétrica Injetada à rede por Inversores utilizados em Sistemas Fotovoltaicos. **Revista AVERMA - Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol 15, 2011. Disponível em: <[https://www.researchgate.net/profile/G\\_Rampinelli/publication/267212467](https://www.researchgate.net/profile/G_Rampinelli/publication/267212467)>. Acesso em: 15 dez. 2016.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. KRENZINGER, Arno. BÜHLER, Alexandre José. **Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos Integrados em Edificações: Metodologia para Análise de Desempenho Energético**. 9º Congresso Internacional de Ar Condicionado, Refrigeração, Aquecimento e Ventilação, Mercofrio 2014.

RAMPINELLI, G. A.; DIAS, J. B.; KRENZINGER, A. **Ensaio de Inversores para Conexão à Rede: Eficiência de Conversão e Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência**. In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar (II CBENS), 2008a, Florianópolis. Disponível em: <<http://netadmin.com.br/webteste/backup/ownCloud/DoutoradoUFU/MaterialApoio/MaterialFabao/Artigos%20comuns/CBENS2008/PVrede04.pdf>>. Acesso em: 05 jun. 2016.

RAMPINELLI, G. A.; DIAS, J. B.; KRENZINGER, A. **Ensaio de inversores para conexão à rede: Fator de potência e distorção harmônica**. In: II Congresso Brasileiro de Energia Solar (II CBENS), 2008b, Florianópolis. Disponível em: <<http://netadmin.com.br/webteste/backup/ownCloud/DoutoradoUFU/MaterialApoio/MaterialFabao/Artigos%20comuns/CBENS2008/PVrede05.pdf>>. Acesso em: 20 jul. 2016

SANTANA, N. P; CAMARGO, C. C. S; AMORIM, E. N; CARDOSO, H. C.C; NASCIMENTO, O. C. S; SILVA, S. B. ; **Análise de Desempenho de Diferentes Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede em Operação na Cidade de Itumbiara, Goiás**. . In: XIII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. (XIII CEEL), 2015, Uberlândia. Disponível em: <[http://www.ceel.eletrica.ufu.br/artigos/ceel2016\\_artigo\\_109\\_r01.pdf](http://www.ceel.eletrica.ufu.br/artigos/ceel2016_artigo_109_r01.pdf)>. Acesso em: 10 dez. 2016.

SCHNEIDER ELETRIC; PROCOBRE. **Caderno temático do Workshop – Instalações elétricas de baixa tensão: Qualidade de energia – Harmônicas**. 2003. Disponível em: <<https://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/harmon.pdf>>. Acesso em: 13 jun. 2016.

SEVERINO, Mauro Moura; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. **Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição**. Revista Brasileira de Energia, v.14, n.1, p.47-69, 2008. Disponível em: <[http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/15956/1/ARTIGO\\_GeracaoDistribuida.pdf](http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/15956/1/ARTIGO_GeracaoDistribuida.pdf) />. Acesso em: 15 jul. 2016.

SEIXAS, F. J. M.; PASCHOARELI, D. J.; FARIA, M. J. A. **Impacto da utilização de inversores em sistemas de geração distribuída sobre equipamentos rurais**. In: IV Encontro de Energia no Meio Rural (IV AGRENER), 2002, Campinas. Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n4v2/080.pdf> >. Acesso em: 14 jun. 2016.

SIDRACH-DE-CARDONA, M.; CARRETERO, J. Analysis of the current total harmonic distortion for different single-phase inverters for grid-connected pv-systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 87, n. 1, p. 529-540, 2005. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024804003708>>. Acesso em: 15 nov. 2016.



SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais. In: **V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (V CBPE)**. Brasília. 2006. Disponível em: <[http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/sbpe\\_2006.pdf](http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/sbpe_2006.pdf)>. Acesso em: 15 jul. 2016.

SIDAQEE, Projeto. **Qualidade da Energia Elétrica: Definição e Análise dos Itens de Qualidade**. Universidade Federal de Uberlândia - Departamento de Engenharia Elétrica. Disponível em: <[http://www.utilidades.eng.br/media/1009/power\\_quality.pdf](http://www.utilidades.eng.br/media/1009/power_quality.pdf)>. Acesso em: 14 jun. 2016.

SIEMENS SOLAR GMBH. 1998. **Manual de Instruções do Módulo SP75**.

SILVA, S. B.; SEVERINO, M. M.; OLIVEIRA, M. A. G. Sizing and optimization of hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system. **IEEE Latin America Transactions**, v. 9, n. 1, p. 817-822, 2011. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5876425>>. Acesso em: 12 jul. 2016.

SILVEIRA, Jose Luz; TUNA, Celso Eduardo; LAMAS, Wendell de Queiroz. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil.. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Washington, v. 20, n. 2013, p. 133–141, 2013.

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. 2010. **Manual de Instruções do Equipamento Sunny Boy**.

SOLSTÍCIO ENERGIA. **Funcionamento do sistema fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.solsticioenergia.com/para-residencias.html>>. Acesso em: 6 jul. 2016.

URBANETZ, J. J.; CASAGRANDE, E. F.J. **Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR**. In: VIII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. (VIII CBPE), 2012, Curitiba. Energia para o Século XXI: Sociedade e Desenvolvimento. Disponível em: <[http://www.escriptorioverdeonline.com.br/wp-content/uploads/2012/08/Artigo-CBPE\\_Urbanetz\\_Casagrande.pdf](http://www.escriptorioverdeonline.com.br/wp-content/uploads/2012/08/Artigo-CBPE_Urbanetz_Casagrande.pdf)>. Acesso em: 21 dez. 2016.

URBANETZ, J. J; FASSIE, J. C; TIEPOLO, G. M. **Acompanhamento do Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR**. In: IX Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. (IX CBPE), 2014, Florianópolis. Políticas Energéticas para a Sustentabilidade. Disponível em: <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2016/06/Urbanetz-et-al-CBPE-2014.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2016.

URBANETZ, J. J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros Que Possam Afetar a Conectividade**. 2010. 189 f. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis 2010.

VÁZQUEZ, M. Carlos Tobajas. **Energía solar fotovoltaica**. 3ª ed. [Barcelona]: Cano Pina: Ceysa, 2008. 161 p.

VERA, Luis Horacio; KRENZINGER, Arno. Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos autônomos através de índices de Mérito. **Revista AVERMA - Avances en**

**Energías Renovables y Medio Ambiente**, vol 15, 2011. Disponível em: <<http://www.cricyt.edu.ar/asades/averma.php>>. Acesso em: 15 jul. 2016.

VILLALVA, M. G; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. Ed. São Paulo: Érica, 2012.

WEG, AUTOMAÇÃO. **Manual para Correção do Fator de Potência**. Jaraguá do Sul – SC. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-correcao-do-fator-de-potencia-958-manual-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 11 jul. 2016

WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSSER, D.; MAU, S.; REICH, N.; JAHN, U. **Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis**. In *28th PV Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, France, 2013.

ZOBAA, A. F. **Energy Storage – Technologies and Applications**. Published by InTech, 2013.