

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DAS DIFERENTES ARQUITETURAS DE
INTERLIGAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS À REDE ELÉTRICA

MAILSON BORGES TELES

DM 27 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MAILSON BORGES TELES

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DAS DIFERENTES ARQUITETURAS DE
INTERLIGAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS À REDE ELÉTRICA

DM 27 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MAILSON BORGES TELES

AVALIAÇÃO OPERACIONAL DAS DIFERENTES ARQUITETURAS DE
INTERLIGAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS À REDE ELÉTRICA

Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica
da UFPA para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica na
área de sistemas de energia elétrica

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistemas de Biblioteca da UFPA

Teles, Mailson Borges, 1990-

Avaliação operacional das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica de baixa tensão/ Mailson Borges Teles.- 2017.

Orientador: Wilson Negrão Macêdo

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará. Instituto de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2017.

1. Geração de energia fotovoltaica 2. Energia solar 3. Energia- fontes alternativas I. Título

CDD 23.ed.621.31244

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

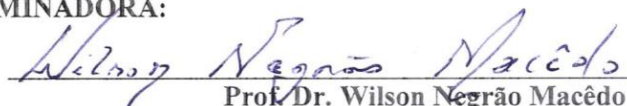
**“AVALIAÇÃO OPERACIONAL DAS DIFERENTES ARQUITETURAS DE
INTERLIGAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAÍCOS À REDE ELÉTRICA DE
BAIXA TENSÃO”**

AUTOR: **MAILSON BORGES TELES**

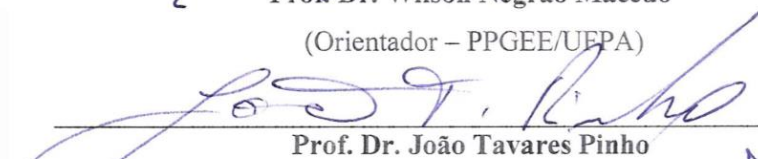
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 13/06/2017

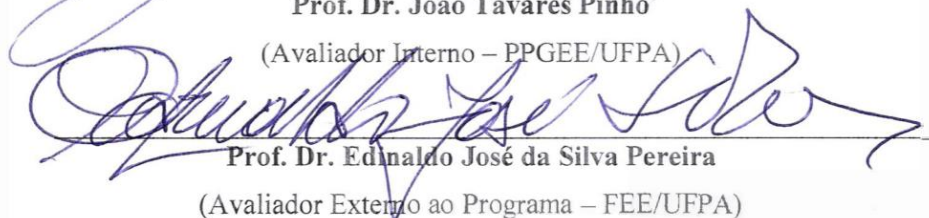
BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. Wilson Negrão Macêdo

(Orientador – PPGEE/UEPA)


Prof. Dr. João Tavares Pinho

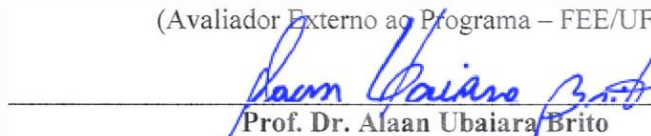
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)


Prof. Dr. Edinaldo José da Silva Pereira

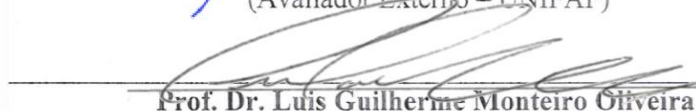
(Avaliador Externo ao Programa – FEE/UFPA)


Prof. Dr. Marcos André Barros Galhardo

(Avaliador Externo ao Programa – FEE/UFPA)

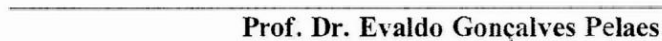

Prof. Dr. Alaam Ubaiana Brito

(Avaliador Externo – UNIFAP)


Prof. Dr. Luis Guilherme Monteiro Oliveira

(Avaliador Externo – UFMG)

VISTO:


Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes

(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

Aos meus queridos pais Marinélio e Marinete.

Aos meus irmãos Mairlém, Mailza, Mauro, Mateus e Mael.

A minha querida esposa Diane e minha filha Isabella.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por me dá força e coragem para encarar as batalhas da vida.

Aos meus pais, Marinélio e Marinete, aos meus irmãos e a minha esposa Diane, pelo incentivo e apoio incondicional.

Ao amigo e orientador, professor Wilson Negrão Macedo, pelos ensinamentos e grande contribuição na realização deste trabalho.

Aos colegas do GEDAE pelo apoio e incentivo nesta caminhada, em especial os colegas do Laboratório de Energia Solar, que foram de grande ajuda para a elaboração deste trabalho.

Ao GEDAE, coordenado pelo Prof. Dr. – Ing João Tavares Pinho, pela disponibilização de toda infraestrutura necessária à execução desta pesquisa.

E a todos que contribuíram de forma direta ou indireta para a realização deste trabalho.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
1 ARQUITETURAS DE INTERLIGAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS À REDE ELÉTRICA CONVENCIONAL.....	4
1.1 Inversor-Central.....	4
1.2 Inversor-String.....	6
1.3 Inversor-Multistring	6
1.4 Microinversor	7
1.5 Conversor c.c-c.c.....	9
1.6 Operação de geradores FV com sombreamento parcial, total e nulo.....	11
2 PARÂMETROS DE DESEMPENHO PARA AVALIAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.....	17
2.1 Energia Produzida	17
2.2 Eficiência instantânea e mensal do Sistema.....	18
2.3 Produtividade de Referência	18
2.4 Produtividade do Gerador FV	19
2.5 Produtividade Final	19
2.6 Perdas no Gerador FV	20
2.7 Rendimento Global.....	20
3 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AVALIADOS EXPERIMENTALMENTE E SEUS SISTEMAS DE AQUISIÇÃO DE DADOS.....	23
3.1 Sistema Inversor-string (S1).....	23
3.2 Sistema Inversor-string (S2).....	29
3.3 Sistema Inversor-string (S3).....	33
3.4 Sistema Inversor-string (S4).....	35
3.5 Sistema Microinversor (M1)	37
3.6 Sistema Microinversor (M2)	40

3.7	Sistema Conversor c.c.-c.c. (C1).....	42
4	ANÁLISE DE RESULTADOS.....	50
4.1	Determinação da Potência Real dos Geradores Fotovoltaicos.....	50
4.2	Energia Produzida	52
4.3	Produtividade do Sistema.....	55
4.4	Rendimento Global.....	58
4.5	Eficiência do Sistema	61
4.6	Algumas Avaliações Pontuais de Sistemas	61
4.6.1	Sistema S1 (Inversor string).....	63
4.6.2	Sistema M1 (Microinversor)	63
4.6.3	Sistema C1 (Conversor c.c.-c.c.).....	64
4.6.3.1	Parâmetros elétricos dos conversores c.c.-c.c.	71
4.6.3.2	Energia convertida pelos conversores c.c.-c.c.....	73
4.6.3.3	Potência Entregue pelos Módulos FV aos Conversores c.c.-c.c.	78
	CONCLUSÃO.....	81
	REFERÊNCIAS	83
	ANEXO A – Datasheet dos módulos, stringbox, inversores e conversores c.c.-c.c.	93
	APÊNDICE A – Curvas I-V para os geradores e módulos fotovoltaicos medidas com a carga capacitiva e também no simulador solar.....	110
	APÊNDICE B – Resultados operacionais para o sistema C1	122

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Exemplo da configuração básica de um SFCR.	4
Figura 1.2 – Exemplo da configuração de um SFCR com inversor central.	5
Figura 1.3 – Exemplo da configuração de um SFCR com string.	6
Figura 1.4 – Exemplo da configuração de um SFCR com multistring.	7
Figura 1.5 – Potência de saída disponibilizada por cada módulo e pelo gerador FV.	8
Figura 1.6 – Exemplo da configuração de um SFCR com microinversor.	9
Figura 1.7 – Diagrama esquemático da configuração com conversores c.c.- c.c.	10
Figura 1.8 – Exemplo de operação com diferentes curvas I-V e mesma corrente na saída de conversores c.c.-c.c.	10
Figura 1.9 – Resultados das medições de um módulo fotovoltaico (dois diodos de by-pass) com uma célula sombreada; sombreamento de 50% à esquerda e 75% à direita.	11
Figura 1.10 – Exemplo de um gerador FV parcialmente sombreado.	12
Figura 1.11 – Exemplo de curva I-V característica do gerador FV sob influência de sombreamento.	12
Figura 1.12 – Curva I-V resultante do sombreamento parcial de um módulo FV: fileira de células ou string onde a irradiância devido ao sombreamento é de 150 W/m^2 e na ausência deste é de 1.000 W/m^2 .	14
Figura 1.13 – Curva I-V resultante do sombreamento parcial de um módulo FV: Célula sombreada por algum tipo de material opaco e na ausência de sombra a irradiância é de 1.000 W/m^2 .	15
Figura 3.1 – Curvas I-V e P-V de um módulo SW245, obtidas no simulador solar.	24
Figura 3.2 – Detalhes do stringbox utilizado: (a) Desenho em 3D e (b) Diagrama de conexões.	25
Figura 3.3 – (a) Desenho da estrutura de sustentação e (b) Vista do sistema por completo.	26
Figura 3.4 – (a) Disposição do inversor, caixa de proteção e medidor; (b) Vista geral do gerador FV.	26
Figura 3.5 – Dados monitorados no sistema S1: (a) Dispersão dos dados para o ano de 2016 e (b) Curva de tendência para o mês de janeiro.	27
Figura 3.6 – Validação do valor de tensão e corrente mostrados no medidor e no osciloscópio portátil.	27
Figura 3.7 – Diagrama multifilar do sistema S1.	28
Figura 3.8 – Curvas I-V e P-V de um módulo YL245p-29b, obtidas no simulador solar.	29

Figura 3.9 – Inversor Sunny Boy 1200/1700.	30
Figura 3.10 – Estrutura desenvolvida para o sistema S2.	31
Figura 3.11 – Painel desenvolvido para demonstrar a operação do SFCR.	31
Figura 3.12 – Painel demonstrativo de operação do sistema instalado na mesma estrutura do gerador FV.	32
Figura 3.13 – Iluminação do sistema acionado por um relé fotoelétrico.	32
Figura 3.14 – Equipamentos de medição e visualização de dados da MECAF.	33
Figura 3.15 – Gerador FV e o inversor instalado na própria estrutura de sustentação.	34
Figura 3.16 – Diagrama multifilar do sistema S3.	35
Figura 3.17 – Estrutura do gerador FV.	36
Figura 3.18 – Inversor e medidor instalados na estrutura do sistema M1.	36
Figura 3.19 – Diagrama multifilar para o sistema S4.	37
Figura 3.20 – Detalhes de fixação da base (a), suporte do módulo (b), variação angular do mesmo (c) e renderização do projeto da estrutura (d).	38
Figura 3.21 – Microinversor Enphase M215.	39
Figura 3.22 – (a) Disposição dos componentes do sistema na estrutura e (b) Vista panorâmica do sistema.	40
Figura 3.23 – Estrutura desenvolvida para o sistema M2.	41
Figura 3.24 – (a) Disposição de dois dos quatro microinversores; (b) Caixa de proteção e medidor.	41
Figura 3.25 – Diagrama multifilar para o sistema M2.	42
Figura 3.26 – Curvas I-V e P-V de um módulo JAP6-60-265/3BB, obtidas no simulador solar.	43
Figura 3.27 – Conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.	43
Figura 3.28 – Inversor SolarEdge SE2200.	44
Figura 3.29 – Modelagem 3D da (a) Estrutura de instalação e (b) Vista frontal do sistema.	45
Figura 3.30 – Vista panorâmica do sistema.	45
Figura 3.31 – Inversor e quadro de disjuntores.	46
Figura 3.32 – Instalação do SEgateway.	46
Figura 3.33 – Esquema de ligação para a medição da corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto para o cálculo da irradiância e temperatura de célula, utilizando apenas um módulo padrão.	48

Figura 3.34 – Comparação da irradiância medida na estação meteorológica e a medição com os módulos FV. Enfatizando que a estação mede no plano horizontal e está a alguns metros de distância do gerador FV.....	49
Figura 3.35 – Diagrama multifilar do sistema C1.	49
Figura 4.1 – Exemplo de curvas I-V de um módulo padrão e do gerador FV do sistema S1. .	51
Figura 4.2 – Curvas I-V e P-V de um módulo SW245, obtidas no simulador solar.	51
Figura 4.3 – Produção de energia elétrica referente ao ano de 2016.....	54
Figura 4.4 – Produtividade final mensal referente ao ano de 2016.	57
Figura 4.5 – Variação dos valores de PR durante os meses de 2016.	58
Figura 4.6 – Rendimento global referente ao ano de 2016.....	60
Figura 4.7 – Valores mensais da eficiência do sistema para o ano de 2016.....	61
Figura 4.8 – Curvas de eficiência medida e calculada e modelagem.....	63
Figura 4.9 – Curva de eficiência média e modelagem das perdas para o microinversor	64
Figura 4.10 – Diagrama de conexões e parâmetros elétricos registrados pelo.....	65
Figura 4.11 – Curva de eficiência para o inversor SolarEdge SE2200 disponibilizada pelo fabricante.	65
Figura 4.12 – Eficiência medida e calculada com as respectivas perdas para o inversor SolarEdge SE2200 obtida para um dia de medição utilizando um osciloscópio portátil Fluke, modelo 190-204.....	66
Figura 4.13 – Eficiência medida e calculada com as respectivas perdas para o inversor SolarEdge SE2200 obtida para um dia de medição utilizando um wattímetro Chroma, modelo 66204.	66
Figura 4.14 – Eficiência do inversor SolarEdge SE2200 para um dia (a) limpo e (b) nublado.	67
Figura 4.15 – Modelagem das perdas em função da potência de saída para o conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.	68
Figura 4.16 – Modelagem das perdas em função da potência de entrada para o conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.....	68
Figura 4.17 – Curva de eficiência para o conversor SolarEdge P350 disponibilizada pelo fabricante.	69
Figura 4.18 – Curvas de eficiência para o conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.	69
Figura 4.19 – Modelagem das perdas considerando: (a) – perdas totais no sistema e (b) – perdas no inversor	70

Figura 4.20 – Perdas por captura no gerador FV calculadas com dados de irradiação medidos (LCm) no plano do gerador FV e medidas no plano horizontal e transpostas para o plano do gerador com software Meteonorm.....	70
Figura 4.21 – Resultados para um dia de operação de um dos 12 conversores c.c.-c.c operando na string. Em (a) visualiza-se os valores de tensão e irradiância e em (b), os valores de corrente.	71
Figura 4.22 – Corrente na entrada do conversor 1 ao longo do mês de janeiro.	72
Figura 4.23 – Corrente na entrada do conversor 1 ao longo do mês de agosto.....	72
Figura 4.24 – Potência de saída ao longo do mês de janeiro para o conversor 1.	72
Figura 4.25 – Potência de saída ao longo do mês de agosto para o conversor 1.....	73
Figura 4.26 – Variação da tensão de entrada e saída e da taxa de conversão – MR ao longo do mês de janeiro para o conversor 1.	73
Figura 4.27 – Variação da tensão de entrada e saída e da taxa de conversão – MR ao longo do mês de agosto para o conversor 1.	73
Figura 4.28 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 1 a 3).	74
Figura 4.29 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 4 a 6).	75
Figura 4.30 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 7 a 9).	76
Figura 4.31 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 10 a 12).	77
Figura 4.32 – Distribuição de frequência e tempo acumulado em função da potência de entrada dos conversores c.c.-c.c. para o mês de janeiro (mês com menor produção energética).	79
Figura 4.33 – Distribuição de frequência e tempo acumulado em função da potência de entrada dos conversores c.c.-c.c. para o mês de agosto (mês com maior produção energética).	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes localizações.	22
Tabela 3.1 – Especificações técnicas do módulo FV SW245.	24
Tabela 3.2 – Características técnicas do Inversor PHB 3000-SS.	25
Tabela 3.3 – Especificações técnicas do módulo FV YL245P-29b.	29
Tabela 3.4 – Especificações técnicas do inversor Sunny Boy 1200.	30
Tabela 3.5 – Especificações técnicas do módulo FV DA121-C1.	34
Tabela 3.6 – Especificações elétricas dos módulos ALEO S19-240 e YNGLI YL245 35	35
Tabela 3.7 – Especificações técnicas para o inversor FRONIUS GALVO 1.5-1.	36
Tabela 3.8 – Características elétricas do módulo FV ALEO S19G245.	38
Tabela 3.9 – Características técnicas do microinversor ENPHASE M215.	39
Tabela 3.10 – Especificações técnicas do módulo FV KD250GH.	40
Tabela 3.11 – Especificações técnicas do módulo FV JAP6-60-265/3BB.	43
Tabela 3.12 – Especificações técnicas do conversor c.c.-c.c. P350.	44
Tabela 3.13 – Características técnicas do inversor SolarEdge SE2200.	44
Tabela 4.1 – Potência dos geradores fotovoltaicos, calculada com os dados de placa e através das medições.	52
Tabela 4.2 – Energia produzida mensalmente por cada sistema de 2015 a 2017.	53
Tabela 4.3 – Produtividade final mensal por cada sistema de 2015 a 2017.	56
Tabela 4.4 – Rendimento Global obtido mensalmente para cada sistema de 2015 a 2017.	59
Tabela 4.5 – Coeficientes de perdas calculados e obtidos experimentalmente.	63
Tabela 4.6 – Coeficientes de perdas experimentais para o microinversor.	64
Tabela 4.7 – Coeficientes de perdas calculados e medidos para o inversor, conversor e inversor + conversor.	69

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
 SPMP – Seguimento de Ponto de Máxima Potência
 c.c. – Corrente contínua
 c.a. – Corrente alternada
 PLC – *Power Line Carrier*
 PMP – Ponto de Máxima Potência
 SPMT – Ponto de Máxima Tensão
 FV – Fotovoltaico
 IEC – *International Electro-Technical Commission*
 $E_{CA,d}$ – Energia total injetada rede elétrica durante um dia
 $E_{CA,m}$ – Energia total injetada rede elétrica durante um mês
 $E_{CA,t}$ – Energia total injetada rede elétrica durante uma hora
 η_s – Eficiência do sistema
 P_{CA} – Potência injetada na rede elétrica
 $H_{t,\beta}$ – Irradiância medida no plano do gerador no instante t
 A_G – Área do gerador fotovoltaico
 $H_{t,\beta,m}$ – Irradiação medida no plano do gerador no intervalo de um mês
 H_{ref} – Irradiância de referência
 Y_R – Produtividade de referência
 Y_A – Produtividade do gerador fotovoltaico
 E_{CC} – Energia produzida pelo gerador fotovoltaico
 P_{FV}^0 – Potência nominal do gerador fotovoltaico
 Y_F – Produtividade final
 E_{CA} – Energia injetada na rede elétrica
 STC – *Standart Test Conditions*. Irradiância a 1.000 W/m², 25° C, massa de ar de 1,5 e velocidade do vento de 1 m/s.
 PR – *Performance Ratio*
 I_{ref} – Corrente de curto circuito de referência
 I_{med} – Corrente de curto circuito medida
 $T_{C,med}$ – Temperatura de costa do módulo fotovoltaico medida
 $T_{C,ref}$ – Temperatura de costa do módulo fotovoltaico de referência
 $V_{OC,ref}$ – Tensão de circuito aberto de referência
 $V_{OC,med}$ – Tensão de circuito aberto medida
 V_T – Tensão térmica da célula fotovoltaica
 β – Coeficiente de temperatura para $V_{OC,ref}$
 $T_{C,med,cor}$ – Temperatura de costa do módulo fotovoltaico medida e corrigida
 T_{NOCT} – Temperatura de célula nas condições normais de operação
 η^* – Eficiência do módulo fotovoltaico
 I_{mp} – Corrente na máxima potência
 MR – Taxa de conversão dos conversores c.c.-c.c.

RESUMO

Este trabalho avalia experimentalmente as tecnologias *string*, microinversor e conversor c.c.-c.c., de modo a contribuir para a construção do conhecimento científico da aplicação das diferentes arquiteturas de interligação de geradores fotovoltaicos à rede elétrica convencional. Para isso são utilizados diferentes sistemas instalados no laboratório do GEDAE/UFPA, Região Norte do país. Comparou-se os desempenhos de acordo com as informações nos diferentes mecanismos de aquisição de dados disponíveis no laboratório. Tendo em vista que alguns desses mecanismos de aquisição de dados fornecem somente o valor da energia acumulada ao longo do dia, foi dado um enfoque na operação global dos diferentes sistemas analisados. Contudo, naqueles sistemas onde maiores detalhes da operação foram monitorados, seja por sistemas de aquisição do próprio equipamento ou por equipamentos existentes no laboratório (osciloscópio digital Fluke, wattímetro, etc), análises pontuais importantes, mais detalhadas da operação do sistema, foram desenvolvidas. Os resultados obtidos mostram que o conversor c.c.-c.c. apresentou desempenhos superiores aos demais sistemas monitorados. Contudo constatou-se a ocorrência de problemas devido ao processo de pareamento dos conversores c.c.-c.c. na operação do sistema que permanecem até os dias de hoje.

PALAVRAS-CHAVES: Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Arquiteturas de Geradores Fotovoltaicos, Análise de Desempenho, Inversor *string*, Microinversor, Conversor C.C.-C.C..

ABSTRACT

This work aims to experimentally evaluate the string, microinverter and d.c.-d.c. converter technologies, in order to contribute to scientific knowledge construction in applications of the different interconnection architectures of photovoltaic generators to the conventional electric grid. For this, were used different systems installed at GEDAE's laboratory (UFPA), located in northern region of the country. It was compared the performances according to the information from different data acquisition mechanisms available in the laboratory. In face of some of these data acquisition mechanisms provide only the value of energy accumulated throughout the day, a focus was given on the overall operation of the different systems analyzed. However, in those systems which greater operational details were monitored, either by the equipment's own acquisition system or already existing equipment in the laboratory (Fluke Digital Storage Oscilloscope, Digital Power Meter, etc.), important point analyzes with more detailed operation of the system were performed. The obtained results show that the d.c.-d.c. converters system presented superior performance to the other monitored systems. However, it has been found the occurrence of problems due to the pairing process of the d.c.-d.c. power converters in the operation of such systems that remain until now.

KEYWORDS: Grid Connected PV System, Photovoltaic Generator Architectures, Performance analysis, string inverter, Microinverter, dc-dc converter.

INTRODUÇÃO

A geração distribuída através de sistemas fotovoltaicos é uma realidade cada vez mais presente no país, realidade esta que demandará inúmeros profissionais com conhecimentos específicos sobre essa aplicação. Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), em sua grande maioria, dispensam o uso de acumuladores, pois a energia por eles gerada pode ser consumida pela carga ou injetada diretamente à rede elétrica, sendo a mesma compensada no consumo de energia elétrica ativa da edificação de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 482 de 2012, que foi atualizada através da Resolução Normativa 687 de 2015.

O desempenho desses sistemas está intimamente relacionado ao desempenho dos geradores fotovoltaicos que os constituem. O desempenho dos geradores FV por sua vez, está estritamente ligado ao desacoplamento elétrico entre os módulos FV interconectados, ou seja, a diferença entre as correntes produzidas por cada módulo FV. Isso pode ser produzido por efeitos de dispersão (*mismatch effects*) e/ou fatores ambientais: irradiância diferente, temperatura e sujeira ou sombras causadas por objetos próximos. Estes fatores produzem desacoplamento de corrente em fileiras de módulos FV interconectados em série (*strings*) que afetam a curva I-V de todo o gerador FV e assim, a eficiência de seguimento de ponto de máxima potência do inversor, aumentando a perda de potência (DILEEP e SINGH, 2017; FARAHAT *et al.*, 2012; URIARTE *et al.*, 2005).

Este fato dá margem para o desenvolvimento de diferentes arquiteturas para conexão dos geradores FV à rede elétrica. Isso significa que dependendo da arquitetura utilizada (*string*, microinversor, conversor c.c.-c.c., etc.) esses efeitos podem diferir significativamente, sem que se possa categoricamente afirmar que uma tecnologia é definitivamente mais adequada que outra em todas as configurações de gerador FV e condições de operação em que este é submetido. Os efeitos do desacoplamento devido à sombreamentos, sujeira, etc, a princípio seriam mais significativos nas configurações com muitos módulos associados em série, tal como acontece em configurações do tipo inversor *string* ou central. Uma possível solução para esse impasse recairia sobre a utilização de dispositivos eletrônicos de baixa potência que fossem individualizados a cada módulo FV.

A inclusão de dispositivos eletrônicos de baixa potência se deu inicialmente com emprego de microinversores com Seguimento de Ponto de Máxima Potência (SPMP) acoplados aos módulos fotovoltaicos (DUNSELMAN *et al.*, 1994; HESKES *et al.*, 2004). Assim, a conexão à rede de cada módulo FV era realizada diretamente em corrente alternada, sem elementos intermediários. Contudo, o uso de múltiplos microinversores implica na

multiplicação das proteções e filtros c.a, o que pode conduzir a uma solução mais cara. No entanto, algumas empresas vêm apostando fortemente nesta tecnologia, oferecendo garantias de 25 anos e reivindicando eficiências de conversão superiores a 95%. Alternativa mais recentemente estudada, paira sobre a utilização de conversores seguidores de ponto de máxima potência (SPMP) no nível de módulos fotovoltaicos (FV) em associações série, comercialmente conhecidos como **power optimizers**.

Essa configuração tem como principal objetivo, permitir à adaptação individual de cada módulo FV à carga, resolvendo parte dos problemas relacionados à sombreamentos parciais e diferentes ângulos de inclinação e/ou orientações dos módulos que compõem o gerador FV, minimizando a dispersão devido à sujeira e ao envelhecimento desigual dos módulos que compõem o gerador FV. Além disso, essa solução torna possível conectar módulos FV com diferentes características, reduzindo riscos na instalação e manutenção, que geralmente resultam dos altos valores de tensão c.c. das instalações convencionais. Esta característica é particularmente importante, principalmente em sistemas FV integrados às edificações.

Outra importante característica dos conversores c.c.-c.c. está associado ao fato de que o comportamento de cada módulo FV pode ser testado dinamicamente por meio de comunicação incluída no próprio dispositivo eletrônico, usando-se um sinal incorporado na potência elétrica injetada na rede (*Power Line Carrier – PLC*), facilitando a operação e manutenção do gerador FV. Este aspecto é especialmente útil quando um grande número de módulos FV é instalado, pois, nessa situação, procedimentos mais trabalhosos são necessários para identificar se um módulo FV está operando adequadamente ou não. Identificar se uma fileira de módulos interconectados em série está com problemas, é normalmente fácil, porém o mesmo não se pode afirmar com relação ao módulo o aos módulos FV que estão causando a inadequada operação do gerador FV (ORDUZ *et al.*, 2013).

Alguns trabalhos estão sendo realizados especificamente no tema dos conversores c.c.-c.c. (DILEEP e SINGH, 2017; FARAHAT *et al.*, 2012; ORDUZ e EGIDO, 2007; ORDUZ *et al.*, 2013; ROMÁN *et al.*, 2006; ROMÁN *et al.*, 2008; URIARTE *et al.*, 2005). Em ORDUZ *et al.* (2013) é apresentado um importante estudo comportamental analítico de conversores de SPMP em cascata bem como resultados experimentais da avaliação de um protótipo. Em Farahat *et al.* (2012) e Dileep e Singh (2017) são apresentados estudos comparativos sobre as características de diferentes conversores c.c.-c.c. não isolados. Em Farahat *et al.* (2012) destaca-se os vários trabalhos de pesquisa que tem sido desenvolvido sobre conversores c.c.-c.c. baseados no SPMP de sistemas FV. O estudo mostrou que a seleção do conversor c.c.-c.c. também têm impacto sobre o desempenho global do sistema FV. Baseado no levantamento e

no estudo comparativo, critérios de seleção para a escolha do conversor c.c.-c.c. para aplicações FV foram descritos em Farahat *et al.* (2012).

Os resultados desses estudos recaem sobre os avanços técnicos significativos para melhorar a eficiência, estratégias de algoritmos de SPMP, análise das várias topologias e até mesmo aspectos econômicos dos conversores c.c.-c.c. Este último tema é um dos menos abordados, uma vez que o custo de todo o sistema tende a aumentar com essa arquitetura distribuída (DILEEP e SINGH, 2017; FARAHAT *et al.*, 2012; ORDUZ *et al.*, 2013; ROMÁN *et al.*, 2006; ROMÁN *et al.*, 2008; URIARTE *et al.*, 2005). Não obstante, tem sido demonstrado que esta solução se torna viável em certas situações tais como: aplicações integradas às edificações com módulos FV com elevada potência de pico e com desempenhos globais inferiores a 70%; ou seja, sistemas FV com elevado potencial de melhoria do ponto de vista de perda de potência. Segundo Orduz *et al.* (2013) algumas empresas como SolarEdge, SolarMagic, SunSil, etc., declaram melhorias de eficiência que podem chegar a 30%.

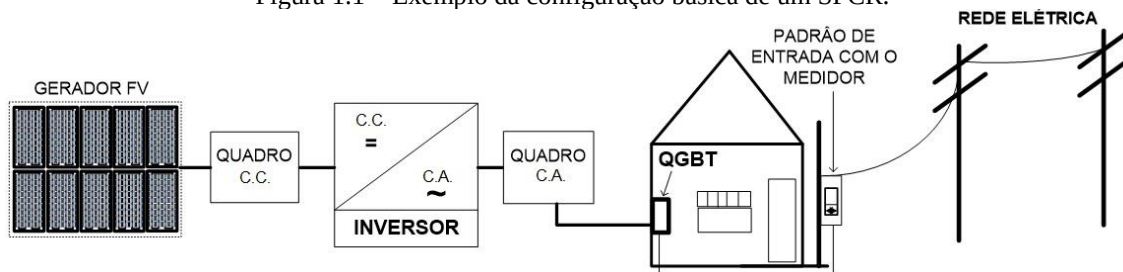
Embora muitos trabalhos tenham sido desenvolvidos neste tema, observou-se que ainda assim, são poucos os trabalhos existentes na literatura que descrevam o comportamento operacional desses conversores em um sistema fotovoltaico conectado à rede real, sendo ainda mais raros quando estes são comparados com outros sistemas instalados na mesma localidade. O objetivo principal desse trabalho é justamente divulgar alguns resultados operacionais de um sistema com conversor c.c.-c.c., frente a outras topologias existentes no laboratório do GEDAE/UFPA. Os resultados experimentais trazem informações funcionais importantes sobre a operação de conversores c.c.-c.c., ainda não identificadas em publicações a nível nacional, principalmente frente a outras arquiteturas de sistemas.

O trabalho encontra-se organizado da seguinte forma: No Capítulo 1 são apresentadas as principais arquiteturas associadas à SFCRs, necessários ao aprofundamento do funcionamento dessa aplicação. No Capítulo 2 são apresentadas as principais figuras de mérito utilizadas na avaliação de SFCR, importantes na comparação de desempenho de sistemas com características bem diferentes. No Capítulo 3, descrevem-se com detalhes os sistemas experimentais utilizados. Finalmente, no Capítulo 4 são apresentadas as análises sobre os resultados obtidos a partir dos sistemas descritos no Capítulo 3, resultados estes, que embora descontinuados, possibilitaram caracterizar aspectos importantes sobre o desempenho das diversas partes que constituem cada arquitetura, em especial aquela com conversor c.c.-c.c., *string* e microinversor, e concluindo-se a pesquisa com base nas informações experimentais.

1 ARQUITETURAS DE INTERLIGAÇÃO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS À REDE ELÉTRICA CONVENCIONAL

A configuração básica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede – SFCR é mostrada na Figura 1.1, e consiste basicamente de um gerador FV, constituído de um ou mais módulos, quadros c.c. e c.a. e um ou mais inversores, dependendo do porte do sistema. A função principal do inversor é coletar a energia elétrica em corrente contínua (c.c.) do gerador FV, convertê-la em energia em corrente alternada (c.a.) compatível com as características da rede elétrica local, e injetar essa energia em um barramento de c.a. (ponto de conexão).

Figura 1.1 – Exemplo da configuração básica de um SFCR.



Fonte – Elaborado pelo autor.

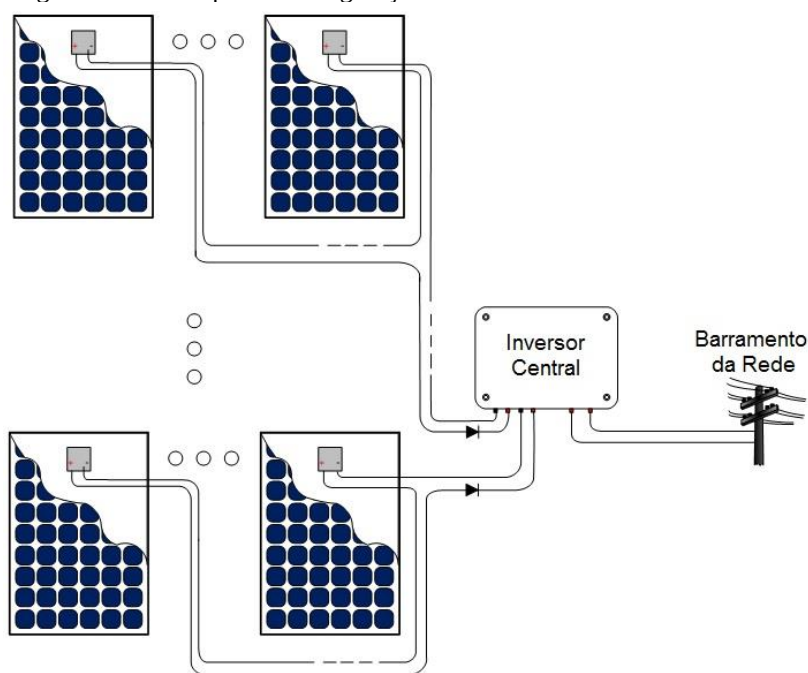
Existem diferentes configurações para os geradores FV que influenciam diretamente na energia produzida por um SFCR. A escolha de uma ou de outra forma de conectar os painéis entre si e ao inversor será um fator determinante para a maior ou menor influência de aspectos como sombreamento, sujeira ou dispersão de parâmetros. As arquiteturas mais utilizadas podem ser agrupadas basicamente nas cinco seguintes configurações de inversor: centralizado, *string*, *multistring*, microinversor e conversor c.c.-c.c. (CAVALCANTI *et al.*, 2005; DÍEZ-MEDIAVILLA *et al.*, 2014; PICAULT *et al.*, 2009; VILLANUEVA *et al.*, 2009; WANG, 2010; WU *et al.*, 2010). Instalações de médio e grande porte, comumente utilizam configurações do tipo central, embora os sistemas distribuídos tenham algumas vantagens relacionadas ao melhor ajuste do ponto máxima potência e à manutenção do sistema (VILLANUEVA *et al.*, 2009).

1.1 Inversor-Central

Em um primeiro momento, a interface entre o fornecimento da energia fotovoltaica e a rede elétrica contava somente com a tecnologia de inversor central, cuja configuração é exemplificada na Figura 1.2. Nessa topologia os geradores FV são formados por cadeias de

módulos em série, gerando tensões elevadas o suficiente para evitar a necessidade de elevação do sinal de tensão. Todas as séries são então ligadas em paralelo para proporcionar potências de saída mais elevadas que, em muitas situações, são superiores as potências nominais dos inversores (KJAER *et al.*, 2005; MACÊDO, 2006; MACÊDO *et al.*, 2012; MACÊDO e ZILLES, 2007).

Figura 1.2 – Exemplo da configuração de um SFCR com inversor central.



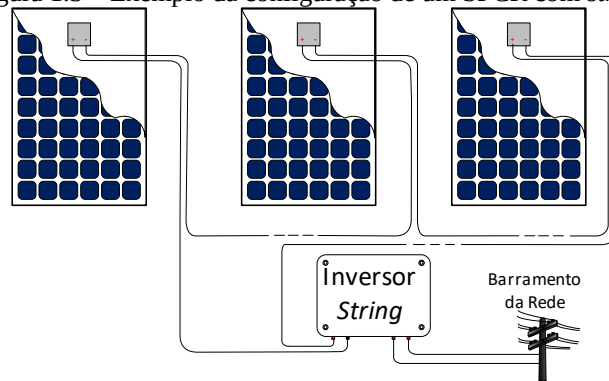
Fonte – Elaborado pelo autor.

Nessa configuração apenas um inversor é utilizado para fazer a interface com a rede elétrica. Esta tecnologia apresenta algumas desvantagens, incluindo cabeamento c.c. em alta tensão para um grande número *strings* e perdas nos diodos de bloqueio das séries. Esta estrutura também é limitada com relação à operação do SPMP e controle de incompatibilidade da potência produzida entre as séries (*mismatch*), conduzindo a uma baixa produtividade durante mudanças nas condições de radiação solar, temperatura e sombreamento (DOLARA *et al.*, 2013; KJAER *et al.*, 2005; YUAN e ZHANG, 2006). Com todas as questões levantadas, esta tecnologia tem se tornado pouco usada nas instalações de SFCR residenciais (JOHNS *et al.*, 2009). Apesar das desvantagens mencionadas, essa arquitetura possui a vantagem de proporcionar o menor custo por potência instalada e uma maior simplicidade (PAVAN *et al.*, 2007). Esta configuração pode ser usada com diferentes tipos de inversores, sendo o mais usado na comunidade Europeia, com aproximadamente 80% do mercado (AMBO *et al.*, 2010).

1.2 Inversor-String

A tecnologia de inversores *string*, mostrado na Figura 1.3, ilustra um dos avanços tecnológicos para resolver os problemas da concepção centralizada. Ela se baseia na interligação de uma cadeia de módulos FV associados em série a cada inversor, que por isso é caracterizado como sendo do tipo *string*. Embora essa arquitetura de inversor, ao contrário da arquitetura centralizada, não evitar a necessidade de elevação do sinal de tensão quando este não é suficientemente elevado, a mesma introduziu melhorias significativas no desempenho do SFCR, dentre as quais é possível citar: a perda evitada devido à ausência do diodo de bloqueio, um SPMP para cada *string* e menor custo de produção em escala.

Figura 1.3 – Exemplo da configuração de um SFCR com *string*.



Fonte – Elaborado pelo autor.

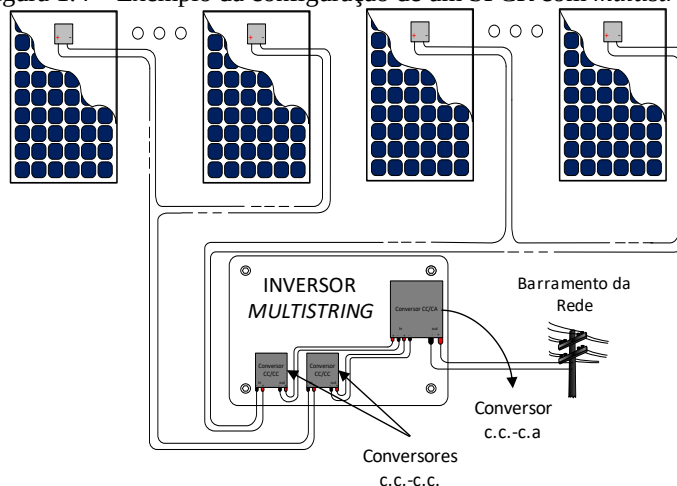
Nessa configuração é possível ter menos módulos FV em série com amplificação de tensão por meio de conversores c.c.-c.c.. Apesar de ter sido introduzida no mercado a mais de uma década, esta estrutura permanece ainda como umas das favoritas nas instalações atuais. No entanto, em situações comuns de sombreamentos parciais do gerador FV, o SPMP pode encontrar dificuldades de encontrar a condição de operação que favoreça a potência produzida (ZHAO *et al.*, 2010). Esse formato permite o uso de *strings* com diferentes números de módulos. Uma das desvantagens é o uso de vários inversores, o que aumenta o custo de instalação.

1.3 Inversor-Multistring

Na estrutura *multistring*, mostrado na Figura 1.4, existe um SPMP associado a cada sequência de módulos FV em série. Para isso um conversor c.c.-c.c. é implementado para cada *string* e a potência resultante de cada série é entregue a um único barramento c.c. que está

conectado a um único estágio de conversão c.c.-c.a.. O inversor *multistring* é útil quando as séries de diferentes potências nominais e diferentes orientações são combinadas. Este sistema combina as vantagens atribuídas ao inversor *string*, porém a existência de dois estágios de conversão pode reduzir a eficiência (SCHIMPF e NORUM, 2008; ZHAO *et al.*, 2010).

Figura 1.4 – Exemplo da configuração de um SFCR com *multistring*.



Fonte – Elaborado pelo autor.

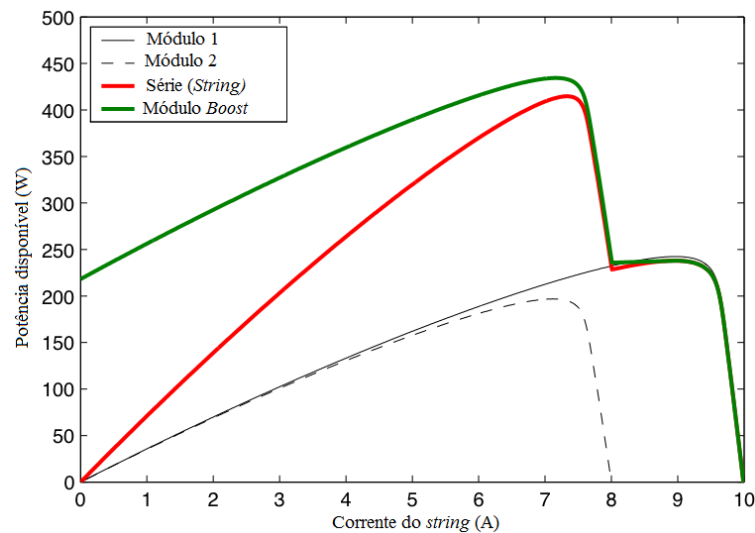
A questão levantada por alguns autores no que se refere à associação de muitos módulos FV em série, tal como acontece nas arquiteturas descritas anteriormente, é que a energia produzida por cada módulo FV pode variar por vários motivos. O próprio processo de fabricação dos módulos FV introduzem desvios da ordem de 5% ou superior na potência produzida por módulos FV de um mesmo modelo. Em algumas instalações, a orientação e inclinação de cada um dos módulos que constitui o gerador FV podem variar, obtendo-se uma diferença na produção de energia que variará também com a hora do dia. Finalmente, sujeira e outros detritos, além de sombreamento por obstáculos não relacionados, podem reduzir a energia produzida por certas células ou módulos FV.

1.4 Microinversor

Como já mencionado, os módulos são muitas vezes colocados em série para se obter tensões mais elevadas. Como a corrente através de cada série é a mesma em todos os módulos da série, em geradores FV sombreados ou não uniformemente iluminados, esta corrente pode ser desviada através de diodos de *bypass* quando a corrente da série excede suas correntes de curto-circuito (JOHNS *et al.*, 2009). Nesses casos, esse gerador FV (ou parte dele) não contribuirá com energia elétrica produzida. A Figura 1.5 mostra a potência de saída de dois

módulos FV colocados em série em função da corrente. A curva em vermelho mostra a potência disponibilizada pela associação desses módulos em série se não são utilizadas quaisquer medidas adicionais além da utilização do diodo de passagem. Nota-se que um módulo tem uma corrente de curto-circuito de 10 A e o outro tem uma corrente de curto-circuito de 8 A. A corrente de máxima potência é limitada pelo módulo FV que produz menor corrente, impedindo o módulo com mais potência disponível de operar em seu ponto máximo de potência.

Figura 1.5 – Potência de saída disponibilizada por cada módulo e pelo gerador FV.

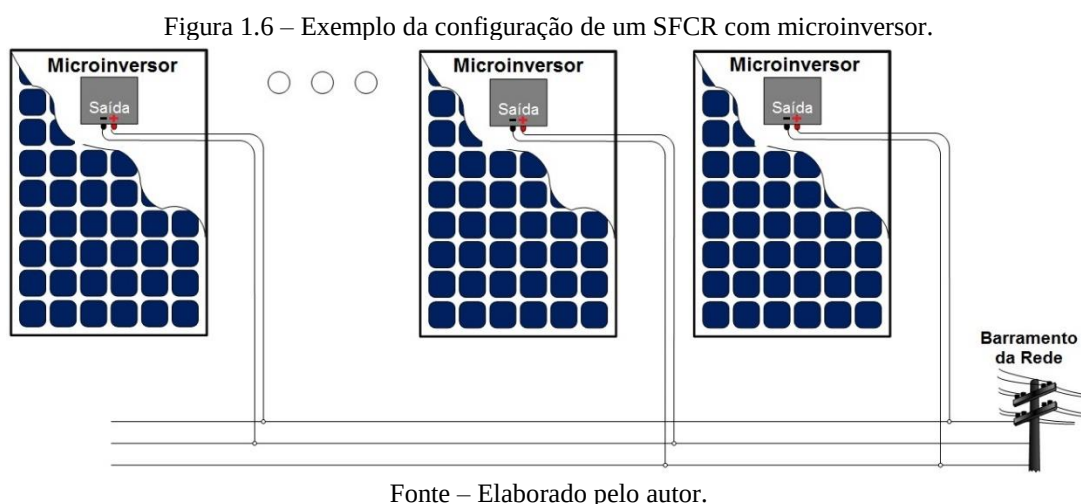


Fonte – JOHNS *et al.*, 2009.

Duas arquiteturas para minimizar as perdas nessas situações podem ser utilizadas. Uma delas consiste na utilização de microinversores fornecendo SPMP em nível de módulo FV, de tal modo que a energia produzida por cada módulo FV seja maximizada, e depois invertida para alimentar a rede elétrica diretamente. A outra consiste no uso conversores c.c.-c.c. individualizados, permitindo o SPMP a nível de módulo FV, fornecendo a mesma corrente série na saída dos conversores c.c.-c.c. que utilizarão um único estágio de conversão c.c.-c.a.

Integrando-se cada módulo FV diretamente a um microinversor, é possível minimizar as perdas devido à dispersão de parâmetros dos módulos que constituem o gerador FV (SCHIMPF e NORUM, 2008; ZHAO *et al.*, 2010) ou os efeitos de uma iluminação não uniforme do gerador FV. Nessa configuração, como há um único módulo FV para gerenciar, significa que não haverá problemas de dispersão de parâmetros e deve-se esperar uma melhor atuação do SPMP. Além disso, o sistema torna-se ainda mais modular e adequado para produção em escala, o que potencialmente pode conduzir a baixos custos de fabricação e de venda no varejo. Contudo, não é isso que tem sido observado no mercado. Esta tecnologia é frequentemente vendida usando-se o argumento de ser muito apropriado para residências com

baixa demanda de energia e onde o sombreamento parcial é uma questão crítica. Uma das suas desvantagens é justamente a multiplicação dos estágios de conversão c.c.-c.a., o que acaba aumentando as perdas. A Figura 1.6 ilustra como é a configuração básica de uma instalação com microinversores.



1.5 Conversor c.c-c.c.

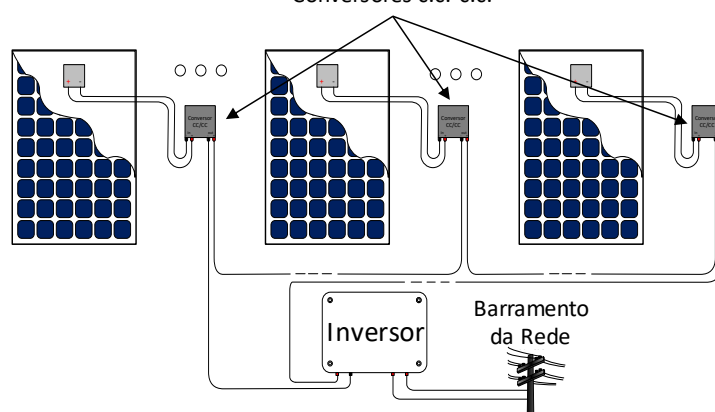
Retornando a Figura 1.5, se um conversor elevador de tensão (*Boost Converter*) for adicionado ao painel com maior disponibilidade de potência para reduzir a sua corrente enquanto aumentar sua tensão, ambos os módulos FV poderão operar no seu ponto de máxima potência. A curva verde mostra a energia produzida pelos dois módulos conectados em série quando o mais potente tem um conversor do tipo *Boost* instalado. Neste cenário em particular uma melhoria de 20 W pode ser alcançada (JOHNS *et al.*, 2009).

Neste último caso, um “inversor central” é usado para transferir a energia disponível na saída da associação de conversores c.c.-c.c. até o ponto de conexão com a rede elétrica, onde a

Figura 1.7 ilustra bem essa configuração. Uma das principais vantagens dessa arquitetura é a redução significativa das perdas por dispersão de parâmetros elétricos, uma vez que cada módulo FV opera em seu ponto individual de máxima potência, independentemente dos outros módulos do sistema, tal como ilustra a

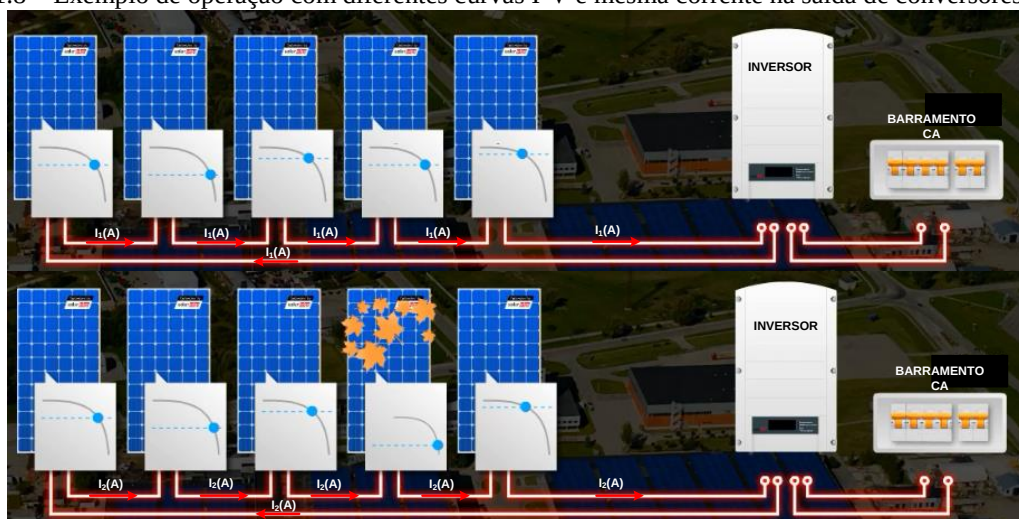
Figura 1.8. Além do mais, o sistema tem a vantagem de que apenas um circuito de inversão e controle se faz necessário, reduzindo o custo total do sistema.

Figura 1.7 – Diagrama esquemático da configuração com conversores c.c.-c.c..
Conversores c.c.-c.c.



Fonte – Elaborado pelo autor.

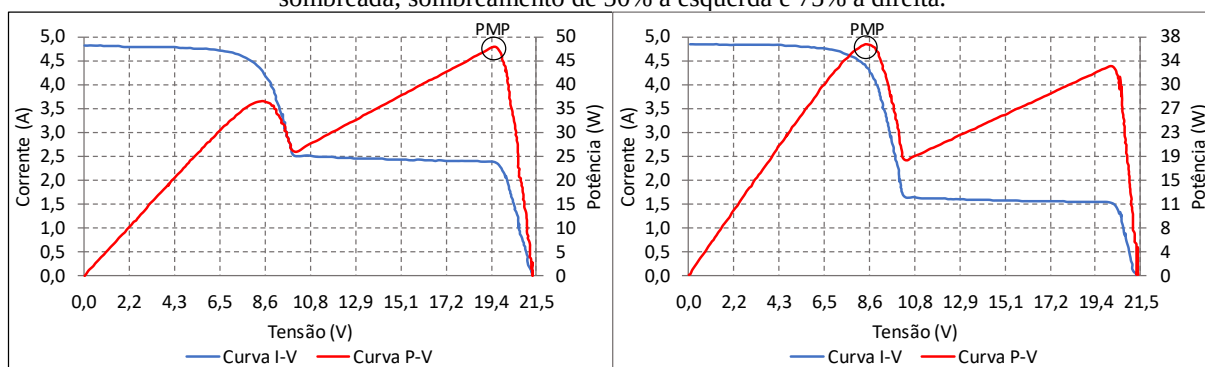
Figura 1.8 – Exemplo de operação com diferentes curvas I-V e mesma corrente na saída de conversores c.c.-c.c..



Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Para entender o fenômeno, supõe-se a ocorrência de um sombreamento cruzando uma *string* do módulo fotovoltaico, de tal maneira que um diodo de by-pass é acionado. A Figura 1.9 mostra a medição de duas curvas I-V e P-V. Quando uma célula FV é sombreada em menos de 70% (gráfico à esquerda), o PMP absoluto é aquele com a maior tensão na curva P-V, e o diodo está polarizado inversamente. Entretanto, quando a área sombreada excede esse limite (aproximadamente 70%), o PMP absoluto é deslocado para o ponto de menor tensão da curva P-V e, portanto, a corrente de desacoplamento desaparece devido ao diodo de *by-pass* passar a ser polarizado diretamente. Contudo, toda essa potência do módulo FV é perdida. Esse fato possibilita duas conclusões importantes e contrastantes: o conversor SPMP integrado ao módulo FV trabalha bem ao eliminar correntes de desacoplamento de menos de 70%; não obstante, quando esses valores são maiores que 70%, a corrente de desacoplamento desaparece, o diodo é acionado, e o conversor com SPMP não promove o desacoplamento do módulo FV.

Figura 1.9 – Resultados das medições de um módulo fotovoltaico (dois diodos de *by-pass*) com uma célula sombreada; sombreamento de 50% à esquerda e 75% à direita.



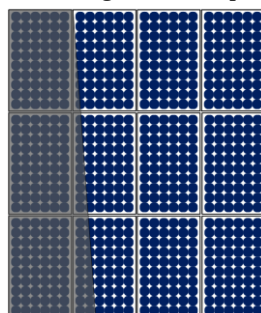
Fonte – Adaptado de ORDUZ *et al.*, 2013.

Geradores FV urbanos comumente experimentam sombreamentos parciais que reduzem a energia elétrica disponibilizada (DOLARA *et al.*, 2013; MÄKI e VALKEALAHTI, 2012; PARASKEVADAKI e PAPATHANASSIOU, 2011; RAMAPRABHA e MATHUR, 2009; SINAPIS *et al.*, 2016). Como pôde ser observado no exemplo da Figura 1.9, precisar quanta energia elétrica é perdida depende das características da curva I-V resultante do gerador FV e de quão eficiente é a arquitetura e/ou controle do inversor em minimizar essa perda. Um problema a se considerar é que as curvas I-V resultantes de geradores FV sombreados, introduzem novos desafios no desenvolvimento de estratégias que aumentem a produtividade do gerador FV. Os exemplos seguintes examinam as curvas I-V resultantes de sombreamentos total, parcial e nulo em associações série de módulos FV.

1.6 Operação de geradores FV com sombreamento parcial, total e nulo

No gerador FV da Figura 1.10 mostra-se três módulos FV uniformemente sombreados, três parcialmente sombreados e seis isentos de sombreamento. Interpreta-se que uma pequena quantidade de sombra atingindo parcialmente o gerador FV restringe o conjunto todo desproporcionalmente, e que apenas alguns módulos ou células quando sombreados podem causar um efeito semelhante ao que acontece com lâmpadas ligadas em série (quando uma luz se apaga todas as demais se apagam também). Isto limita a corrente de saída e a potência de todo o gerador FV.

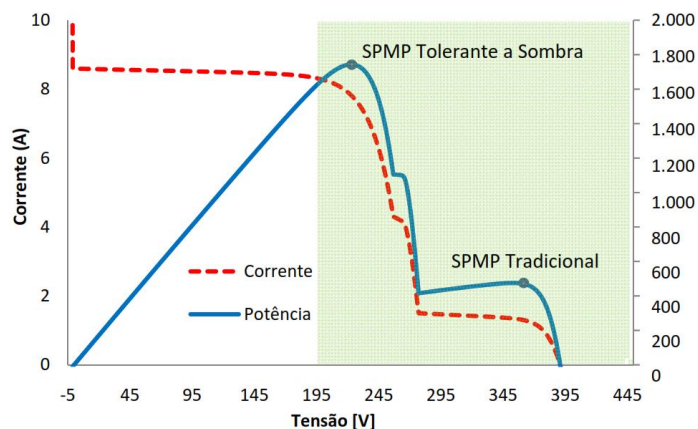
Figura 1.10 – Exemplo de um gerador FV parcialmente sombreado.



Fonte - SWINGLER, 2010.

A forma mais didática de se entender quanto de energia elétrica por unidade de tempo é disponibilizada por um gerador FV sombreado é examinando sua curva I-V (JOHNS *et al.*, 2009; KJAER *et al.*, 2005; SINAPIS *et al.*, 2016; SWINGLER, 2010). A curva I-V da configuração série do exemplo da Figura 1.10 é apresentada na Figura 1.11. Nela encontra-se também, a curva de potência do gerador FV do exemplo em questão. A potência máxima que pode ser extraída deste gerador é aproximadamente 1.700 W operando numa tensão de 220 V. Porém, existe outro ponto de máximo localizado mais à direita da curva no qual a potência disponibilizada é de aproximadamente 475 W em uma tensão de 360 V (SWINGLER, 2010).

Figura 1.11 – Exemplo de curva I-V característica do gerador FV sob influência de sombreamento.



Fonte - SWINGLER, 2010.

Um problema com este tipo de curva I-V é que muitos inversores baseados na tecnologia *string*, tradicionais no mercado, podem acompanhar a potência máxima de 475 W, localizada no lado direito, e não o máximo global de 1.700W disponível em uma tensão mais baixa. Essa situação além de reduzir drasticamente a eficiência de SPMP, em muitas situações reduz também a eficiência de conversão c.c.-c.a. devido à operação em baixo carregamento do inversor (JOHNS *et al.*, 2009; KJAER *et al.*, 2005; RAMPINELLI *et al.*, 2016; SWINGLER, 2010). Ressalta-se ainda a dificuldade de se avaliar o parâmetro eficiência de SPMP,

difficuldade esta já relatada em trabalhos como Valentini *et al.* (2008), uma vez que este depende de como a irradiância está distribuída no gerador e da característica do algoritmo de SPMP.

Se o inversor for forçado a operar em 360 V, significa que a pequena parte do gerador FV sombreada irá limitar a corrente do gerador inteiro. Porém, se o inversor opera em tensão mais baixa esse efeito pode ser evitado como se a seção sombreada estivesse sendo contornada e o gerador FV continuasse operando com a corrente plena. Por causa deste efeito, nesse exemplo em particular, a operação do inversor em 220 V é significativamente mais tolerante ao sombreamento do que em 360 V.

Tradicionalmente, os SPMP não muito eficientes têm sido aceitos, desde que os geradores FV sejam homogeneamente iluminados a maior parte do tempo. Todavia, como a tecnologia avança e mais sistemas estão sendo instalados em situações urbanas, o desempenho do SPMP e o aumento da produtividade do gerador FV tornam-se cada vez mais importantes, especialmente para geradores que experimentam algum tipo de sombreamento parcial intermitente (ABDELSALAM *et al.*, 2011; JOHNS *et al.*, 2009; KJAER *et al.*, 2005; SWINGLER, 2010).

A solução tolerante à sombra para inversores *string* se encontra dentro do algoritmo do Seguimento de Ponto de Máxima Tensão-SPMT do inversor. O algoritmo do SPMP deve ter em conta toda a janela de tensão do SPMP, a fim de agir de acordo com a presença de um máximo global. No entanto, cada vez que o algoritmo de controle do SPMP afasta-se de um ponto de máxima potência local para procurar máximos globais, penaliza-se a eficiência estática do SPMT. Além disso, se toda a janela de tensão do SPMP não é rastreada com frequência, mudanças relativamente rápidas na sombra podem não ser detectadas (ABDELSALAM *et al.*, 2011; JOHNS *et al.*, 2009; KJAER *et al.*, 2005; SWINGLER, 2010).

Outro problema enfrentado pelos algoritmos de SPMP está relacionado à ondulação do lado c.c. introduzida pelo chaveamento do conversor estático. Para resolver este problema, pode-se optar por novos algoritmos de SPMP utilizando a técnica de amostragem de ciclo para obter o valor médio da tensão e da corrente do gerador FV em um pequeno intervalo de tempo (RIBEIRO *et al.*, 2009). Esta técnica elimina erros introduzidos no cálculo de SPMP, devido à ondulação de comutação.

Outra abordagem que pode tornar os geradores FV mais tolerantes ao sombreamento é trazer o SPMP ao nível do módulo FV por meio de microinversores, tal como discutido anteriormente. O argumento geral em favor dos microinversores é que a execução do SPMP em módulos individuais produzirá uma melhoria na produtividade do gerador FV em comparação

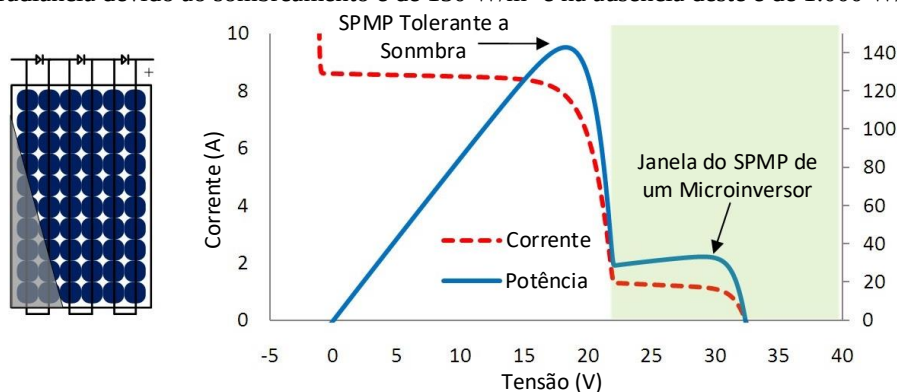
ao desempenho SPMP ao nível de *strings*, especialmente para geradores FV que sofrem com efeito de limitação imposto por sombreamentos.

Este argumento baseia-se na ideia de que a sombra (e ou detritos) impõe uma única tensão de operação (e/ou corrente) na máxima potência de cada módulo, e que o SPMP operando em um único módulo FV permite que cada módulo trabalhe em seu ponto de máxima potência único. O pressuposto é que SPMP baseado em módulo FV melhora a produtividade do mesmo, e consequentemente a energia extra é suficiente para justificar o custo adicional associado à utilização de microinversores.

O argumento de que sistemas baseados em microinversores são mais produtivos é interessante, em quase sua totalidade, isto se os módulos FV estiverem uniformemente sombreados. Uma importante ressalva, no entanto, é que isto raramente acontece. Ao se discutir sombra em sistemas FV, não se pode ignorar o sombreamento parcial no módulo individualmente, uma vez que o Sol está constantemente se movimentando no céu, o que faz do sombreamento um evento dinâmico. Por esta razão, é necessário analisar com mais afinco as características da curva I-V de um módulo parcialmente sombreado.

A Figura 1.12 ilustra a curva I-V resultante de um módulo FV de silício constituído de 60 células com sombreamento de 15% no seu canto inferior esquerdo. Mais uma vez, distintos pontos de máxima potência (local e global) podem ser observados devido à seção de módulo que pode ser contornada. O microinversor, assim como o inversor tipo *string*, também precisa ser tolerante a sombra devido aos valores máximos de potência global e local. Porém, alguns autores alegam que após um exame mais detalhado, a capacidade do microinversor de coletar a energia com base na curva I-V também é limitada pela sua janela de tensão do SPMP (JOHNS *et al.*, 2009; KJAER *et al.*, 2005; SWINGLER, 2010).

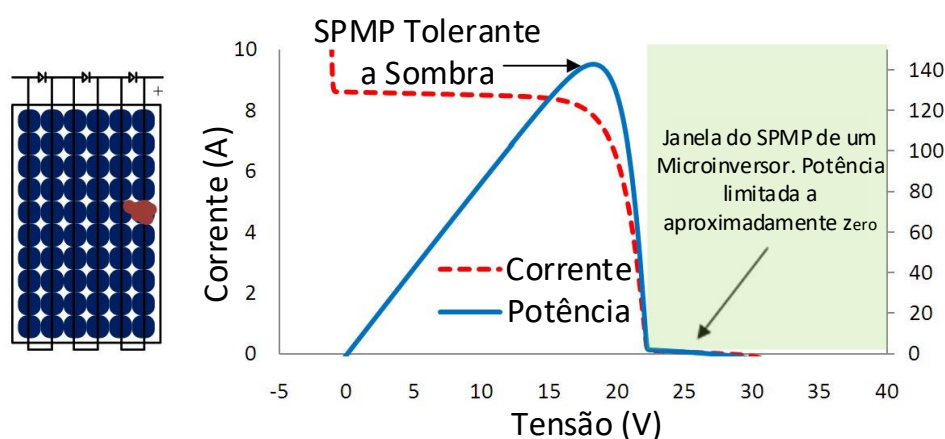
Figura 1.12 – Curva I-V resultante do sombreamento parcial de um módulo FV: fileira de células ou *string* onde a irradiância devido ao sombreamento é de 150 W/m² e na ausência deste é de 1.000 W/m².



Por exemplo, assumindo-se que a o limite inferior da faixa do SPMP de um microinversor seja 22 V, é possível observar como o microinversor terá dificuldades em operar no ponto de máxima potência global do exemplo da Figura 1.12, comprometendo significativamente a produtividade do módulo FV. Por outro lado, um inversor baseado na tecnologia *string* pode ter uma capacidade muito melhor para operar com o ponto de máxima potência global devido à faixa de tensão extra e a flexibilidade da janela de tensão do SPMP do inversor *string*.

A Figura 1.13 ilustra a forma como a obstrução total da radiação solar em parte do módulo FV afeta a sua curva I-V. A obstrução representada na Figura 1.13 efetivamente bloqueia completamente uma das três secções do módulo FV e a curva I-V resultante é formada pelas características I-V das duas secções restantes. Mais uma vez, uma janela de tensão do SPMP restrita até os 22 V terá problemas para chegar próximo dos 150 watts realmente disponíveis.

Figura 1.13 – Curva I-V resultante do sombreamento parcial de um módulo FV: Célula sombreada por algum tipo de material opaco e na ausência de sombra a irradiância é de 1.000 W/m².



Fonte – SWINGLER, 2010.

Com essa breve análise é possível perceber, de forma mais evidente, o desafio que os sistemas com microinversores e conversores c.c.-c.c. terão em condições de sombreamentos parciais, comuns de serem encontradas em módulos FV operando nos centros urbanos. Além disso, mesmo que as arquiteturas que trabalham em nível de módulos FV tenham um SPMP projetado para uma faixa bem abaixo dos 22 V mostrados na Figura 1.13, ele tem que ser capaz de operar com múltiplos valores de máxima potência consequentes.

Outra questão é que os microinversores usualmente disponíveis no mercado trabalham com faixas limitadas de tensão de SPMP que podem ser tão estreitas que, para operarem de forma adequada, restringem-se à aplicações com módulos FV de 60 células ou menos (ou em

casos especiais, módulos FV de 72 células operando com temperaturas elevadas), em função da máxima potência obtida sob condições parciais de sombreamento, comuns nas instalações urbanas.

Assim como é possível identificar exemplos de sombreamento que ilustram os benefícios da tecnologia baseada em microinversores e conversores c.c.-c.c, também é possível fazer o mesmo com inversores string com algoritmos de SPMP dinâmicos. Sempre haverá circunstâncias ou abordagens específicas que irão produzir resultados que favoreçam mais uma dada tecnologia do que outras. O exemplo de referência da Figura 1.10 não favorece a arquitetura de inversores tipo *string*, mas sim aquelas baseadas em módulos com SPMP individualizados (microinversor e conversor c.c.-c.c.), uma vez que quase a totalidade da sombra se dá uniformemente em apenas três módulos de um total de 12 módulos FV que compõe o gerador FV.

Percebe-se que existe uma infinidade de situações em que as tecnologias discutidas aqui necessitariam de estudos mais aprofundados baseados em análises experimentais mais detalhadas sobre essas topologias, ajudando no entendimento e na construção do conhecimento sobre o real comportamento dessas tecnologias em distintas condições ambientais existentes neste país. No Brasil, a aplicação e o aprendizado das diversas tecnologias discutidas aqui ainda são incipientes e, em alguns casos, praticamente inexistentes.

Dessa forma ressalta-se a importância de se avaliar experimentalmente essas arquiteturas de interligação de geradores FV à rede elétrica, tendo em vista a tendência de crescimento dos SFCRs no país, em função do marco regulatório imposto pela Resolução 482 da ANEEL, que dispõe sobre o modo de conexão à rede e sistema de compensação aplicado à microgeração e minigeração distribuída (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012).

Embora o foco das discussões sobre as diversas arquiteturas de interligação de geradores FV à rede elétrica convencional, paire sobre maximização do desempenho em condições de sombreamento, neste trabalho procurou-se avaliar três (*string*, microinversor e conversor c.c.-c.c.) das 5 arquiteturas apresentadas neste capítulo. Essas avaliações foram realizadas sob condições normais de operação, com base em sistemas já existentes no laboratório do GEDAE.

2 PARÂMETROS DE DESEMPENHO PARA AVALIAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Com o objetivo de se comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos operando sob diferentes configurações, e em diferentes localidades e com diferentes tecnologias, a engenharia de sistemas fotovoltaicos se utiliza de alguns parâmetros de desempenho, também conhecidos como índices de mérito, figuras de mérito ou índices de desempenho. Esses parâmetros permitem avaliar a qualidade, identificar necessidades futuras de melhoramento e definir expectativas do retorno financeiro atribuído ao sistema (BENEDITO, 2009).

Os índices de mérito, são parâmetros que representam características de materiais ou equipamentos de acordo com a sua performance de conversão de energia e são regulamentados pela *International Electro-technical Commission – IEC*, através do padrão IEC 61724 (COMMISSION, 1998). Esta norma possui como objetivo propor uma prática de monitoramento de sistemas FV. Com este monitoramento, é possível determinar e entender as perdas que não podem ser diagnosticadas por uma avaliação direta do sistema, também é possível determinar e entender o comportamento de novas tecnologias fotovoltaicas em um longo período de operação e aprender a partir destas experiências de sistemas que não obtiveram sucesso em sua operação (MELLO e RAMPINELLI, 2016).

A utilização desses parâmetros em todo o mercado fotovoltaico ajuda os investidores na avaliação de propostas e tecnologias, dando-lhes melhores informações para obter e manter sistemas confiáveis e de alta qualidade. Métodos de avaliação e classificação padrão também ajudam a definir as expectativas para o desempenho, gerando maior credibilidade e consequente crescimento para a indústria fotovoltaica. Nas seções subsequentes, abordam-se alguns desses parâmetros de desempenho comumente encontrados na literatura. Esses parâmetros, basicamente fornecem o desempenho geral do sistema com relação à produção de energia, recurso solar e efeito geral das perdas do sistema (ALMEIDA, 2012).

2.1 Energia Produzida

A energia total diária ($E_{CA,d}$) e mensal $E_{CA,m}$ produzida pelo sistema fotovoltaico são dadas pelas Equações 2.1 e 2.2 (AYOMPE *et al.*, 2011; MARION *et al.*, 2005).

$$E_{(CA,d)} = \sum_{t=1}^{24} E_{(CA,t)}, \quad (2.1)$$

$$E_{(CA,m)} = \sum_{d=1}^N E_{(CA,d)} \quad (2.2)$$

Onde N é o número de dias do mês e $E_{(CA,t)}$ é a energia produzida durante uma hora.

2.2 Eficiência instantânea e mensal do Sistema

A eficiência instantânea do sistema (η_s) é a razão entre a potência injetada na rede (P_{CA}) pelo produto da radiação incidente no plano do gerador ($H_{t,\beta}$) e a área total de captação formada pelos módulos FV (A_G), e é dada conforme a Equação 2.3 (ALMEIDA, 2012).

$$\eta_s = \frac{P_{CA}}{H_{t,\beta} A_G} \quad (2.3)$$

A eficiência mensal é obtida dividindo-se o valor da energia produzida mensalmente ($E_{(CA,m)}$) pela irradiância incidente acumulada no plano do gerador FV durante o mesmo mês ($H_{SP,m}$), multiplicada pela área do gerador FV, e é dada pela Equação 2.4 (ALLOUHI *et al.*, 2016).

$$\eta_s = \frac{E_{(CA,m)}}{H_{t,\beta,m} A_G} \quad (2.4)$$

2.3 Produtividade de Referência

A produtividade de referência (em inglês, *Reference Yield* - Y_R) representa a relação entre a quantidade de irradiação total incidente no plano do gerador FV $H_{t,\beta}$ (kWh/m²) por unidade de irradiância de referência H_{ref} (por exemplo 1 kW/m²). Esse parâmetro expressa o número de horas de sol pleno, e é dado pela Equação 2.5 (ALMEIDA, 2012). Y_R define o recurso solar para o sistema fotovoltaico, que pode variar de acordo com a localização, com a orientação do gerador FV e com as variações mensais e anuais das condições climáticas.

$$Y_R = \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \quad (2.5)$$

2.4 Produtividade do Gerador FV

A produtividade do gerador FV (em inglês, *Array Yield* - Y_A) é definida como a quantidade de energia produzida (E_{CC}) por unidade de potência nominal do gerador FV (P_{FV}^0), obtida em kWh/kWp e é dada pela Equação 2.6 (ALMEIDA, 2012). Também pode ser entendida como o número de horas equivalentes que o gerador FV deveria operar com sua potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia (E_{CC}) entregue no período.

$$Y_A = \frac{E_{CC}}{P_{FV}^0} \quad (2.6)$$

2.5 Produtividade Final

A produtividade final (Y_F) de um sistema FV para um determinado período (dia, mês ou ano) é a relação entre a energia elétrica em corrente alternada injetada na rede (E_{CA}) e a potência nominal do gerador (P_{FV}^0), considerando as condições padrões de teste (STC). É calculada através da Equação 2.7 (AYOMPE *et al.*, 2011).

$$Y_F = \frac{E_{CA}}{P_{FV}^0} \quad (2.7)$$

Verifica-se que Y_F pode ser obtido em kWh/kWp ou simplesmente em horas. Conforme Zilles *et al.* (2012), em um sistema totalmente livre de perdas, o valor de Y_F expresso em kWh/kWp coincidiria numericamente com valor médio da energia solar incidente sobre o gerador FV em um determinado período de tempo, em kWh/m².

Através desse índice de desempenho é possível realizar a comparação de sistemas que possuem geradores de diferentes tamanhos, uma vez que Y_F normaliza a energia injetada na rede em relação à potência nominal do gerador FV. Possui grande dependência da disponibilidade do recurso solar, por isso não é possível utilizar essa figura de mérito para comparar sistemas em diferentes regiões.

A produtividade final é um bom indicador para acompanhar a performance de sistemas FV que se encontram instalados próximos um dos outros e que possuam a mesma ou diferente estrutura de montagem. Caso não haja a possibilidade de medição da irradiância no plano do gerador FV, devido à ausência de um equipamento de medição (por exemplo, piranômetro) ou

armazenamento (*Datalogger*), ou os dados obtidos do sensor estejam incorretos, Y_F pode ser o mais adequado indicador a ser utilizado para avaliar o desempenho do sistema FV. Tipicamente, os períodos de monitoração dos valores de Y_F são iguais ou superiores a um dia, por exemplo, diário, mensal e anual são valores bastantes comuns.

2.6 Perdas no Gerador FV

As perdas totais no gerador fotovoltaico, também conhecida como perdas por captura (do inglês *Capture Losses* - CL) estão associadas a vários fatores, tais como: operação das células fora das condições padrão; quedas de tensão na fiação e diodos de proteção; sujeiras; sombreamentos parciais; dispersão de parâmetros; tensão de operação fora da tensão de máxima potência, espectro e orientação dos módulos FV. Representa numericamente a diferença entre a produtividade de referência (Y_R) e a produtividade do gerador FV (Y_A) é calculada conforme a Equação 2.8 (MACÊDO, 2006).

$$LC = Y_R - Y_A \quad (2.8)$$

2.7 Rendimento Global

O rendimento global (do inglês *Performance Ratio* – PR) é um valor adimensional, que mostra o efeito total de perdas e falhas em um sistema fotovoltaico, indicando o quanto sua operação se aproxima da ideal ($PR = 1$). Permite comparar sistemas independentemente da localização geográfica, posicionamento do gerador FV e potência nominal, pois normaliza a produtividade em relação à irradiação. É dado pela Equação 2.7 (ALMEIDA, 2012).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (2.7)$$

O PR ganhou ampla aceitação para avaliação da performance de plantas FV a nível global. Quanto mais próximo da unidade estiver o valor de PR para um sistema, melhor será o seu desempenho em comparação com outros sistemas em condições climáticas semelhantes. De acordo com o projeto *EU PERFORMANCE*, um PR igual ou maior que 80% indica que o sistema possui um bom desempenho (KHALID *et al.*, 2016). PR é um dos principais indicadores de desempenho adotados em sistemas de monitoramento de sistemas fotovoltaicos

estabelecidos por vários países, como Estados Unidos, Austrália e União Europeia. Experiências com um grande número de plantas fotovoltaicas indicam que um monitoramento contínuo do PR é bastante útil na correção de falhas do sistema.

Com o objetivo de checar o desempenho operacional e o rendimento global dos sistemas, foram estudados 202 plantas FV em Taiwan (HUANG *et al.*, 2011). Nesse estudo, foram analisados dados dos rendimentos energéticos e falhas para um período de três anos (2006 – 2008). Os valores de PR ficaram dentro da faixa que varia de 60% a 90% e o valor médio para toda Taiwan ficou em 74%, indicando um rendimento abaixo de 80%, considerado bom pelo projeto *EU PERFORMANCE*.

No estudo realizado por Leloux *et al.* (2012), foi analisado o desempenho de 993 sistemas FV residenciais na Bélgica por um período de dois anos. O valor médio de PR registrado foi de 78%. Os mesmos autores, em outro estudo e utilizando a mesma metodologia, analisaram 6.868 sistemas FV residenciais na França, para os quais foi obtido um PR de 76%, o que indica que a performance dos sistemas foi ligeiramente melhor na Bélgica.

Um estudo comparativo, utilizando duas diferentes tecnologias de módulos FV considerando as condições climáticas da Malásia foi realizado em Hussin *et al.* (2013). O PR encontrado apresentou valores diferentes para as duas tecnologias: policristalino – 78,2%, monocristalino – 81%. Fica evidente que para as condições climáticas da Malásia a tecnologia com melhor rendimento é a de silício monocristalino.

Análises de performance para um sistema SFCR de 3 MWp, localizado no estado de Karnataka na Índia, por um período de dois anos (2010 – 2011) foram realizadas por (PADMAVATHI e DANIEL, 2013). Durante 2010, o PR médio foi menor que 60% devido a uma falha no inversor por três meses. Já em 2011, esse problema foi solucionado e o novo valor do PR ficou em 70%.

No estudo apresentado por Abdulrahman e Abdullah (2015) foi analisado o desempenho de SFCR de 200 kWp, localizado na cidade de Koya no Iraque. Os valores de PR para este sistema ficaram entre 79% a 81%, com uma média de 80%, indicando um bom desempenho. Esses são alguns resultados de PR obtidos em diferentes localizações e condições climáticas.

A Tabela 2.1, além do valor de PR, mostra também o valor de Y_F para sistemas instalados no Brasil e em outros países. Fica evidente a influência das condições climáticas no desempenho de um sistema FV. O sistema instalado em Palmas-To, apesar da grande quantidade de irradiância incidente no plano de gerador (2050 kWh/m² em 2016), apresenta PR e Y_F abaixo da média para o Brasil, o que ocorre devido o sistema ser sombreado em determinados períodos do dia. Em um dos sistemas instalados em Ilha Solteira-SP, além de

rastreamento da trajetória solar, o gerador FV é composto por células que possuem concentrador solar, por isso a grande diferença entre os dois sistemas instalados no mesmo local.

Comparando sistemas em diferentes países, verifica-se que por mais que um sistema apresente uma produtividade final maior, o rendimento global pode apresentar valores bastante próximos ou até valores inferiores. Isso se deve às variações climáticas, principalmente a temperatura que tem uma influência muito grande no PR, e a eficiência dos equipamentos utilizados no sistema.

Tabela 2.1 – Desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes localizações.

Localização	Potência instalada (kWp)	Tecnologia do módulo FV	Y_F (kWh/kWp)	PR (%)	Fonte
Holanda	15,4	m-Si	997,1	81,25	MELLO e RAMPINELLI, 2016
Eslováquia	19	m-Si	1.138,1	81,08	MELLO e RAMPINELLI, 2016
África do Sul	1	m-Si	1.605,3	76,08	MELLO e RAMPINELLI, 2016
Palmas-TO	7,1	p-Si	1.235,4	60,2	MENEZES <i>et al.</i> , 2016
Ilha Solteira-SP	13,4	mc-Si	1.776,9	84,5	RODRIGUEZ <i>et al.</i> , 2016
Ilha Solteira-SP	7,2	p-Si	1.174,7	73,8	RODRIGUEZ <i>et al.</i> , 2016
Índia	3.000	-	1.372	70	PADMAVATHI e DANIEL, 2013
Iraque	200	-	1.699	80	ABDULRAHMAN e ABDULLAH, 2015
Sérvia	2	m-Si	1.161,7	93,6	MILOSAVLJEVIĆ <i>et al.</i> , 2015
Iran	5,5	mc-Si	1.914,4	80,81	EDALATI <i>et al.</i> , 2015
Iran	5,5	p-Si	1.965,1	82,92	EDALATI <i>et al.</i> , 2015
China	3	p-Si	1.063	80,6	WU <i>et al.</i> , 2015
Índia	20	p-Si	1507	82	KUMAR <i>et al.</i> , 2014
Irlanda	1,7	m-Si	885,1	81,5	AYOMPE <i>et al.</i> , 2011
Grécia	171,4	p-Si	1.336,4	67,36	BAKOS, 2009
Malásia	5	p-Si	916,1	73,12	KHALID <i>et al.</i> , 2016
Noruega	2,1	p-Si	931,6	83,03	ADARAMOLA e VÂGNES, 2015
Omã	1,4	p-Si	1875	84,6	KAZEM <i>et al.</i> , 2014
Polônia	1	a-Si	830	60,8	PIETRUSZKO e GRADZKI, 2003
Singapura	142,5	p-Si	1.018,9	81	WITTKOPF <i>et al.</i> , 2012
Turquia	2,73	p-Si	1.414,2	72	EKE e DEMIRCAN, 2013
Curitiba-PR	2,1	p-Si	1.015,2	68,2	MACHADO e CORREA, 2015
Curitiba-PR	8,6	m-Si	1.114	75,2	MACHADO e CORREA, 2015

Fonte – Elaborado pelo autor.

3 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AVALIADOS EXPERIMENTALMENTE E SEUS SISTEMAS DE AQUISIÇÃO DE DADOS

Este capítulo apresenta uma descrição detalhada dos sete sistemas utilizados no estudo. Estes sistemas estão conectados à rede elétrica do Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas (GEDAE), localizado no campus principal da Universidade Federal do Pará (UFPA), na cidade de Belém, Estado do Pará (PA).

Neste trabalho foram avaliadas três arquiteturas (*String*, Microinversor e Conversor c.c.-c.c.) que, para uma melhor compreensão, foram denominados como: S1, S2, S3 e S4 os sistemas na configuração inversor *string*, M1 e M2 aqueles que possuem microinversor e C1 o sistema na configuração conversor c.c.-c.c. As instalações dos equipamentos de geração, controle, e sistema de aquisição de dados são apresentados através de esquemas, fotos e imagens geradas a partir da modelagem em três dimensões, que foi elaborada na fase de planejamento da instalação dos sistemas S1, M1 e C1, utilizando o *software* SketchUp. Os demais sistemas, como já encontravam-se instalados, não foi necessário fazer o desenho em 3D para os mesmos.

Para a realização deste estudo foram avaliados um total de sete sistemas FV, dentre estes, três (S1, M1 e C1) foram instalados no período compreendido entre março de 2015 a junho de 2016 e os outros quatro já se encontravam antes instalados no GEDAE. Os sistemas S2 e M1 já estavam funcionando normalmente, diferentemente dos sistemas S3 e S4 que possuíam apenas os geradores FV instalados, uma vez que seus inversores apresentaram problemas técnicos e tiveram seu funcionamento interrompido. Em suma é importante ressaltar que os sistemas não tiveram o mesmo período de operação.

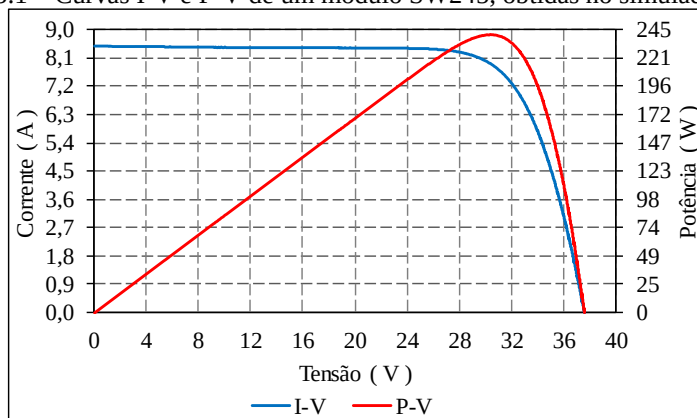
3.1 Sistema Inversor–*string* (S1)

O gerador fotovoltaico é formado por uma fileira (*string*) de 10 módulos FV de 245 Wp (potência de pico), modelo SW245, do fabricante SOLAR WORLD, o qual possui 60 células de silício policristalino e uma eficiência nominal de 14,6 %.

A Figura 3.1 mostra as curvas I-V e P-V obtidas no laboratório do GEDAE, utilizando-se o simulador solar HighLight 3c fabricado pela empresa suíça PASAN MEASUREMENTS SYSTEMS, e a Tabela 3.1 apresenta a comparação dos parâmetros informados pelo fabricante, com os resultados obtidos neste ensaio, tendo como referência as condições padrão de teste (*Standard Test Conditions*, STC), ou seja, irradiância igual a 1.000 W/m², massa de ar de 1,5 e

temperatura de célula a 25 °C. Os resultados deste teste e a medição do gerador a sol real podem ser encontrados no Apêndice A, já o *datasheet*, para este módulo FV encontra-se no Anexo A.

Figura 3.1 – Curvas I-V e P-V de um módulo SW245, obtidas no simulador solar.



Fonte – Adaptado do relatório de teste do simulador solar.

Tabela 3.1 – Especificações técnicas do módulo FV SW245.

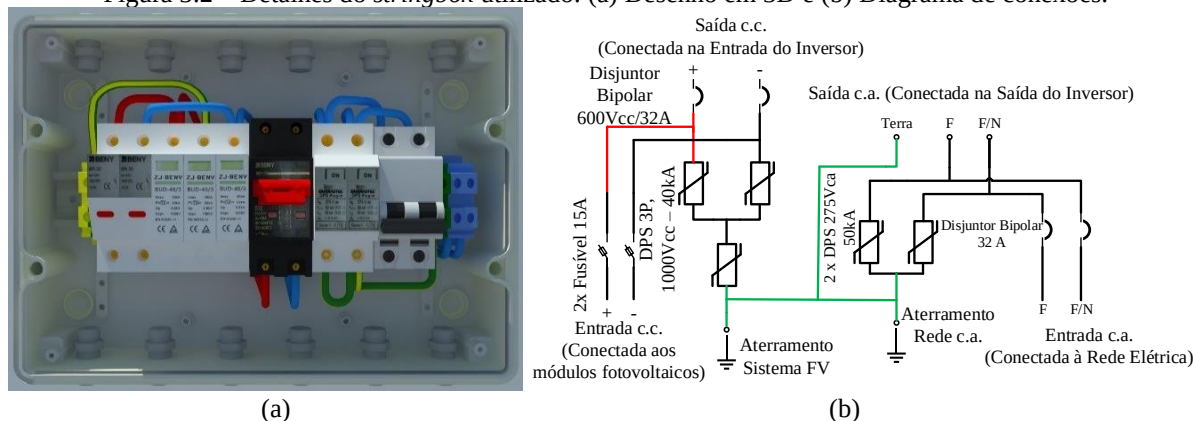
Características do módulo	Ensaio	Fabricante
Potência máxima (Pmp)	244,9 Wp	245 Wp
Tensão de máxima potência (Vmp)	29,9 V	30,8 V
Corrente de máxima potência (Imp)	8,2 A	7,96 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,2 V	37,5 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,8 A	8,49 A
Eficiência do módulo (η)	14,6 %	14,6 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante e do de teste do simulador solar.

De forma geral, os resultados obtidos no ensaio mostraram valores bastante próximos dos dados de placa do módulo, verificando-se que para a potência máxima entregue pelo módulo FV, é praticamente a mesma em ambos os casos. Os resultados obtidos encontram-se dentro dos limites considerados aceitáveis, uma vez que a incerteza associada à medição do simulador solar é de aproximadamente $\pm 2\%$ (RICHTER *et al.*, 2015).

Neste sistema utiliza-se um inversor com potência nominal de 3 kW, do fabricante PHB, modelo PHB 3000-SS. A conexão do inversor com a rede elétrica e o gerador FV é realizada por meio de um conjunto de dispositivos de proteção, que atuam tanto do lado c.c. quanto do lado c.a comumente conhecido como *stringbox*. O modelo utilizado (também fornecido pela PHB) tem entrada para apenas uma *string* e a saída que pode ser mono ou bifásica (F-N ou F-F 220V). Na Figura 3.2 é mostrado em (a) o desenho em 3D e em (b) o diagrama de conexões e na Tabela 3.2 são visualizados os dados de catálogo do inversor. O *datasheet* do inversor e do *stringbox* são encontrados no Anexo A.

Figura 3.2 – Detalhes do *stringbox* utilizado: (a) Desenho em 3D e (b) Diagrama de conexões.



Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Tabela 3.2 – Características técnicas do Inversor PHB 3000-SS.

Características do inversor PHB3000-SS	
Potência Máxima c.c.	3.200 W
Máxima Tensão c.c.	500 V
Faixa de operação do SPMP	125 V – 450 V
Corrente Máxima c.c.	18 A
Potência Máxima c.a.	3.000 W
Tensão de Operação c.a.	176 V - 242 V
Corrente Máxima c.a.	15 A
Frequência	57,5 Hz – 62 Hz
Máxima Eficiência	97 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Este sistema está instalado sobre uma estrutura projetada com o objetivo de simular o telhado de uma residência, o qual possui uma inclinação de 10° em relação à horizontal e orientação com desvio azimutal de -19° (ou 19° noroeste). A base de sustentação do telhado é composta por tubo circular de alumínio com 63 mm de diâmetro, metalon retangular com dimensões iguais a 30x50x6000 mm e madeira. Para fixação dos módulos ao telhado, utiliza-se uma estrutura comumente encontrada no mercado e que é composta por trilhos, ganchos e grampos também fornecidos pela PHB.

Na Figura 3.3 (a) visualiza-se o desenho da estrutura onde o sistema está instalado e em (b) é mostrado uma vista do sistema por completo. Estes desenhos foram realizados previamente para melhores estratégias de instalação e verificação de quantidade de material, bem como a escolha da melhor localização do inversor e do *stringbox*.

Figura 3.3 – (a) Desenho da estrutura de sustentação e (b) Vista do sistema por completo.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Na Figura 3.4 (a), verifica-se como o inversor, a caixa de proteção e o medidor estão instalados na própria estrutura de sustentação. A Figura 3.4 (b), apresenta uma vista geral do gerador e da estrutura de sustentação. O sistema entrou em operação no dia 24/06/2015 por volta das 13:00h e até o momento vem funcionando normalmente.

Figura 3.4 – (a) Disposição do inversor, caixa de proteção e medidor; (b) Vista geral do gerador FV.



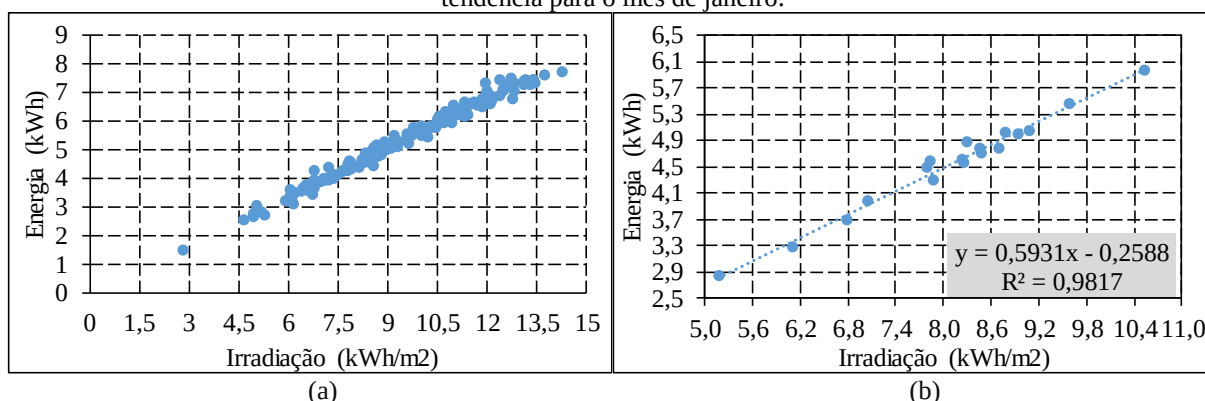
Fonte – Elaborado pelo autor.

Inicialmente a produção diária do sistema era contabilizada através de leitura no *display* do inversor. Contudo, verificou-se que os valores de PR estavam acima de 100 % para alguns dias, indicando que o valor registrado pelo inversor estava acima do que realmente o sistema havia produzido. Por isso, foi instalado um medidor de modelo SMT 1510, do fabricante MECAF/Diebold Procomp que após o primeiro dia de monitoração confirmou que o inversor estava registrando valores acima da real produção de eletricidade pelo sistema.

Os dados de geração de energia são obtidos através da leitura direta do “*display*” do medidor diariamente, consequentemente, nos dias em que esta leitura não é realizada, como por exemplo, em fins de semana, a contabilização da geração de energia é realizada de forma indireta, com base na irradiação acumulada incidente diariamente no plano do gerador. Este procedimento está melhor detalhado em Teles *et al.* (2016), trabalho este que foi realizado

durante o âmbito do mestrado e publicado no VI Congresso Brasileiro de Energia solar. Na Figura 3.5 é mostrada os dados monitorados para o sistema S1, onde em (a) verifica-se a dispersão dos dados para o ano de 2016 e em (b) é mostrado a curva de tendência obtida durante um mês de monitoração, visto que para cada mês foi obtido uma curva de tendência, que dependendo do mês, poderiam possuir de 16 a 19 pontos, uma vez, que são consideradas apenas 4 leituras durante a semana.

Figura 3.5 – Dados monitorados no sistema S1: (a) Dispersão dos dados para o ano de 2016 e (b) Curva de tendência para o mês de janeiro.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Para validar os dados obtidos pelos medidores foi feita a comparação entre os valores fornecidos por estes e os valores fornecidos por um osciloscópio portátil digital, modelo Fluke ScopeMeter 199c com precisão de $\pm 1,5\%$ para tensão (c.c. e c.a.) e $\pm 2,5\%$ para corrente (c.c. e c.a.), conforme informado no manual do produto.

Figura 3.6 – Validação do valor de tensão e corrente mostrados no medidor e no osciloscópio portátil.

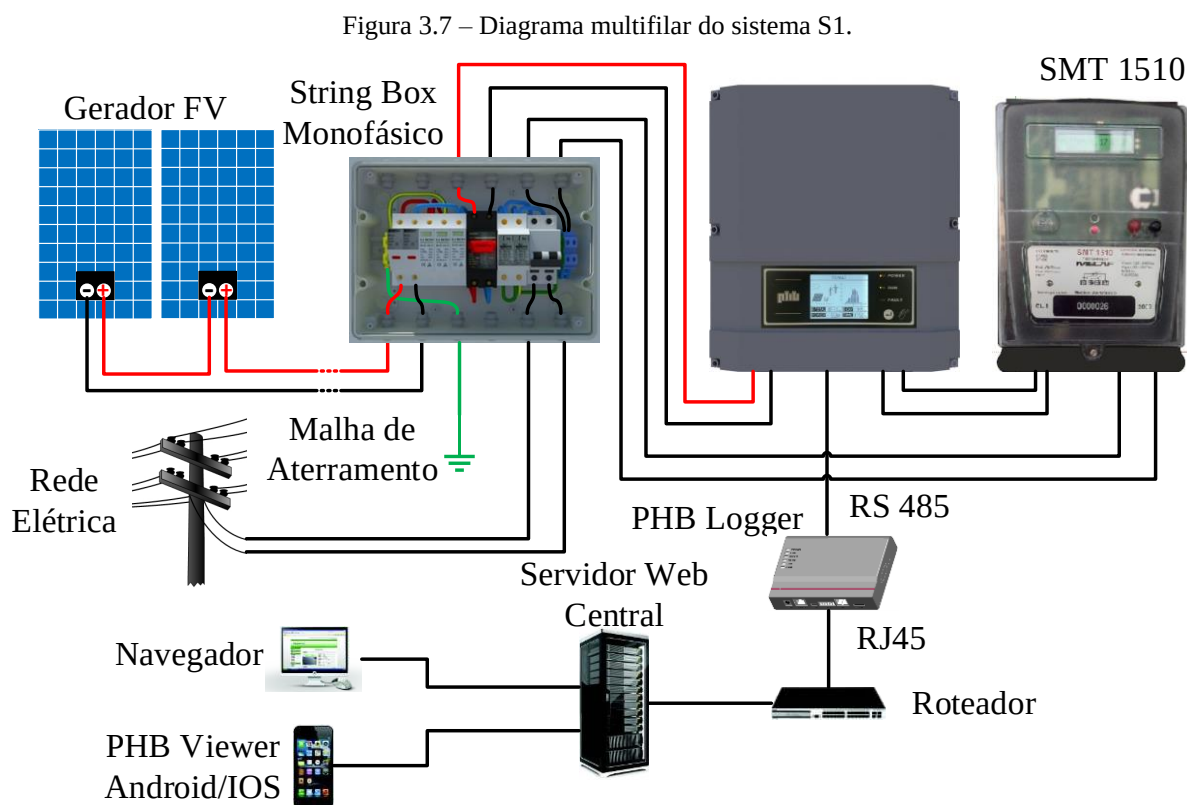


Fonte – TELES *et al.*, 2016.

A Figura 3.6 apresenta uma medição, dentre várias, realizada durante o processo de validação das informações do SMT 1510, onde é possível observar que a diferença entre os valores instantâneos de tensão e corrente, obtidos tanto com o medidor eletrônico quanto com o osciloscópio portátil é, respectivamente, inferior a 0,8 % e 1,8 %, demonstrando dessa forma, que o medidor SMT 1510 possui uma boa exatidão, justificando o uso do mesmo neste trabalho.

Com relação aos dados de irradiância, estes foram obtidos por meio de uma estação meteorológica instalada nas proximidades dos dois sistemas, com um piranômetro de termopilha modelo CMP11, do fabricante *Kipp & Zonen*, no plano horizontal. De posse dos dados de irradiância global no plano horizontal, utilizou-se o *software* Meteonorm para calcular a irradiância no plano do gerador fotovoltaico (*Plane of array – POA*).

Atualmente as grandezas elétricas do inversor tanto, c.a. como c.c. são registradas por um *datalogger*, fornecido pelo mesmo fabricante do inversor, que armazena informações como tensão e corrente na entrada e saída do inversor com intervalo de oito minutos. Essas informações são enviadas a um servidor e podem ser acessadas pelo *web site* ou via *smartphone*. Contudo, ainda não se tem instalado sensores para a medição de irradiância, temperatura ambiente, temperatura de costa do módulo FV, etc. A Figura 3.7 mostra um diagrama multifilar completo para o sistema.

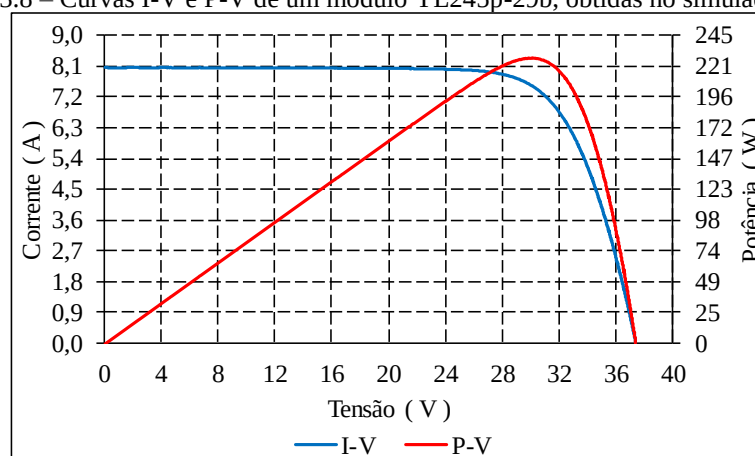


Fonte – Elaborado pelo autor.

3.2 Sistema Inversor-string (S2)

O módulo fotovoltaico utilizado para compor o gerador FV do sistema S2 foi o modelo YL245P-29b da fabricante YINGLI SOLAR, com potência nominal de 245 Wp e composto por 60 células de silício policristalino. O gerador é formado por 6 módulos FV, totalizando 1,47 kWp instalados. A Figura 3.8 mostra as curvas I-V e P-V obtidas no laboratório do GEDAE, utilizando também o simulador solar HighLight 3c e a Tabela 3.3 apresenta a comparação dos parâmetros informados pelo fabricante, com os resultados obtidos neste ensaio. Os resultados do teste do simulador e o *datasheet* deste módulo FV podem ser encontrados nos Anexos A e B, respectivamente.

Figura 3.8 – Curvas I-V e P-V de um módulo YL245p-29b, obtidas no simulador solar.



Fonte – Adaptado do relatório de teste do simulador solar.

Tabela 3.3 – Especificações técnicas do módulo FV YL245P-29b.

Características do módulo	Ensaio	Fabricante
Potência máxima (P _{máx})	236,1 W	245 Wp
Tensão de máxima potência (V _{máx})	29,4 V	30,2 V
Corrente de máxima potência (I _{máx})	8,03 A	8,11 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	37,05 V	37,8 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	8,6 A	8,63 A
Eficiência do módulo (η)	14,45 %	15 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Diferentemente do mostrado na Tabela 3.1, que apresenta os dados do módulo utilizado no sistema S1, os dados obtidos com o simulador solar, mostrados na Tabela 3.3, apresentam diferenças mais acentuadas. A diferença de potência ficou em 8,9 W, que representa 3,6 % da potência nominal do módulo FV.

O inversor utilizado no sistema foi o *Sunny Boy 1200* do fabricante SMA, com tensão nominal de entrada de 120 Vcc e tensão nominal de saída de 240 Vca, com frequência de 60 Hz, potência nominal de saída de 1.200 W e um grau máximo de rendimento de 92,1%. As informações da Tabela 3.4 foram retiradas do manual do fabricante e apresentam informações técnicas acerca deste inversor.

Tabela 3.4 – Especificações técnicas do inversor Sunny Boy 1200.

Características do inversor Sunny Boy 1200	
Potência Máxima c.c.	1.320 W
Máxima Tensão c.c.	400 V
Faixa de operação do SPMP	100 V – 320 V
Corrente Máxima c.c.	12,6 A
Potência Máxima c.a.	1.200 W
Tensão de Operação c.a.	180 V - 265 V
Corrente Máxima c.a.	6,1 A
Frequência	50, 60 Hz; $\pm 4,5$ Hz
Máxima Eficiência	92,1 %

Fonte – Adaptado de Manual Técnico do fabricante.

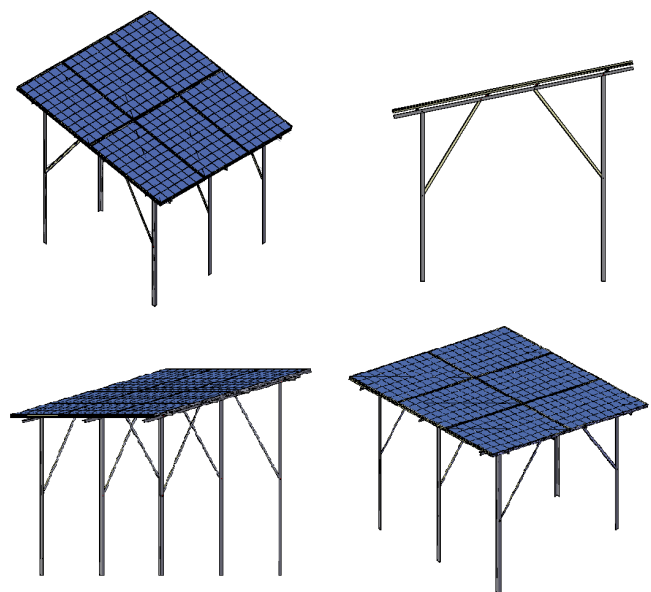
Figura 3.9 – Inversor Sunny Boy 1200/1700.



Fonte – Manual técnico do fabricante.

A disposição dos módulos FV foi escolhida de tal forma que o peso estivesse uniformemente distribuído sobre os pés de sustentação da estrutura, com um espaço de 1 cm entre os módulos FV, além da melhor forma que viesse facilitar a conexão elétrica entre os mesmos. O gerador FV em questão está orientado para o norte geográfico e inclinado de 14° com relação à horizontal. O projeto da estrutura foi realizado com o auxílio do programa computacional AutoCAD 2011 e está apresentado na Figura 3.10.

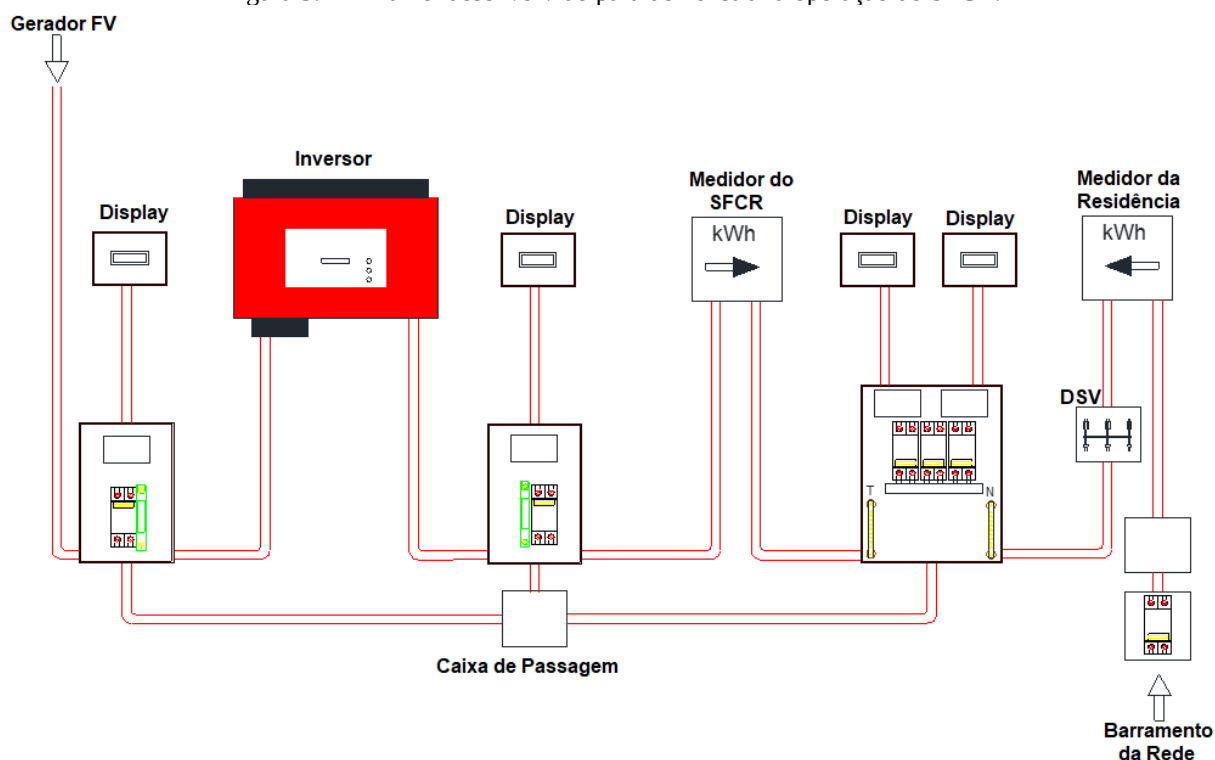
Figura 3.10 – Estrutura desenvolvida para o sistema S2.



Fonte – AMORIM, 2015

O painel demonstrativo da operação do sistema, que pode ser visto na Figura 3.11 foi elaborado com base nos diagramas encontrados na norma NT.31.020 (CELPA, 2014) da distribuidora de energia elétrica da cidade de Belém/PA (Centrais Elétricas do Pará – CELPA) e nas literaturas a respeito da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Figura 3.11 – Painel desenvolvido para demonstrar a operação do SFCR.



Fonte – AMORIM, 2015.

O painel demonstrativo foi instalado na estrutura de sustentação dos módulos fotovoltaicos. Ele apresenta em um dos lados o desenho de uma fachada com a finalidade estética de simular uma residência. A Figura 3.12 e a Figura 3.13 apresentam o painel e uma vista frontal do sistema com iluminação, respectivamente, já instalado.

Figura 3.12 – Painel demonstrativo de operação do sistema instalado na mesma estrutura do gerador FV.



1 Quadro de conexão entre gerador e inversor.
2 Quadro de conexão entre o inversor e a rede.
3 Quadro geral.
4 Medidor.

5 - Inversor
6 - DSV
7 - Caixas de passagem
8 - Disjuntor geral do painel

Fonte – AMORIM, 2015.

Figura 3.13 – Iluminação do sistema acionado por um relé fotoelétrico.



Fonte: AMORIM, 2015.

A visualização dos dados é realizada por meio de dois medidores eletrônicos da série SMT 1510 do fabricante MECAF/Diebold Procomp, sendo que um mostra a quantidade de energia injetada pelo sistema FV e o outro a energia demandada da distribuidora. Os dados de energia injetada diariamente são obtidos conforme procedimento descrito no item 3.1 para o sistema S1 que utiliza um medidor de mesmo modelo. A Figura 3.14 mostra os dois medidores utilizados.

Figura 3.14 – Equipamentos de medição e visualização de dados da MECAF.



Fonte – AMORIM, 2015.

O sistema teve seu início de operação no dia 08/05/2014 e funcionou normalmente até o dia 07/06/2016 quando o inversor apresentou um problema e interrompeu a produção. O sistema só foi religado no dia 08/02/2017 quando se conseguiu um inversor de mesmo modelo daquele que havia sido instalado no sistema.

3.3 Sistema Inversor-string (S3)

O gerador FV é composto por dez módulos fotovoltaicos de filme fino do fabricante DuPont Apollo de modelo DA121-C1, que estão divididos em cinco *strings* com dois módulos FV cada, e todas as *strings* estão conectadas em paralelo. Isto é necessário para adequar os níveis de tensão e corrente à entrada do inversor, uma vez que este módulo FV, na sua máxima potência, gera uma corrente da ordem de 1 A e uma tensão de aproximadamente 121 V, totalizando uma potência máxima de 121 W.

Na Tabela 3.5 visualizam-se as principais informações deste módulo FV, comparando os dados de placa com aqueles obtidos no simulador solar. A diferença percentual para a potência máxima entregue pelo módulo ficou em 3,6 %. Os resultados deste teste são encontrados no Apêndice A e o manual técnico do fabricante com as demais informações pode ser encontrado no Anexo A.

O gerador FV encontra-se instalado em uma estrutura construída com perfil em alumínio, semelhante àquela descrita para o sistema S2, com mesma inclinação e orientação. A Figura 3.15 mostra o gerador FV e o inversor instalado na própria estrutura de sustentação.

Tabela 3.5 – Especificações técnicas do módulo FV DA121-C1.

Características do módulo	Ensaio	Fabricante
Potência máxima (P _{máx})	116,6	121 Wp
Tensão de máxima potência (V _{máx})	111,3	120,6 V
Corrente de máxima potência (I _{máx})	1,05	0,99 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	151,4	146,6 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	1,3	1,2 A
Eficiência do módulo (η)	7,4	7,6 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Figura 3.15 – Gerador FV e o inversor instalado na própria estrutura de sustentação.



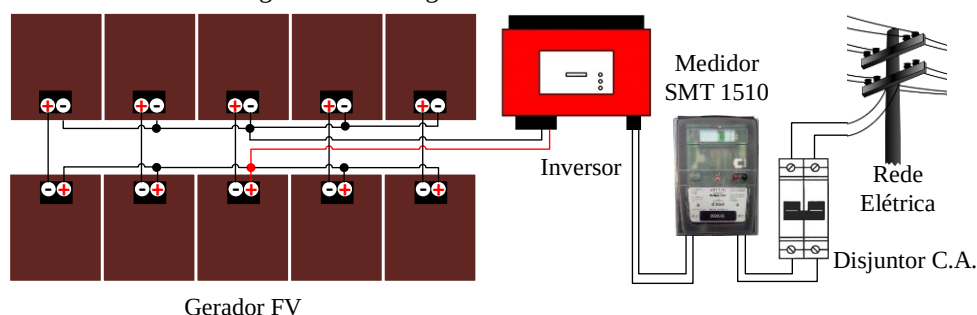
Fonte – Elaborado pelo autor.

O inversor instalado para o gerador FV descrito anteriormente, é o *Sunny boy 1200* do fabricante SMA. Este inversor é do mesmo modelo utilizado para o sistema S2 e suas características encontram-se descritas com mais detalhes no subitem 3.2. O início de operação do sistema ocorreu no dia 04/03/2016 e até o momento vem operando normalmente.

Para a contabilização da energia produzida pelo sistema, também utiliza-se um medidor SMT 1510 do fabricante MECAF/Diebold Procomp e o procedimento para aquisição dos dados diários, é o mesmo descrito no item 3.1 para o sistema S1. Realizada a comparação das leituras obtidas nos *displays* dos medidores e inversores dos sistemas S2 e S3 (possuem o mesmo modelo de inversor) verificou-se que estas estão bastante coerentes, com variações somente na segunda casa decimal.

Na Figura 3.16 visualiza-se o diagrama multifilar do sistema S3, onde são mostrados os detalhes das conexões entre o gerador FV, inversor, medidor e o ponto de conexão junto à concessionária de energia elétrica local.

Figura 3.16 – Diagrama multifilar do sistema S3.



Fonte – Elaborado pelo autor.

3.4 Sistema Inversor-string (S4)

O gerador FV, em princípio, foi montado com sete módulos FV de 240 W conectados todos em série, formando apenas uma *string* com 1.680 Wp. Cada módulo é constituído de 60 células de silício monocristalino e fabricados pela ALEO SOLAR. A partir do 21/09/2016 foi adicionado ao gerador, mais um módulo de 245 W do fabricante YINGLI SOLAR. Portanto, o gerador FV passou a possuir oito módulos FV e uma potência de pico da ordem de 1.925 Wp. A Tabela 3.6 apresenta as principais características para os dois modelos utilizados. No Anexo A pode-se encontrar os manuais técnicos dos fabricantes com informações mais detalhadas, e no Apêndice A encontram-se as curvas medida a sol real para o gerador com sete e também com oito módulos FV.

Tabela 3.6 – Especificações elétricas dos módulos ALEO S19-240 e YINGLI YL245

Características do módulo	ALEO S19-240	YINGLI YL245b-29b
Potência máxima (P _{máx})	240 W	245 W
Tensão de máxima potência (V _{máx})	30,8 V	29,5 V
Corrente de máxima potência (I _{máx})	7,8 A	8,14 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	36,9 V	37,8 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	8,47 A	8,63 A
Eficiência do módulo (η)	14,6 %	15 %

Fonte – Adaptado dos Manuais Técnicos dos fabricantes.

A estrutura para fixação dos módulos é composta de madeira e perfis de alumínio, tal qual mostrado na Figura 3.17. Tal estrutura foi confeccionada de forma proposital a fim de verificar o custo-benefício de uma estrutura desse tipo, haja vista que a maioria dos telhados da cidade de Belém-PA são compostos de madeira. O gerador possui a mesma inclinação e orientação do sistema S1, ou seja, 10° em relação à horizontal e orientação com desvio azimutal de -19° (19° noroeste).

Figura 3.17 – Estrutura do gerador FV.



Fonte – RODRIGUES *et al.*, 2016.

Utiliza-se um inversor de potência igual a 1.500 W fabricado pela FRONIUS de modelo GALVO 1.5-1 com tensão máxima de entrada igual a 420 Vcc e tensão nominal de saída de 230 Vca, frequência de 50 Hz / 60 Hz, potência nominal de saída de 1.500 W e uma máxima eficiência de 95,9 %. Na Tabela 3.7 são mostradas as principais características deste inversor e, o manual técnico com todas as informações pode ser encontrado no Anexo A.

Tabela 3.7 – Especificações técnicas para o inversor FRONIUS GALVO 1.5-1.

Inversor FRONIUS GALVO 1.5-1	
Potência máxima c.c.	1.500 W
Máxima tensão c.c.	420 V
Faixa de operação do SPMP	120 V – 335 V
Corrente máxima c.c.	13,3 A
Potência máxima c.a.	1.500 W
Tensão de operação c.a.	230 V (+17 % / -20 %)
Corrente máxima c.a.	6,5 A
Frequência	50 Hz / 60 Hz (45 – 65 Hz)
Máxima eficiência	95,5 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

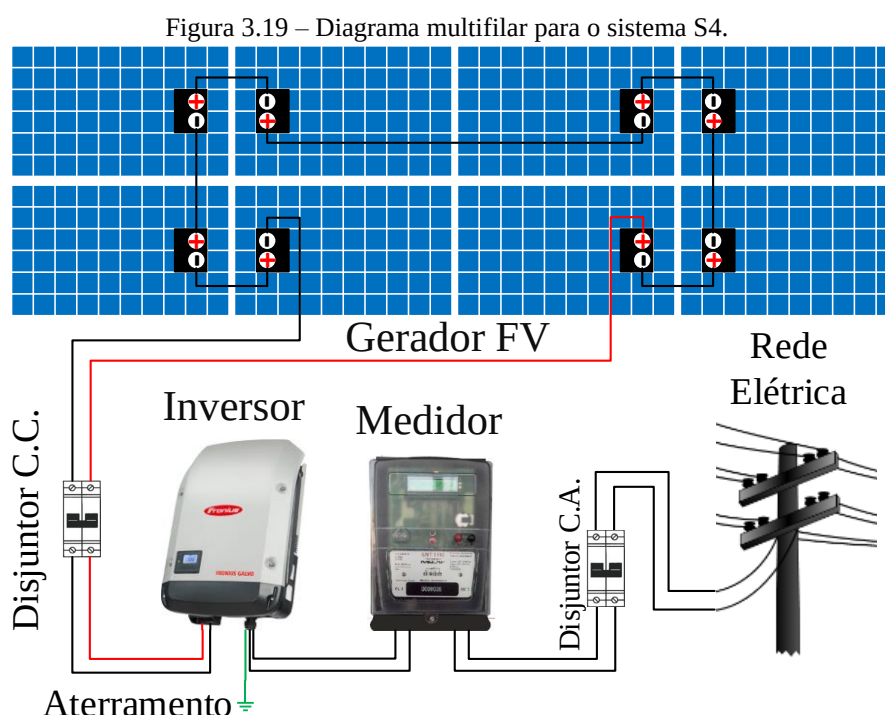
A Figura 3.18 mostra o inversor e o medidor que estão instalados em um painel na estrutura de sustentação do gerador FV do sistema M1, uma vez que este se encontra bastante próximo do gerador mostrado na Figura 3.17 e a estrutura de sustentação do gerador FV do sistema S4 é muito baixa para acomodar o inversor.

Figura 3.18 – Inversor e medidor instalados na estrutura do sistema M1.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Para aquisição dos dados de geração diária, o sistema utiliza um medidor eletrônico da série SMT 1510 do fabricante MECAF/Diebold Procomp. Além disso, o inversor possui uma função muito interessante nesse sentido, que é a possibilidade de armazenar as leituras de parâmetros elétricos tanto c.c. como c.a., em unidades de armazenamento removível com interface USB (*Universal Serial Bus*), como um *pen drive* por exemplo, com intervalos de amostragem entre as leituras configurável pelo próprio usuário. Também para este inversor, os dados mostrados no *display* do medidor e aqueles armazenados na unidade USB estão bastante coerentes. A Figura 3.19 mostra o diagrama multifilar para este sistema.



Fonte – Elaborador pelo autor.

3.5 Sistema Microinversor (M1)

O módulo fotovoltaico utilizado para compor o gerador FV do sistema M1 foi o modelo S19G245 do fabricante ALEO SOLAR, com potência nominal de 245 Wp e composto por 60 células de silício monocristalino. O gerador é formado por apenas um módulo FV, portanto, possui 245 Wp instalados. As principais características elétricas nominais do módulo FV são apresentadas na Tabela 3.8. No Anexo A e Apêndice A constam o manual técnico e a curva medida a sol real, respectivamente. Verifica-se que há uma diferença de 4,4 % na eficiência e de 1,6 % para a potência máxima entregue pelo módulo.

Tabela 3.8 – Características elétricas do módulo FV ALEO S19G245.

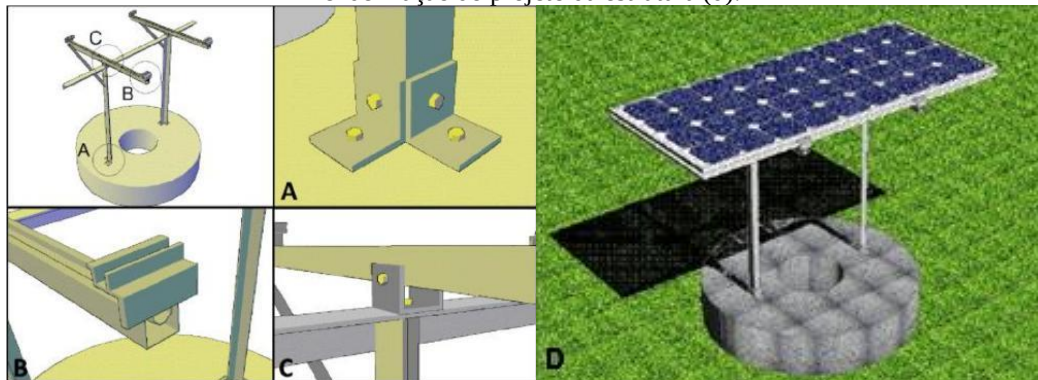
Características do módulo	Ensaio	Fabricante
Potência máxima (P _{máx})	240,9 W	245 W
Tensão de máxima potência (V _{máx})	28,6 V	30,1 V
Corrente de máxima potência (I _{máx})	8,4 A	8,1 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	37,7 V	37,4 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	8,8 A	8,6 A
Eficiência do módulo (η)	10,48 %	14,9 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

A estrutura de sustentação para o gerador FV utiliza perfis de alumínio de 1.1/2'' $\times$ 3/16'', fixados a um bloco de concreto, e foi projetada para permitir a variação angular, cuja regulação é feita por duas barras chatas de alumínio de 1'' $\times$ 1/4''. Para a inclinação do gerador FV, deve-se levar em conta a latitude do local de instalação. A cidade de Belém está a uma latitude de 1° 27', logo a inclinação mais indicada seria igual a latitude local. Contudo, a inclinação escolhida para o gerador foi aproximadamente 12° orientada para o Norte, visando minimizar o acúmulo de sujeira na parte superior do gerador FV, uma vez que uma inclinação igual à da latitude local é muito baixa.

Para melhor ilustrar o projeto da estrutura, a Figura 3.20 foi dividida em quatro partes, onde a primeira mostra uma visão geral da estrutura. Em (a) está detalhada a forma de fixação da estrutura na base de concreto (parafusos do tipo rosca soberba e buchas). Em (b) está apresentada a cantoneira em alumínio utilizada para fixar o módulo na estrutura, confeccionada de tal forma que possa deslizar sobre o perfil, permitindo que sejam testados diversos tipos de módulos com diferentes dimensões. Em (c) mostra-se o mecanismo de variação angular do suporte do módulo. O projeto completo da estrutura, já mostrando o módulo FV, apresenta-se na Figura 3.20-(d).

Figura 3.20 – Detalhes de fixação da base (a), suporte do módulo (b), variação angular do mesmo (c) e renderização do projeto da estrutura (d).



Fonte – TORRES *et al.*, 2014.

Para conversão de energia c.c. para c.a. utiliza-se um microinversor modelo Enphase M215, com tensão máxima de entrada de 48 Vcc e tensão nominal de saída de 208 Vca, com frequência de 60 Hz, potência nominal de saída de 215 W e um rendimento máximo de 96,5%. A Figura 3.21 e as informações da Tabela 3.9 foram retiradas do manual do fabricante e apresentam informações técnicas acerca deste inversor, este documento pode ser encontrado no anexo A.

Figura 3.21 – Microinversor Enphase M215.



Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Tabela 3.9 – Características técnicas do microinversor ENPHASE M215.

Microinversor ENPHASE M215	
Potência Máxima c.c.	270 W
Máxima Tensão c.c.	48 V
Faixa de operação do SPMP	27 V – 39 V
Corrente Máxima c.c.	15 A
Potência Máxima c.a.	225 W
Tensão de Operação c.a.	183 V - 229 V
Corrente Máxima c.a.	1,03 A
Frequência	57 Hz – 61 Hz
Máxima Eficiência	96,5 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

A energia gerada pelo sistema é computada através de um medidor do mesmo modelo utilizado nos sistemas descritos anteriormente, ou seja, a energia injetada é obtida através da leitura feita diretamente no display do medidor, realiza-se o mesmo procedimento descrito para a aquisição de dados do sistema S1, S2, S3 e S4, para obter a valor da energia produzida em finais de semanas ou feriados. A Figura 22-(a) mostra a disposição do medidor, micro inversor e módulo fotovoltaico na estrutura de instalação e a Figura 22-(b) apresenta uma vista panorâmica do sistema instalado.

Figura 3.22 – (a) Disposição dos componentes do sistema na estrutura e (b) Vista panorâmica do sistema.



Fonte – Elaborado pelo autor.

3.6 Sistema Microinversor (M2)

O sistema M2 é composto por um gerador FV de 1.000 Wp, que está subdividido em quatro subgeradores, cada um com apenas um módulo FV de 250 Wp, modelo KD250GH-4FB2 KYOCERA. A Tabela 3.10 apresenta os dados de placa para este módulo e os resultados obtidos com a medição a sol real da curva do I-V de um dos módulos FV. O manual técnico do fabricante encontra-se no Anexo A, e a curva medida encontra-se no Apêndice A.

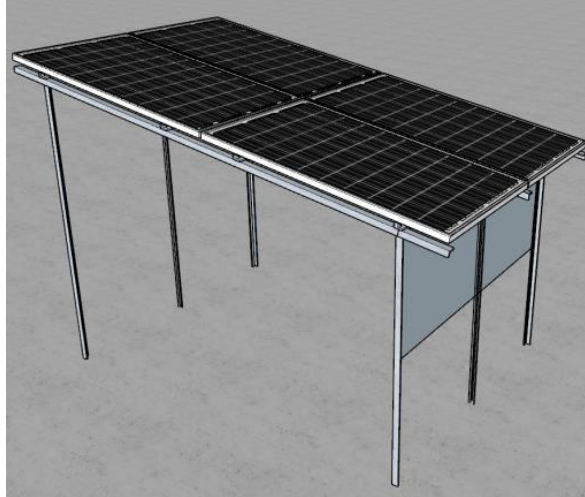
Tabela 3.10 – Especificações técnicas do módulo FV KD250GH.

Características do módulo	Ensaio	Fabricante
Potência máxima (P _{máx})	239,7	250 Wp
Tensão de máxima potência (V _{máx})	8,04	29,8 V
Corrente de máxima potência (I _{máx})	29,8	8,39 A
Tensão de circuito aberto (V _{oc})	37,5	36,9 V
Corrente de curto-circuito (I _{sc})	8,7	9,09 A
Eficiência do módulo (η)	10,39	15,1 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Este sistema está instalado sobre uma estrutura projetada com perfis de alumínio, sendo que a mesma possui uma inclinação de 10° em relação à horizontal e possui orientação com desvio azimutal de -19° (19° noroeste), mesma orientação e inclinação dos sistemas S1 e S4. A Figura 3.23 mostra a modelagem em 3D da estrutura, realizada com *software* SKETCHUP 2016.

Figura 3.23 – Estrutura desenvolvida para o sistema M2.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Para a conversão de potência c.c. em c.a. em cada um dos quatro módulos FV que compõem o gerador, é conectado um microinversor de modelo M215 do fabricante ENPHASE, mesmo equipamento utilizado no sistema M1. Suas características foram descritas na Tabela 3.9 do item 3.5. Na Figura 3.24 é visto: em (a) disposição de dois dos quatro microinversores, na própria estrutura de sustentação do gerador FV e em (b) o medidor eletrônico, o qual encontra-se instalado próximo ao medidor e inversor do sistema S4.

Figura 3.24 – (a) Disposição de dois dos quatro microinversores; (b) Caixa de proteção e medidor.

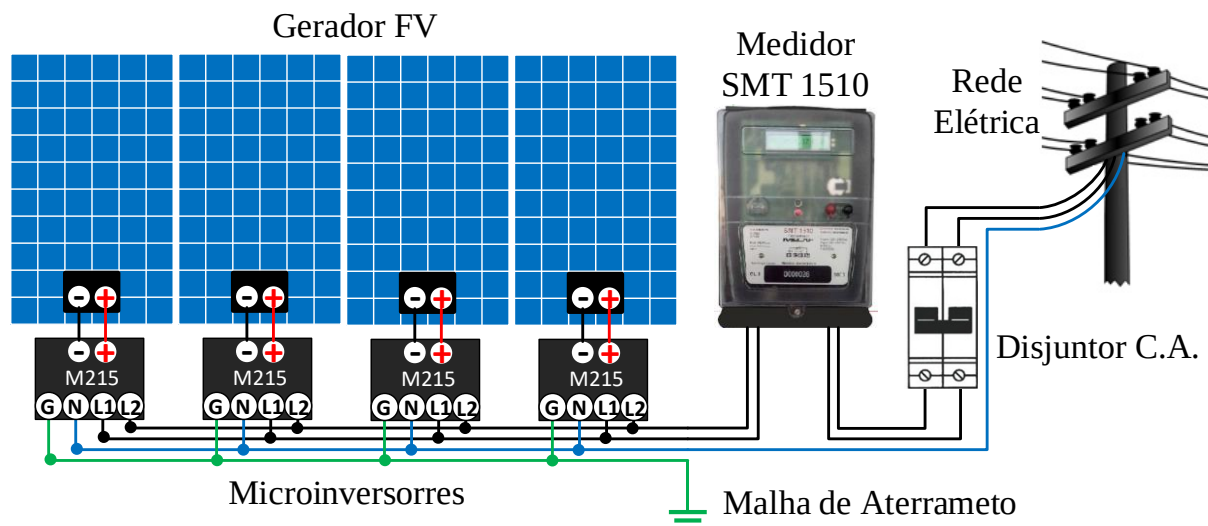


Fonte – Elaborado pelo autor.

Para a contabilização da energia produzida pelo sistema, também se utiliza um medidor SMT 1510 do fabricante MECAF/Diebold Procomp e o procedimento para aquisição dos dados diários, é o mesmo descrito no item 3.1 para o sistema S1. O início de operação do sistema ocorreu no dia 15/06/2016 e até o momento vem operando normalmente.

Na Figura 3.25 visualiza-se o diagrama multifilar do sistema M2, onde são mostrados os detalhes das conexões de cada subgerador FV com seu respectivo microinversor, bem como a conexão em paralelo na saída dos microinversores que passa por um único medidor até o ponto de conexão junto à concessionária de energia elétrica local.

Figura 3.25 – Diagrama multifilar para o sistema M2.



Fonte – Elaborado pelo autor.

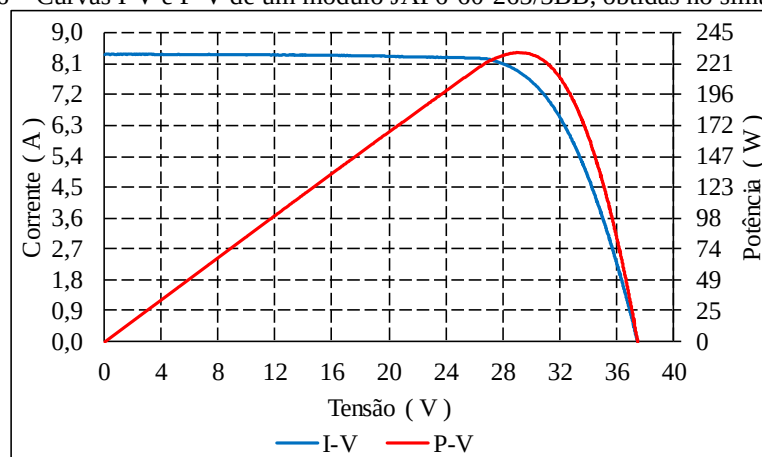
3.7 Sistema Conversor c.c.-c.c. (C1)

O módulo fotovoltaico utilizado para compor o gerador FV do sistema C1 foi o modelo JAP6-60-265/3BB do fabricante JA solar, com potência nominal de 265 Wp, o qual possui 60 células de silício policristalino e uma eficiência nominal de 16,21 %. O gerador é formado por 12 módulos FV, totalizando 3,18 kWp instalados.

A Figura 3.26 mostra as curvas I-V e P-V obtidas no laboratório do GEDAE, utilizando também o simulador solar HighLight 3c e a Tabela 3.11 apresenta a comparação dos parâmetros informados pelo fabricante, com os resultados obtidos neste ensaio. Os resultados do teste do simulador e o *datasheet* deste módulo FV podem ser encontrados no Apêndice A e Anexo A, respectivamente.

De forma geral, os resultados obtidos no ensaio mostraram valores mais baixos que os dados de placa do módulo FV. Para a potência máxima ocorreu uma diferença de 14,9 W, o que implica em um valor de potência 5,6 % menor que a informada pelo fabricante. Para a eficiência e diferença ficou em torno de 1 %.

Figura 3.26 – Curvas I-V e P-V de um módulo JAP6-60-265/3BB, obtidas no simulador solar.



Fonte – Adaptado do relatório de teste do simulador solar.

Tabela 3.11 – Especificações técnicas do módulo FV JAP6-60-265/3BB.

Características do módulo	Ensaio	Fabricante
Potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	250,1 W	265 W
Tensão de máxima potência ($V_{m\acute{a}x}$)	28,9 V	30,96 V
Corrente de máxima potência ($I_{m\acute{a}x}$)	8,7 A	8,56 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37,7 V	38,14 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,3 A	9,10 A
Eficiência do módulo (η)	15,3 %	16,21 %

Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

A cada módulo está conectado um conversor c.c.-c.c de modelo P350 do fabricante SolarEdge que suporta módulos FV de até 350 W e possui uma eficiência máxima de 99,5 %. A Figura 3.27 e as informações da Tabela 3.12 foram retiradas do manual do fabricante e apresentam informações técnicas acerca deste conversor c.c.-c.c. Este documento pode ser encontrado no Anexo A.

Figura 3.27 – Conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.



Fonte – Adaptado do Manual Técnico do fabricante.

Tabela 3.12 – Especificações técnicas do conversor c.c.-c.c. P350.

Características do conversor c.c.-c.c. P350

Potência máxima de entrada	350 W
Máxima tensão de entrada	60 V
Corrente máxima de entrada	10 A
Faixa de operação do SPMP	8 V – 60 V
Tensão máxima de saída	60 V
Corrente máxima de saída	15 A

Fonte – Adaptado de Manual Técnico do fabricante.

O inversor utilizado no sistema foi o SE2200 do mesmo fabricante do conversor c.c.-c.c, com tensão nominal de entrada de 350 Vcc e tensão nominal de saída de 220/230 Vca, com frequência de $50/60 \pm 5$ Hz, potência nominal de saída de 2200 W e uma eficiência nominal de 97,6%. A Figura 3.28 mostra o inversor utilizado e a Tabela 3.13 apresenta suas principais características. Estas informações foram retiradas do manual técnico do fabricante que se encontra no Anexo A.

Figura 3.28 – Inversor SolarEdge SE2200.



Fonte – Adaptado de Manual Técnico do fabricante.

Tabela 3.13 – Características técnicas do inversor SolarEdge SE2200.

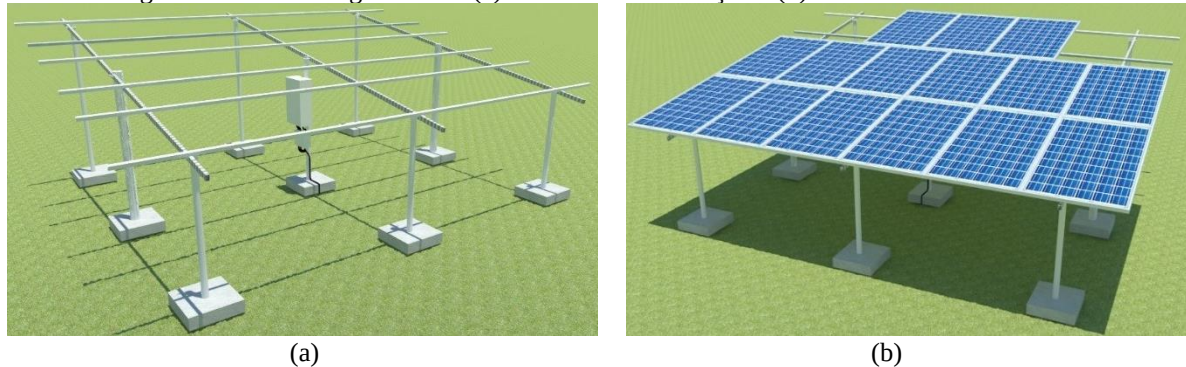
Características do inversor SE2200

Potência Máxima c.c.	2.750 W
Máxima Tensão c.c.	500 V
Corrente Máxima c.c.	11,5 A
Potência Máxima c.a.	2.200 W
Tensão de Operação c.a.	185 V – 264,5 V
Corrente Máxima c.a.	12 A
Frequência	$50/60 \pm 5$ Hz
Máxima Eficiência	97,6 %

Fonte – Adaptado do manual técnico do fabricante.

Com o intuito de cálculo exato de material a ser utilizado e verificar os detalhes da estrutura de instalação, primeiramente foi feito o desenho em três dimensões do sistema. Este desenho foi confeccionado na versão 2015 do software Sketchup da Trimble Buildings. A estrutura de instalação é constituída basicamente por tubos de alumínio e tubos retangular de aço-carbono galvanizado, também chamado de metalon. Na Figura 3.29 é mostrado em (a) o desenho da estrutura de sustentação do gerador FV e (b) o desenho do sistema completo.

Figura 3.29 – Modelagem 3D da (a) Estrutura de instalação e (b) Vista frontal do sistema.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Os detalhes reais da instalação são apresentados na Figura 3.30 e Figura 3.31. Na Figura 3.30 é mostrada uma vista panorâmica do sistema e na Figura 3.31 visualiza-se a disposição do inversor e da caixa de disjuntores. O gerador possui uma inclinação de 10° em relação ao plano horizontal e está orientado para o norte geográfico.

Figura 3.30 – Vista panorâmica do sistema.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 3.31 – Inversor e quadro de disjuntores.



Fonte – Elaborado pelo autor.

A aquisição de dados é realizada por um equipamento do mesmo fabricante do inversor denominado de *SEgateway*, que além de guardar os parâmetros elétricos e ambientais do sistema em servidor online do próprio fabricante, serve também para controlar remotamente alguns parâmetros do inversor. A instalação do *SEgateway* é mostrada na Figura 3.32.

Figura 3.32 – Instalação do *SEgateway*.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Em virtude da indisponibilidade de sensores de irradiância e temperatura, para aquisição de tais informações, foram utilizados dois módulos fotovoltaicos de mesmo modelo que compõem o gerador FV. A irradiância pode ser determinada através da corrente de curto circuito – I_{SC} de um módulo FV, pois esta varia proporcionalmente com a intensidade da incidência solar em seu plano. Já a tensão de circuito aberto – V_{OC} varia proporcionalmente com temperatura de operação do módulo FV.

A irradiância pode ser definida conforme a Equação 3.1 e a temperatura de costa do módulo fotovoltaico pode ser determinada através da Equação 3.2 e corrigida com a Equação 3.3 (ALMEIDA, 2012).

$$H_{t,\beta} = \frac{H_{ref}}{I_{ref} \cdot I_{med}} \quad (3.1)$$

$$T_{C,med} = T_{C,ref} - \frac{[V_{OC,ref} - V_{OC,med} - V_t \ln\left(\frac{H_{ref}}{H_{t,\beta}}\right)]}{\beta} \quad (3.2)$$

$$T_{C,med,Cor} = T_{C,med} - \frac{T_{NOCT}-20}{800} \cdot H_{t,\beta} \cdot n^* [1 + \gamma(T_{C,med} - T_{C,ref})] \quad (3.3)$$

Onde:

$H_{t,\beta}$: Irradiância medida no plano do gerador

H_{ref} : Irradiância de referência

I_{ref} : Corrente de curto circuito de referência

I_{med} : Corrente de curto circuito medida

$T_{C,med}$: Temperatura de costa do módulo FV medida

$T_{C,ref}$: Temperatura de costa do módulo FV de referência

$V_{OC,ref}$: Tensão de circuito aberto nas condições padrão

$V_{OC,med}$: Tensão de circuito aberto medida

V_t : Tensão térmica da célula

β : Coeficiente de temperatura para $V_{OC,STC}$

$T_{C,med,Cor}$: Temperatura medida corrigida

T_{NOCT} : Temperatura de célula nas condições normais de operação

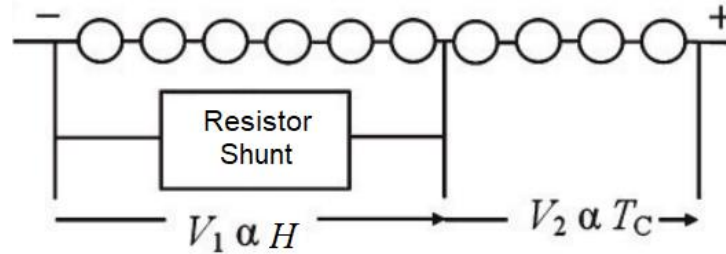
n^* : Eficiência do módulo

γ : Coeficiente de temperatura para I_{mp} .

Para a medição de I_{med} de um dos módulos fez-se necessário a utilização de resistor *shunt* (75mV – 20A), pois houve a necessidade de conversão de um sinal de corrente em um sinal de tensão. Já para a medição de $V_{OC,med}$ foi necessário utilizar um divisor de tensão para adequar o nível de tensão proveniente do módulo FV aos limites suportados pelo *datalogger*.

Martínez-moreno *et al.* (2012) em seu experimento, utiliza apenas um módulo FV para medir a corrente de curto circuito e a tensão de circuito aberto. Isso é possível realizando uma conexão dentro da caixa de conexão do módulo, de tal forma que se possa dividir o número de células, conforme ilustra a Figura 3.33. Assim, uma quantidade de células é utilizada para medir I_{SC} e o restante para medir V_{OC} .

Figura 3.33 – Esquema de ligação para a medição da corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto para o cálculo da irradiância e temperatura de célula, utilizando apenas um módulo padrão.



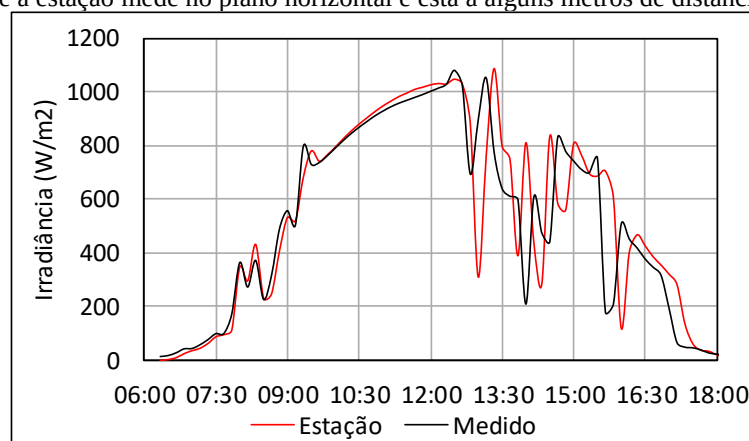
Fonte – MARTÍNEZ-MORENO *et al.*, 2012.

Esse procedimento só pode ser utilizado quando o registrador de dados possui canais independentes, uma vez que, os negativos dos sinais não estão na mesma referência. O registrador de dados utilizado neste sistema, não possui canais independentes (o negativo do sinal a ser medido é comum a todas as entradas) e por isso se utilizou dois módulos FV.

Uma desvantagem dessa metodologia de medição é que os valores de temperatura não têm o comportamento esperado quando ocorrem valores baixos de irradiância, menores que 100 W/m², por exemplo, no início da manhã e no final da tarde.

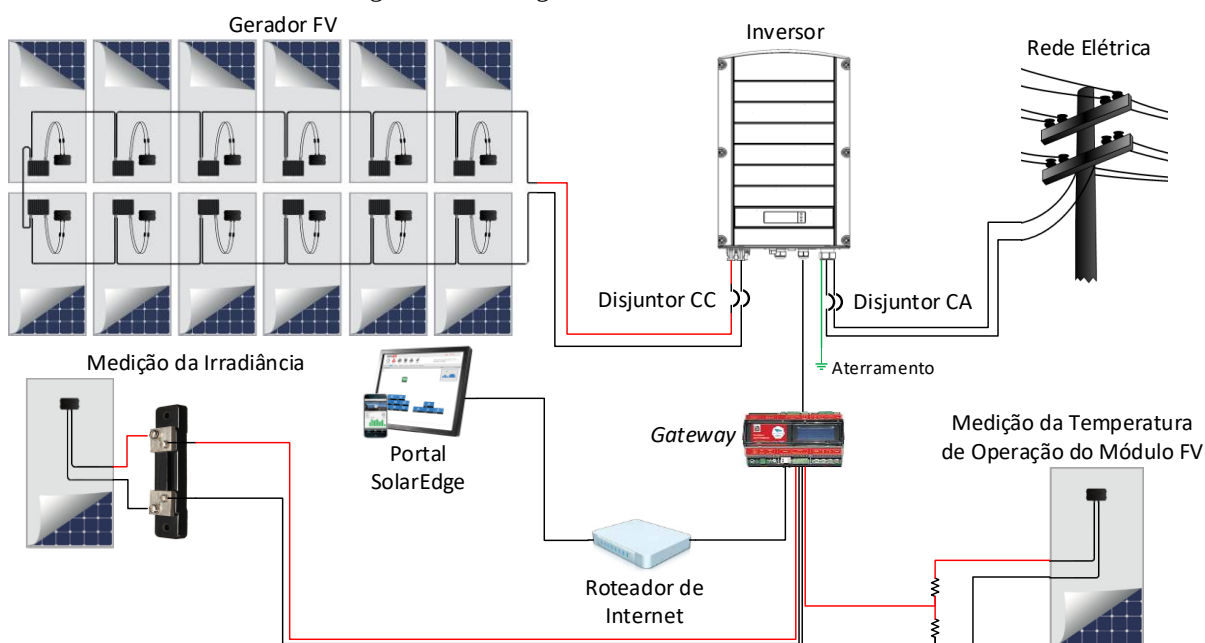
Para validação dos valores de irradiação e temperatura de costa, obtidos com o procedimento descrito anteriormente, fez-se a comparação durante vários dias, com os dados de uma estação meteorológica instalada nas proximidades, no caso da irradiação, e leituras de temperatura na costa do módulo FV com o termômetro digital Minipa MT-350. A Figura 3.34 mostra os resultados de irradiância durante um dia de medição. Em vermelho são os dados obtidos da estação meteorológica, com um piranômetro de termopilha modelo CMP11, do fabricante Kipp & Zonen, no plano horizontal e em azul são os dados obtidos com os módulos FV. A Figura 3.35 apresenta o diagrama multifilar para o sistema, mostrando com mais detalhes as conexões entre os componentes do mesmo.

Figura 3.34 – Comparação da irradiância medida na estação meteorológica e a medição com os módulos FV. Enfatizando que a estação mede no plano horizontal e está a alguns metros de distância do gerador FV.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 3.35 – Diagrama multifilar do sistema C1.



Fonte – Elaborado pelo autor.

4 ANÁLISE DE RESULTADOS

Este capítulo apresenta a análise dos resultados operacionais dos sistemas que fora descrito no Capítulo 3, levando em consideração os parâmetros de desempenho apresentados no Capítulo 2. Em virtude da indisponibilidade de monitoração completa, em alguns sistemas não será possível aplicar todas as ferramentas de análise de desempenho. Apesar do período de observação dos geradores estar compreendido em um intervalo de 22 meses, junho de 2015 a março de 2017, utilizou-se o ano de 2016 para as análises mais detalhadas. Contudo, os dados referentes aos anos de 2015 e 2017 são apresentados na forma de valores mensais.

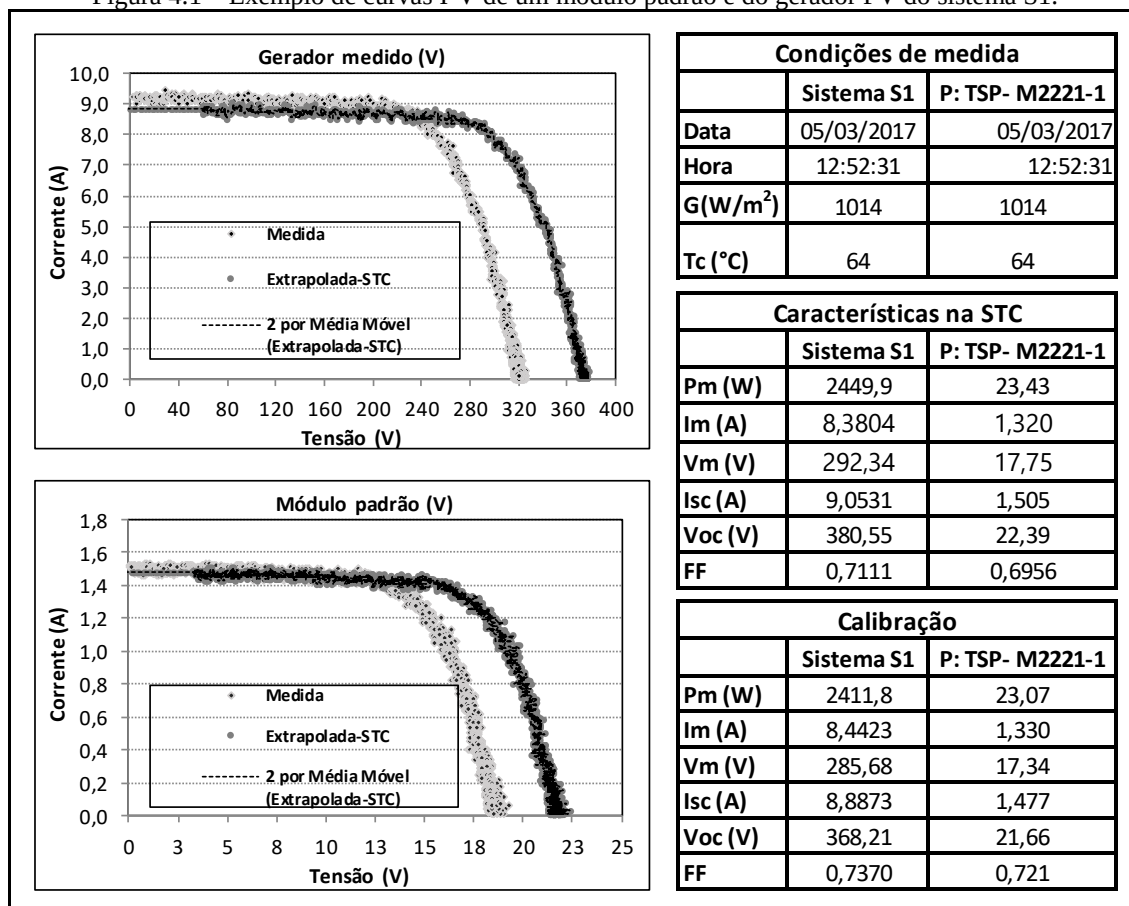
4.1 Determinação da Potência Real dos Geradores Fotovoltaicos

É conhecido da literatura e da experiência com a operação real de um sistema fotovoltaico, que os módulos FV que compõem o gerador, não apresentam a potência indicada pelo fabricante e consequentemente o gerador FV possuirá uma real capacidade diferente se computada considerando os dados de placa fornecidos pelo fabricante.

Os tamanhos reais dos geradores FV foram obtidos empregando uma metodologia bastante consolidada, que consiste na medição da curva I-V do gerador FV utilizando basicamente uma carga capacitiva, módulo padrão (módulo calibrado em um simulador solar, por exemplo), um instrumento que possua um gatilho automático para aquisição dos sinais de corrente e tensão nos terminais do capacitor e um computador para a leitura e extrapolação dos dados desse dispositivo de medição. As ressalvas e os detalhes desta metodologia encontram-se melhor descritas em Macêdo (2006).

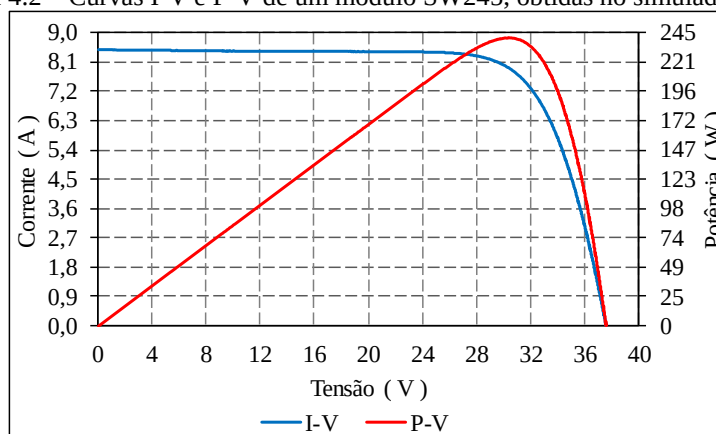
A Figura 4.1 mostra um exemplo de medição obtida para o gerador FV do sistema S1, de acordo com os procedimentos descritos em Macêdo (2006) e com o auxílio da instrumentação citada anteriormente. Na Figura 4.2 visualiza-se o resultado de uma curva I-V para um módulo FV do sistema S1 obtida no simulador solar. As medições das curvas I-V obtidas para os outros geradores e módulos FV (medidos a sol real ou no simulador) são encontradas no Apêndice B.

Figura 4.1 – Exemplo de curvas I-V de um módulo padrão e do gerador FV do sistema S1.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.2 – Curvas I-V e P-V de um módulo SW245, obtidas no simulador solar.



Fonte – Adaptado do relatório de teste do simulador solar.

A Tabela 4.1 apresenta os resultados obtidos e as diferenças com relação aos dados de placa fornecidos pelo fabricante. Observa-se que essas diferenças são mais significativas nos geradores fotovoltaicos dos sistemas M2, C1 e S3, sendo que esse último apresentou a maior diferença, 8,3 % inferior aos dados fornecidos pelo fabricante.

De acordo com os dados da Tabela 4.1, constatou-se que os geradores fotovoltaicos, dos sistemas S1 e M1, apresentaram as menores diferenças percentuais, no caso de S1 a potência obtida foi praticamente a mesma informada pelo fabricante.

Tabela 4.1 – Potência dos geradores fotovoltaicos, calculada com os dados de placa e através das medições.

Sistema	S1	S2	S3	S4	M1	M2	C1
Placa, STC (Wp)	2.450	1.470	1.210	1.680	245	1.000	3.180
Medido, STC (Wp)	2.449,9	1.421,4	1.109,8	1.577,6	240,9	958,9	3.001,5
Diferença (%)	-0,004	-3,3	-8,3	-6,1	-1,7	-4,1	-5,7
Ensaio	Carga	Simulador	Simulador	Carga	Carga	Carga	Simulador

Fonte – Elaborado pelo autor.

4.2 Energia Produzida

Na Tabela 4.2 são mostrados os valores mensais de produção de eletricidade monitorados em 2015, 2016 e 2017, para todos os sistemas considerados no estudo, enfatizando que conforme exposto no Capítulo 3, os sistemas não foram instalados no mesmo período, por isso a ausência de dados em alguns meses, em determinados sistemas.

Em 2015 havia a disponibilidade de apenas quatro sistemas, S1, S2, M1 e C1. Os sistemas FV S2 e M1 já se encontravam instalados, contudo os dados de M1 só passaram a ser monitorados a partir de agosto. S1 e C1 foram instalados no final dos meses de junho e outubro, respectivamente. Em 2016 entraram em operação mais três sistemas, S3, S4 e M2 e, ainda neste ano, em junho, o sistema S2 teve seu funcionamento interrompido, devido a um problema no inversor, que foi substituído somente em fevereiro de 2017.

Durante os 22 meses, os sistemas produziram um total de 20.176,2 kWh, sendo que quase 66 % dessa produção ocorreu em 2016, onde os sistemas contribuíram com 13.236 kWh, embora apenas três sistemas fotovoltaicos tenham funcionado o ano inteiro. Em 2015 e 2017 a contribuição energética total foi de 4.357,2 e 2.583kWh, respectivamente.

Observando a produção média na Tabela 4.3, verifica-se que esta é bastante próxima nos três anos, o que mostra certa conformidade na irradiância incidente no plano dos geradores fotovoltaicos, embora a nebulosidade diminua consideravelmente a produção de eletricidade nos meses de dezembro a abril, período este, conhecido como inverno amazônico. Já os meses com maior produção energética são agosto, setembro, outubro e novembro, visto que nesses meses há maior incidência de radiação solar, conforme mostra o atlas brasileiro de energia solar (PEREIRA *et. al.*, 2006). As Figuras 4.3 (a) a 4.3 (l) apresentam os valores da produção de energia elétrica diária para cada um dos meses referentes ao ano de 2016.

Tabela 4.2 – Energia produzida mensalmente por cada sistema de 2015 a 2017.

Meses	Energia Produzida (kWh)																	
	2015				2016							2017						
	S1	S2	M1	C1	S1	S2	S3	S4	M1	M2	C1	S1	S2	S3	S4	M1	M2	C1
Janeiro	-	-	-	-	241,3	132,3	-	-	23,7	-	322,1	236,6	-	107,6	173,8	24,4	97,3	322,2
Fevereiro	-	-	-	-	260	140,4	-	-	25,3	-	321,9 ¹	212,9 ²	95 ³	105,3	124,7 ⁴	23,6	70,3 ⁵	231,9 ⁶
Março	-	-	-	-	259,8	138,7	74,8	-	25,1	-	303,7 ⁷	190,1	135,5	111,7	137	22,6	77,1	83,5
Abril	-	-	-	-	302,9	165,2	145,6	-	29,3	-	242 ⁸							
Maio	-	-	-	-	350,5	193,8	170,1	112,1 ⁹	34,2	-	460,4							
Junho	73,1 ¹⁰	192,8	-	-	311,8 ¹¹	47,2 ¹²	171,7	179 ¹³	34,3	67,2 ¹⁴	355,6 ¹⁵							
Julho	352,2	204,2	-	-	355,2	-	172,2	203,6	34,1	127,8	465							
Agosto	371,7	207,3	36,3	-	374,9	-	173,9	210	34,4	138,8	474,7							
Setembro	355,5	201,1	34,1	-	341,6	-	155,5	211,7	32,7	136,8	445,4							
Outubro	348,4	191,7	35,1	86,9 ¹⁶	338,6	-	156,3	207,3	33,2	136,8	445,9							
Novembro	322,4	178	32,7	379,9	299,2	-	132,2	182,4	29,7	125,1	399,6							
Dezembro	271,5	149,6	26	306,7 ¹⁷	262,5	-	117,5	149,4	26,6	105,6	357,9							
Média	299,3	189,3	32,8	257,8	308,2	136,3	147	181,9	30,2	119,7	382,8	213,2	115,2	108,2	145,2	23,5	81,6	212,5
Total	2.094,8	1.324,7	164,2	773,5	3.698,3	817,6	1.469,8	1.455,5	362,6	838,1	4.594,1	639,6	230,5	324,5	435,5	70,6	244,7	637,6

¹ - No dia 6 não houve produção, pois foi necessário desligar o sistema para manutenção.

² - Nos dias 5 e 6 não houve registro de dados.

³ - O sistema voltou a operar no dia 8 após parada em 7 de junho de 2016.

⁴ - O sistema ficou parado do dia 24 a 28 para instalação do sistema de aquisição de dados do sistema M2.

⁵ - Interrupção do sistema nos últimos 5 dias para instalação do sistema de aquisição de dados.

⁶ - O sistema operou normalmente até o dia 22.

⁷ - No dia 31 devido a um erro do inversor o sistema produziu apenas 0,96 kWh.

⁸ - Esse valor não inclui os 10 primeiros dias, pois o inversor permaneceu desligado devido ao erro citado anteriormente.

⁹ - No dia 26 não houve produção à necessidade de manutenção.

¹⁰ - O sistema entrou em operação somente na última semana de junho.

¹¹ - Não houve registro de dados nos três primeiros dias, pois houve um problema no ponto de conexão com a rede elétrica.

¹² - O sistema deixou de operar no dia 7, devido a um erro no inversor.

¹³ - Não houve registro de dados nos três primeiros dias, pois houve um problema no ponto de conexão com a rede elétrica.

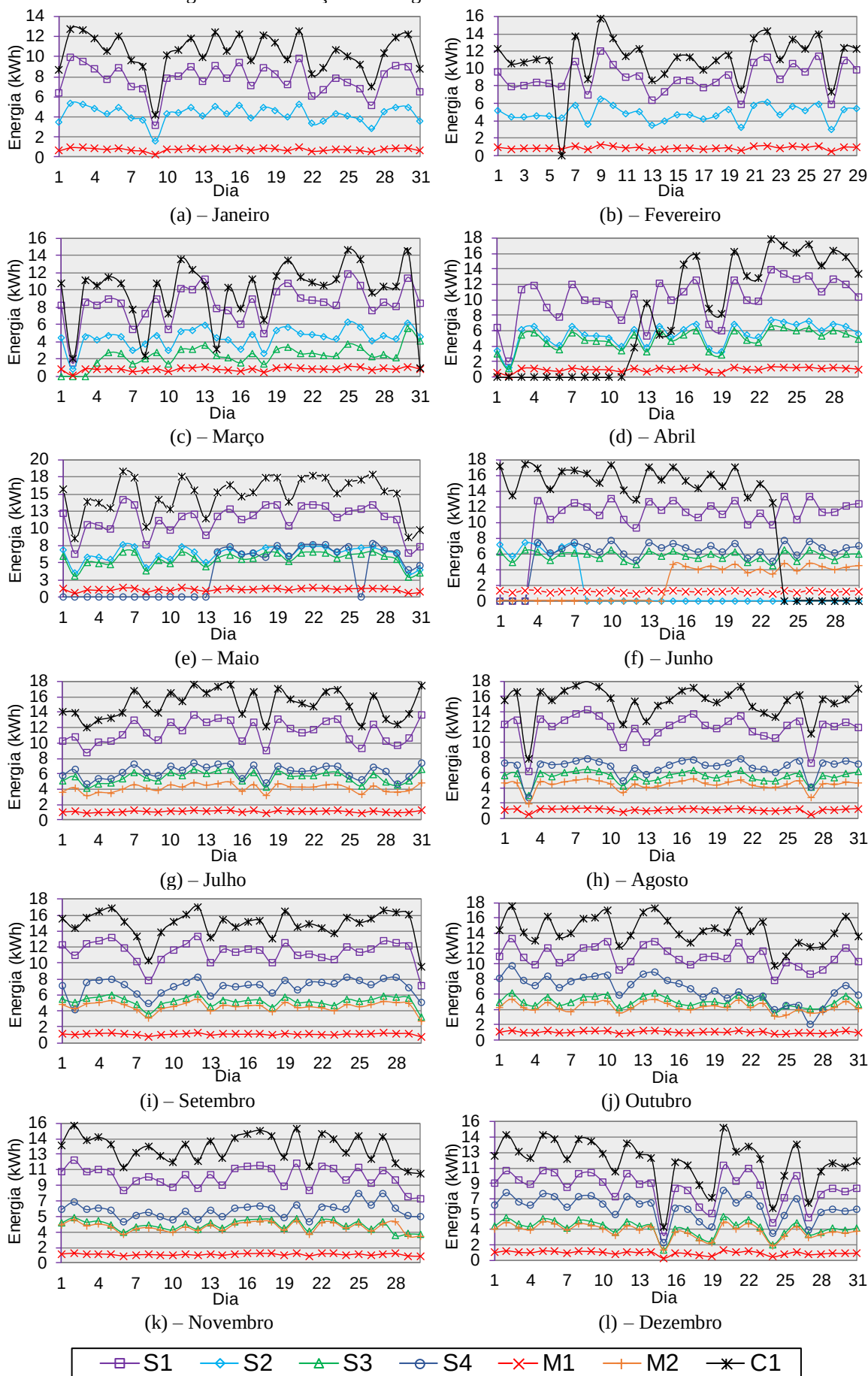
¹⁴ - O sistema entrou em operação a partir do dia 15.

¹⁵ - Este valor não inclui os últimos 7 dias, pois não houve registro de dados, novamente ocorre falha no inversor.

¹⁶ - O sistema começou a operar na última semana de outubro.

¹⁷ - Este valor não inclui os dias 12, 13 e 14, pois não houve registro de dados neste período.

Figura 4.3 – Produção de energia elétrica referente ao ano de 2016.



4.3 Produtividade do Sistema

A Tabela 4.3 apresenta os valores da produtividade final para cada sistema em termos de valores mensais. Verifica-se que em 2015 a melhor média mensal foi registrada para o sistema M1, com valor de 133,9 kWh/kWp, S2 teve a maior Y_F , totalizando 914,8 kWh/kWp durante os sete meses de operação. Se a análise for restrita a apenas os meses de novembro e dezembro, onde os sistemas funcionaram todos os dias do mês, o sistema com melhor produtividade foi S1 com médias de 134,2 kWh/kWp em novembro e 113 kWh/kWp em dezembro.

Em 2016 houve registro de dados durante os doze meses apenas para os sistemas S1, M1 e C1. As médias mensais são bastante próximas, com uma diferença de apenas 5,8 kWh/kWp no ano considerando os sistemas S1 e C1. O sistema com melhor produtividade foi C1, com média mensal de 129 kWh/kWp e uma produtividade anual de 1.548,3 kWh/kWp, mesmo considerando a produtividade abaixo da média para o mês de abril, consequente dos 10 primeiros dias inoperantes explicitados anteriormente.

Em 2017, para apenas os 3 meses de operação, o sistema M1 apresentou uma melhor produtividade, com uma Y_F média mensal de 96 kWh/kWp e uma Y_F acumulada de 288,1 kWh/kWp. Os valores de Y_F registrados diariamente para cada sistema durante o ano de 2016 são mostrados nas Figuras 4.4 (a) a 4.4 (l).

Em todos os dias, com exceção daqueles em que não houve operação normal devido a paradas para manutenção ou problemas técnicos, o sistema C1 apresentou uma melhor produtividade em comparação com os outros sistemas. A segunda melhor produtividade foi registrada para o sistema S1.

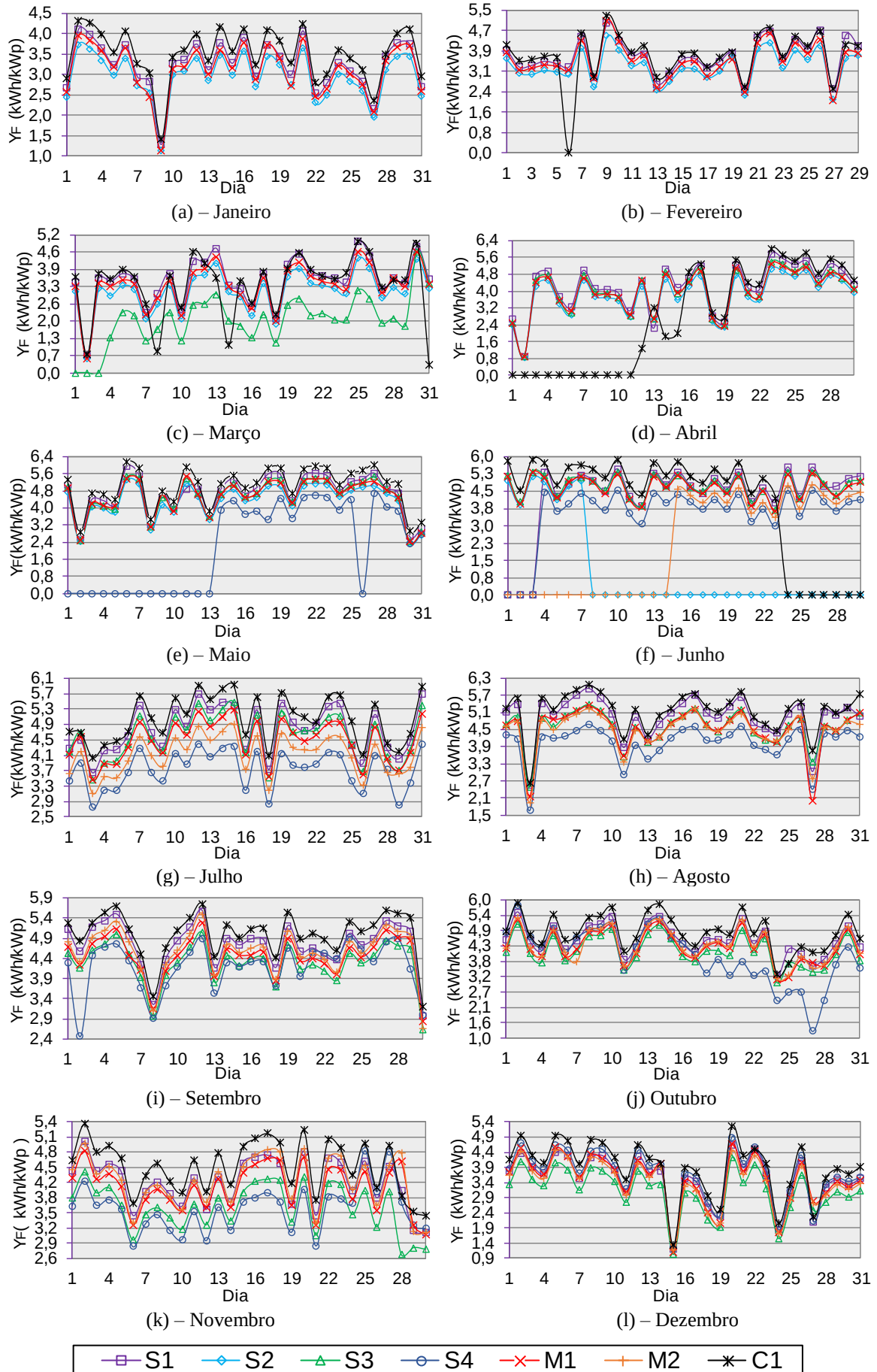
Na Figura 4.4 (c), visualiza-se que os valores de Y_F estão muito abaixo do esperado se comparado com os dois últimos dias do mês para S3. Isso ocorreu porque quando o sistema entrou em operação, no plano de seu gerador FV havia o acúmulo significativo de sujeira em todos os módulos, uma vez que o gerador já se encontrava instalado a bastante tempo.

Os dados para S4, mostrados nas Figuras 4.4 (e) a 4.4 (l), indicam uma variação considerável nos valores de Y_F ao longo dos meses. Nas Figuras 4.4 (e) a 4.4 (h) os valores obtidos estão sempre abaixo dos outros sistemas. Isso ocorre devido ao sombreamento do gerador FV no início e final do dia, conforme descrito em Rodrigues et al. (2016). Já na Figura 4.4 (k), a partir do dia 25, o sistema apresenta uma melhoria nos valores de Y_F , passando a ser segundo sistema com melhor desempenho. Isso ocorreu devido ao acréscimo de um módulo FV ao gerador, que passou a possuir 1.698 Wp instalados.

Tabela 4.3 – Produtividade final mensal por cada sistema de 2015 a 2017.

Meses	Produtividade Final (kWh/kWp)																	
	2015				2016							2017						
	S1	S2	M1	C1	S1	S2	S3	S4	M1	M2	C1	S1	S2	S3	S4	M1	M2	C1
Janeiro	-	-	-	-	100,5	91,7	-	-	96,7	-	108,5	98,5	-	89	103	99,5	97	108,6
Fevereiro	-	-	-	-	108,2	97,3	-	-	103,3	-	108,5	88,9	65,8	87	74	96,3	70	78,2
Março	-	-	-	-	108,2	96,1	61,8	-	102,3	-	102,4	79,1	93,9	92,3	82	92,3	77	28,1
Abril	-	-	-	-	126,1	114,4	120,3	-	119,6	-	81,6							
Maio	-	-	-	-	145,9	134,3	140,6	66,7	139,7	-	155,2							
Junho	30,4	133,6	-	-	129,8	32,7	141,9	106,5	140,1	67,2	119,8							
Julho	146,6	140,1	-	-	147,9	-	142,3	115,6	138,9	127,9	156,7							
Agosto	154,7	142,1	148	-	153,5	-	142	125	140,3	138,8	160							
Setembro	148	139,3	139,1	-	142,2	-	128,5	126	133,4	136,8	150,1							
Outubro	145	132,8	143,2	29,3	141	-	129,1	123,4	133,8	135,1	150,3							
Novembro	134,2	123,3	133,3	128	124,5	-	109,2	108,6	121,4	125,1	134,6							
Dezembro	113	103,6	106	103,3	109,3	-	97,1	89	108,4	105,6	120,6							
Média	124,6	130,7	133,9	86,9	128,1	94,4	121,3	107,6	123,2	119,5	129	88,8	79,9	89,4	86,3	96	81,3	71,6
Total	871,9	914,8	669,6	260,6	1.537,1	566,5	1.212,8	860,8	1.477,9	836,5	1.548,3	266,5	159,7	268,3	259	288,1	244	214,9

Figura 4.4 – Produtividade final mensal referente ao ano de 2016.



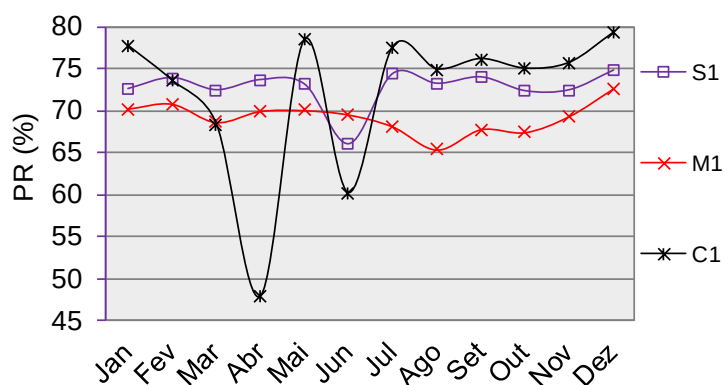
4.4 Rendimento Global

A Tabela 4.4 apresenta os valores do rendimento global para cada sistema em termos de valores mensais. Verifica-se que em 2015 o melhor PR foi registrado para o sistema M1, com valor de 70,1 %. Restringindo a análise para apenas os meses de novembro e dezembro, onde os sistemas funcionaram todos os dias do mês, o sistema com melhor desempenho foi S1 com 73,8 % em novembro e 73,1 % em dezembro.

Em 2016 verifica-se que dos três sistemas que funcionaram em todos os meses do ano (S1, M1 e C1), S1 e C1 tiveram o melhor desempenho, com um PR da ordem de 72,7 % e 72,1 %, respectivamente, mesmo considerando a produção abaixo da média no mês de abril para o sistema C1, devido à parada ocasionada por um erro no inversor.

A Figura 4.5 mostra os valores de PR registrados mensalmente para os sistemas S1, M1 e C1. Optou-se por mostrar os dados para apenas esses três sistemas porque somente estes apresentam registros de dados em todos os meses, embora tenham ocorrido interrupções significativas no funcionamento dos sistemas C1 e S1, durante os meses de fevereiro, março, abril (apenas em C1) e junho, conforme está melhor detalhado na Figura 4.6 (b, c, d e f). Desconsiderando esses meses, verifica-se que o comportamento do PR é bastante similar em todos os meses, com uma pequena melhoria nos meses de dezembro a fevereiro, período este onde ocorre mais chuvas e dias bastante nublados e, conseqüentemente, a temperatura de operação dos sistemas é menor.

Figura 4.5 – Variação dos valores de PR durante os meses de 2016.



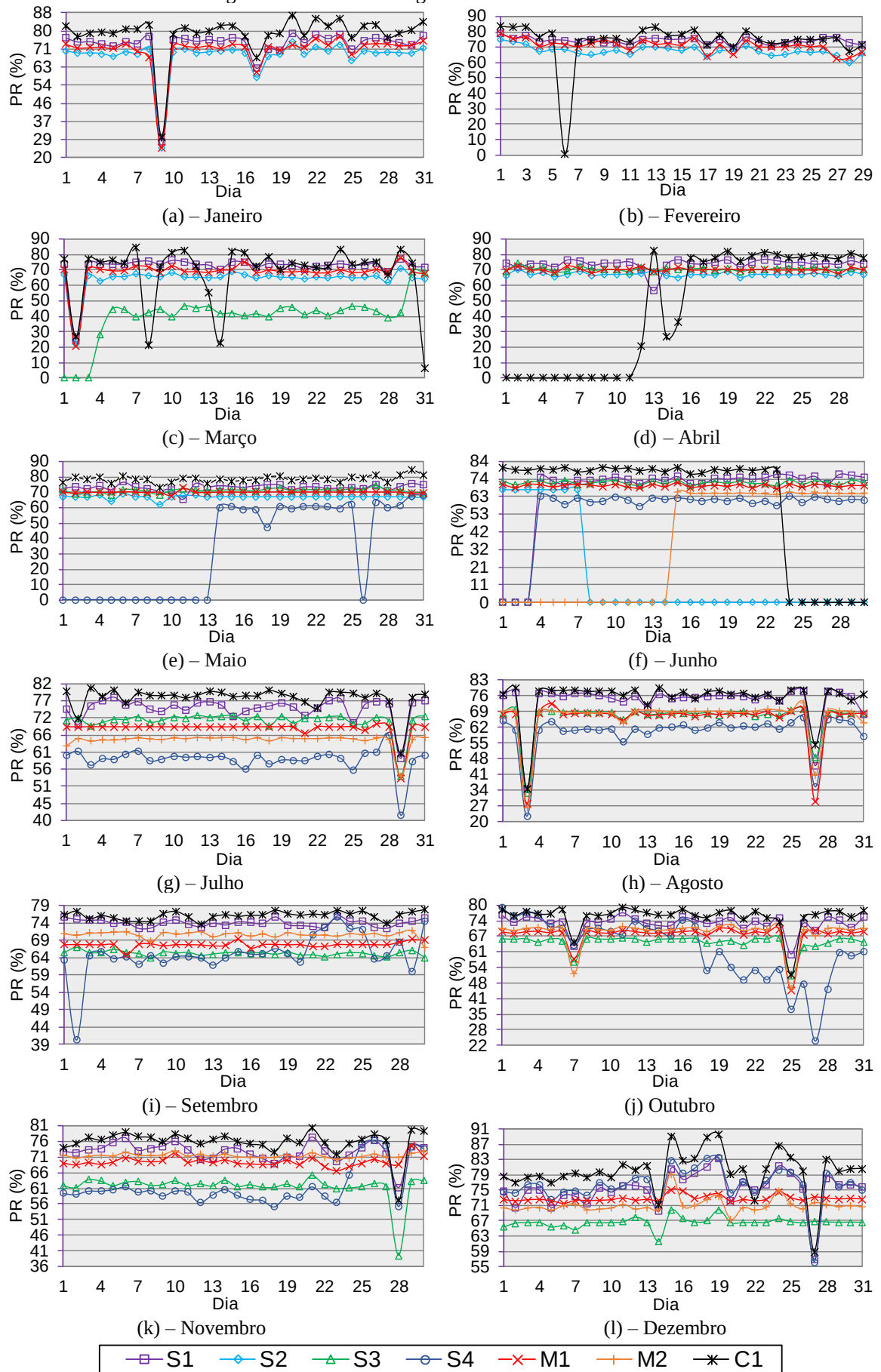
Fonte – Elaborado pelo autor.

Em 2017, para apenas os 3 meses de operação, o sistema S3 apresentou um melhor desempenho, com um PR de 72,4 %. Contudo destaca-se as falhas sequenciais ocorridas no sistema C1. Os valores de PR registrados diariamente para cada sistema durante o ano de 2016 são mostrados nas Figuras 4.6 (a) a 4.6 (l).

Tabela 4.4 – Rendimento Global obtido mensalmente para cada sistema de 2015 a 2017.

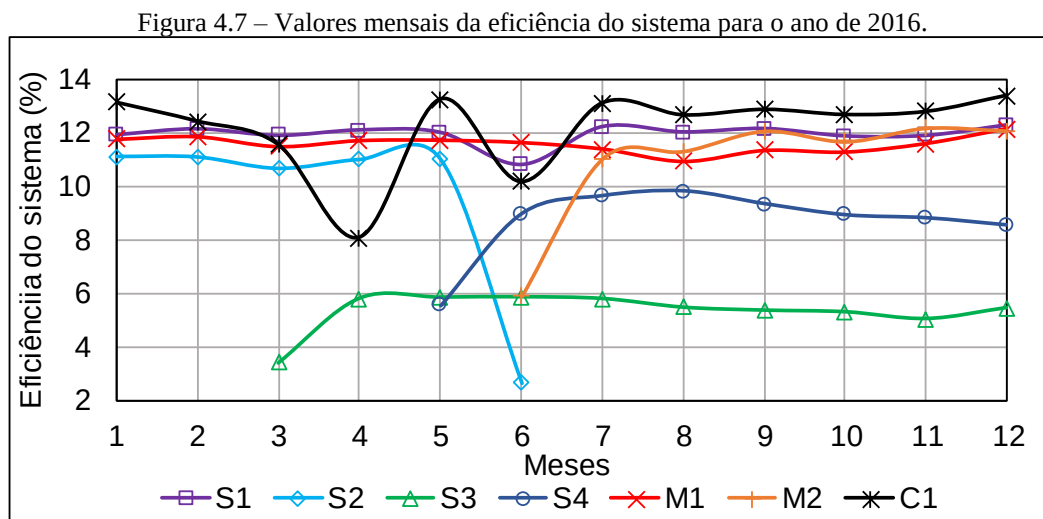
Meses	Rendimento Global (%)																	
	2015				2016							2017						
	S1	S2	M1	C1	S1	S2	S3	S4	M1	M2	C1	S1	S2	S3	S4	M1	M2	C1
Janeiro	-	-	-	-	72,6	67,6	-	-	70,2	-	77,7	70,7	-	66,4	74,3	73,1	69,8	78,6
Fevereiro	-	-	-	-	73,9	67,5	-	-	70,8	-	73,5	69,2	50,6	66,8	55,4	73,1	52,5	58,7
Março	-	-	-	-	72,5	64,9	41,3	-	68,6	-	68,4	56,1	67,2	66,1	57,6	65,8	54,4	19,9
Abril	-	-	-	-	73,7	66,9	70,5	-	69,9	-	47,8							
Maio	-	-	-	-	73,1	66,9	71,1	36,1	70	-	78,4							
Junho	15,5	68,6	-	-	66,1	16,1	71,2	58,2	69,5	34,5	60,1							
Julho	73,2	68,6	-	-	74,4	-	70,5	62,5	68,1	64,7	77,6							
Agosto	75,1	67,8	70,7	-	73,2	-	66,5	63,7	65,3	66,3	74,9							
Setembro	73,6	68,3	68,2	-	74	-	65,2	64,3	67,8	70,7	76,1							
Outubro	73,3	66,2	71,4	14,5	72,3	-	64,4	61,5	67,4	68,4	75							
Novembro	73,8	66,9	72,3	68,2	72,5	-	61,4	60,7	69,3	71,4	75,7							
Dezembro	73,1	66	67,5	64,7	74,8	-	66,4	58,9	72,6	70,8	79,3							
Média	65,4	67,5	70	49,1	72,8	67,6	64,9	56,9	69,1	63,8	72,1	64,3	58,9	66,4	62,4	70,7	58,9	52,4
Total Anual	65,2	67,5	70,1	47,4	72,7	67,5	65,4	56,8	69	63,5	72,1	64,3	59,2	66,4	62,5	70,6	59	52,1

Figura 4.6 – Rendimento global referente ao ano de 2016.



4.5 Eficiência do Sistema

A eficiência dos sistemas, em valores mensais, para o ano de 2016, é apresentada na Figura 4.7. Verifica-se que a eficiência máxima, considerando todos os sistemas, é menor que 14%. O sistema C1 obteve os melhores índices ao longo do ano, exceto para os meses de março, abril e junho quando ocorreram paradas por mais de um dia, alcançando uma eficiência máxima de 13,43 % registrada para o mês de dezembro. Os sistemas S1 e M1, que também possuem dados para todos os meses do ano, obtiveram uma eficiência média mensal de 11,96 % e 11,57 %, respectivamente. Para os dez meses em que o sistema S3 funcionou em 2016, não foram registrados valores de eficiência maior que 6 % e em março apresentou apenas 3,41 %, isso porque o gerador FV encontrava-se com bastante sujeira. Mesmo após a limpeza do gerador FV o sistema não superou os 6 % de eficiência. Portanto, S3 é o pior sistema em termos de eficiência.



Fonte – Elaborado pelo autor.

4.6 Algumas Avaliações Pontuais de Sistemas

Nesta etapa serão realizadas avaliações pontuais associadas à três dos sete sistemas estudados anteriormente, que são: S1, M1 e C1. Esses sistemas foram selecionados por representarem cada uma das três arquiteturas estudadas neste trabalho.

Para calcular os valores de eficiência tanto para o inversor como para os conversores, foi necessário modelar o comportamento das perdas nestes dispositivos, para isso, utilizou-se um modelo bastante conhecido na literatura que modela as perdas ocorridas no inversor utilizando apenas três parâmetros adimensionais (SCHMIDT *et al.*, 1992).

As perdas de potência no inversor podem ser interpretadas pela soma de três componentes: perdas de autoconsumo, $K_0 = P_{auto}$ (W); perdas lineares com a corrente (quedas de tensão nos semicondutores), $K_1 P_{Saída}$, e as perdas proporcionais ao quadrado da corrente (perdas ôhmicas), $K_2 P_{Saída}$ (MACÊDO, 2006). Dessa forma, as perdas em Watts são dadas pela Equação 4.1.

$$P_{Perdas} = P_{auto} + K_1 P_{Saída} + K_2 P_{Saída}^2 \quad (4.1)$$

Dividindo-se a Equação 4.1 pela potência nominal do inversor (P_{Inv}^0), ressaltando que $p_{Saída} = P_{Saída}/P_{Inv}^0$ e considerando $k_0 = P_{auto}/P_{Inv}^0$, $k_1 = K_1$ e $k_2 = K_2 P_{Inv}^0$, obtém-se a Equação 4.2:

$$p_{Perdas} = k_0 + k_1 p_{Saída} + k_2 p_{Saída}^2 \quad (4.2)$$

A vantagem da Equação 4.2 é que ela possibilita caracterizar completamente o comportamento das perdas no inversor e, conseqüentemente, a sua eficiência, com base em apenas três parâmetros adimensionais, k_0 , k_1 e k_2 , que podem ser determinados experimentalmente pelas equações 4.3 a 4.5. Esses valores também refletem a influência de fatores como tamanho e características do gerador fotovoltaico, bem como as condições de operação do sistema. Para se determinar os valores dos parâmetros característicos, k_0 , k_1 e k_2 , utilizam-se na prática as seguintes expressões (MARTÍN, 1998):

$$k_0 = \frac{1}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{1}{4} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{36} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} \quad (4.3)$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \frac{1}{\eta_{Inv1}} + \frac{33}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{12} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} - 1 \quad (4.4)$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \frac{1}{\eta_{Inv1}} - \frac{5}{2} \frac{1}{\eta_{Inv0,5}} + \frac{5}{18} \frac{1}{\eta_{Inv0,1}} \quad (4.5)$$

Onde $\eta_{Inv0,1}$, $\eta_{Inv0,5}$ e η_{Inv1} são os valores de eficiência instantânea correspondentes ao carregamento do inversor, respectivamente a 10 %, 50 % e 100 % da potência nominal. Estes valores podem ser obtidos da curva de eficiência do inversor.

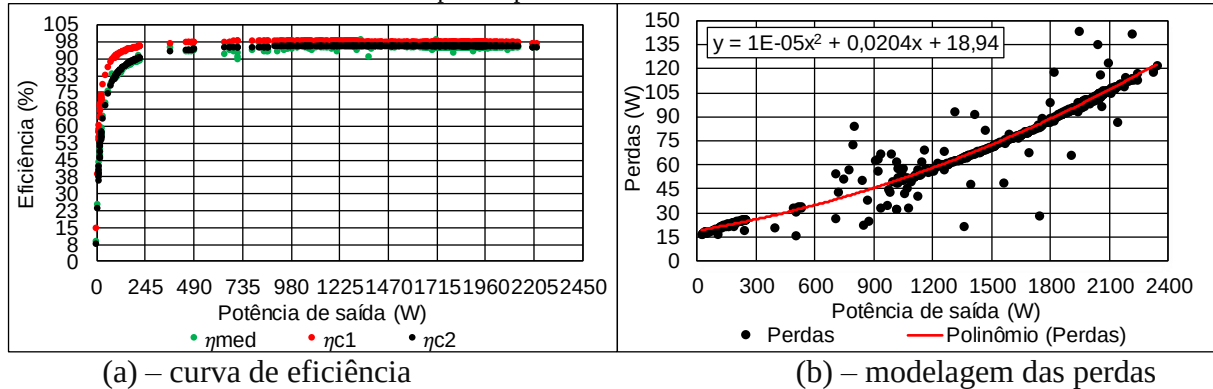
4.6.1 Sistema S1 (Inversor *string*)

Seguindo essa metodologia foram obtidas as perdas e também as curvas de eficiência para o inversor do sistema S1. Na Figura 4.8 observam-se os resultados obtidos onde, em (a) tem-se a curva de eficiência e em (b) as perdas calculadas a partir de medidas experimentais com o auxílio de um wattímetro, onde valores de até 120 W foram constatados. Percebe-se que a curva de eficiência calculada com os coeficientes obtidos dos resultados experimentais (η_{c2}) tem um ajuste melhor à curva de eficiência medida (η_{med}) do que a curva calculada com os coeficientes obtidos a partir das Equações 4.3 a 4.5 (η_{c1}). A Tabela 4.5 resume os coeficientes correspondentes à Equação 4.1.

Tabela 4.5 – Coeficientes de perdas calculados e obtidos experimentalmente.

Sistema / Coeficientes	Calculado			Experimental		
	K_0 (W)	K_1	K_2	K_0 (W)	K_1	K_2
Inversor (S1)	9,121	0,005	0,000010	18,94	0,0204	0,000010

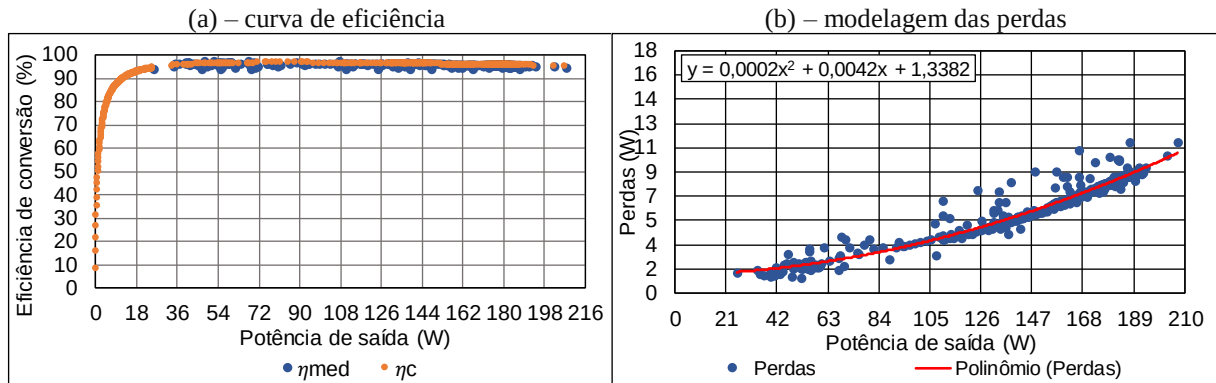
Figura 4.8 – Curvas de eficiência medida e calculada e modelagem das perdas para o inversor PHB3000-SS.



4.6.2 Sistema M1 (Microinversor)

Os resultados obtidos para o sistema M1 são mostrados na Figura 4.9, onde em (a) visualiza-se as curvas de eficiência medida (em azul) e a calculada com os coeficientes de perdas obtidos a partir de dados experimentais (em laranja), em (b) apresenta-se a distribuição das perdas em função da potência de saída e o polinômio de perdas. A Tabela 4.6 mostra apenas os coeficientes obtidos experimentalmente, uma vez que o fabricante não informa a curva de eficiência para este microinversor.

Figura 4.9 – Curva de eficiência média e modelagem das perdas para o microinversor M215 utilizado no sistema M1.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Tabela 4.6 – Coeficientes de perdas experimentais para o microinversor.

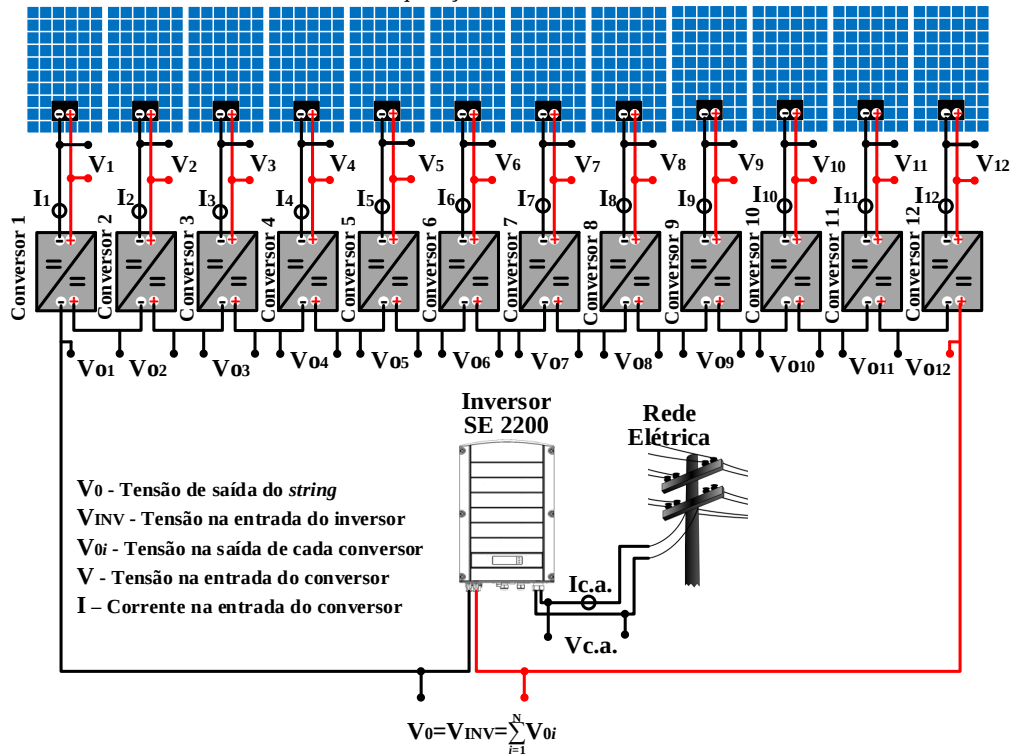
Sistemas / Coeficientes	Experimental		
	K_0 (W)	K_1	K_2
Microinversor (M1)	1,3382	0,0042	0,0002

4.6.3 Sistema C1 (Conversor c.c.-c.c.)

A vantagem de integrar vários conversores com SPMP, um para cada módulo que compõe o gerador FV, torna-se mais interessante quando eles são interligados em cascata, como uma clássica fileira de módulos FV série e em paralelo com um único inversor em SFCR típico (ORDUZ *et al.*, 2013). O sistema com esta configuração, analisado neste trabalho, é composto de 12 conversores com SPMP conectados em série e todos conectados a um inversor.

A Figura 4.10 mostra o diagrama de conexões entre os componentes e também as grandezas registradas pelo sistema de aquisição de dados do sistema C1. Para os conversores c.c.-c.c. há o registro da corrente, tensão e potência na entrada (entregue pelo módulo FV) e somente o registro da tensão e energia na saída, e além disso as informações não são armazenadas com um intervalo de tempo fixo (por exemplo cinco minutos) e comum a todos os conversores, o que dificultou as análises. Nos dados obtidos para o inversor não ocorre esse problema da sincronização no armazenamento dos dados, uma vez que os parâmetros de entrada e saída são registrados em um intervalo de cinco minutos, exceto a energia que é computada de hora em hora. Contudo, na entrada (lado c.c.) há somente o registro da tensão e na saída (interface com a rede elétrica) são registrados os dados de frequência, tensão, corrente, potência e a energia injetada na rede elétrica. Devido a essas limitações, não foi possível utilizar todas as informações registradas para fazer análises mais detalhadas ao longo do período em que o sistema esteve em funcionamento.

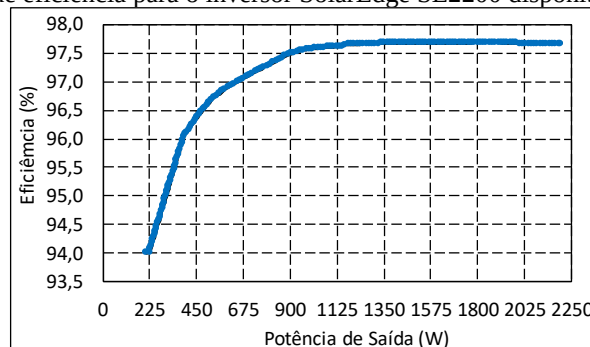
Figura 4.10 – Diagrama de conexões e parâmetros elétricos registrados pelo sistema de aquisição de dados do sistema C1.



Fonte – Elaborado pelo autor.

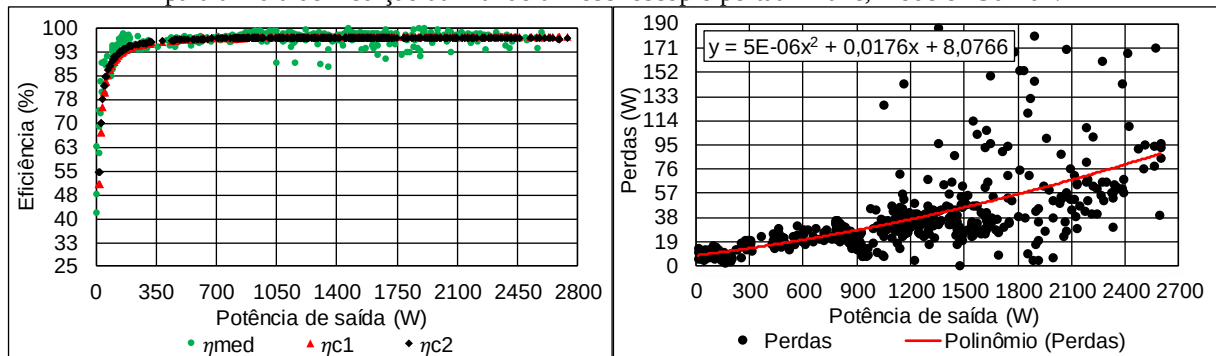
Inicialmente, as medições foram realizadas com o auxílio de um osciloscópio portátil, de quatro canais do fabricante Fluke, modelo 190-204. A Figura 4.12 mostra os resultados obtidos durante um dia de medição para o inversor SE2200, em (a) visualiza-se as curvas de eficiência, onde a curva em vermelho foi obtida considerando os coeficientes de perdas calculados da curva de eficiência fornecida pelo fabricante (Equação 4.2) mostrada na Figura 4.11 e, a curva em preto, foi calculada com coeficientes obtidos diretamente da modelagem das perdas no inversor (Equação 4.1), mostrada na Figura 4.12 (b). Verifica-se que a curva calculada com os coeficientes mostrados no polinômio da Figura 4.12 (b) se ajustou ligeiramente melhor do que aquela calculada com os coeficientes extraídos da Figura 4.11.

Figura 4.11 – Curva de eficiência para o inversor SolarEdge SE2200 disponibilizada pelo fabricante.



Fonte – Obtido da curva de eficiência disponibilizada pelo fabricante.

Figura 4.12 – Eficiência medida e calculada com as respectivas perdas para o inversor SolarEdge SE2200 obtida para um dia de medição utilizando um osciloscópio portátil Fluke, modelo 190-204.

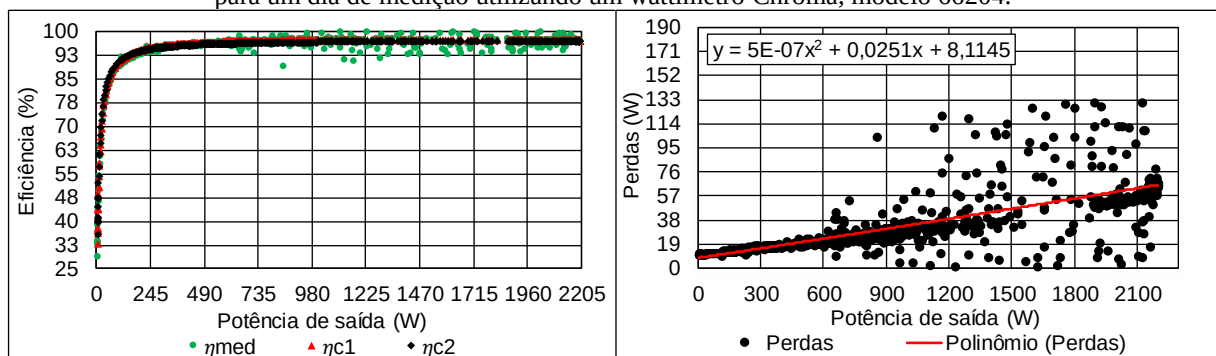


Fonte – Elaborado pelo autor.

Os resultados da eficiência medida e das perdas obtidas com o osciloscópio portátil apresentam uma dispersão bastante acentuada e valores de perdas da ordem de 190 W. Esses erros podem ser associados ao próprio equipamento e principalmente aos erros introduzidos pelas garras de corrente utilizadas durante a medição, além do que, essas garras serem de fabricantes diferentes e, conseqüentemente, possuírem precisões diferentes.

Para efeito comparativo, foram realizadas medições utilizando um wattímetro de quatro canais de modelo 66204 do fabricante Chroma. Os resultados deste ensaio são mostrados na Figura 4.13 e as curvas de eficiência calculadas conforme descrito anteriormente são mostradas na Figura 4.13 (a) enquanto que em (b) é apresentado a modelagem das perdas com seus respectivos coeficientes.

Figura 4.13 – Eficiência medida e calculada com as respectivas perdas para o inversor SolarEdge SE2200 obtida para um dia de medição utilizando um wattímetro Chroma, modelo 66204.

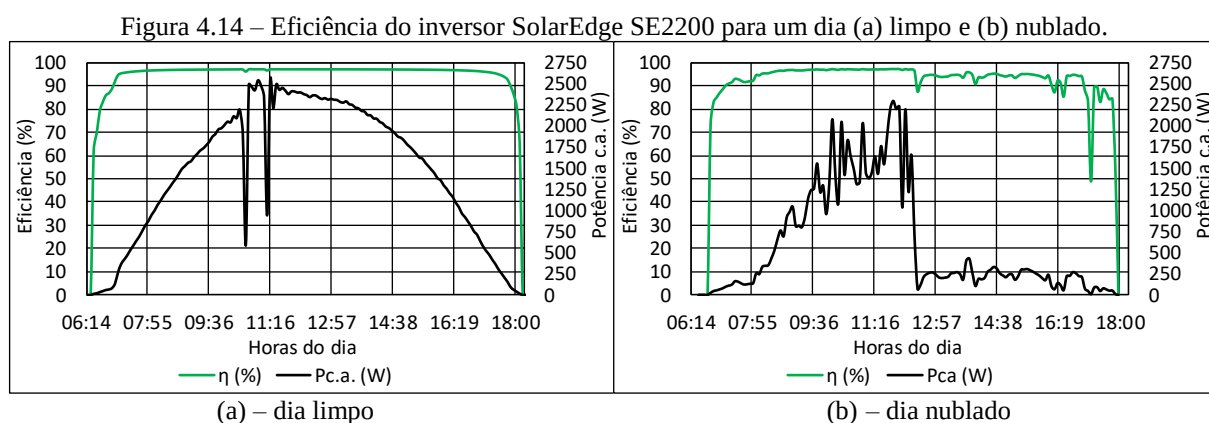


Fonte – Elaborado pelo autor.

Verifica-se que tanto a curva de eficiência medida como as perdas no inversor estão distribuídas de forma mais uniforme que na Figura 1.12, o que indica uma melhor qualidade na medição dos parâmetros de entrada e saída do inversor. Além disso, os valores das perdas são

bem mais modestos se comparados com os resultados do osciloscópio que obteve registro de até 187 W, enquanto que o wattímetro registou perdas de no máximo 131 W. Por isso, adotou-se a modelagem das perdas obtidas com o wattímetro para o cálculo da potência e da corrente de entrada e consequentemente da eficiência de conversão instantânea para o inversor.

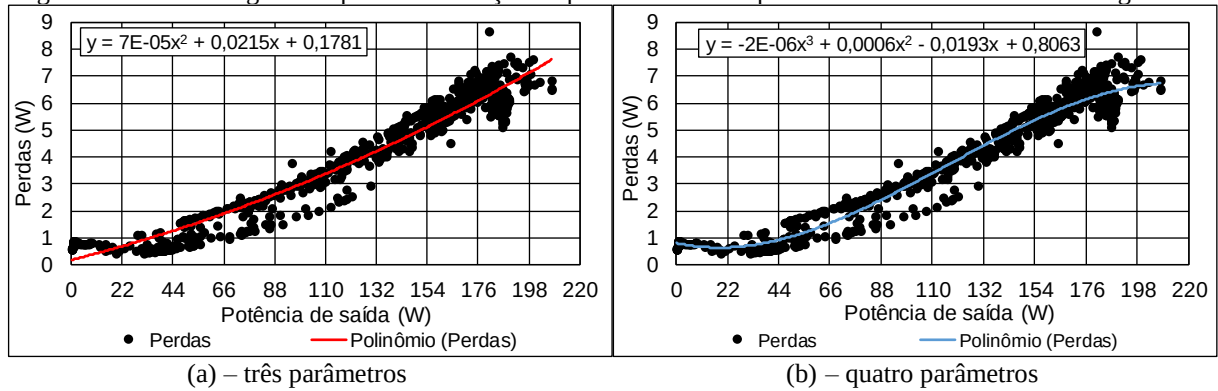
A Figura 4.14 mostra os valores de eficiência calculados após a modelagem das perdas utilizando o procedimento descrito anteriormente. Em (a) visualiza-se a eficiência ao longo de um dia com poucas nuvens e em (b) é mostrado a variação da eficiência do inversor para um dia de céu nublado. Verifica-se que a eficiência do inversor é bastante afetada para níveis baixos de irradiância, e se mantém bem uniforme quando há uma boa incidência dos raios solares sobre o gerador fotovoltaico.



Fonte – Elaborado pelo autor.

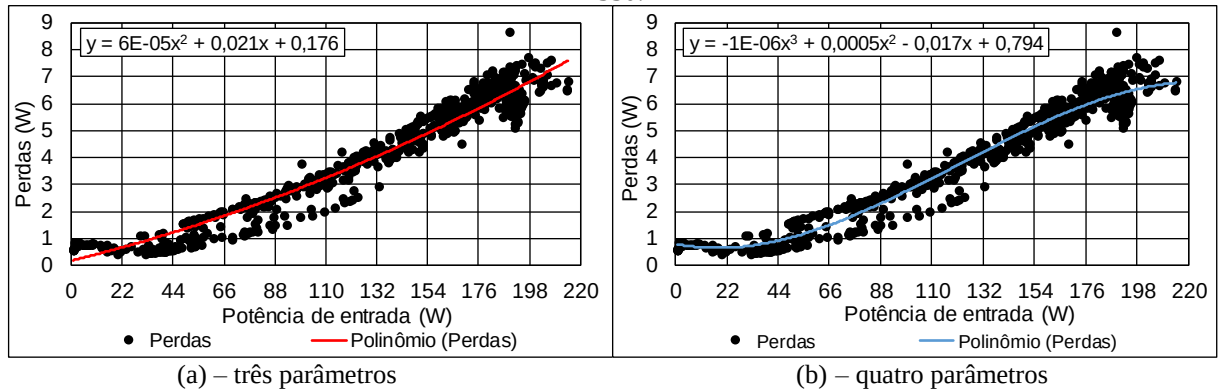
Para modelar as perdas nos conversores c.c.-c.c. assumiu-se o mesmo modelo descrito na seção 4.6, o qual é bastante utilizado para o modelamento das perdas em inversores. Esse modelo calcula as perdas em função da potência de saída, contudo, como a aquisição de dados não registra a potência de saída e sim a de entrada, optou-se por utilizar o modelo considerando a potência de entrada do conversor c.c.-c.c.. Além disso, verificou-se que a curva de tendência com apenas três parâmetros, não se ajustou muito bem aos gráficos de perdas mostrados na Figura 4.15 e Figura 4.16, por isso, foi proposto um modelo empírico que utiliza um quarto coeficiente. Esse último modelo se mostrou mais eficiente, ajustando-se melhor, comparativamente ao modelo de três parâmetros. Verifica-se que os coeficientes são diferentes, considerando a potência de entrada e saída, contudo, visualmente, percebe-se que o comportamento é o mesmo, havendo assim, a possibilidade de considerar a potência de entrada para modelar as perdas nos conversores c.c.-c.c., visto que o sistema de aquisição de dados não informa a potência de saída.

Figura 4.15 – Modelagem das perdas em função da potência de saída para o conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.



Fonte – Elaborado pelo autor.

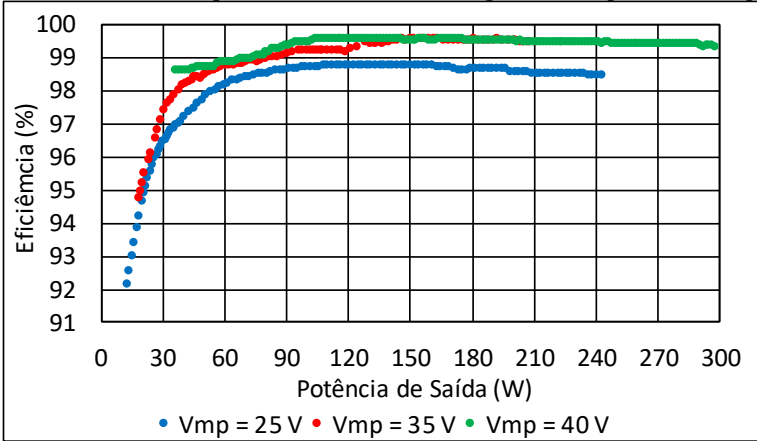
Figura 4.16 – Modelagem das perdas em função da potência de entrada para o conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.



Fonte – Elaborado pelo autor.

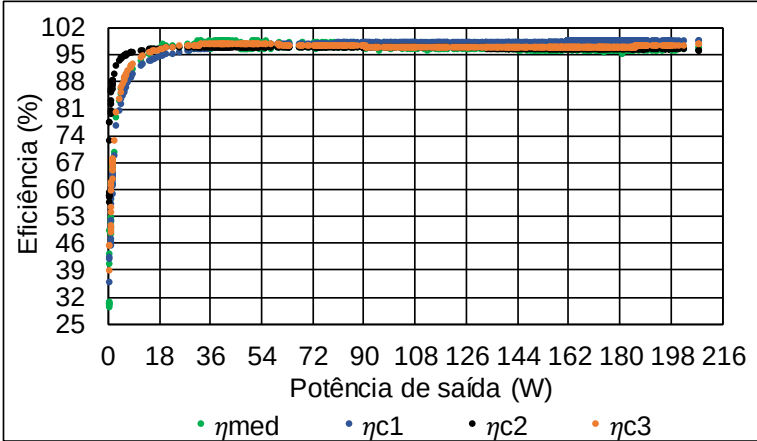
A Figura 4.18 mostra os resultados obtidos durante um dia de medição para um dos conversores, onde a curva em azul (η_{c1}) foi obtida considerando os coeficientes de perdas calculados da curva de eficiência fornecida pelo fabricante mostrada na Figura 4.17. Como o fabricante informa três curvas foi escolhida a curva em azul ($V_{mp} = 25$ V), pois esta ficou mais próxima dos valores de eficiência medidos. A curva em preto (η_{c2}) foi calculada com os três coeficientes obtidos diretamente da modelagem das perdas no conversor (Equação 4.1), enquanto que a curva em laranja (η_{c3}) foi calculada com o modelo proposto, que utiliza quatro coeficientes. Verifica-se que a curva calculada com o modelo proposto se ajustou ligeiramente melhor do que as demais curvas. A Tabela 4.7 mostra os coeficientes calculados e medidos para o inversor SE220 e o conversor P350.

Figura 4.17 – Curva de eficiência para o conversor SolarEdge P350 disponibilizada pelo fabricante.



Fonte – Obtido da curva de eficiência disponibilizada pelo fabricante.

Figura 4.18 – Curvas de eficiência para o conversor c.c.-c.c. SolarEdge P350.



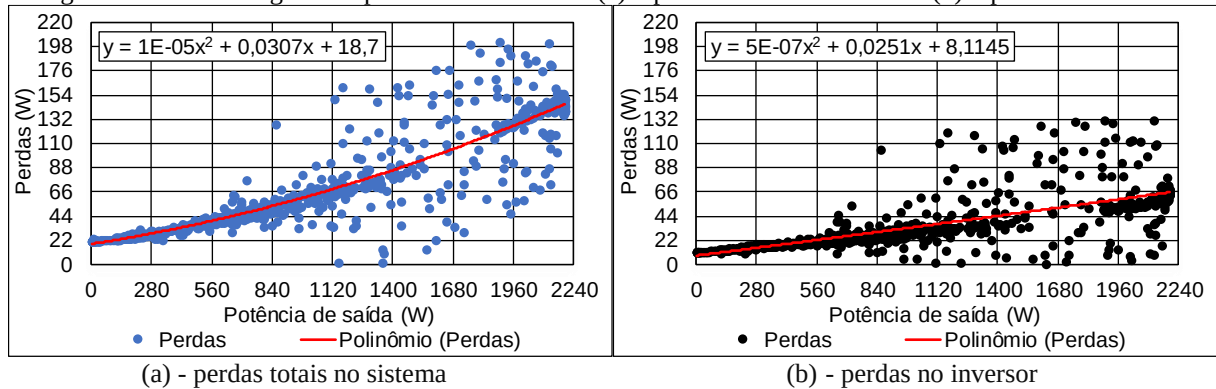
Fonte – Elaborado pelo autor.

Tabela 4.7 – Coeficientes de perdas calculados e medidos para o inversor, conversor e inversor + conversor.

Sistemas / Coeficientes	Calculado			Experimental			Experimental Proposto			
	K ₀	K ₁	K ₂	K ₀	K ₁	K ₂	K ₀	K ₁	K ₂	K ₃
Inversor (C1)	9,403	0,016	0,000002	8,115	0,025	0,0000005				
Conversor c.c.-c.c. (C1)	0,902	0,006	0,000014	0,178	0,021	0,00007	0,80	-0,019	0,0006	-0,000002
Conversor + Inversor				18,7	0,0307	0,00001				

As perdas de conversão totais, neste caso, dada pelas perdas nos conversores e inversor, podem ser modeladas utilizando o mesmo modelo polinomial de três parâmetros usados para modelar o inversor, Os resultados para um dia de medição são mostrados na Figura 4.19, onde em (a) visualiza-se a modelagem das perdas totais de conversão (conversor + inversor) no sistema, e em (b) apresenta-se as perdas no inversor.

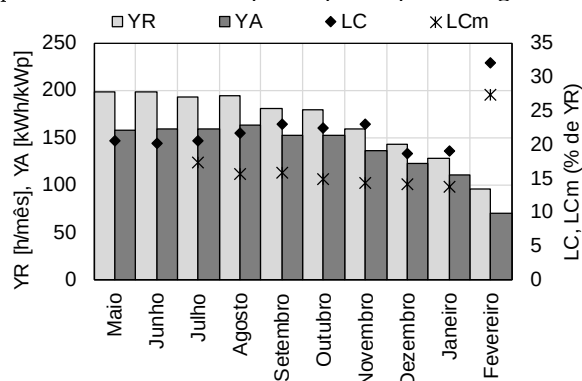
Figura 4.19 – Modelagem das perdas considerando: (a) – perdas totais no sistema e (b) – perdas no inversor



Fonte – Elaborado pelo autor.

Outras perdas importantes estão associadas as perdas no gerador FV. A Figura 4.20 apresenta os valores das perdas no gerador FV do sistema C1, também conhecidas como perdas por captura, no período de julho de 2015 a fevereiro de 2016, que foi quando passou-se a monitorar a irradiância no plano do gerador FV, utilizando o procedimento descrito na seção 3.7 do Capítulo 3. Neste gráfico consta também a produtividade de referência, a produtividade do gerador FV, ambas medidas e usadas no cálculo de LCm (perdas por captura medidas), além das perdas por captura baseada na produtividade de referência obtida da transposição dos dados de irradiância global no plano horizontal para o plano inclinado do gerador FV (LC). Verifica-se que os valores de LCm, na média estão próximos de 15% de Y_R , exceto para o mês de fevereiro onde as perdas são bem mais significativas com valor de 27,38 % de Y_R , isso aconteceu devido a um problema que ocorre desde o dia 23 desse mesmo mês e impede o funcionamento do inversor automaticamente no início do dia e consequentemente aumenta as perdas, pois considera-se a total irradiação incidente no gerador para o cálculo dessas perdas. Além disso, observa-se que os valores de LCm são menores do que aqueles calculados com dados extrapolados, indicando uma sobre-estimação do recurso solar no plano do gerador FV.

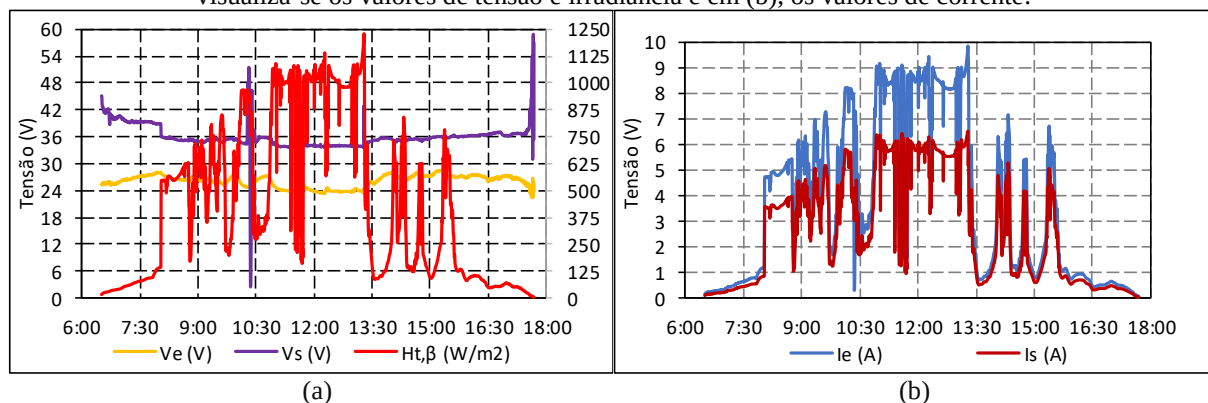
Figura 4.20 – Perdas por captura no gerador FV calculadas com dados de irradiação medidos (LCm) no plano do gerador FV e medidas no plano horizontal e transpostas para o plano do gerador com software Meeonorm.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Os resultados da operação, obtidos para um conversor, durante um dia de medição realizada com o wattímetro, são mostrados na Figura 4.21, ressalta-se que como os conversores estão sob a mesma condição de operação, é bem provável que este seja o mesmo comportamento para os demais conversores da *string*. O parâmetro com o subíndice “e” correspondem a entrada, e os com o subíndice “s” correspondem a saída do conversor c.c.-c.c.. Nota-se que a tensão de saída do conversor c.c.- c.c. permanece praticamente constante, mesmo considerando variações significativas na irradiância. A diferença entre a corrente de entrada e saída é proporcional ao nível de carregamento do conversor. A corrente na saída possui também influência dos outros conversores, pois como estão ligados todos em série, os conversores buscaram um ponto de operação em que a corrente na saída seja comum a todos.

Figura 4.21 – Resultados para um dia de operação de um dos 12 conversores c.c.-c.c operando na *string*. Em (a) visualiza-se os valores de tensão e irradiância e em (b), os valores de corrente.



Fonte – Elaborado pelo autor.

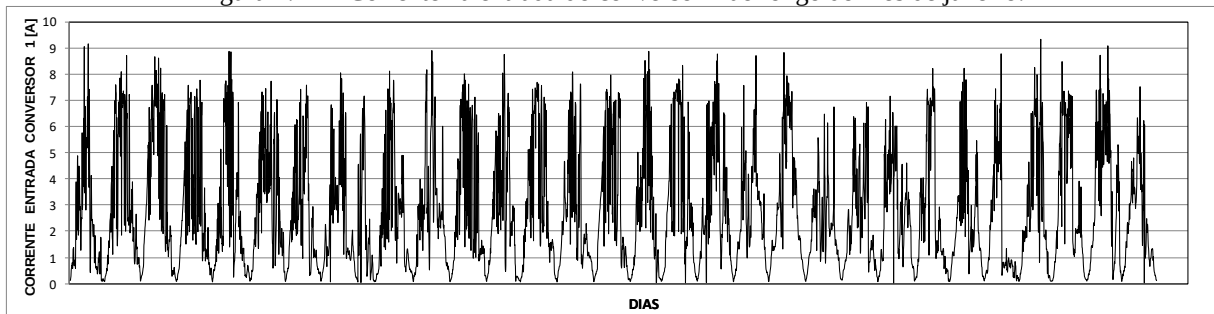
A partir da próxima seção as análises serão realizadas apenas para o sistema C1, isto porque somente os sistemas S1 e C1 possuem monitoramento dos parâmetros elétricos dos inversores, embora seja deficiente no caso de C1, já os dados de S1 não serão utilizados porque os mesmos estão sendo medidos de forma incorreta pelo sistema de aquisição de dados.

4.6.3.1 Parâmetros elétricos dos conversores c.c.-c.c.

As Figuras 4.22 a 4.27 apresentam o comportamento dos parâmetros elétricos, de um conversor c.c.-c.c., registrados pelo sistema de aquisição de dados ao longo dos meses de janeiro (mês com menor produção) e agosto (mês com maior produção) de 2016. Percebe-se que em janeiro, por decorrência de menores índices de irradiância, a corrente (Figura 4.22 e 4.23) e a potência (Figura 4.24 e 4.25) apresentaram, em alguns dias, valores menos expressivos do que em agosto. Nas Figuras 4.26 e 4.27, além da tensão de entrada e saída, visualizam-se os

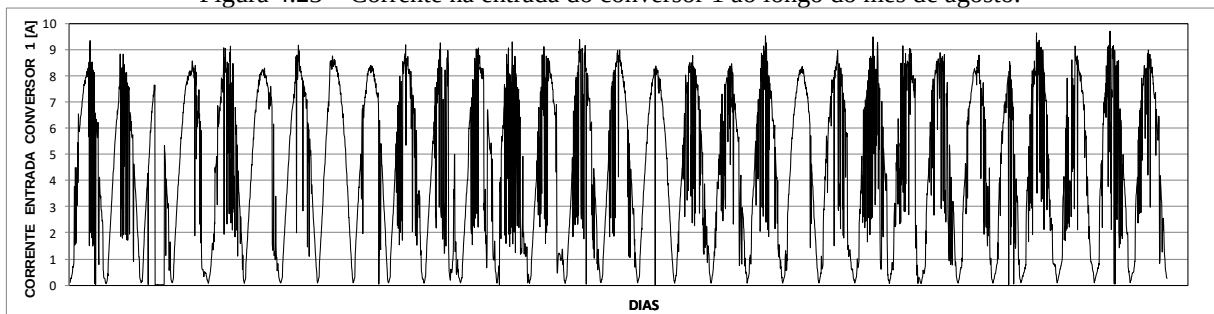
valores da taxa de conversão do conversor (MR), esse parâmetro representa a relação entre as tensões de saída e entrada, onde, por exemplo, um MR igual a 1 indica que a tensão de saída é a mesma na entrada, já um MR igual a 2, mostra que a tensão na saída do conversor c.c.-c.c. é o dobro da tensão de entrada. No caso estudado varia entre 1 e 1,9 ao longo de um dia de operação. Percebe-se que para tensão ocorre uma elevação e redução brusca nos valores, isso ocorre devido ao “pareamento” que o inversor faz todos os dias quando inicia a operação pela manhã ou após uma ausência da rede elétrica, por exemplo, que por motivo de segurança o conversor configura a tensão de saída em 1 V (12 V para a *string*). Aqui são apresentados os gráficos diários para apenas um conversor, contudo, os resultados para os outros conversores são encontrados no apêndice B.

Figura 4.22 – Corrente na entrada do conversor 1 ao longo do mês de janeiro.



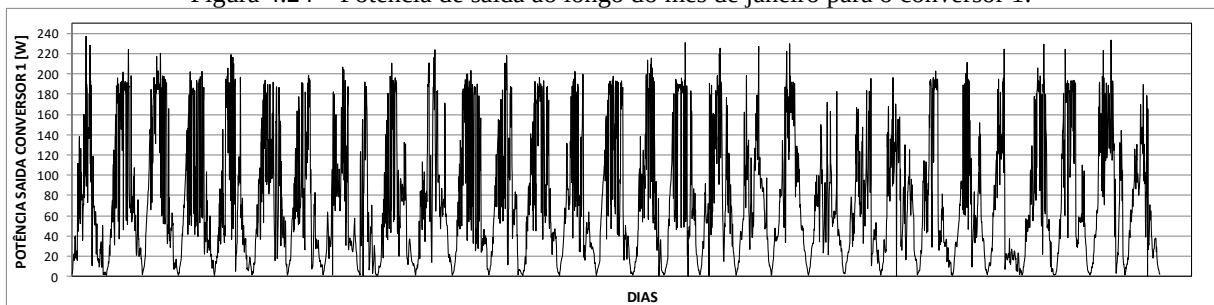
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.23 – Corrente na entrada do conversor 1 ao longo do mês de agosto.



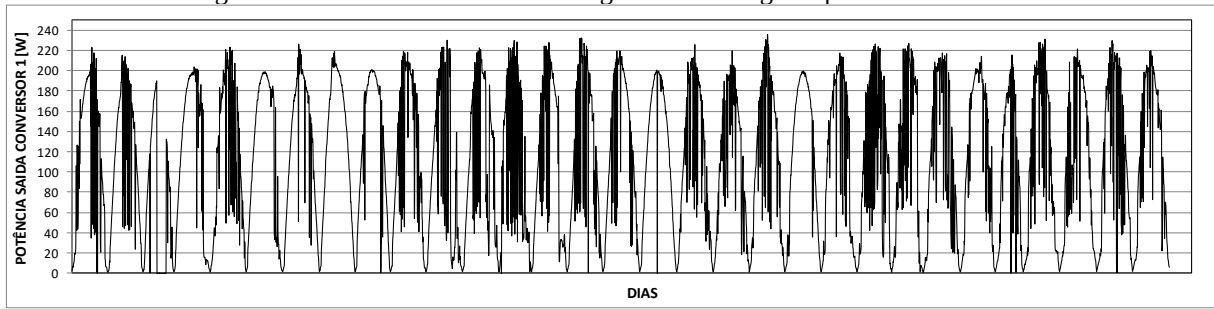
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.24 – Potência de saída ao longo do mês de janeiro para o conversor 1.



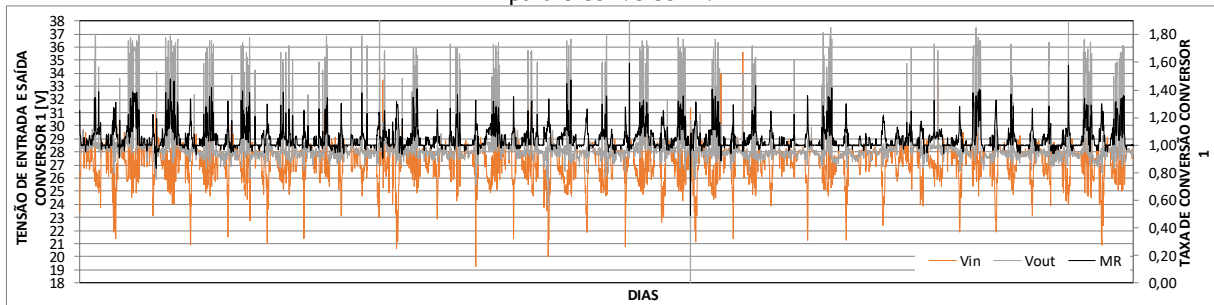
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.25 – Potência de saída ao longo do mês de agosto para o conversor 1.



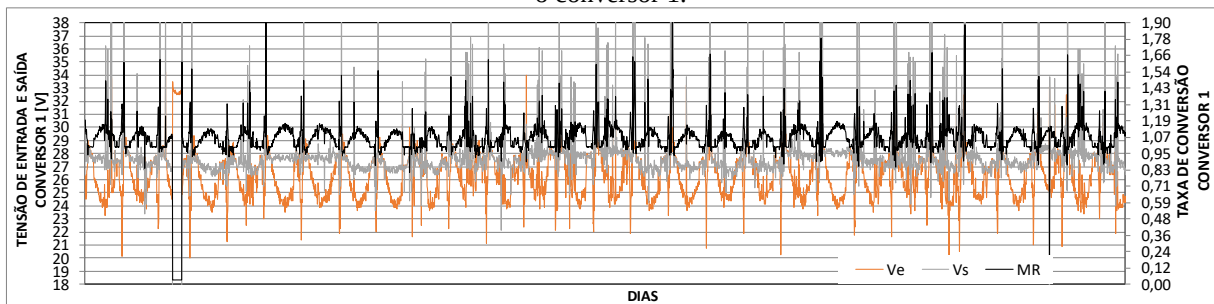
Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.26 – Variação da tensão de entrada e saída e da taxa de conversão – MR ao longo do mês de janeiro para o conversor 1.



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.27 – Variação da tensão de entrada e saída e da taxa de conversão – MR ao longo do mês de agosto para o conversor 1.



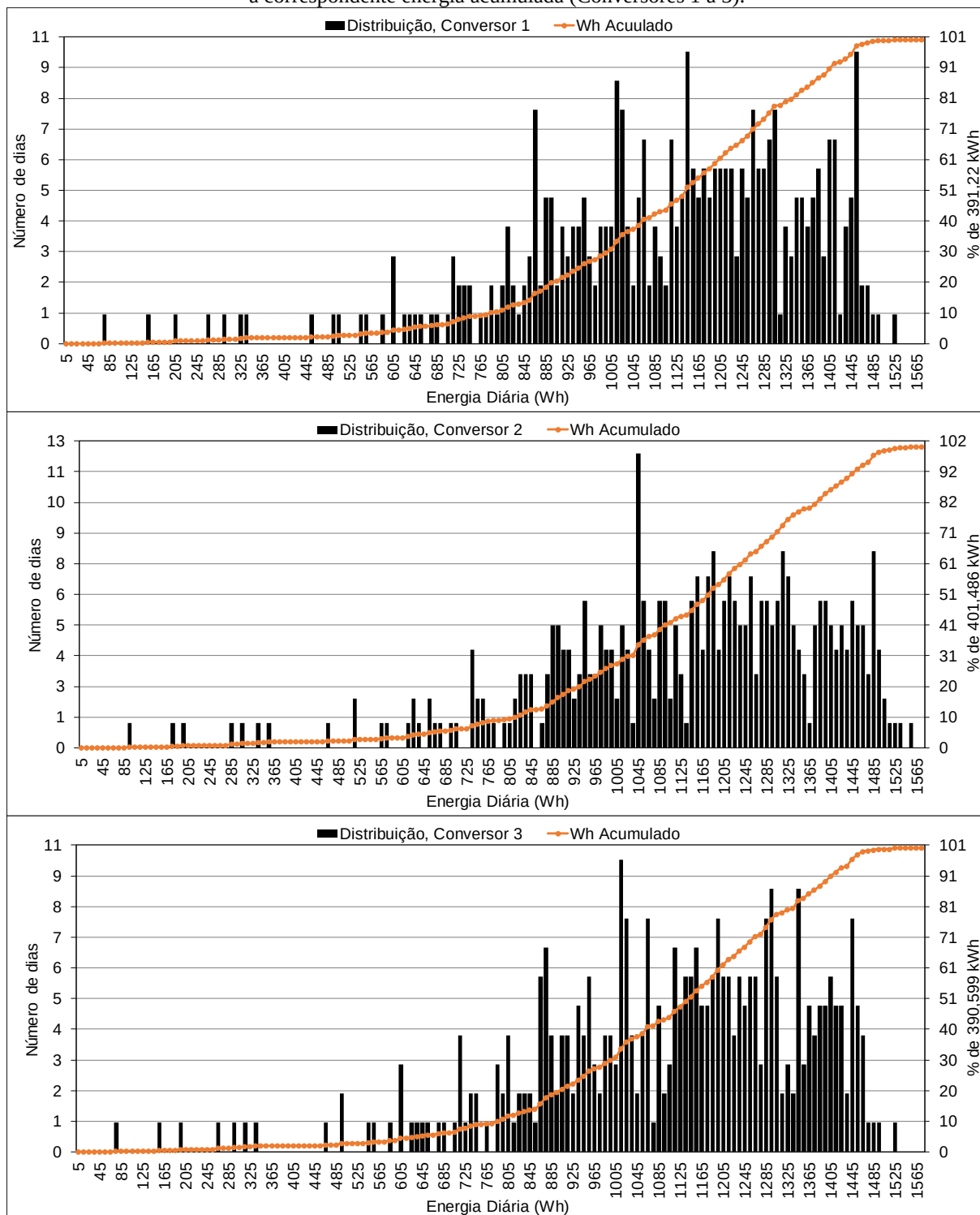
Fonte – Elaborado pelo autor.

4.6.3.2 Energia convertida pelos conversores c.c.-c.c.

As Figuras 4.28 a 4.31 mostram a distribuição da energia convertida diariamente para cada conversor c.c.-c.c. em particular. Acrescenta-se também, a distribuição acumulada da energia total produzida no ano de 2016. Cada coluna vertical representa um incremento de 10 Wh, sendo que para os valores referentes à coluna de 0 Wh, consideraram-se os dias em que a produção foi inferior a 10 Wh. Como pode ser observado, todos os conversores tiveram dias de produção inferior a 10 Wh, o que pode ser justificado devido a interrupções no funcionamento do sistema, ocasionada por problemas técnicos ou paradas para manutenção. A maior produção para apenas um dia foi de 1.575 Wh atingida pelo conversor 9. As faixas de produção diária que mais contribuem para a produção de eletricidade ao longo do ano encontram-se no intervalo

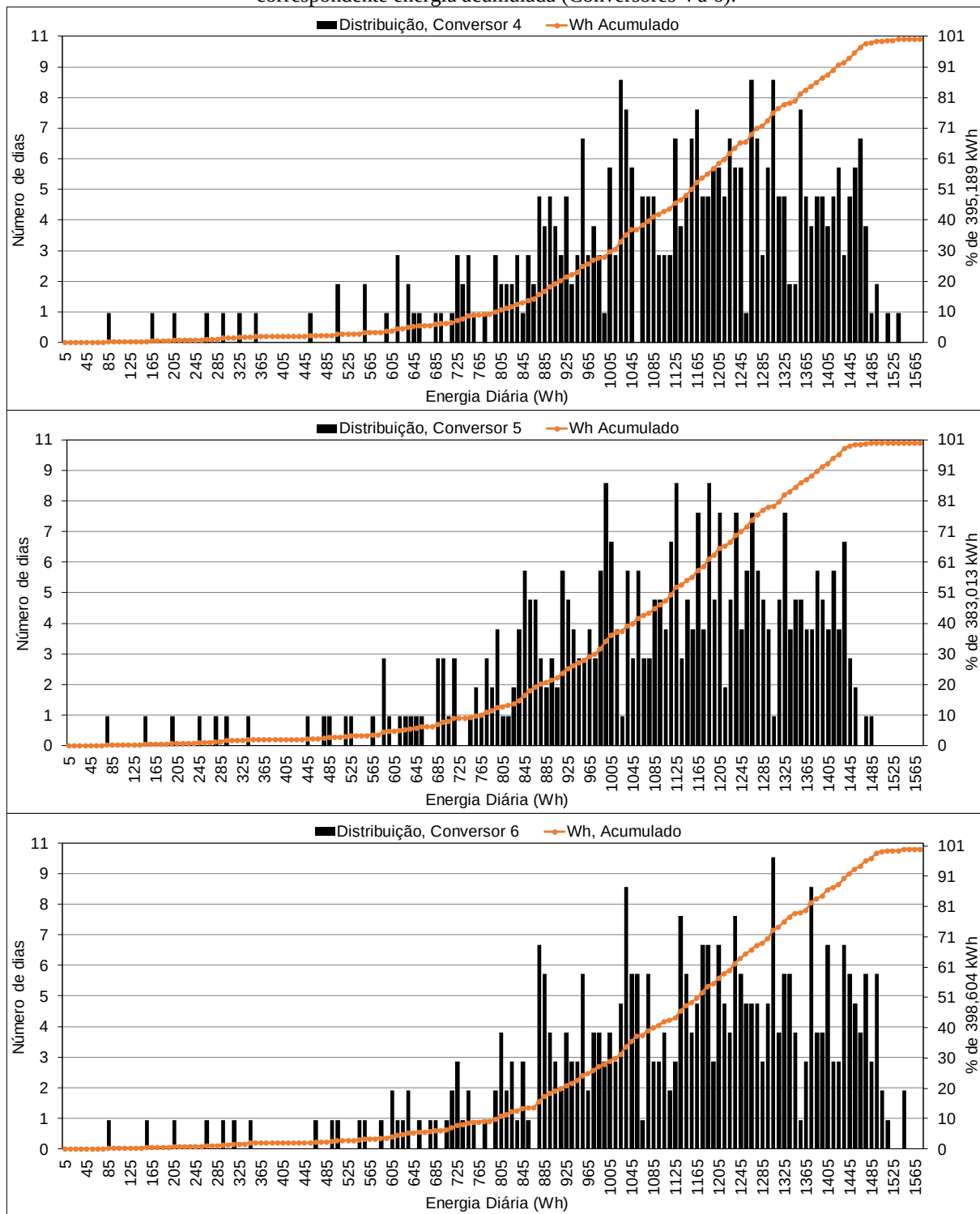
de 800 a 1.500 Wh. Para todos os conversores nota-se um comportamento bastante similar em termos das distribuições encontradas, indicando que no geral, eles tiveram desempenho parecidos ao longo do ano de 2016.

Figura 4.28 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 1 a 3).



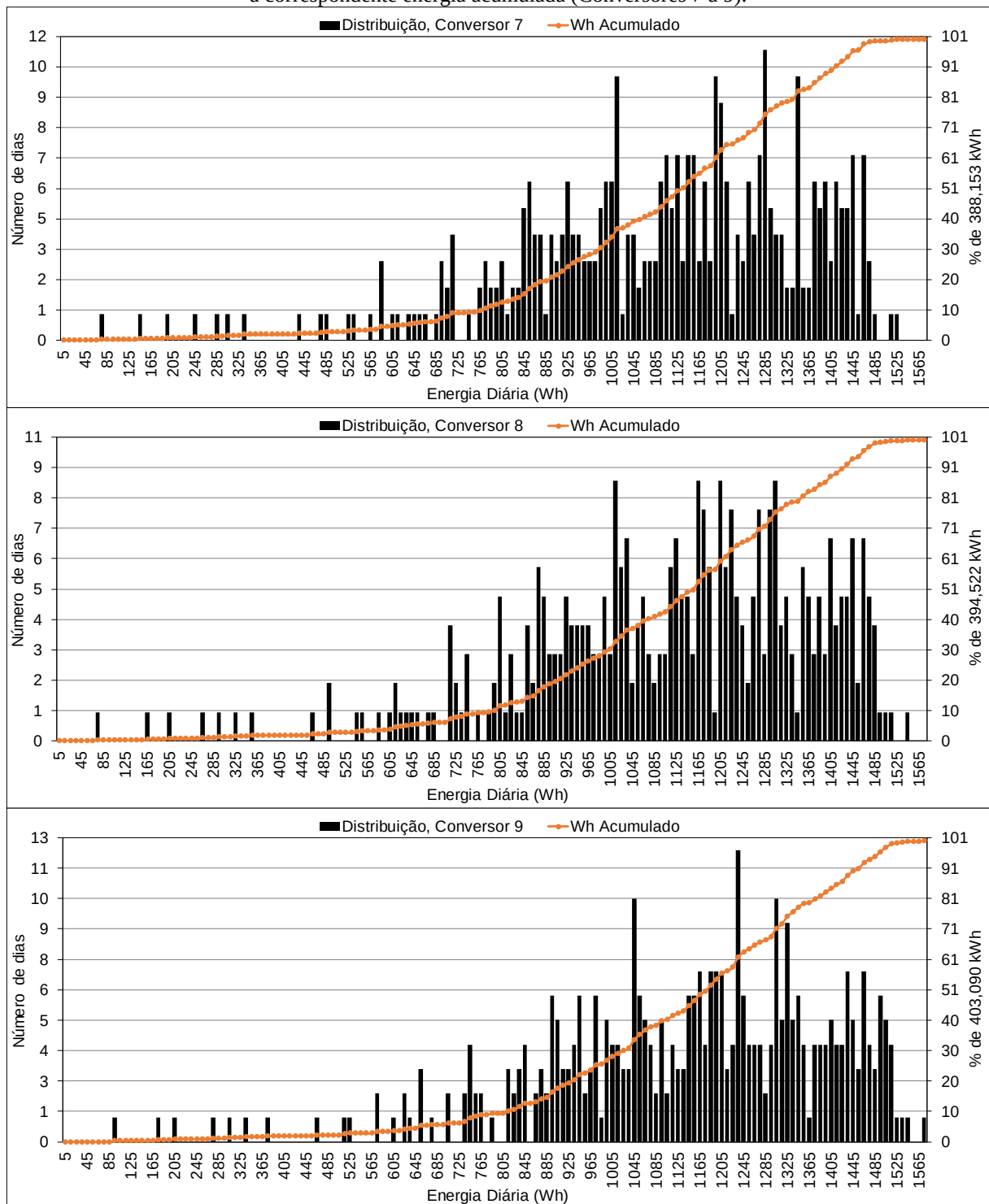
Fonte – Elaborado pelo autor.

figura 4.29 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 4 a 6).



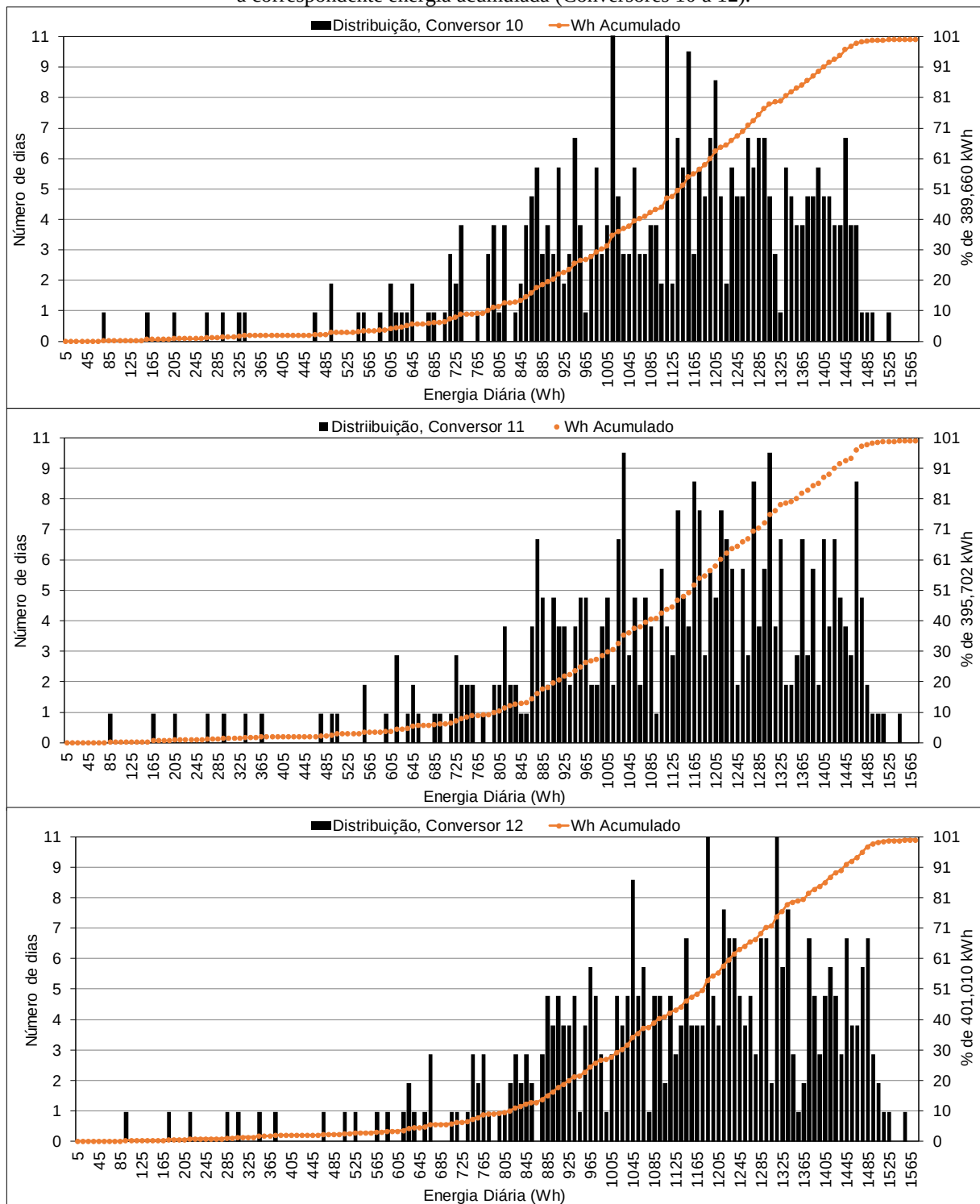
Fonte – Elaborado pelo autor

Figura 4.30 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 7 a 9).



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.31 – Distribuição de frequência da energia convertida diariamente por cada conversor no ano de 2016 e a correspondente energia acumulada (Conversores 10 a 12).



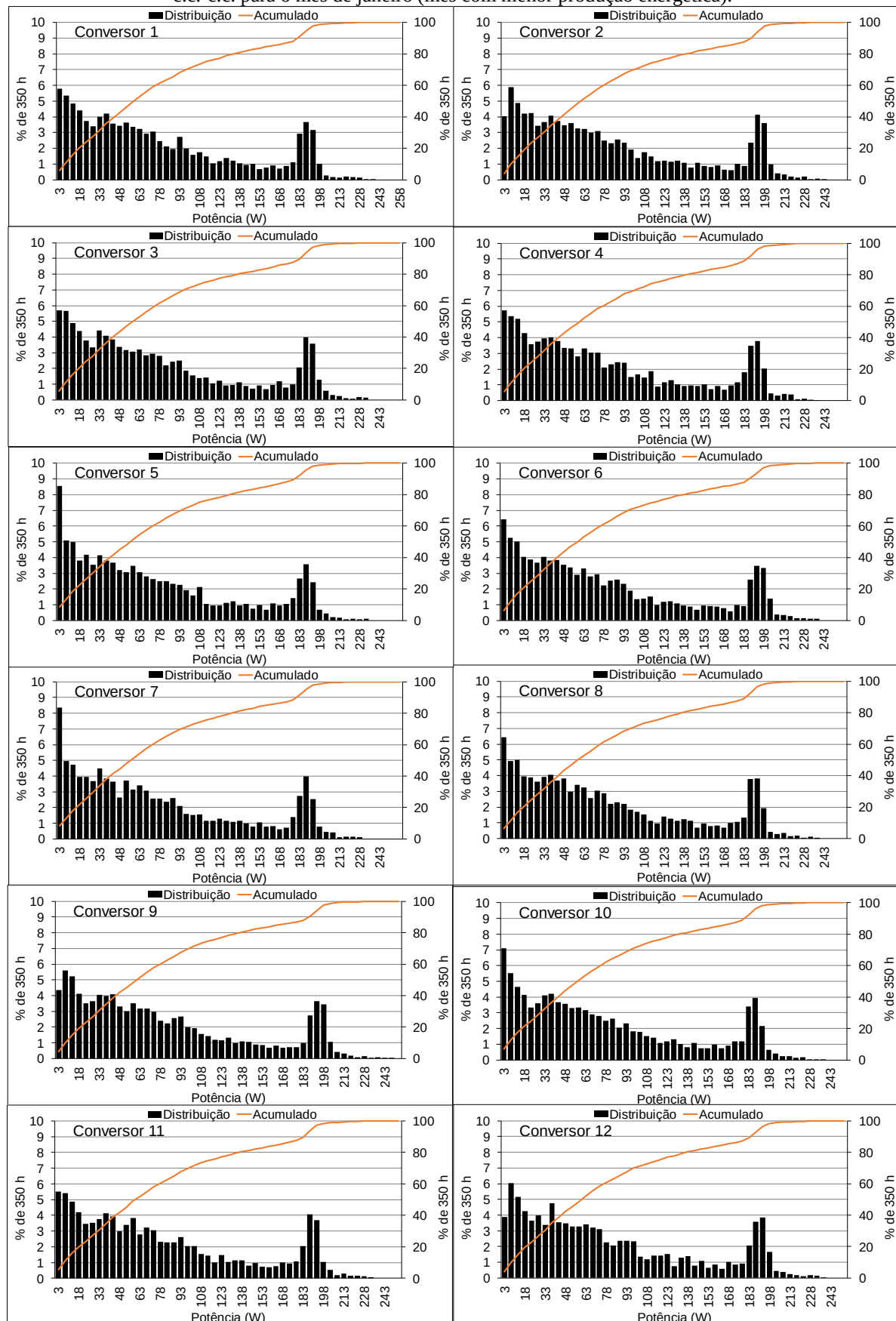
Fonte – Elaborado pelo autor.

4.6.3.3 Potência Entregue pelos Módulos FV aos Conversores c.c.-c.c.

Na Figura 4.32 é mostrada a distribuição de frequência considerando a potência entregue pelos módulos FV aos conversores c.c.-c.c., para o mês de janeiro de 2016 no qual foi registrada a menor produção de eletricidade. Verifica-se que a distribuição se concentra, em maior parte, em valores abaixo de 100 W. Verifica-se também que, em aproximadamente apenas 1 % do tempo de operação, no mês inteiro, os conversores operaram com uma potência maior que 200 W (que corresponde a 80 % da potência nominal do módulo FV que é de 250 Wp). Embora ocorra muita influência das nuvens na potência gerada pelos módulos FV, constata-se também, que há uma concentração da distribuição de frequência na faixa de valores que superam os 170 W e são menores que 200 W. Este é um comportamento característicos das condições climáticas da região onde o gerador FV está instalado, pois mesmo estando no “inverno amazônico” ainda assim ocorre a incidência significativa de radiação solar, mesmo que seja por curtos períodos de tempo.

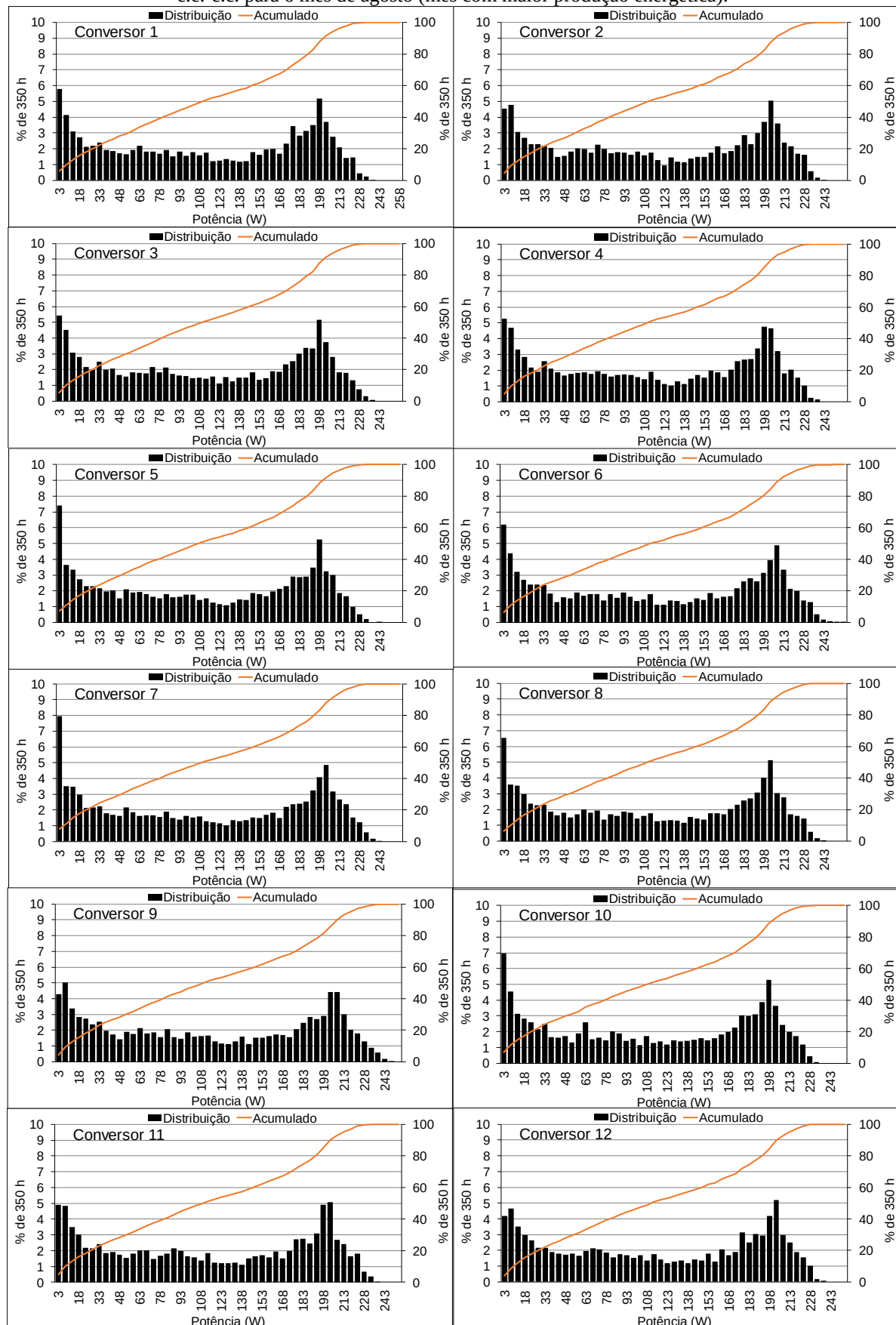
Para finalizar este tópico, A Figura 4.33 ilustra a distribuição de frequência considerando a potência entregue pelos módulos FV aos conversores c.c.-c.c., para o mês de agosto, onde foi constatado que houve a maior produção de energia. Observa-se que como houve maior incidência de raios solares no plano dos módulos FV, o período em que os conversores operaram com potência maior que 200 W ficou em torno dos 15 %, ou seja, 52,5 horas no mês. Verifica-se também que há uma concentração da distribuição em torno da faixa de valores compreendida entre 160 W a 220 W, cerca de 20 % do período em que os conversores estiveram em funcionamento. Os resultados obtidos para os outros meses são encontrados no Apêndice B.

Figura 4.32 – Distribuição de frequência e tempo acumulado em função da potência de entrada dos conversores c.c.-c.c. para o mês de janeiro (mês com menor produção energética).



Fonte – Elaborado pelo autor.

Figura 4.33 – Distribuição de frequência e tempo acumulado em função da potência de entrada dos conversores c.c.-c.c. para o mês de agosto (mês com maior produção energética).



Fonte – Elaborado pelo autor.

CONCLUSÃO

Várias arquiteturas podem ser utilizadas para a interligação de geradores FV à rede elétrica convencional. Os microinversores e os conversores c.c.-c.c. correspondem às alternativas distribuídas existentes hoje no mercado, comparadas às arquiteturas tradicionais baseadas em topologias de inversores centrais ou *string*. Os resultados experimentais apresentados neste trabalho fornecem informações úteis relacionadas ao comportamento operacional das diferentes arquiteturas, mesmo tendo os diferentes sistemas experimentais, usados neste trabalho, diferentes características em termos de equipamentos, potência instalada, orientações, inclinação, sistemas de medição e etc.

Neste trabalho, procurou-se comparar os desempenhos de acordo com as informações nos diferentes mecanismos de aquisição de dados disponíveis no laboratório. Tendo em vista que alguns desses mecanismos de aquisição de dados fornecem somente o valor da energia acumulada ao longo do dia, foi dado um enfoque na operação global dos diferentes sistemas analisados. Contudo, naqueles sistemas onde maiores detalhes da operação foram monitorados, seja por sistemas de aquisição do próprio equipamento ou por equipamentos existentes no próprio laboratório (osciloscópio digital Fluke, wattímetro, etc.), análises pontuais importantes, com mais detalhes da operação do sistema, foram desenvolvidas.

Os resultados obtidos mostraram que a arquitetura com conversor c.c.-c.c. apresentou desempenhos superiores aos demais sistemas monitorados, nos períodos de operação sem anomalias. Porém, constataram-se também diversos problemas devido ao processo de pareamento desses sistemas. Isso significa que apesar da arquitetura com conversores c.c.-c.c. ser mais interessante do ponto de vista de eficiência, na maioria dos casos, a sofisticação tecnológica imposta a esses sistemas pode torná-los mais suscetíveis a erros que paralise completamente o sistema, tornando essa opção menos robusta e, conseqüentemente, menos produtiva que as demais arquiteturas, tal como foi constatado nos meses onde houve um maior número de ocorrência de falhas.

Foi observado também que a configuração microinversor apresenta um desempenho interessante, sendo em alguns casos comparados nesta pesquisa, mais eficientes que as configurações *string*. Apesar dos resultados encontrados neste trabalho não serem totalmente conclusivos, muito se pode aprender sobre a operação das diferentes arquiteturas avaliadas, em especial aquelas que utilizam conversores c.c.-c.c.. Um modelo empírico foi proposto, de modo

que se possa calcular as perdas em função do carregamento do conversor c.c.-c.c.. Além disso, outro modelo empírico que modela as perdas de conversão totais foi obtido.

Como sugestões de trabalhos futuros destacam-se:

- Análise econômica e uma avaliação das taxas de falhas associadas à cada uma das arquiteturas avaliadas;
- Análise da operação dos diferentes sistemas frente à diferentes condições de sombreamento;
- Avaliação dos efeitos dos diodos de passagem sobre o SPMP dos módulos FV;
- Modelar o gerador FV frente às situações de sombreamento;
- Desenvolver uma ferramenta computacional para comparar as diferentes arquiteturas.

REFERÊNCIAS

ABDELSALAM, A. K.; MASSOUD, A. M.; AHMED, S.; ENJETI, P. N. High-Performance Adaptive Perturb and Observe MPPT Technique for Photovoltaic-Based Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 4, p. 1010-1021, 2011. ISSN 0885-8993.

ABDULRAHMAN, A. A.; ABDULLAH, S. M. Performance Analysis of a Photovoltaic System Koya-Kurdistan of Iraq. **International Journal of Computer Science and Electronics Engineering (IJCSEE) Volume**, v. 3, 2015.

ADARAMOLA, M. S.; VÅGNES, E. E. T. Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions. **Energy Conversion and Management**, v. 90, p. 458-465, 2015. ISSN 0196-8904.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012**. Brasília, 2012.

ALLOUHI, A.; SAADANI, R.; KOUSKSOU, T.; SAIDUR, R.; JAMIL, A.; RAHMOUNE, M. Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance. **Energy and Buildings**, v. 130, p. 188-201, 2016. ISSN 0378-7788.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 171 p. Dissertação (Mestrado–Programa de Pós-Graduação em Energia)–EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo-SP, 2012.

AMBO, T.; IKAWA, E.; INZUNZA, R. Relevant aspects in designing a photovoltaic inverter for industrial and commercial applications. The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA -, 2010, **Proceedings...** 21-24 June 2010. p.688-693.

AMORIM, A. S. **Montagem para testes, ensino e divulgação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso. Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém-PA, 2015.

AYOMPE, L. M.; DUFFY, A.; MCCORMACK, S. J.; CONLON, M. Measured performance of a 1.72kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. **Energy Conversion and Management**, v. 52, n. 2, p. 816-825, 2011. ISSN 0196-8904.

BAKOS, G. C. Distributed power generation: A case study of small scale PV power plant in Greece. **Applied Energy**, v. 86, n. 9, p. 1757-1766, 2009. ISSN 0306-2619.

BENEDITO, R. D. S. **Caracterização da geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Dissertação (Mestrado—Programa de Pós-Graduação em Energia)—EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo

CAVALCANTI, M.; AZEVEDO, G. M. S.; AMARAL, B. A.; OLIVEIRA, K. C. D.; NEVES, F. A. S.; LINS, D. Efficiency evaluation in grid connected photovoltaic energy conversion systems. 2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference, 2005, 16-16 June 2005. p.269-275.

CELPA, C. E. D. P.-. **Conexão de microgeração distribuída ao sistema de baixa tensão**. 2014.

COMMISSION, I. E. Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis. **International Standard IEC**, v. 61724, p. 1998-1911, 1998.

DÍEZ-MEDIAVILLA, M.; DIESTE-VELASCO, M. I.; RODRÍGUEZ-AMIGO, M. C.; GARCÍA-CALDERÓN, T.; ALONSO-TRISTÁN, C. Performance of grid-tied PV facilities based on real data in Spain: Central inverter versus string system. **Energy Conversion and Management**, v. 86, p. 1128-1133, 2014. ISSN 0196-8904.

DILEEP, G.; SINGH, S. N. Selection of non-isolated DC-DC converters for solar photovoltaic system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 76, p. 1230-1247, 2017. ISSN 1364-0321.

DOLARA, A.; LAZAROIU, G. C.; LEVA, S.; MANZOLINI, G. Experimental investigation of partial shading scenarios on PV (photovoltaic) modules. **Energy**, v. 55, p. 466-475, 2013. ISSN 0360-5442.

DUNSELMAN, C. P. M.; VAN DER WEIDEN, T. C. J.; DE HAAN, S. W. H.; TER HEIDE, F.; VAN ZOLIGEN, R. J. C. Feasibility and development of PV modules with integrated inverter: AC-modules. Proc. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1994. p.313-315.

EDALATI, S.; AMERI, M.; IRANMANESH, M. Comparative performance investigation of mono- and poly-crystalline silicon photovoltaic modules for use in grid-connected photovoltaic systems in dry climates. **Applied Energy**, v. 160, p. 255-265, 2015. ISSN 0306-2619.

EKE, R.; DEMIRCAN, H. Performance analysis of a multi crystalline Si photovoltaic module under Mugla climatic conditions in Turkey. **Energy Conversion and Management**, v. 65, p. 580-586, 2013. ISSN 0196-8904.

FARAHAT, M. A.; METWALLY, H. M. B.; ABD-ELFATAH MOHAMED, A. Optimal choice and design of different topologies of DC–DC converter used in PV systems, at different climatic conditions in Egypt. **Renewable Energy**, v. 43, p. 393-402, 2012. ISSN 0960-1481.

HESKES, P.; ROOIJ, P.; ISLAM, S.; WOYTE, A.; WOUTERS, J. Development, production and verification of the second generation of ac-modules (PV2GO). Proc. Eur. PV Solar Energy Conf. Exhibition, 2004. p.2584-2586.

HUANG, H. S.; JAO, J. C.; YEN, K. L.; TSAI, C. T. Performance and availability analyses of PV generation systems in Taiwan. **World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering**, v. 5, n. 6, p. 36-40, 2011.

HUSSIN, M. Z.; OMAR, A.; ZAIN, Z.; SHAARI, S. Performance of grid-Connected photovoltaic system in equatorial rainforest fully humid climate of Malaysia. **International Journal of Applied Power Engineering**, v. 2, n. 3, p. 105-114, 2013.

JOHNS, M.; LE, H.-P.; SEEMAN, M. Grid-connected solar electronics. **Department of Electrical Engineering and Computer Sciences, EE-290N-3-Contemporary Energy Issues, EE-290N-3-Contemporary Energy Issues**, 2009.

KAZEM, H. A.; KHATIB, T.; SOPIAN, K.; ELMENREICH, W. Performance and feasibility assessment of a 1.4kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. **Energy and Buildings**, v. 82, p. 123-129, 2014. ISSN 0378-7788.

KHALID, A. M.; MITRA, I.; WARMUTH, W.; SCHACHT, V. Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 1139-1158, 2016. ISSN 1364-0321.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1292-1306, 2005. ISSN 0093-9994.

KUMAR, K. A.; SUNDARESWARAN, K.; VENKATESWARAN, P. R. Performance study on a grid connected 20kWp solar photovoltaic installation in an industry in Tiruchirappalli (India). **Energy for Sustainable Development**, v. 23, p. 294-304, 2014. ISSN 0973-0826.

LELOUX, J.; NARVARTE, L.; TREBOSC, D. Review of the performance of residential PV systems in Belgium. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 178-184, 2012. ISSN 1364-0321.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado à Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2006. 183 p. Tese (Mestrado–Programa de Pós-Graduação em Energia)–EP/FEA/IEE/IF da Universidade de São Paulo, São Paulo-SP, 2006.

MACÊDO, W. N.; CAVALCANTE, R. L.; BRAGA, W.; GALHARDO, M. A. B.; TAVARES, J. T. Contribuição energética e análise de perdas de conversão c.c-c.a. em uma aplicação fotovoltaica conectada à rede elétrica na UFPA. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar

e V Conferencia LatinoAmericana da ISES. 2012, Belém. **Anais...** Belém: Associação Brasileira de Energia Solar, 2010.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 15, n. 4, p. 337-352, 2007. ISSN 1099-159X.

MACHADO, K. S. V.-D.; CORREA, N. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. 2015. 61 p. Trabalho de conclusão de Curso (Engenharia Elétrica). DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA, UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, CURITIBA-PR, 2015.

MÄKI, A.; VALKEALAHTI, S. Power losses in long string and parallel-connected short strings of series-connected silicon-based photovoltaic modules due to partial shading conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 27, n. 1, p. 173-183, 2012. ISSN 0885-8969.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; KIMBER, A.; MITCHELL, L. Performance parameters for grid-connected PV systems. Photovoltaic Specialists Conference, 2005. Conference Record of the Thirty-first IEEE, 2005, IEEE. p.1601-1606.

MARTÍNEZ-MORENO, F.; LORENZO, E.; MUÑOZ, J.; MORETÓN, R. On the testing of large PV arrays. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 20, n. 1, p. 100-105, 2012. ISSN 1099-159X.

MELLO, A. D.; RAMPINELLI, G. A. Determinação de índices de mérito para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 6. 2016, Belo Horizonte-MG. **Anais...** Belo Horizonte-MG: Associação Brasileira de Energia Solar.

MENEZES, A. V.; MACÊDO, W. N.; KOCHI, J. D. P.; RESENDE, D. D. Análise de operação do primeiro ano de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 21,75 kWp na cidade de

Palmas-TO segundo a resolução 482/2012 da ANEEL. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 6. 2016, Belo Horizonte-MG. **Anais...** Belo Horizonte-MG: Associação Brasileira de Energia Solar, 2016.

MILOSAVLJEVIĆ, D. D.; PAVLOVIĆ, T. M.; PIRŠL, D. S. Performance analysis of a grid-connected solar PV plant in Niš, republic of Serbia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 44, p. 423-435, 2015. ISSN 1364-0321.

ORDUZ, R.; EGIDO, M. Evaluation test results of a new distributed MPPT converter. 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2007. p.2826-2829.

ORDUZ, R.; SOLÓRZANO, J.; EGIDO, M. Á.; ROMÁN, E. Analytical study and evaluation results of power optimizers for distributed power conditioning in photovoltaic arrays. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 3, p. 359-373, 2013. ISSN 1099-159X.

PADMAVATHI, K.; DANIEL, S. A. Performance analysis of a 3MWp grid connected solar photovoltaic power plant in India. **Energy for Sustainable Development**, v. 17, n. 6, p. 615-625, 2013. ISSN 0973-0826.

PARASKEVADAKI, E. V.; PAPATHANASSIOU, S. A. Evaluation of MPP voltage and power of mc-Si PV modules in partial shading conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 26, n. 3, p. 923-932, 2011. ISSN 0885-8969.

PAVAN, A. M.; CASTELLAN, S.; QUAIA, S.; ROITTI, S.; SULLIGOI, G. Power electronic conditioning systems for industrial photovoltaic fields: centralized or string inverters? , 2007 International Conference on Clean Electrical Power, 2007, 21-23 May 2007. p.208-214.

PICAULT, D.; RAISON, B.; BACHA, S. Guidelines for evaluating grid connected PV system topologies. 2009 IEEE International Conference on Industrial Technology, 2009, 10-13 Feb. 2009. p.1-5.

PIETRUSZKO, S. M.; GRADZKI, M. Performance of a grid connected small PV system in Poland. **Applied Energy**, v. 74, n. 1, p. 177-184, 2003. ISSN 0306-2619.

RAMAPRABHA, R.; MATHUR, B. Impact of partial shading on solar PV module containing series connected cells. **International Journal of Recent Trends in Engineering**, v. 2, n. 7, 2009.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. Desenvolvimento de modelo matemático para descrição da eficiência cc/ca de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 4, n. 1, p. 25, 2016. ISSN 2526-2831.

RIBEIRO, H.; SILVA, F.; PINTO, S.; BORGES, B. Single stage inverter for PV applications with One Cycle Sampling technique in the MPPT algorithm. 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics, 2009, 3-5 Nov. 2009. p.842-849.

RICHTER, M.; DE BRABANDERE, K.; KALISCH, J.; SCHMIDT, T.; LORENZ, E. Best practice guide on uncertainty in PV modelling. **Public report Performance Plus WP2 Deliverable D**, v. 2, 2015.

RODRIGUES, M. J. S.; TELES, M. B.; MAIA, K.; MACÊDO, W. N. Resultados experimentais de 8 meses de operação de um SFCR. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 6. 2016, Belo Horizonte-MG. **Anais...** Belo Horizonte-MG: Associação Brasileira de Energia Solar, 04 a 07 de Abril de 2016.

RODRIGUEZ, M. A.; ALMEIDA, M. A.; PINTO, A.; MANITO, A. R. A.; ZILLES, R.; SILVA, J. F. R. Resultados do primeiro ano de operação de sistemas fotovoltaicos com seguimento em dois eixos e módulos com e sem concentração. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 6. 2016, Belo Horizonte-MG. Belo Horizonte-MG: Associação Brasileira de Energia Solar, 04 a 07 de Abril de 2016.

ROMÁN, E.; ALONSO, R.; ELORDUIZAPATARIETXE, S.; IBÁÑEZ, P. Economic analysis of modular PV systems for building integration. 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006. p.4-8.

ROMÁN, E.; MARTINEZ, V.; JIMENO, J. C.; ALONSO, R.; IBAÑEZ, P.; ELORDUIZAPATARIETXE, S. Experimental results of controlled PV module for building integrated PV systems. **Solar Energy**, v. 82, n. 5, p. 471-480, 2008. ISSN 0038-092X.

SCHIMPF, F.; NORUM, L. E. Grid connected converters for photovoltaic, state of the art, ideas for improvement of transformerless inverters. Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics (NORPIE/2008), June 9-11, 2008, Espoo, Finland, 2008, Helsinki University of Technology.

SCHMIDT, H.; JANTSCH, M.; SCHMID, J. Results of the concerted action on power conditioning and control. 11th European photovoltaic solar energy conference, 1992. p.1589-1592.

SINAPIS, K.; TZIKAS, C.; LITJENS, G.; VAN DEN DONKER, M.; FOLKERTS, W.; VAN SARK, W. G. J. H. M.; SMETS, A. A comprehensive study on partial shading response of c-Si modules and yield modeling of string inverter and module level power electronics. **Solar Energy**, v. 135, p. 731-741, 2016. ISSN 0038-092X.

SWINGLER, A. Photovoltaic string inverters and shade-tolerant maximum power point tracking: Toward optimal harvest efficiency and maximum ROI. **Schneider Electric**, p. 20, 2010.

TELES, M. B.; RODRIGUES, M. J. S.; CAVALCANTE, R. L.; PINHO, J. T.; MACÊDO, W. N.; OLIVEIRA, L. G. M. Análise do desempenho de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica instalados na região norte do Brasil. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 6. 2016, Belo Horizonte-MG. **Anais...** Belo Horizonte-MG: Associação Brasileira de Energia Solar-ABENS, 04 a 07 de abril de 2016.

TORRES, P. F.; PONTES, S. S. N.; BRAGA, W.; CAVALCANTE, R. L.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; PINHO, J. T. Análise da eficiência de um microinversor conectado à rede elétrica. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 5. 2014, Recife-PE. **Anais...** Recife-PE: Associação Brasileira de Energia Solar, 31 a 03 de abril de 2014.

URIARTE, S.; SÁENZ, M. J.; HERNANDO, F.; JIMENO, J. C.; MARTÍNEZ, V. E.; EGIDO, M. A.; ORDUZ, R.; IBAÑEZ, P.; ROMÁN, E.; ELORDUIZAPATARIETXE, S. Energy integrated management system for PV applications. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2005. p.2292-2295.

VALENTINI, M.; RADUCU, A.; SERA, D.; TEODORESCU, R. PV inverter test setup for European efficiency, static and dynamic MPPT efficiency evaluation. 2008 11th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, 2008, 22-24 May 2008. p.433-438.

VILLANUEVA, E.; CORREA, P.; RODRIGUEZ, J.; PACAS, M. Control of a single-phase cascaded H-Bridge multilevel inverter for grid-connected photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 11, p. 4399-4406, 2009. ISSN 0278-0046.

WANG, F. F. **Flexible operation of grid-interfacing converters in distribution networks** 2010. Technische Universiteit Eindhoven

WITTKOPF, S.; VALLIAPPAN, S.; LIU, L.; ANG, K. S.; CHENG, S. C. J. Analytical performance monitoring of a 142.5kWp grid-connected rooftop BIPV system in Singapore. **Renewable Energy**, v. 47, p. 9-20, 2012. ISSN 0960-1481.

WU, X.; LIU, Y.; XU, J.; LEI, W.; SI, X.; DU, W.; ZHAO, C.; ZHONG, Y.; PENG, L.; LIN, J. Monitoring the performance of the building attached photovoltaic (BAPV) system in Shanghai. **Energy and Buildings**, v. 88, p. 174-182, 2015. ISSN 0378-7788.

WU, X.; WEI, X.; XIE, T.; YU, R. Optimal design of structures of PV array in photovoltaic systems. International Conference on Intelligent System Design and Engineering Application, 2010, 2010. p.9-12.

YUAN, X.; ZHANG, Y. Status and opportunities of photovoltaic inverters in grid-tied and micro-grid systems. 2006 CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference, 2006, 14-16 Aug. 2006. p.1-4.

ZHAO, Z.; YIN, L.; SUN, X.; YUAN, L.; LU, T. Recent development of technology and market of grid-connected PV system in China. 2010 International Conference on Electrical Machines and Systems, 2010, 10-13 Oct. 2010. p.1-6.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; DE OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo-SP: Oficina de Textos, 2012. ISBN 8579752353.

ANEXO A – *Datasheet* dos módulos, *stringbox*, inversores e conversores c.c.-c.c.

Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema S1

Sunmodule TM

SW-02-5009BP 06-2012

Painel de policristal SW 245 / Versão 2,0 e 2,5

DESEMPENHO SOB AS CONDIÇÕES DE TESTE PADRÃO (STC)*

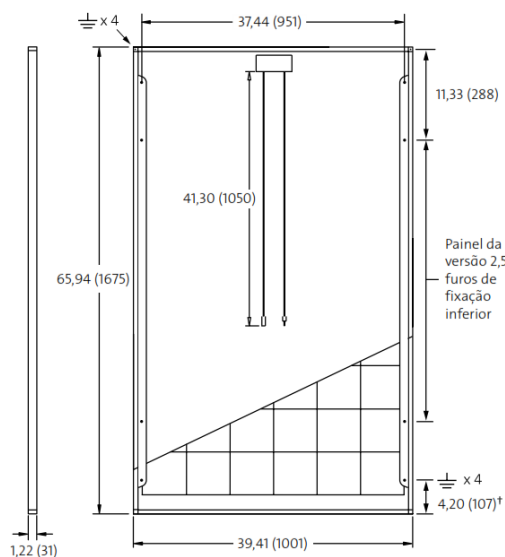
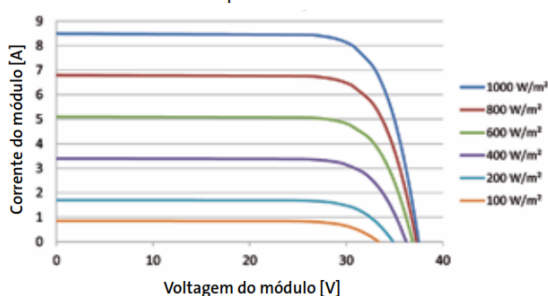
SW 245		
Potência máxima	$P_{m\acute{a}x}$	245 Wp
Voltagem de circuito aberto	V_{oc}	37,5 V
Voltagem do ponto de potência máximo	V_{mpp}	30,8 V
Corrente de curto circuito	I_{sc}	8,49 A
Corrente do ponto de potência máximo	I_{mpp}	7,96 A

*STC: 1000 W/m², 25°C, AM 1,5

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

NOCT	46°C
TC I_{sc}	0,081 %/K
TC V_{oc}	-0,37 %/K
TC P_{mpp}	-0,45 %/K
Faixa operacional	-40°C a 85°C

Curvas IV para SolarWorld Sunmodule Plus policristal SW 245 em temperatura da célula a 25°



DESEMPENHO A 800 W/m², NOCT, AM 1,5

SW 245		
Potência máxima	$P_{m\acute{a}x}$	176,4 Wp
Voltagem de circuito aberto	V_{oc}	33,7 V
Voltagem do ponto de potência máximo	V_{mpp}	27,7 V
Corrente de curto circuito	I_{sc}	6,84 A
Corrente do ponto de potência máximo	I_{mpp}	6,37 A

Menor redução em eficiência sob condições de carga parcial a 25°C: a 200W/m², 95% (+/-3%) da eficiência STC (1000 W/m²) é alcançada.

MATERIAIS DE COMPONENTE

Células por módulo	60
Tipo de célula	Policristal
Dimensões da célula	6,14 pol. x 6,14 pol. (156 mm x 156 mm)
Frete	vidrio templado (EN 12150)
Estrutura	Alumínio
Peso	46,7 lb (21,2 kg)

PARÂMETROS DE INTEGRAÇÃO DO SISTEMA

Voltagem máxima do sistema SC II		1000 V
Voltagem máx. do sistema USA NEC		600 V
Corrente reversa máxima		16 A
Número de diodos de bypass		3
UL cargas de projecto*	Sistema ferroviário de dos	113 psf para baixo 64 psf para cima
UL cargas de projecto*	Sistema ferroviário de três	170 psf para baixo 64 psf para cima
UL cargas de projecto*	Sistema ferroviário de dos	113 psf para baixo 50 psf para cima

**Use os fatores de segurança apropriados de acordo com o padrão de teste e as exigências locais de fabricação quando você estiver projetando um sistema FV.

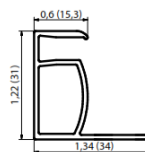
DATOS ADICIONALES

Tolerância de medição ²⁾	- 0 Wp/ +5 Wp
Caixa de passagem	IP66
Conector	MC4
Eficiência do módulo	14,6 %
Resistência ao fogo (UL 790)	Classe C



PAINEL DA VERSÃO 2,0

- Compatível com métodos de montagem "de cima para baixo"
- Locais de aterramento: 4 cantos do painel



PAINEL DA VERSÃO 2,5

- Compatível com métodos de montagem "de cima para baixo" e "no fundo"
- Locais de aterramento:
 - 4 cantos do painel
 - 4 locais ao longo do comprimento do módulo no flange estendido módulo em la brida extendida

1) Os módulos solares vendidos nos Estados Unidos e Canadá são testados com o Padrão 1703 da UL e são divulgados por um laboratório independente. O laboratório pode variar de acordo com o produto e a região. Verifique com seu representante da SolarWorld para confirmar qual laboratório tem o direito de divulgação dos resultados de teste do produto.

2) A tolerância de medição é usada juntamente com a Garantia Limitada da SolarWorld. A SolarWorld AG se reserva ao direito de fazer alterações de especificação sem aviso prévio.

3) A saída identificada pelo SolarWorld (P_{Flash}) é sempre maior do que a saída nominal ($P_{m\acute{a}x}$) do módulo. O PFlash é o nível de potência transmitido à fábrica da SolarWorld.

4) Todas as unidades fornecidas são imperiais. As unidades SI são fornecidas em parênteses.

Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema S2

YGE 60 Cell 40mm SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})					
Power output	P _{max}	W	260	255	250	245	240	235
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	0 / 5					
Module efficiency	η _m	%	15.9	15.6	15.3	15.0	14.7	14.4
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	30.9	30.6	30.4	30.2	29.5	29.5
Current at P _{max}	I _{mpp}	A	8.41	8.32	8.24	8.11	8.14	7.97
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	38.9	38.7	38.4	37.8	37.5	37.0
Short-circuit current	I _{sc}	A	8.98	8.88	8.79	8.63	8.65	8.40

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 5% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P _{max}	W	188.3	184.7	181.1	177.9	174.3	170.7
Voltage at P _{max}	V _{mpp}	V	28.1	27.9	27.6	27.2	26.6	26.6
Current at P _{max}	I _{mpp}	A	6.70	6.63	6.56	6.54	6.56	6.42
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	35.9	35.7	35.4	34.5	34.2	33.8
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.27	7.19	7.12	6.99	7.01	6.81

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V _{mpp}	β _{Vmpp}	%/°C	-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{dc}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 2 or 3
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color / edge sealing)	anodized aluminum alloy / silver / clear / silicone or tape
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YTO8-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell-29b_40mm_EU_EN_201211_v02.20

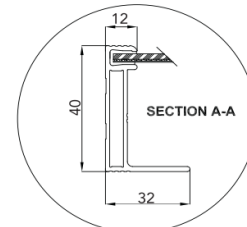
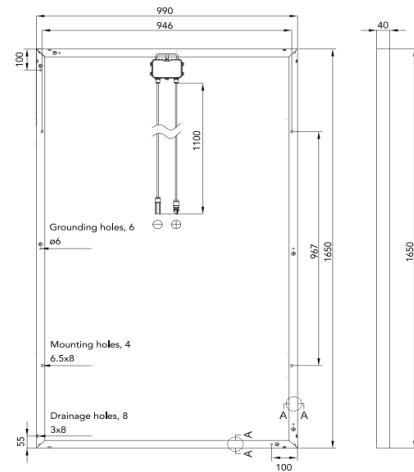
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1650mm / 990mm / 40mm
Weight	19.1kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1150mm / 1190mm
Box weight	534kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Our Partners:



Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema S3



The miracles of science™

DuPont Apollo C Series Thin Film Modules

- ☑ High Energy Yields
- ☑ Stable Power Output
- ☑ Robust Encapsulation
- ☑ Easy Mounting
- ☑ Low Cable Power Loss

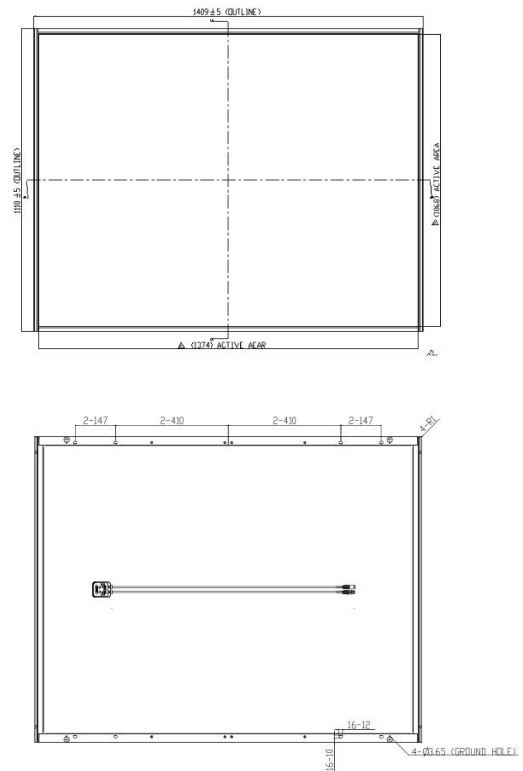
Product Specification

Model	DA121	DA127	DA130
Technology	Amorphous Silicon / Microcrystalline (Tandem Junction)		
Mechanical characteristics			
Dimensions	L 1,409 x W 1,110 x T 35 mm		
Weight	20 kg		
Electrical characteristics			
Maximum power output (Pm)	121W	127W	130W
Voltage at Pmax point (Vpm)	120.6V	122.8V	125V
Current at Pmax point (Ipm)	0.99A	1.01A	1.03A
Open circuit voltage (Voc)	146.6V	149.3V	152V
Short circuit current (Isc)	1.22A	1.24A	1.26A
Temperature coefficients			
Coefficient of Pm	- 0.34% /°C		
Coefficient of Voc	- 0.34% /°C		
Coefficient of Isc	+ 0.08% /°C		
Operating conditions			
Operating temperature	-40 ~ +85 °C		
Maximum mechanical load	2400 N/m ²		
Maximum system voltage	1000V (IEC) / 600V (UL)		
Certificate (in progress)	IEC 61646 / IEC 61730 / UL 1703		
Cable length	890~1000 mm		

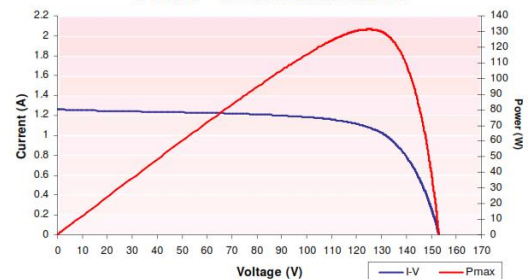
Above data represents stabilized module performance at standard test conditions (STC: 1000W/m², spectrum AM 1.5, 25 °C temperature). The power output is subject to a product tolerance of ± 5%.



Modules Outline



C Series Electrical Characteristics



All data may be subjected to change without prior notice.

Copyright © 2010 Du Pont Apollo Limited. All Rights Reserved. The DuPont Oval logo and "The miracles of science" are trademarks of E.I du Pont de Nemours and Company or its affiliates. DuPont Apollo is a wholly-owned subsidiary of DuPont specializing in silicon-based thin film photovoltaic modules.

Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema S4

aleo s₁₉

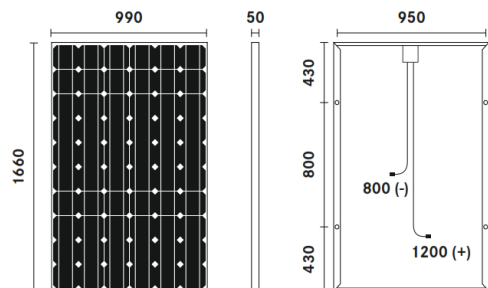
Electrical data (STC)			S 19.240	S 19.245	Address aleo solar AG Gewerbegebiet Nord Krummer Weg 1 17291 Prenzlau Germany
Rated power	P _{MPP}	[W]	240	245	
Rated voltage	U _{MPP}	[V]	30.8	31.3	
Rated current	I _{MPP}	[A]	7.80	7.84	
Open-circuit voltage	U _{OC}	[V]	36.9	37.1	
Short-circuit current	I _{SC}	[A]	8.47	8.48	
Efficiency	η	[%]	14.6	14.9	
Area-to-power ratio	A _p	[m²/kW _p]	6.85	6.71	
Electrical values measured under standard test conditions (STC): 1000 W/m²; 25 °C; AM 1.5					
Electrical data (NOCT)			S 19.240	S 19.245	Contact details aleo solar Osterstrasse 15 26122 Oldenburg Germany T +49 (0) 441 219 88-0 info@aleo-solar.com www.aleo-solar.com
Power	P _{MPP}	[W]	175	178	
Voltage	U _{MPP}	[V]	27.8	28.2	
Current	I _{MPP}	[A]	6.29	6.30	
Open-circuit voltage	U _{OC}	[V]	33.8	33.8	
Short-circuit current	I _{SC}	[A]	6.88	6.90	
Efficiency	η	[%]	13.3	13.5	
Efficiency relating to gross module area					

Electrical values measured under nominal operating conditions of cells: 800 W/m²; 20°C; AM 1.5; wind speed 1 m/s
NOCT: 47°C (nominal operating cell temperature)

Additional electrical data			Basic data		
Reduction of STC efficiency from 1000 W/m ² to 200 W/m ²	[%]	< 6	Length x width x height	[mm ³]	1660 x 990 x 50
Classification range (positive classification)	[W]	-0/+4.99	Weight	[kg]	21
Measurement accuracy of P_{MPP} under STC	[%]	-3/+3	Number of cells		60
Accuracy of other electrical values	[%]	-10/+10	Cell size	[mm ²]	156 x 156
			Cell material		Monocrystalline Si
			Front sheet		Solar glass (TSG)
			Back sheet		Polymer
			Frame material		Al alloy
			Cable length	[mm]	1200 (+), 800 (-)
			Connectors		MC3 class
			IP class		IP65
			Bypass diodes		3
			Detailed information regarding our product and power guarantees can be requested from us at any time. It is also available online at www.aleo-solar.com .		

© aleo solar AG | 04/2010 | Possible errors and subject to changes without notice

Dimensions [mm]



Please contact your authorised aleo dealer

Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema M1

Solarmodul aleo S_19 gen2

Elektrische Daten (STC)			S19G240	S19G245	S19G250	S19G255
Nennleistung	P_{MPP}	[W]	240	245	250	255
Nennspannung	U_{MPP}	[V]	29,8	30,1	30,4	30,7
Nennstrom	I_{MPP}	[A]	8,06	8,13	8,22	8,31
Leerlaufspannung	U_{OC}	[V]	37,2	37,4	37,6	37,8
Kurzschlussstrom	I_{SC}	[A]	8,56	8,64	8,75	8,88
Wirkungsgrad	η	[%]	14,6	14,9	15,2	15,5

Elektrische Werte bei Standard-Testbedingungen (STC): 1000 W/m²; 25°C; AM 1,5

Elektrische Daten (NOCT)			S19G240	S19G245	S19G250	S19G255
Leistung	P_{MPP}	[W]	175	178	182	186
Spannung	U_{MPP}	[V]	26,9	27,3	27,6	27,8
Strom	I_{MPP}	[A]	6,48	6,53	6,60	6,68
Leerlaufspannung	U_{OC}	[V]	34,1	34,3	34,5	34,7
Kurzschlussstrom	I_{SC}	[A]	6,92	6,98	7,06	7,17
Wirkungsgrad	η	[%]	13,3	13,6	13,8	14,1

Elektrische Werte bei Zellen-Nennbetriebsbedingungen: 800 W/m²; 20°C; AM 1,5; Wind 1 m/s

NOCT: 47°C (Zellen-Nennbetriebstemperatur)

Weitere elektrische Daten		
Reduktion des STC-Wirkungsgrades von 1000 W/m ² auf 200 W/m ²	[% rel.]	< 4
Klassenbreite (positive Klassifizierung)	[W]	0/+4,99

Belastungen		
Max. Modulbelastung Druck	[Pa]	5400
Max. Modulbelastung Sog	[Pa]	5400
Max. Systemspannung	[V _{DC}]	1000
Rückstrombelastbarkeit	I_R [A]	15

Mechanische Belastung nach IEC/EN 61215

Temperaturkoeffizienten		
1. Temperaturkoeffizient	$\alpha (I_{SC})$ [%/K]	+0,04
2. Temperaturkoeffizient	$\beta (U_{OC})$ [%/K]	-0,31
3. Temperaturkoeffizient	$\gamma (P_{MPP})$ [%/K]	-0,44

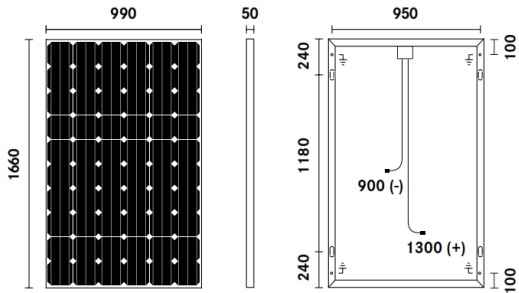
Messgenauigkeit P_{MPP} bei STC -3/+3% | Toleranz übrige elektrische Werte -10/+10% | Wirkungsgrade bezogen auf die gesamte Modulfläche

Grunddaten Modul		
Länge x Breite x Höhe	[mm ³]	1660 x 990 x 50
Gewicht	[kg]	21
Zellanzahl		60
Zellgröße	[mm ²]	156 x 156
Zellmaterial		Monokristallines Si
Frontabdeckung		Solarglas (ESG)
Rückabdeckung		Polymerfolie
Rahmenmaterial		Al-Legierung

Grunddaten Anschlussdose		
Länge x Breite x Höhe	[mm ³]	141 x 101 x 28
IP-Klasse		IP65
Kabellänge	[mm]	1300 (+), 900 (-)
Stecker		MC4-Klasse
Bypass-Dioden		3

Maße [mm]

Ihr autorisierter aleo Fachhändler

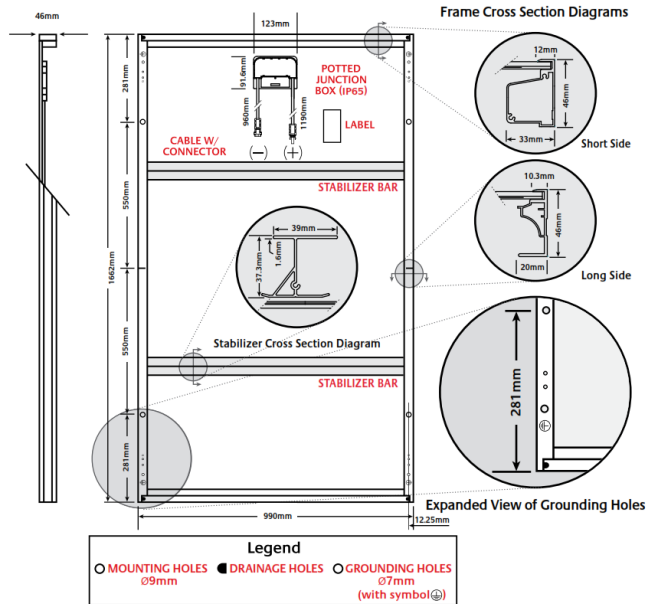


Die Garantiebedingungen sind online abrufbar | Irrtümer und Aktualisierungen vorbehalten | DE | DE | DE | 08/2012 | S_19 gen2.70 240-4
© aleo solar AG | Gewerbegebiet Nord | Marius-Eriksen-Straße 1 | 17291 Prenzlau | Deutschland

Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema M2

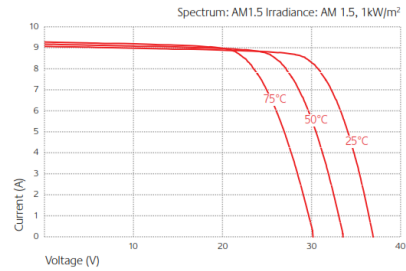
KD250GH-4FB2

SPECIFICATIONS

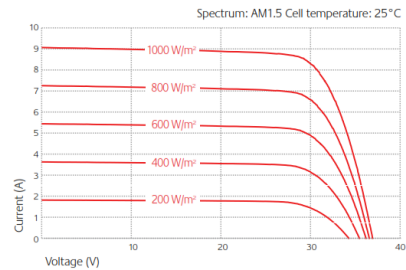


ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics at various cell temperatures



Current-Voltage characteristics at various irradiance levels



ELECTRICAL PERFORMANCE

At 1000 W/m² (STC)*		
Maximum Power	250	W
Maximum Power Voltage (V_{mp})	29.8	V
Maximum Power Current (I_{mp})	8.39	A
Open Circuit Voltage (V_{oc})	36.9	V
Short Circuit Current (I_{sc})	9.09	A
Efficiency	15.1	%
At 800 W/m² (NOCT)**		
Maximum Power	180	W
Maximum Power Voltage (V_{mp})	26.8	V
Maximum Power Current (I_{mp})	6.72	A
Open Circuit Voltage (V_{oc})	33.7	V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.36	A
NOCT	45	°C
Other Electrical Characteristics		
Power Tolerance	+5/-3	%
Maximum System Voltage	1000	V
Maximum Reverse Current	15	A
Series Fuse Rating	15	A
Temperature Coefficient of (V_{oc})	-0.36	%/C
Temperature Coefficient of (I_{sc})	0.06	%/C
Temperature Coefficient of Max. Power	-0.46	%/C

MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions		
Length	1662 (±2.5)	mm
Width	990 (±2.5)	mm
Depth (Including Junction Box)	46	mm
Weight	20	kg
Cable	(+)1190 / (-)960	mm
Connection Type	R51-7/P51-7 (SMK PV-03 Series)	
Junction Box	123 x 91.6 x 16	mm
Number of Bypass Diodes	3	
IP Code	IP65	
Cells		
Cell Per Module	60	
Cell Technology	multi-crystalline	
Cell Dimensions (Square)	156 x 156	mm
Cell Bonding	3 busbar	

* Electrical values under standard test conditions (STC) = irradiation of 1000 W/m², airmass AM 1.5, and cell temperature of 25°C.

** Electrical values under normal operating test conditions (NOCT) = irradiation of 800 W/m², airmass AM 1.5, wind speed of 1m/s, and ambient temperature of 20°C.

KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

073113

OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar Pty Ltd 61-2-9888-9999 61-2-9888-9673 fax www.kyocerasolar.com.au

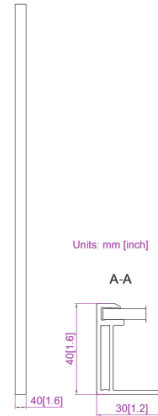
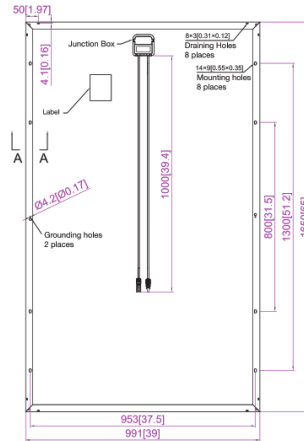
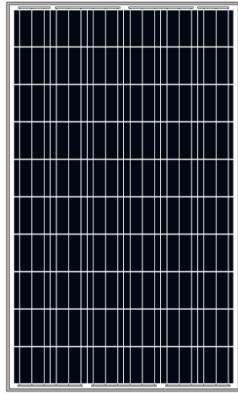
Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema C1

JAP6

-60/245-265/3BB

JA SOLAR

Engineering Drawings



MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	Poly 156x156
Weight (kg)	18.2 (approx)
Dimensions (LxWxH) (mm)	1650x991x40
Cable Cross Section Size (mm²)	4
No. of Cells and Connections	60 (6x10)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	26 Per Pallet

WORKING CONDITIONS

Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind) Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	5400Pa (112 lb/ft²) 2400Pa (50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

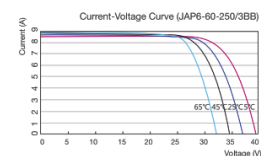
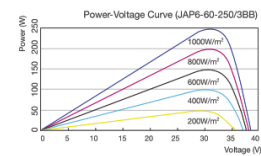
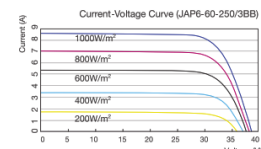
ELECTRICAL PARAMETERS

TYPE	JAP6-60-245/3BB	JAP6-60-250/3BB	JAP6-60-255/3BB	JAP6-60-260/3BB	JAP6-60-265/3BB
Rated Maximum Power at STC (W)	245	250	255	260	265
Open Circuit Voltage (Voc/V)	37.50	37.66	37.82	37.98	38.14
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	29.59	29.94	30.29	30.63	30.96
Short Circuit Current (Isc/A)	8.86	8.92	8.98	9.04	9.10
Maximum Power Current (Imp/A)	8.28	8.35	8.42	8.49	8.56
Module Efficiency [%]	14.98	15.29	15.59	15.90	16.21
Power Tolerance (W)	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.058%/°C				
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.330%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.410%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5				

NOCT

TYPE	JAP6-60-245/3BB	JAP6-60-250/3BB	JAP6-60-255/3BB	JAP6-60-260/3BB	JAP6-60-265/3BB
Max Power (Pmax) [W]	177.87	181.50	185.13	188.76	192.39
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	34.48	34.61	34.68	34.76	34.87
Max Power Voltage (Vmp) [V]	27.20	27.42	27.71	28.05	28.42
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.03	7.13	7.18	7.21	7.24
Max Power Current (Imp) [A]	6.54	6.62	6.68	6.73	6.77
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s				

I-V CURVE



Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

String box CC + CA – PHB – 1 STRING



STRING BOX CC+CA– PHB – 1 STRING

Quadro de proteção e isolamento para sistemas fotovoltaicos



Dimensões: (Largura=305xAltura=255xProfundidade=125)mm

Composição do String Box:

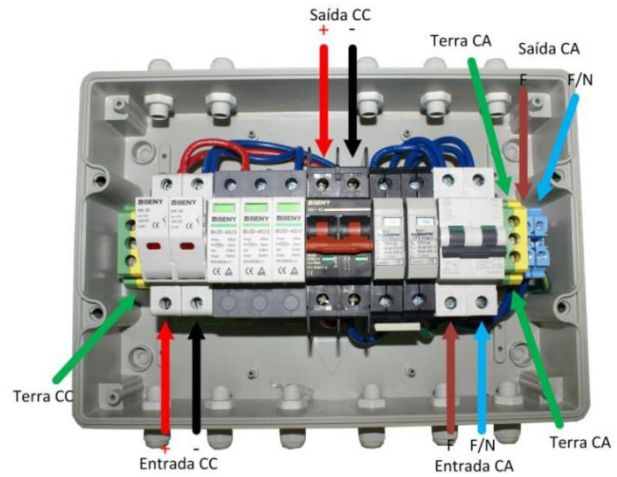
LADO CC:

- *Protetores de surto (DPS) para proteção contra descargas atmosféricas*
- *Chave Seccionadora (disjuntor) de corte dos painéis fotovoltaicos (600 Vcc/32A)*
- *Fusíveis de proteção em CC (polo positivo e negativo)*
- *Caixa com grau de proteção IP55*

LADO CA:

- *Protetores de surto (DPS) para proteção contra descargas atmosféricas – 275Vca – 50kA*
- *Chave Seccionadora (disjuntor) de corte (275Vca/20A)*

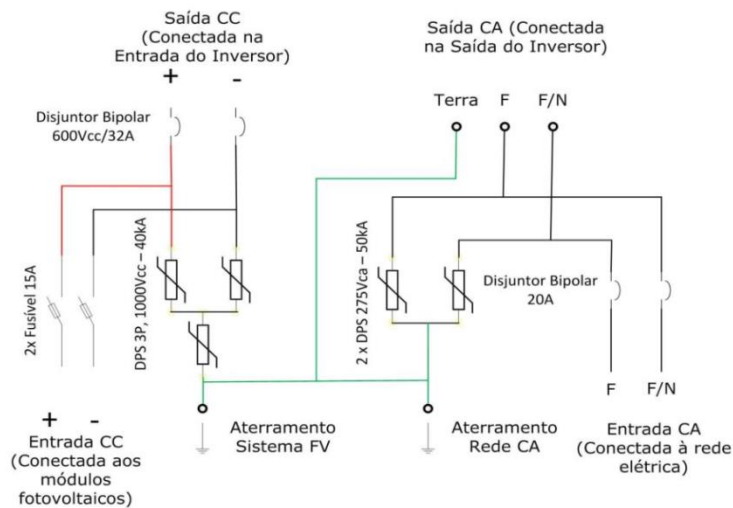
Conexões do Inversor



Conexões Módulos Fotovoltaicos

Conexões de Rede

Esquema Elétrico String Box (CC+CA - 1 String)



PHB ELETRÔNICA LTDA

Tel: (11) 3835-8300

Rua Aroaba, 129/147

VI. Leopoldina

São Paulo - SP - Brazil - CEP

05315-020

engenharia@phb.com.br



Inversor do Sistema S1



Suporte Técnico

A PHB mantém uma estrutura de equipamentos calibrados, "setups" de testes e técnicos treinados, para proporcionar aos seus clientes um rápido serviço de reparo.

Atende a todas as tensões do PRODIST

Atenta as divergências da rede Brasileira, a PHB oferece um software que permite alterar as faixas de operação, que permite a instalação em qualquer parte do território nacional.

Para obter mais informações sobre qualquer um de nossos produtos ou serviços, visite-nos na Web em:

www.phb.com.br

Tel: 3835-8300

Email: engenharia@phb.com.br

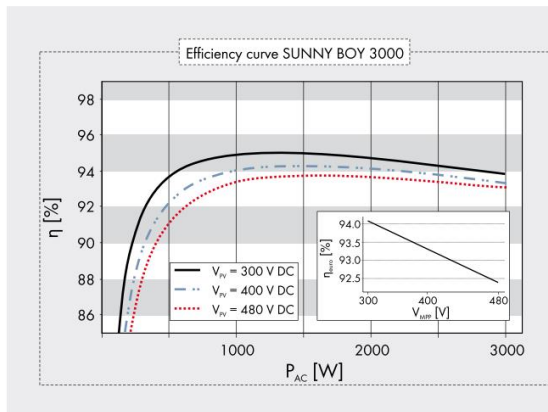
1º INVERSOR SOLAR FOTOVOLTAICO NACIONAL CERTIFICADO PELO **INMETRO** Concessão 000150/2015

Dados Técnicos

Modelo	PHB1500-SS	PHB3000-SS	PHB4600-SS
Dados da Entrada CC			
Max. Potência Fotovoltaica[W]	1800	3200	5400
Max. Tensão CC [V]	450	500	580
Faixa de Operação SPMP (MPPT) [V]	125~400	125~450	125~550
Tensão CC de Partida [V]	125	125	125
Corrente CC Máxima [A]	12	18	20
Número de Strings em Paralelo	1	2	2
Conector CC	SUNCLIX, MC IV (opcional)		
Consumo em Standby [W]	5		
Dados da Saída CA			
Potência CA Nominal [W]	1500	3000	4600
Max. Potência CA [W]	1650	3000	5100
Max. Corrente CA [A]	8	15	25
Saída Nominal CA	60Hz; 220Vca		
Faixa de Operação CA	57.5~62Hz; 176~242Vca		
THD	<5%		
Fator de Potência	unitário		0.95 indutivo... 0.95 capacitivo
Conexão CA	Monofásica / Bifásica		
Eficiência			
Max. Eficiência	97.0%	97.0%	97.8%
Eficiência SPMP (MPPT)	>99.5%	>99.5%	>99.5%
Segurança do Equipamento			
Monitoramento de corrente de fuga	Integrado		
Proteção Anti-ilhamento	AFD (Active Frequency Drift)		
Monitoramento de Rede	VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, G83/1,		VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1/A1, RD1699, NRS 097-2-1,
	AS4777.2/3, EN62109-2, EN50438, CNCA/CTS 0004-2009A		AS4777.2/3, EN62109-2, EN50438, CNCA/CTS 0004-2009A, G59/2,
Concessão INMETRO	000150/2015		
NBR (Normas Brasileiras)	ABNT NBR 16149, 16150 e ABNT NBR IEC 62116		
Normas de Referência			
EMC	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2,		EN 61000-6-1, EN 61000-6-2,
	EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		EN 61000-6-3, EN 61000-6-4
Segurança	IEC 62109-1, AS3100, CNCA/CTS0006-2010		IEC 62109-1, AS3100, CNCA/CTS0006-2010
Dados Gerais			
Dimensões (L*A*P) [mm]	355*380*130		390*417*142
Peso Líquido [kg]	12		18
Ambiente de Operação	Interno ou Externo		
Montagem	Fixação em parede		
Temperatura de Operação	-20~60°C (acima 45°C com derate)		
Umidade relativa	0~95%		
Altitude [m]	2000		
Grau de Proteção IP	IP65		
Topologia	Sem Transformador		
Ventilação	Convecção Natural		
Nível de Ruído [dB]	<25		
Display	4" LCD (Português)		
Comunicação	USB2.0 e RS485 (Wi-Fi opcional)		
Cor	Vermelho	Cinza	Azul
Garantia [anos]	5/10/15/20/25 (a combinar)		

Inversor dos sistemas S2 e S3

Technical data	Sunny Boy 1200	Sunny Boy 1700	Sunny Boy 2500	Sunny Boy 3000
Input (DC)				
Max. DC power (@ cos φ = 1)	1320 W	1850 W	2700 W	3200 W
Max. DC voltage	400 V	400 V	600 V	600 V
MPP voltage range	100 V – 320 V	147 V – 320 V	224 V – 480 V	268 V – 480 V
DC nominal voltage	120 V	180 V	300 V	350 V
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 120 V	139 V / 180 V	224 V / 300 V	268 V / 330 V
Max. input current / per string	12.6 A / 12.6 A	12.6 A / 12.6 A	12 A / 12 A	12 A / 12 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	1 / 2	1 / 3	1 / 3
Output (AC)				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	1200 W	1550 W	2300 W	2750 W
Max. AC apparent power	1200 VA	1700 VA	2500 VA	3000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz
Max. output current	6.1 A	8.6 A	12.5 A	15 A
Power factor (cos φ)	1	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Efficiency				
Max. efficiency / Euro-eta	92.1 % / 90.9 %	93.5 % / 91.8 %	94.1 % / 93.2 %	95.0 % / 93.6 %
Protection devices				
DC reverse-polarity protection	●	●	●	●
ESS switch-disconnector	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	●/–	●/–	●/–	●/–
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III	I / III
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Weight	23 kg	25 kg	28 kg	32 kg
Operating temperature range	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 41 dB(A)	≤ 46 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 30 dB(A)
Internal consumption (night)	< 0.1 W	< 0.1 W	< 0.25 W	< 0.25 W
Topology	LF transformer	LF transformer	LF transformer	LF transformer
Cooling concept	Convection	Convection	Convection	Convection
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Features				
DC connection: SUNCLIX	●	●	●	●
AC connection: screw terminal / plug connector / springtype terminal	–/●/–	–/●/–	–/●/–	–/●/–
Display: text line / graphic	●/–	●/–	●/–	●/–
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	o/o	o/o	o/o	o/o
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712-1, DK 5940*, RD 1663 , G83/1-1, CER/06/190 (only SB 1700), PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PPDS, IEEE 929		CE, VDE 0126-1-1, DK 5940*, RD 1663 , G83/1-1, CER/06/190, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PPDS	
*Only applies to IT variants, ** Does not apply to all national deviations of EN 50438				
● Standard features o Optional features – not available Data at nominal conditions				
Type designation	SB 1200	SB 1700	SB 2500	SB 3000



Accessories



RS485 interface of type
485PB-NR



Bluetooth® Piggy Back
BTPBINV-NR



Grounding set "Positive"
ESHV-P-NR



Grounding set "Negative"
ESHV-N-NR

Inversor do Sistema S4

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS GALVO

/ The future-proof inverter for small self-consumption systems.



/ SnapInverter
Technology



/ HF transformer
switchover



/ Integrated data
communication



/ Smart Grid
Ready



/ Zero feed-in



/ With power categories ranging from 1.5 to 3.1 kW, the Fronius Galvo is perfect for households – and is especially suitable for self-consumption systems. The integrated energy management relay allows the self-consumption component to be maximised. A host of other smart features make the Fronius Galvo one of the most future-proof inverters in its class: for example, the integrated datalogging, the simple connection to the internet by WLAN, or the plug-in card technology for retrofitting additional functions.

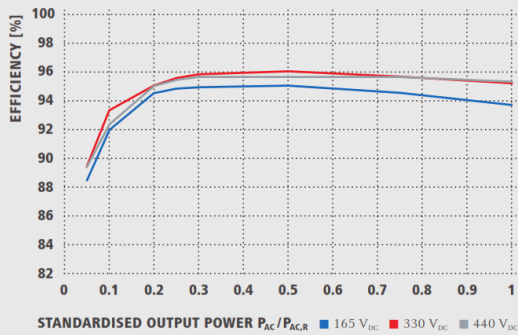
TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

INPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Number of MPP trackers	1				
Max. input current (I _{dc max})	13.3 A	17.8 A	16.6 A	19.8 A	20.7 A
Max. array short circuit current	20.0 A	26.8 A	24.8 A	29.6 A	31.0 A
DC input voltage range (U _{dc min} - U _{dc max})	120 - 420 V			165 - 550 V	
Feed-in start voltage (U _{dc start})	140 V			185 V	
Usable MPP voltage range	120 - 335 V			165 - 440 V	
Number of DC connections	3				
Max. PV generator output (P _{dc max})	3.0 kWpeak	4.0 kWpeak	5.0 kWpeak	6.0 kWpeak	6.2 kWpeak
OUTPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
AC nominal output (P _{ac,r})	1,500 W	2,000 W	2,500 W	3,000 W	3,100 W
Max. output power	1,500 VA	2,000 VA	2,500 VA	3,000 VA	3,100 VA
AC output current (I _{ac nom})	6.5 A	8.7 A	10.9 A	13.0 A	13.5 A
Grid connection (voltage range)	1-NPE 230 V (+17 % / -20 %)				
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 4 %				
Power factor (cos φ _{ac,r})	0.85 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Weight	16.4 kg		16.8 kg		
Degree of protection	IP 65				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ²⁾	2 / 3				
Night-time consumption	< 1 W				
Inverter concept	HF transformer				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-25 - +50 °C				
Permitted humidity	0 to 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,500 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
AC connection technology	3-pin AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, AS 4777-2, AS 4777-3, AS3100, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, CEI 0-21, EN 50438, G83, G59, NRS 097				

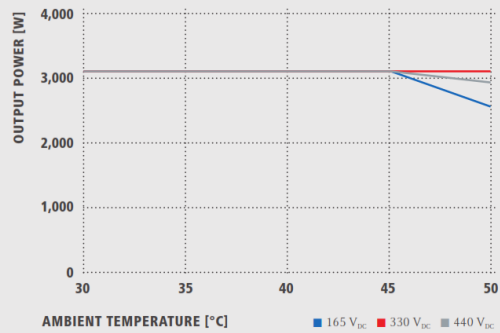
¹⁾ Available for countries where 3 kW restrictions apply. ²⁾ Testing to IEC 62109-1.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS GALVO 3.1-1 EFFICIENCY CURVE



FRONIUS GALVO 3.1-1 TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

EFFICIENCY	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Max. efficiency	95.9 %	96.0 %		96.1 %	
European efficiency (η _{EU})	94.5 %	94.9 %	95.2 %	95.4 %	95.4 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTION DEVICES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
DC insulation measurement	Warning/shutdown (depending on country setup) at R _{ISO} < 600 kOhm				
Overload behavior	Operating point shift, power limitation				
DC disconnect	Included				
Reverse polarity protection	Yes				
INTERFACES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net				
Signalling output ²⁾	Energy management (floating relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input ²⁾	SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ Available for countries where 3 kW restrictions apply. ²⁾ Also available in the light version.
Further information and technical data can be found at www.fronius.com.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible – our record of over 800 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v06 Apr 2016 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Microinversor dos Sistemas M1 e M2

Enphase® M215 Microinverter // DATA

INPUT DATA (DC)	M215-60-2LL-S22-IG, M215-60-2LL-S25-IG	
Commonly used module pairings ¹	190 - 270+ W	
Maximum input DC voltage	48 V	
Peak power tracking voltage	27 V - 39 V	
Operating range	16 V - 48 V	
Min/Max start voltage	22 V / 48 V	
Max DC short circuit current	15 A	
OUTPUT DATA (AC)	@208 VAC	@240 VAC
Peak output power	225 W	225 W
Rated (continuous) output power	215 W	215 W
Nominal output current	1.03 A (A rms at nominal duration)	0.9 A (A rms at nominal duration)
Nominal voltage/range	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V
Nominal frequency/range	60.0 / 57-61 Hz	60.0 / 57-61 Hz
Extended frequency range ²	57-62.5 Hz	57-62.5 Hz
Power factor	>0.95	>0.95
Maximum units per 20 A branch circuit	25 (three phase)	17 (single phase)
Maximum output fault current	850 mA rms for 6 cycles	850 mA rms for 6 cycles
EFFICIENCY		
CEC weighted efficiency, 240 VAC	96.5%	
CEC weighted efficiency, 208 VAC	96.5%	
Peak inverter efficiency	96.5%	
Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530)	99.4 %	
Night time power consumption	65 mW max	
MECHANICAL DATA		
Ambient temperature range	-40°C to +65°C	
Dimensions (WxHxD)	171 mm x 173 mm x 30 mm (without mounting bracket)	
Weight	1.6 kg (3.4 lbs)	
Cooling	Natural convection - No fans	
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6	
Connector type	M215-60-2LL-S22-IG: MC4 M215-60-2LL-S25-IG: Amphenol H4	
FEATURES		
Compatibility	Compatible with 60-cell PV modules.	
Communication	Power line	
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.	
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options	
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01	

1. Suggestion only. Inverter self-limits DC inputs. Visit <https://enphase.com/en-us/support/module-compatibility> to determine module size compatibility.

2. Frequency ranges can be extended beyond nominal if required by the utility

To learn more about Enphase Microinverter technology, visit enphase.com

2016-11-21 © 2016 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands in this document are registered by their respective owner.



Inversor do Sistema C1



Single Phase Inverters

SE2200 - SE6000

	SE2200	SE3000	SE3500	SE4000	SE5000	SE6000	
OUTPUT							
Rated AC Power Output	2200	3000	3500	4000	5000	6000	VA
Maximum AC Power Output	2200	3000	3500	4000	5000	6000	VA
AC Output Voltage (Nominal)	220 /230						Vac
AC Output Voltage Range	184 - 264.5						Vac
AC Frequency (Nominal)	50 / 60 ± 5						Hz
Maximum Continuous Output Current	12	16.5*	19.5*	22*	27	27	A
Residual Current Detector / Residual Current Step Detector	300 / 30						mA
Utility Monitoring, Islanding Protection, Country Configurable Thresholds	Yes						
INPUT							
Recommended Maximum DC Power** (Module STC)	2750	3750	4350	5000	6250	7500	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes						
Maximum Input Voltage	500						Vdc
Nominal DC Input Voltage	350						Vdc
Maximum Input Current	8.5	11.5	13.5	15.5	19.5	23	Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes						
Ground-Fault Isolation Detection	600kΩ Sensitivity						
Maximum Inverter Efficiency	97.6						%
European Weighted Efficiency	97.6	97.6	97.5	97.5	97.4	97.4	%
Nighttime Power Consumption	< 2.5						W
ADDITIONAL FEATURES							
Supported Communication Interfaces	RS485, RS232, Ethernet, Zigbee (optional)						
STANDARD COMPLIANCE							
Safety	IEC-62103 (EN50178), IEC-62109						
Grid Connection Standards	VDE 0126-1-1, VDE-AR-N-4105, AS-4777, RD-1663 , DK 5940						
Emissions	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12, FCC part15 class B						
RoHS	Yes						
INSTALLATION SPECIFICATIONS							
AC Output	Cable Gland - diameter 9-16						mm
DC Input	1 MC4 pair			2 MC4 pairs			
Dimensions (HxWxD)	540 x 315 x 172			540 x 315 x 191			mm
Weight	20.2			21.7			kg
Cooling	Natural Convection						
Noise	<25						dBA
Operating Temperature Range	-20 - +50 (M40 version -40 - +50)						°C
Protection Rating	IP65 - Outdoor and Indoor						
Bracket Mounted (Bracket Provided)							

* For inverters with an AC current limit of 16A please refer to the "SE3000-4000-16A Inverter" datasheet.

** Limited to 135% of AC power.

Conversor do Sistema C1



SolarEdge Power Optimizer Module Add-On P300 / P350 / P405 / P500

		P300 (for 60-cell modules)	P350 (for high-power 60-cell and for 72-cell modules)	P500 (for 96-cell modules)	P405 (for thin film modules)	
INPUT						
Rated Input DC Power ⁽¹⁾		300	350	500	405	W
Absolute Maximum Input Voltage (Voc at lowest temperature)		48	60	80	125	Vdc
MPPT Operating Range		8 - 48	8 - 60	8 - 80	12.5 - 105	Vdc
Maximum Continuous Input Current (Isc)	Pxxx-2 series		10			Adc
	Pxxx-5 series	10	11	10		Adc
Maximum Efficiency			99.5			%
Weighted Efficiency			98.8			%
Overvoltage Category			II			
OUTPUT DURING OPERATION (POWER OPTIMIZER CONNECTED TO OPERATING SOLAREEDGE INVERTER)						
Maximum Output Current			15			Adc
Maximum Output Voltage			60		85	Vdc
OUTPUT DURING STANDBY (POWER OPTIMIZER DISCONNECTED FROM SOLAREEDGE INVERTER OR SOLAREEDGE INVERTER OFF)						
Safety Output Voltage per Power Optimizer			1			Vdc
STANDARD COMPLIANCE						
EMC		FCC Part15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3				
Safety		IEC62109-1 (class II safety), UL1741				
RoHS		Yes				
Fire Safety		VDE-AR-E 2100-712:2013-05				
INSTALLATION SPECIFICATIONS						
Maximum Allowed System Voltage			1000			Vdc
Dimensions (W x L x H)	Pxxx-2 series	141 x 212 x 40.5 / 5.55 x 8.34 x 1.59				mm / in
	Pxxx-5 series	128 x 152 x 27.5 / 5 x 5.97 x 1.08	128 x 152 x 35 / 5 x 5.97 x 1.37	128 x 152 x 48 / 5 x 5.97 x 1.89		mm / in
Weight (including cables)	Pxxx-2 series	950 / 2.1				gr / lb
	Pxxx-5 series	770 / 1.7			930 / 2.05	gr / lb
Input Connector		MC4 ⁽²⁾				
Output Connector		MC4				
Output Wire Length		0.95 / 3.0	1.2 / 3.9			m / ft
Operating Temperature Range		-40 - +85 / -40 - +185				°C / °F
Protection Rating	Pxxx-2 series	IP65 / NEMA4				
	Pxxx-5 series	IP68 / NEMA6P				
Relative Humidity		0 - 100				%

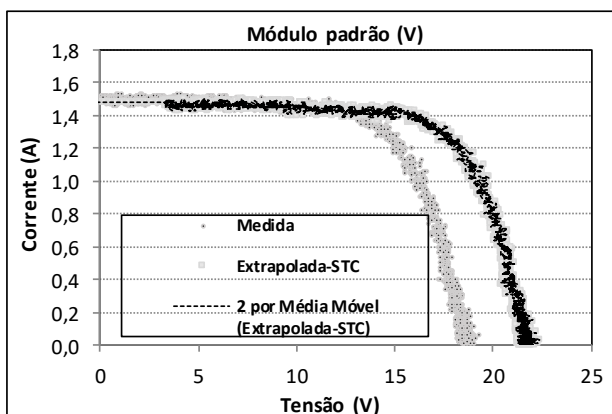
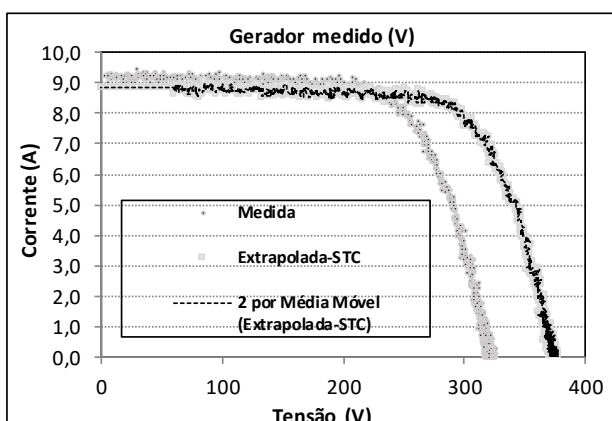
⁽¹⁾ Rated STC power of the module. Module of up to +5% power tolerance allowed.

⁽²⁾ For other connector types please contact SolarEdge.

PV SYSTEM DESIGN USING A SOLAREEDGE INVERTER ⁽³⁾		SINGLE PHASE	THREE PHASE
Minimum String Length (Power Optimizers)	P300,P350,P500 P405	8 6	16 13
Maximum String Length (Power Optimizers)		25	50
Maximum Power per String		5250	11250
Parallel Strings of Different Lengths or Orientations		Yes	

⁽³⁾ It is not allowed to mix P405 with P300/P350/P500/P600/P700 in one string.

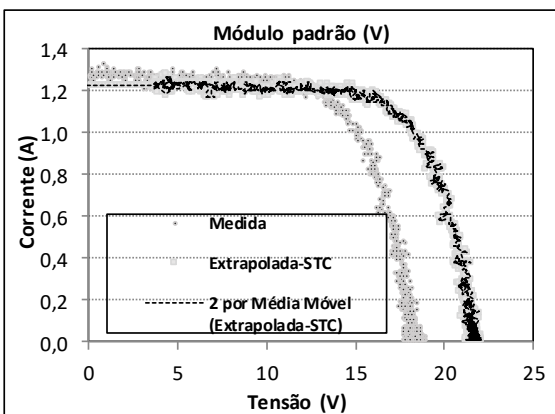
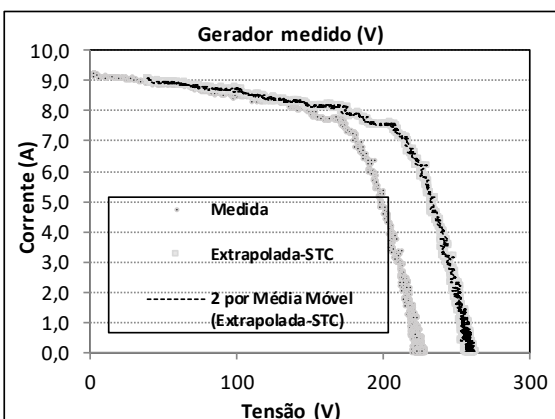
APÊNDICE A – Curvas I-V para os geradores e módulos fotovoltaicos medidas com a carga capacitiva e também no simulador solar.



Condições de medida		
	Sistema S1	P: TSP- M2221-1
Data	05/03/2017	05/03/2017
Hora	12:52:31	12:52:31
G(W/m ²)	1014	1014
Tc (°C)	64	64

Características na STC		
	Sistema S1	P: TSP- M2221-1
Pm (W)	2449,9	23,43
Im (A)	8,3804	1,320
Vm (V)	292,34	17,75
Isc (A)	9,0531	1,505
Voc (V)	380,55	22,39
FF	0,7111	0,6956

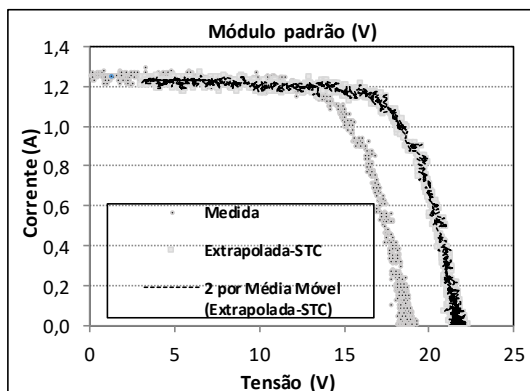
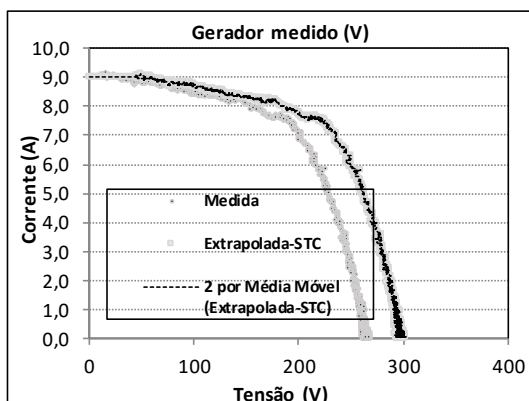
Calibração		
	Sistema S1	P: TSP- M2221-1
Pm (W)	2411,8	23,07
Im (A)	8,4423	1,330
Vm (V)	285,68	17,34
Isc (A)	8,8873	1,477
Voc (V)	368,21	21,66
FF	0,7370	0,721



Condições de medida		
	Sistema S4-7Módulos	P: CSSE -20M
Data	05/05/2017	05/05/2017
Hora	12:23:18	12:23:18
G(W/m ²)	1008	1008
Tc (°C)	65	71

Características na STC		
	Sistema S4-7Módulos	P: CSSE -20M
Pm (W)	1577,6	19,38
Im (A)	7,5775	1,086
Vm (V)	208,19	17,84
Isc (A)	9,0766	1,283
Voc (V)	264,38	22,38
FF	0,6574	0,6748

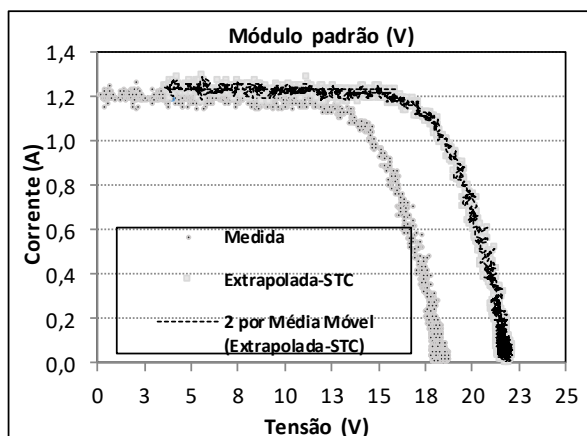
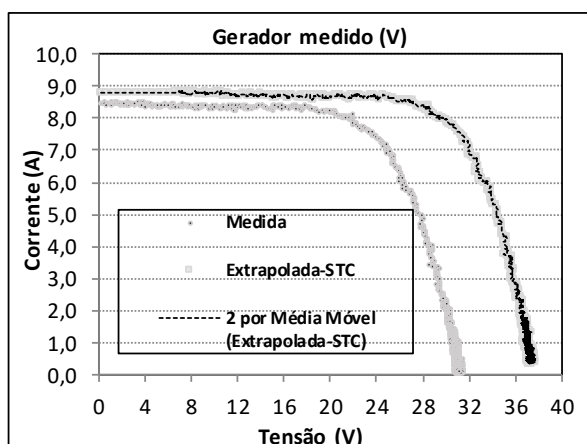
Calibração		
	Sistema S4-7Módulos	P: CSSE -20M
Pm (W)	1581,2	19,43
Im (A)	7,8545	1,126
Vm (V)	201,31	17,26
Isc (A)	8,6779	1,227
Voc (V)	256,53	21,72
FF	0,7103	0,729



Condições de medida		
	Gerador S4-8Módulos	P: CS5E -20M
Data	05/05/2017	05/05/2017
Hora	11:45:45	11:45:45
G(W/m ²)	997	997
Tc (°C)	58	65

Características na STC		
	Gerador S4-8Módulos	P: CS5E -20M
Pm (W)	1698,8	20,10
Im (A)	7,4191	1,151
Vm (V)	228,98	17,47
Isc (A)	9,1313	1,269
Voc (V)	302,05	22,40
FF	0,6159	0,7073

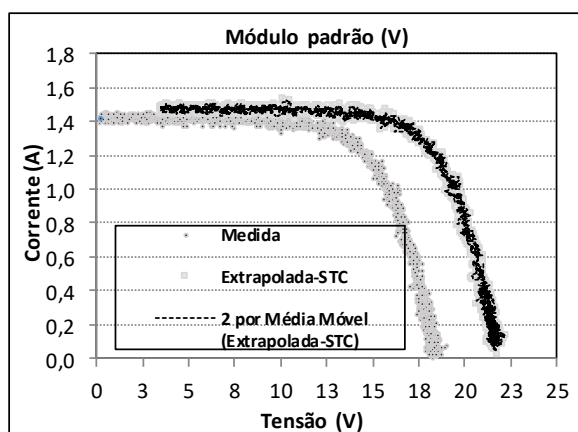
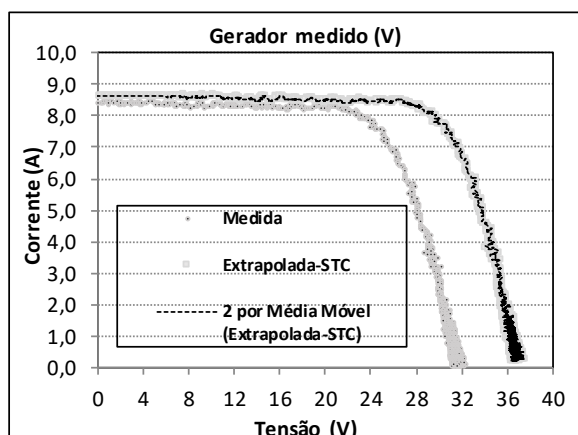
Calibração		
	Gerador S4-8Módulos	P: CS5E -20M
Pm (W)	1641,9	19,43
Im (A)	7,2580	1,126
Vm (V)	226,22	17,26
Isc (A)	8,8296	1,227
Voc (V)	292,91	21,72
FF	0,6348	0,729



Condições de medida		
	Gerador M1	P:CS5E -20M
Data	05/12/2017	05/12/2017
Hora	12:11:58	12:11:58
G(W/m ²)	944	944
Tc (°C)	79	71

Características na STC		
	Gerador M1	P:CS5E -20M
Pm (W)	240,9	20,19
Im (A)	8,4237	1,180
Vm (V)	28,60	17,11
Isc (A)	8,8548	1,298
Voc (V)	37,71	22,15
FF	0,7216	0,7019

Calibração		
	Gerador M1	P:CS5E -20M
Pm (W)	231,8	19,43
Im (A)	8,0371	1,126
Vm (V)	28,84	17,26
Isc (A)	8,3673	1,227
Voc (V)	36,97	21,72
FF	0,7494	0,729



Condições de medida		
	Gerador M2-1Módulo	P: TSP- M2221-1
Data	05/04/2017	05/04/2017
Hora	12:27:01	12:27:01
G(W/m ²)	955	955
Tc (°C)	64	66

Características na STC		
	Gerador M2-1Módulo	P: TSP- M2221-1
Pm (W)	239,7	23,84
Im (A)	8,0428	1,401
Vm (V)	29,81	17,02
Isc (A)	8,6629	1,533
Voc (V)	37,55	22,27
FF	0,7369	0,6986

Calibração		
	Gerador M2-1Módulo	P: TSP- M2221-1
Pm (W)	231,9	23,07
Im (A)	7,6349	1,330
Vm (V)	30,38	17,34
Isc (A)	8,3464	1,477
Voc (V)	36,53	21,66
FF	0,7606	0,721

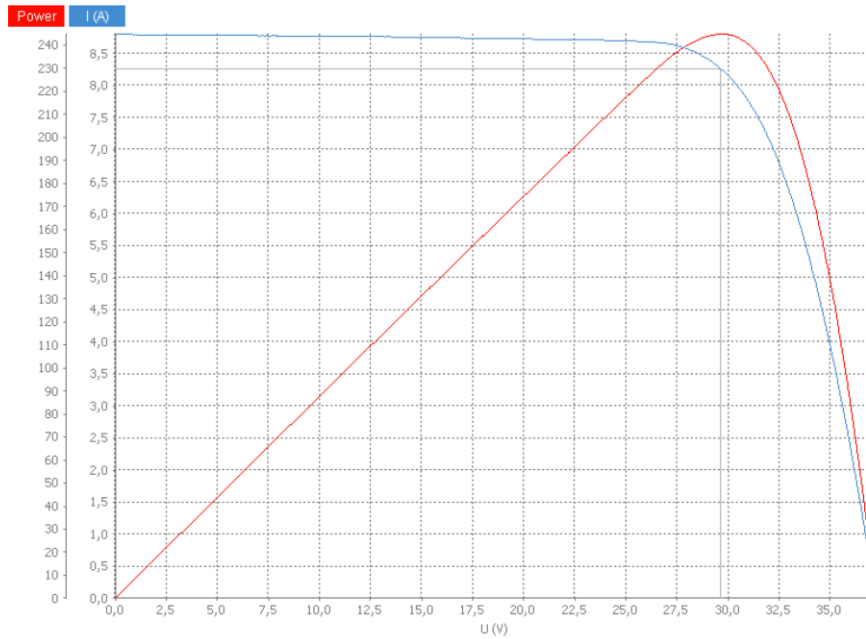
Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema S1



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/05/04 18.55.27
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



SW 245

Manufacturer	SolarWorld	Type	Poli
Serial number	181302794588D	Configuration DUT	Module
Single cell area	243.36 cm ²	DUT area	16766.75 cm ²
Cells in series	60	Cells in parallel	1

Mono + th

Irradiance Channel 1

Serial number	370	Temperature coefficient	0.00 %/°C
Sensitivity	128.700 mV/(kW/m ²)		

DIRETO-SW 245		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	23.55 °C	Fill factor	74.76%
DUT temperature	25.31 °C	Cell efficiency	16.77%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.61%
Gavg	1001.39 W/m ²		
GstdDev	0.31 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.253 V		
Linear regression Isc	8.795 A		
Regression linear for	0.539 Ω		
Regression linear for	385.650 Ω		
Maximum power	244.926 W		
Voltage at Maximum	29.654 V		
Current at Maximum	8.259 A		

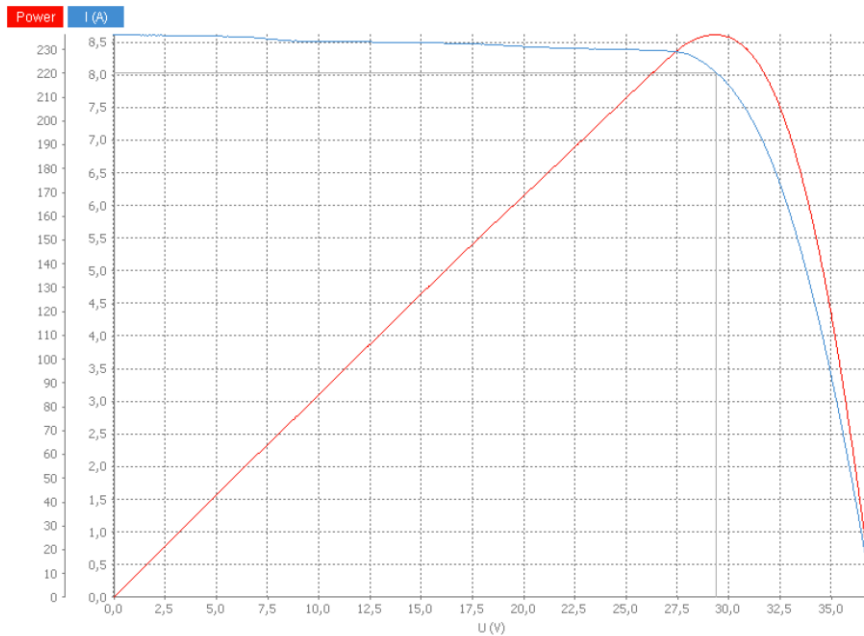
Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema S2



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/05/19 17.54.39
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



YL245p-29b

Manufacturer	Yingli Solar	Type	policistralin
Serial number	124305020810	Configuration DUT	Module
Single cell area	240.25 cm ²	DUT area	16335.00 cm ²
Cells in series	60	Cells in parallel	1

Mono + th

Irradiance Channel 1

Serial number	370		
Sensitivity	128.700 mV/(kW/m ²)	Temperature coefficient	0.00 %/°C

direto-YL245p-29b		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	23.91 °C	Fill factor	73.88%
DUT temperature	25.01 °C	Cell efficiency	16.38%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.45%
Gavg	1002.10 W/m ²		
GstdDev	0.23 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.049 V		
Linear regression Isc	8.626 A		
Regression linear for	0.603 Ω		
Regression linear for	107.613 Ω		
Maximum power	236.115 W		
Voltage at Maximum	29.394 V		
Current at Maximum	8.033 A		

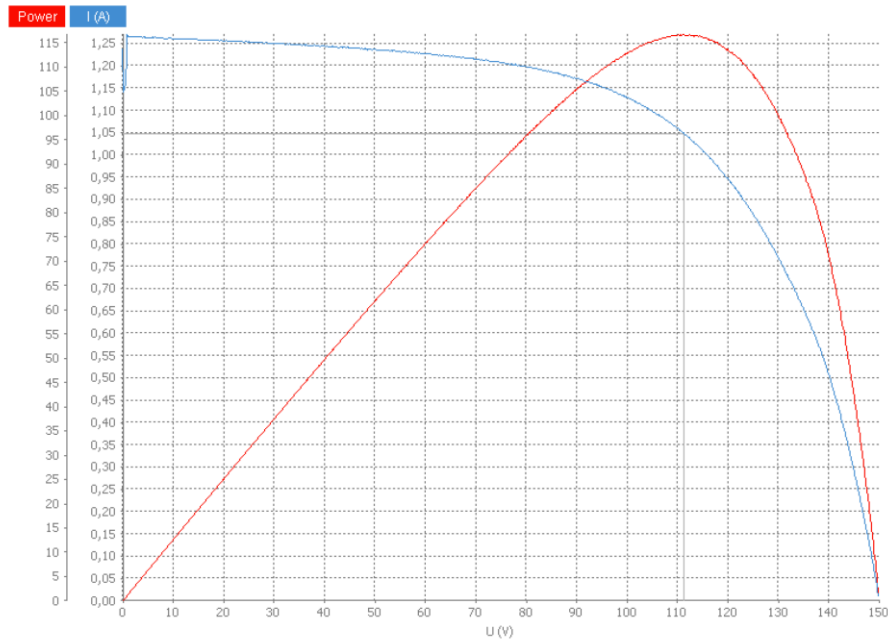
Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema S3



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator	SOLAR TESTE	Measurement	2017/05/19 16.17.55
PASAN Tester version	R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)		



DA121-C1

Manufacturer	DUPONT	Type	Thinfilm -
Serial number	S10080722944E	Configuration DUT	Microcrystal
Single cell area	240.25 cm ²	DUT area	Module no
Cells in series	48	Cells in parallel	15639.90 cm ²
			1

Mono + th

Irradiance Channel 1

Serial number	370		
Sensitivity	128.700 mV/(kW/m ²)	Temperature coefficient	0.00%/°C

DIRETO-DA	Irradiance Channel 1
-----------	----------------------

Monitor cell temperature	24.80 °C		
DUT temperature	26.19 °C	Cell efficiency	10.11%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	7.45%
Gavg	1002.08 W/m ²		
GstdDev	0.25 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	151.454 V		
Linear regression Isc	1.269 A		
Regression linear for	23.943 Ω		
Regression linear for	1420.131 Ω		
Maximum power	116.594 W		
Voltage at Maximum	111.336 V		
Current at Maximum	1.047 A		

Reverso	Irradiance Channel 1
---------	----------------------

Monitor cell temperature	24.80 °C
DUT temperature	26.18 °C
Compensated	25.00 °C
Gavg	1002.10 W/m ²
GstdDev	0.30 W/m ²
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²

Maximum power	W
Voltage at Maximum	V
Current at Maximum	-0.886 A

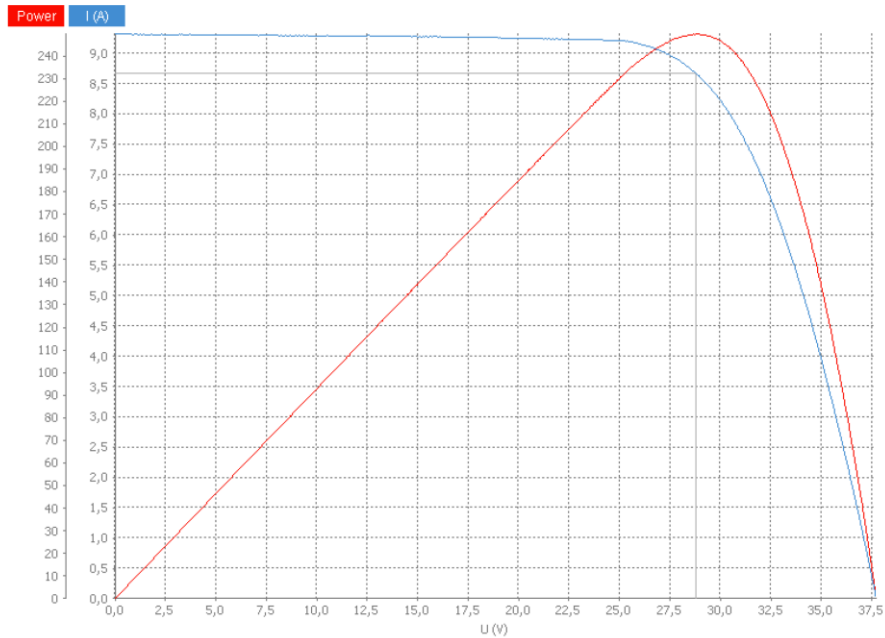
Módulo Fotovoltaico que compõe o gerador do sistema C1



PASAN
MEASUREMENT SYSTEMS

Performance measurement
PASAN Tester

Operator SOLAR TESTE Measurement 2017/05/19 18.38.45
PASAN Tester version R2.4.0 / 2014/05/08 16:09:55 2.4.0 (9695)



JAP6-6-260/3BB

Manufacturer	JA Solar	Type	Poli
Serial number	7117142233157500970	Configuration DUT	Module
Single cell area	243.36 cm ²	DUT area	16351.50 cm ²
Cells in series	60	Cells in parallel	1

Mono + th

Irradiance Channel 1

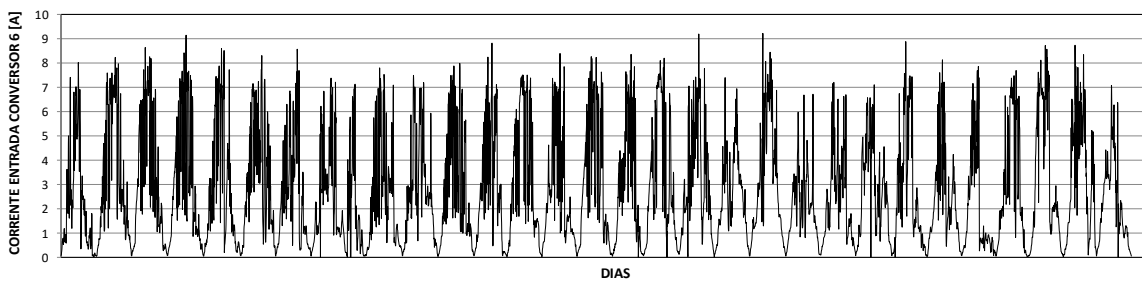
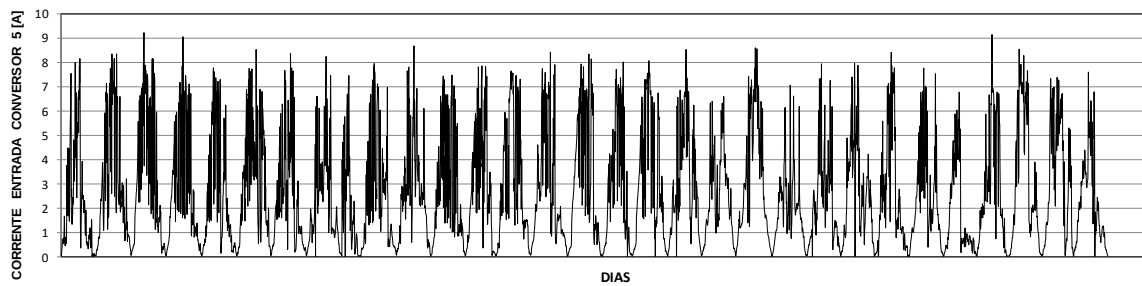
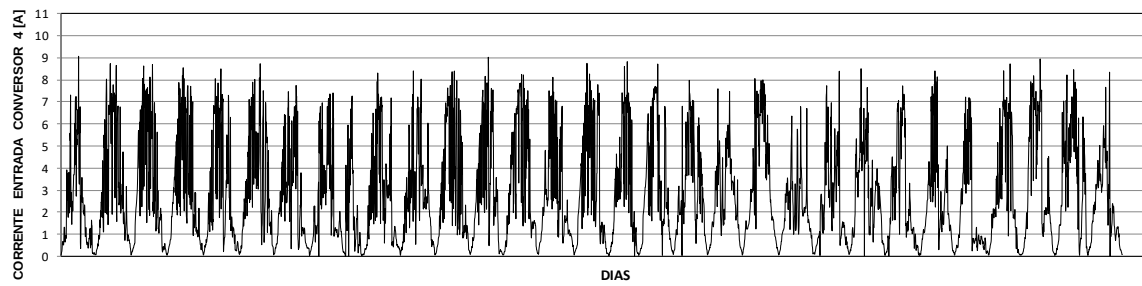
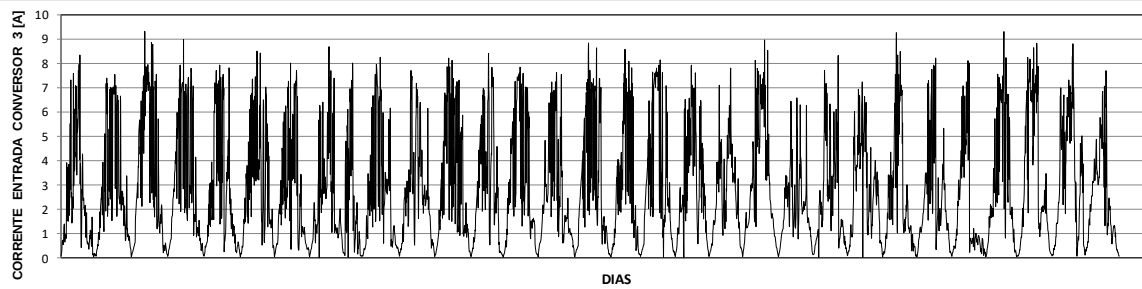
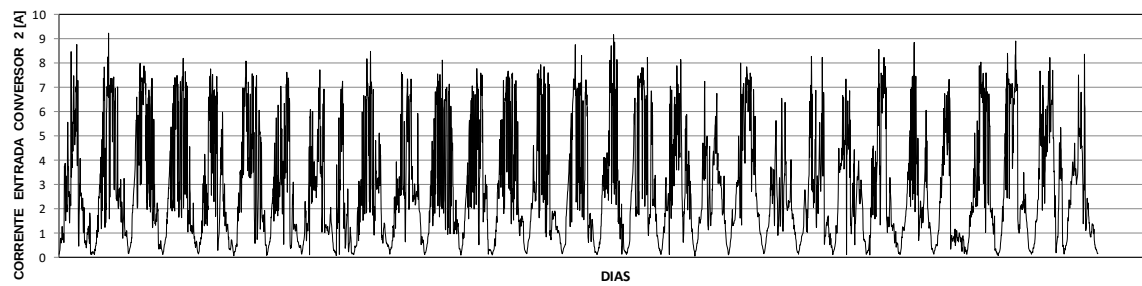
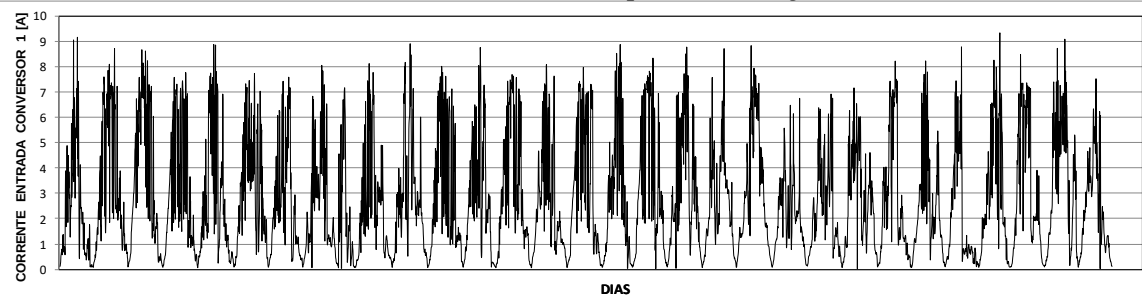
Serial number	370	Temperature coefficient	0.00 %/°C
Sensitivity	128.700 mV/(kW/m ²)		

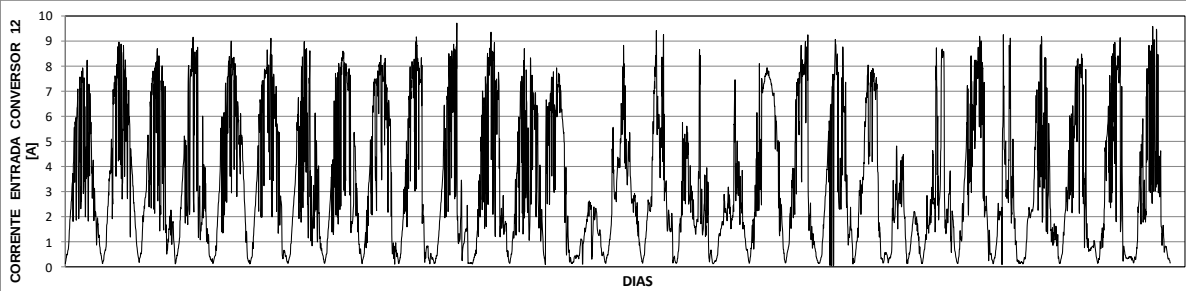
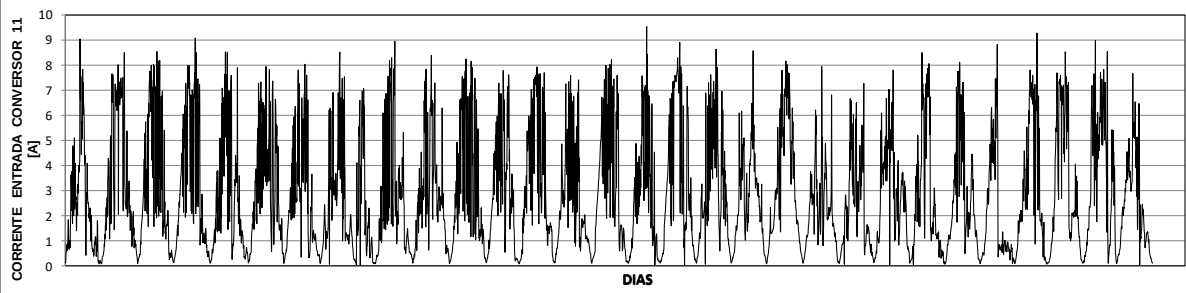
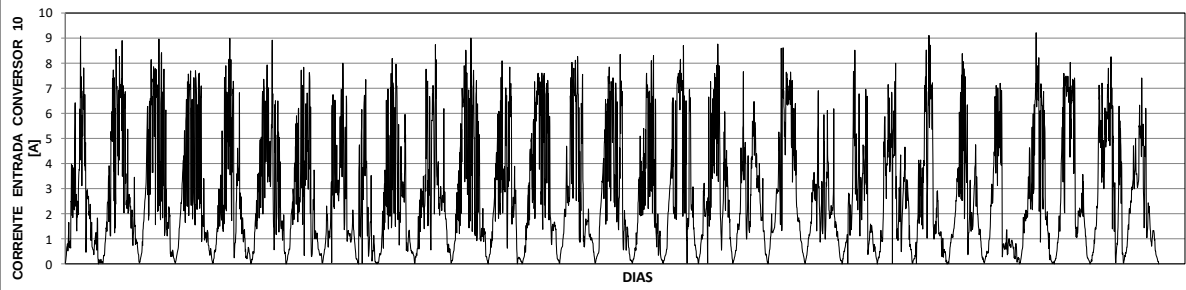
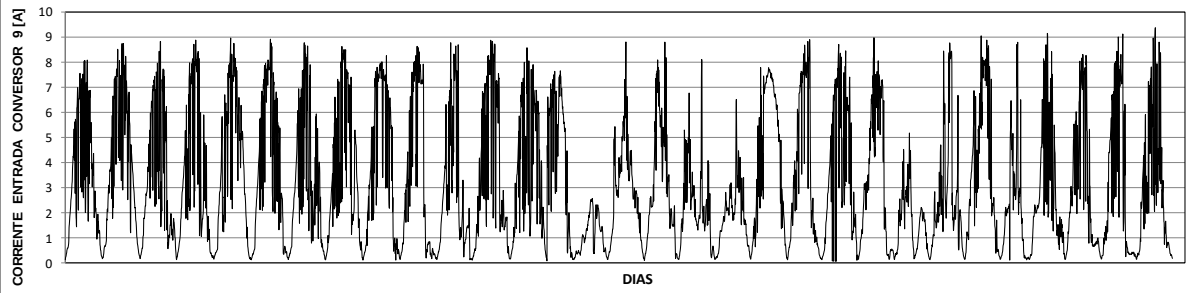
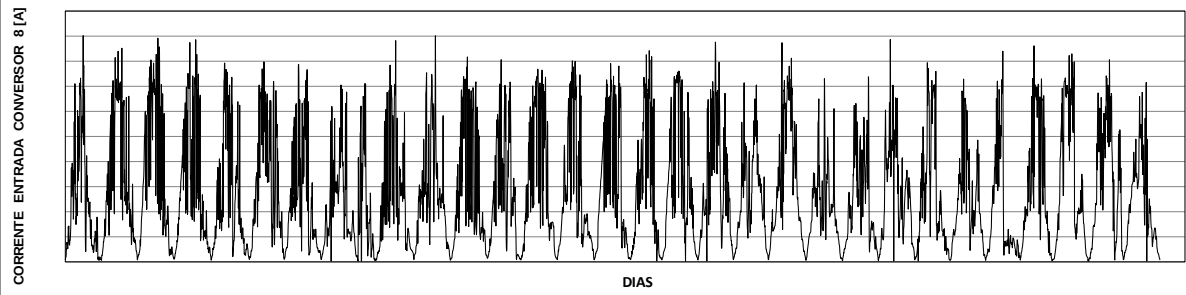
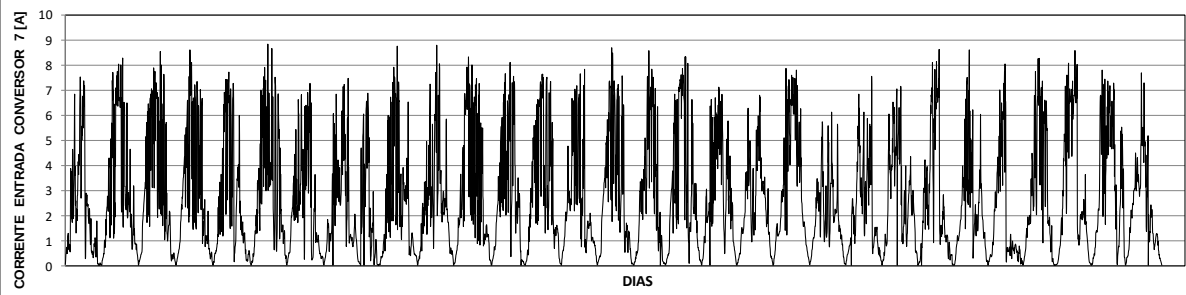
DIRETO-JAP6-60-265/3BB**Irradiance Channel 1**

Monitor cell temperature	23.91 °C	Fill factor	70.92%
DUT temperature	23.56 °C	Cell efficiency	17.09%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.26%
Gavg	1002.10 W/m ²		
GstdDev	0.37 W/m ²		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m ²		
Regression linear for Voc	37.780 V		
Linear regression Isc	9.314 A		
Regression linear for	0.688 Ω		
Regression linear for	407.824 Ω		
Maximum power	249.568 W		
Voltage at Maximum	28.801 V		
Current at Maximum	8.665 A		

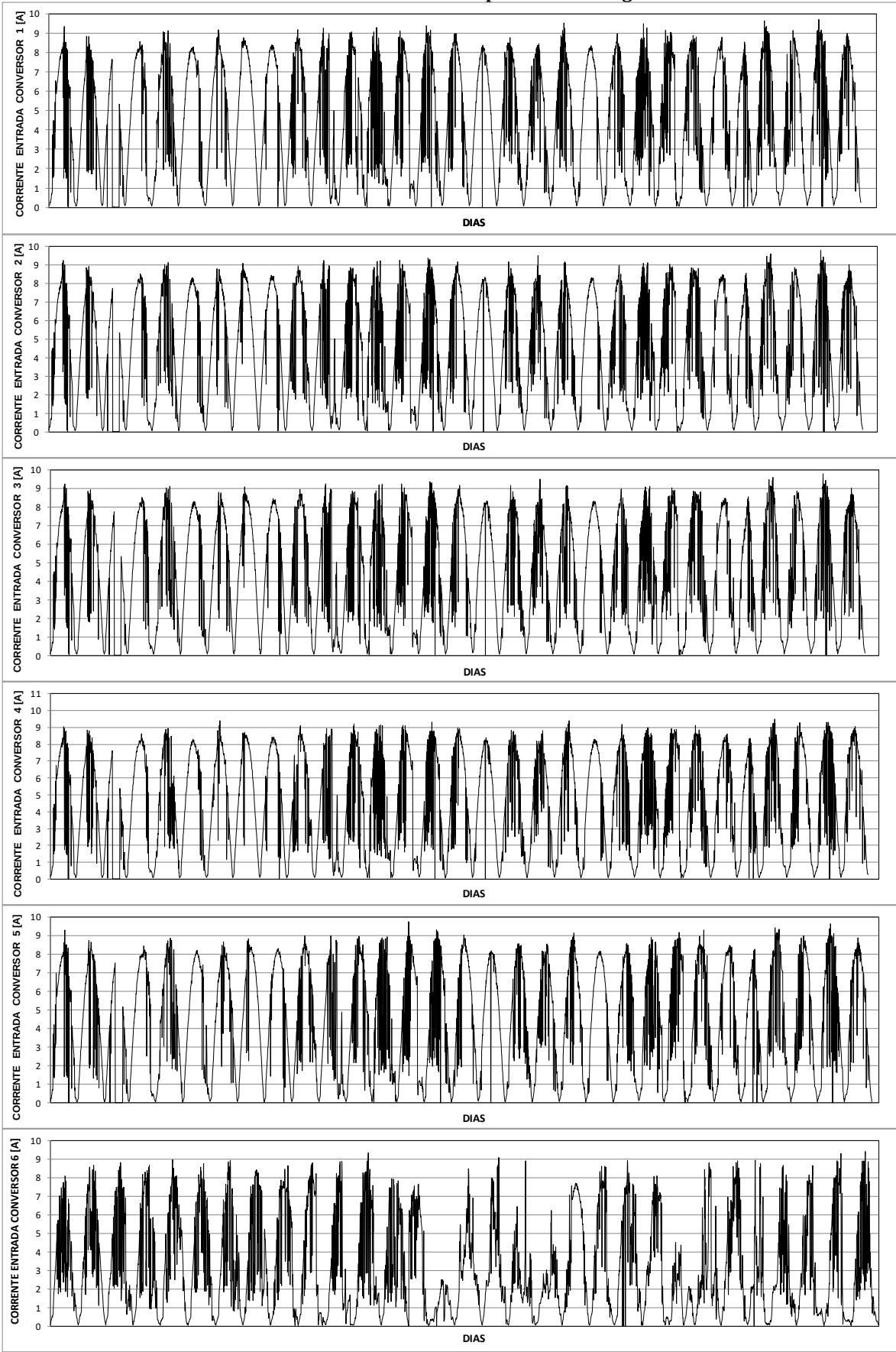
APÊNDICE B – Resultados operacionais para o sistema C1

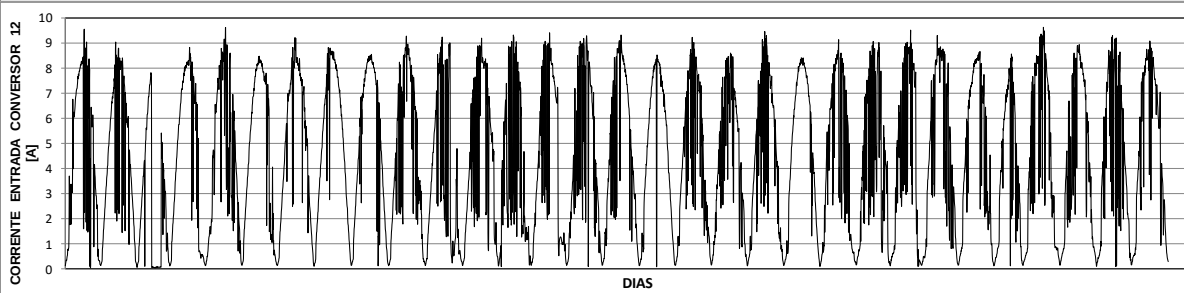
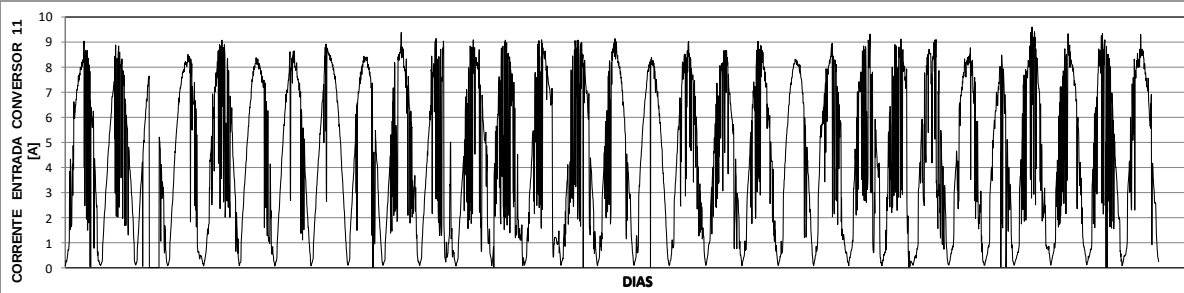
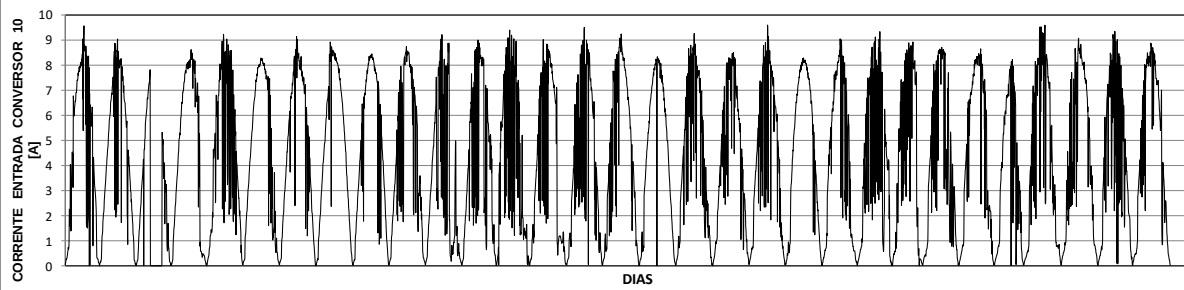
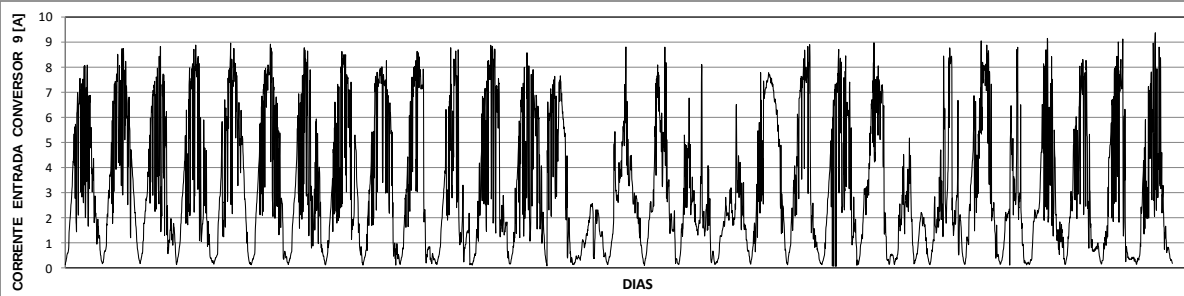
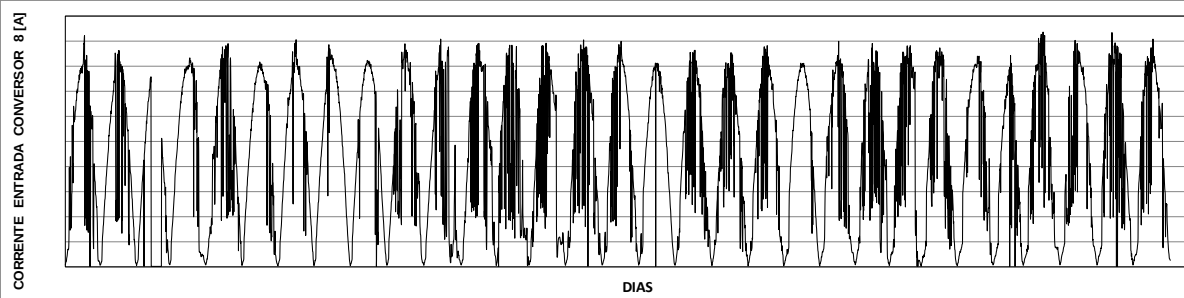
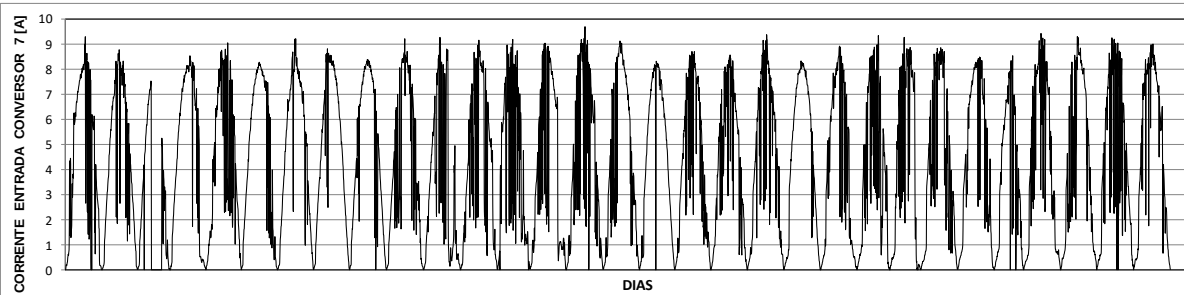
Corrente de entrada dos conversores para o mês de janeiro de 2016



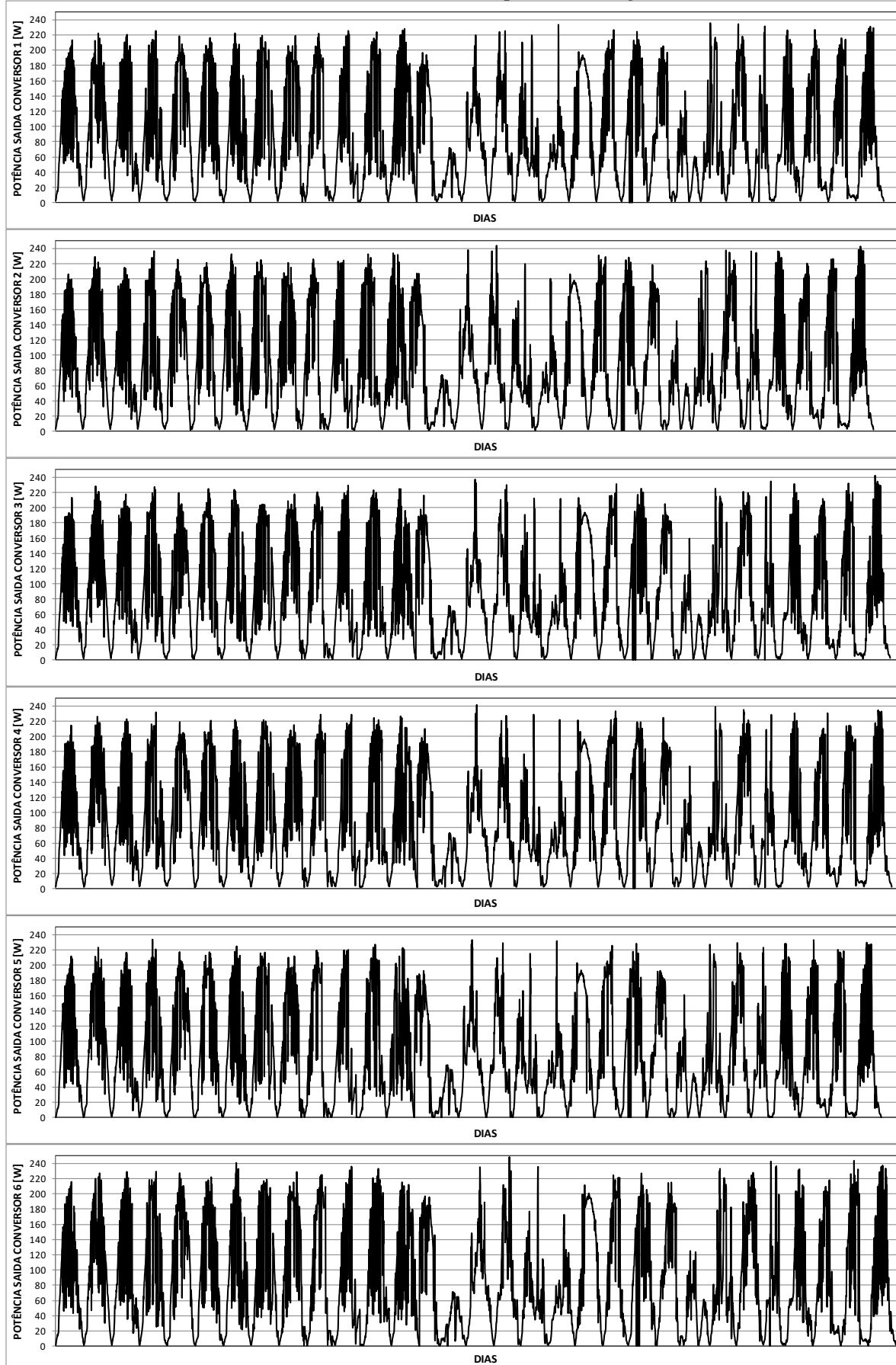


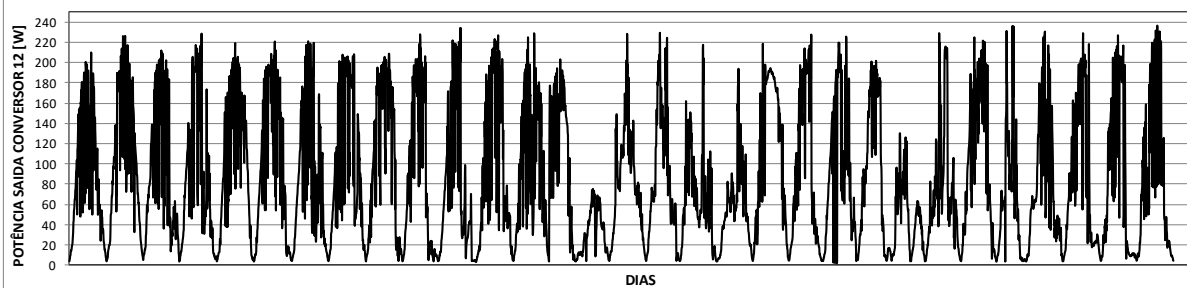
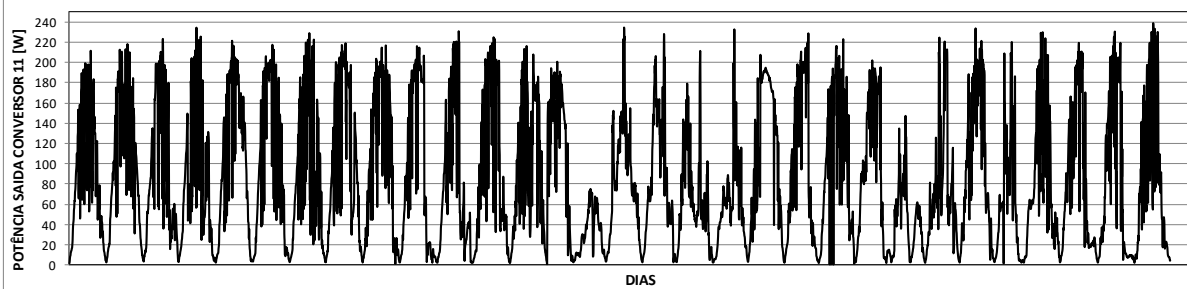
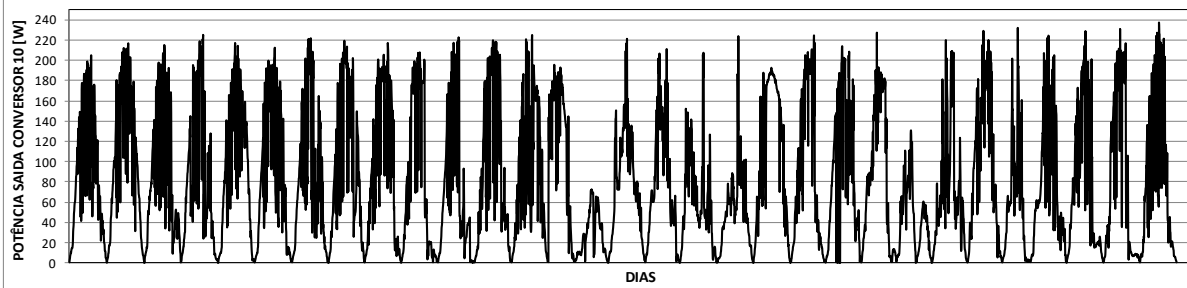
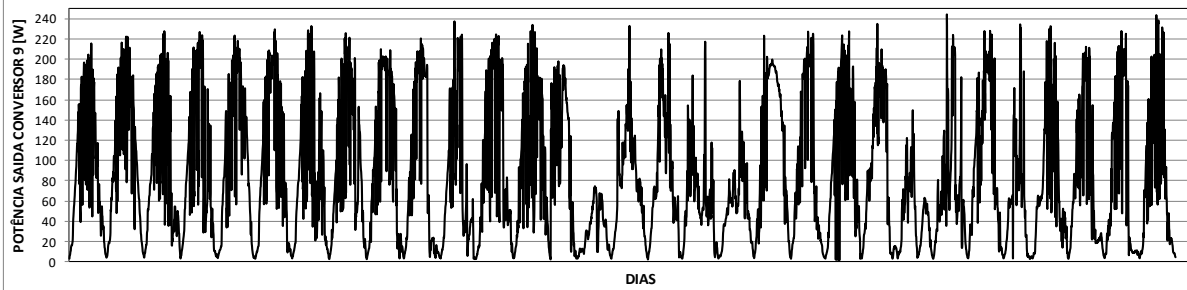
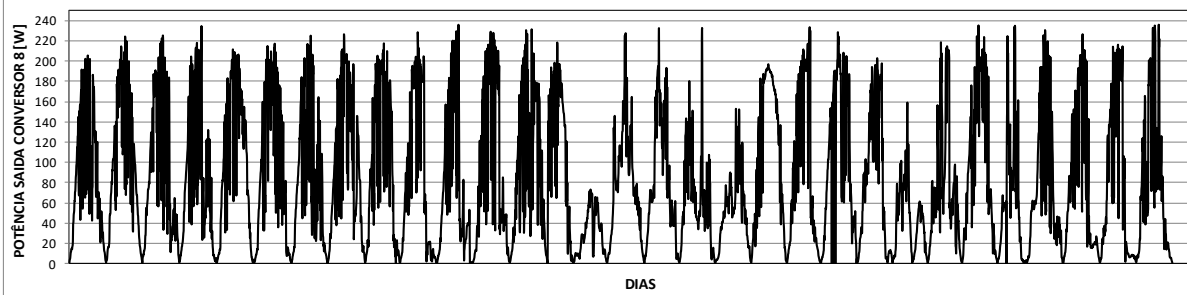
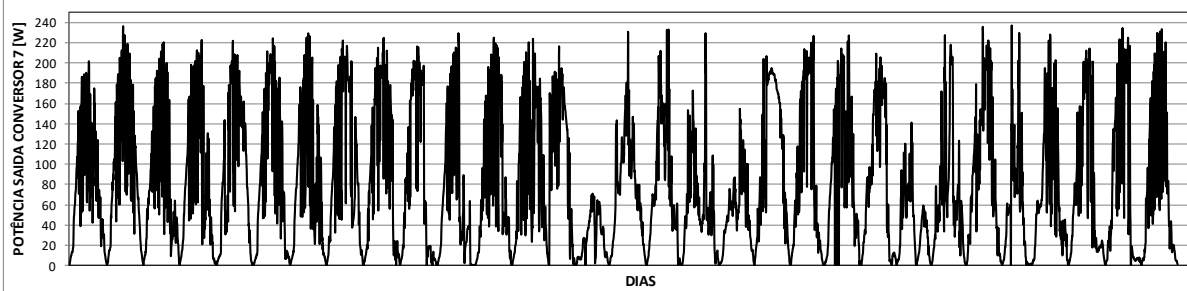
Corrente de entrada dos conversores para o mês de agosto de 2016



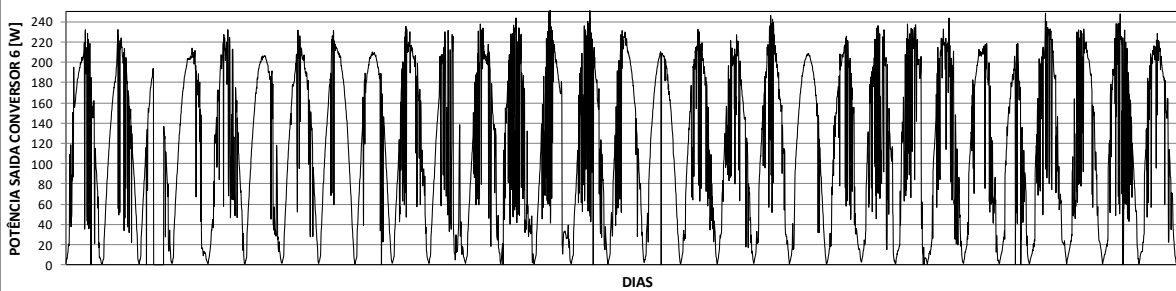
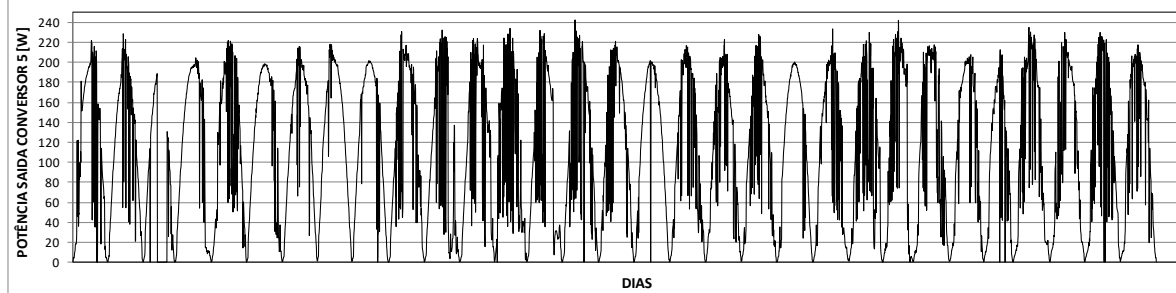
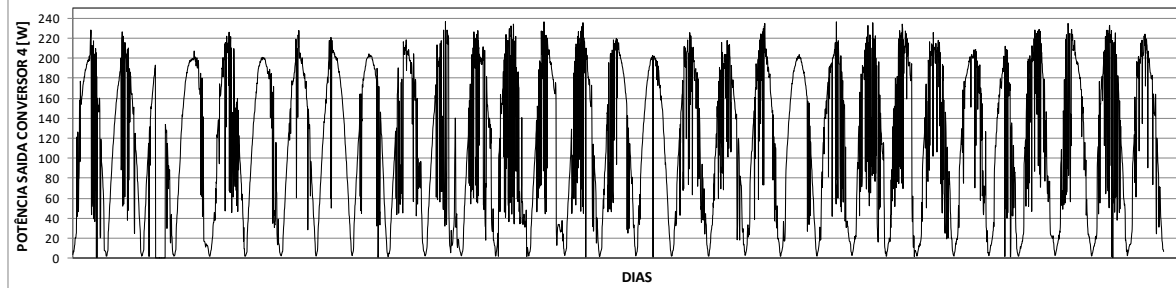
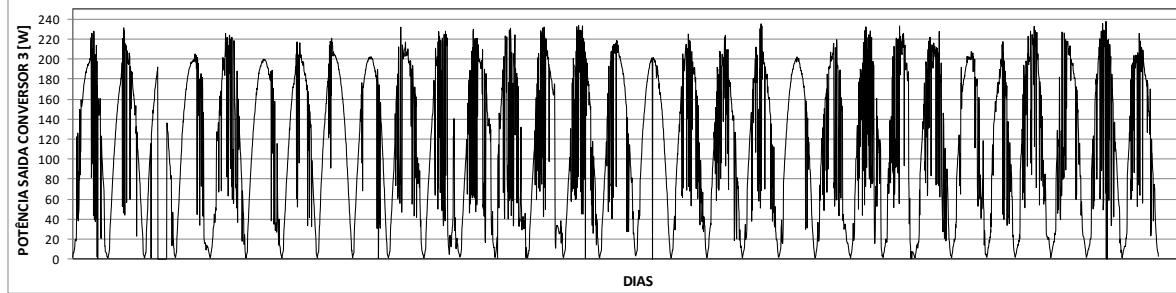
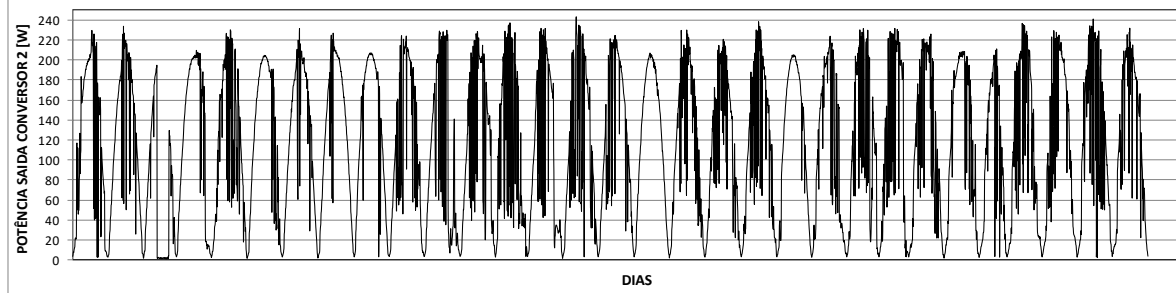
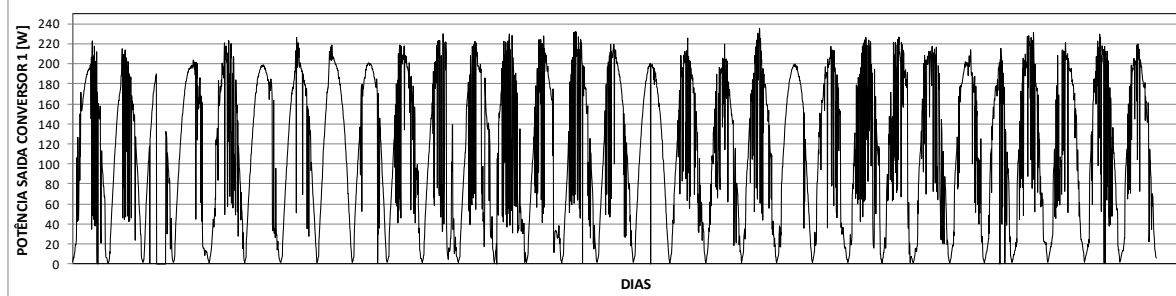


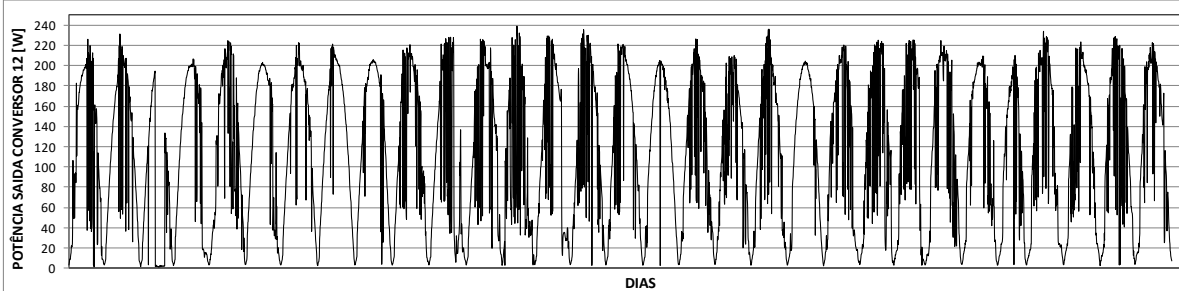
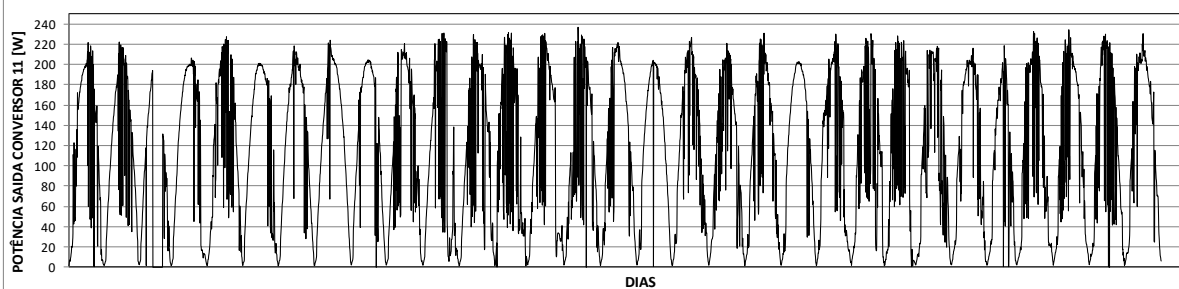
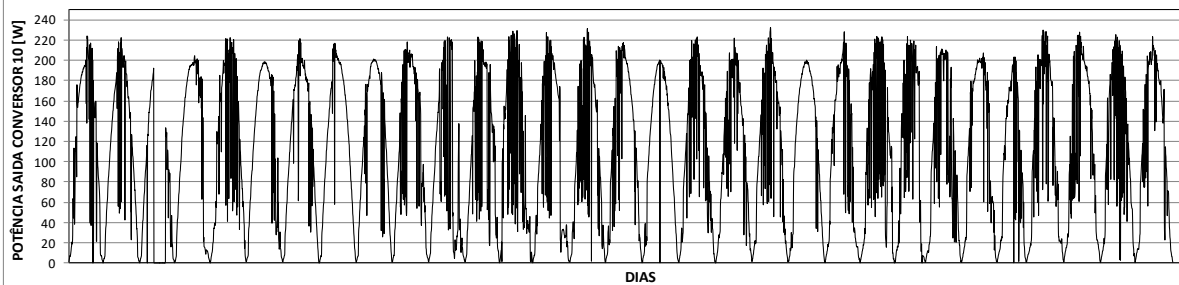
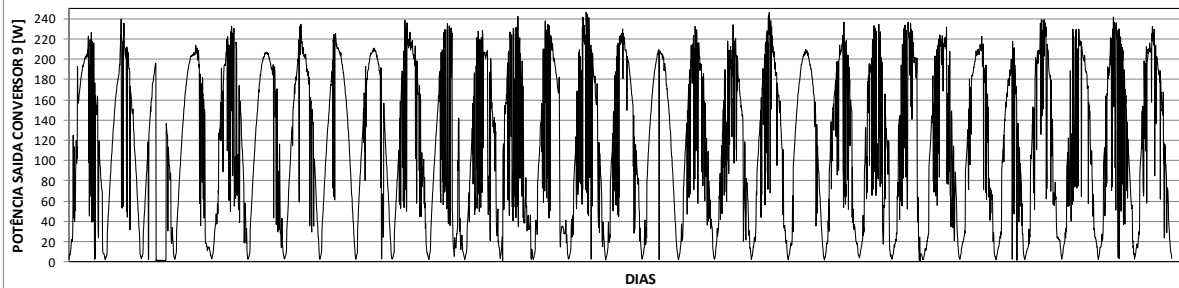
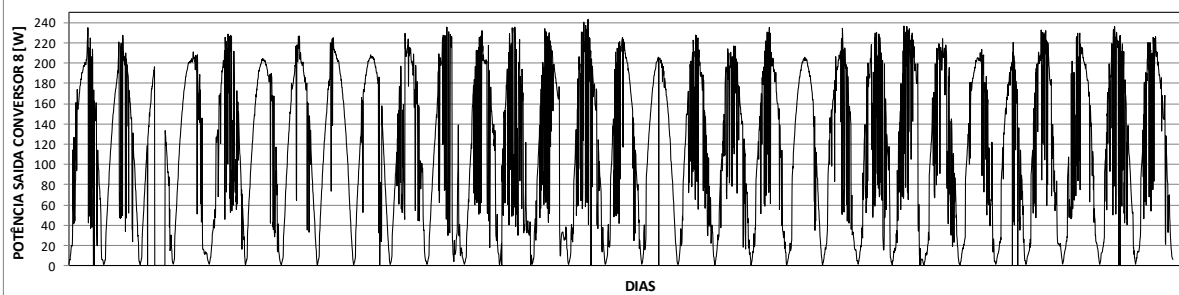
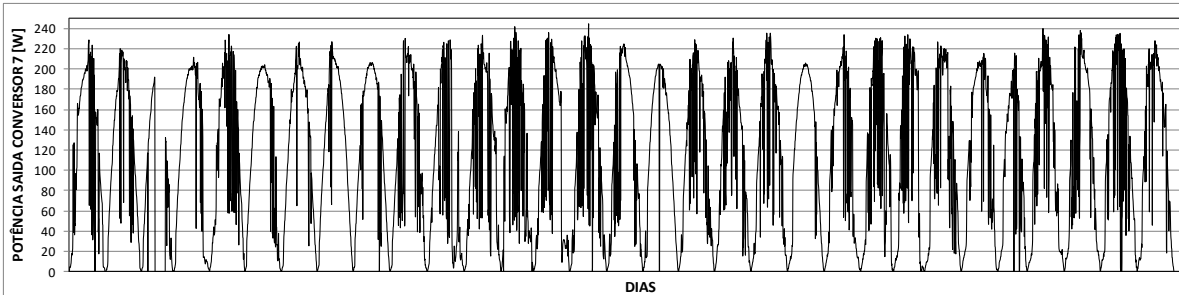
Potência de entrada dos conversores para o mês de janeiro 2016



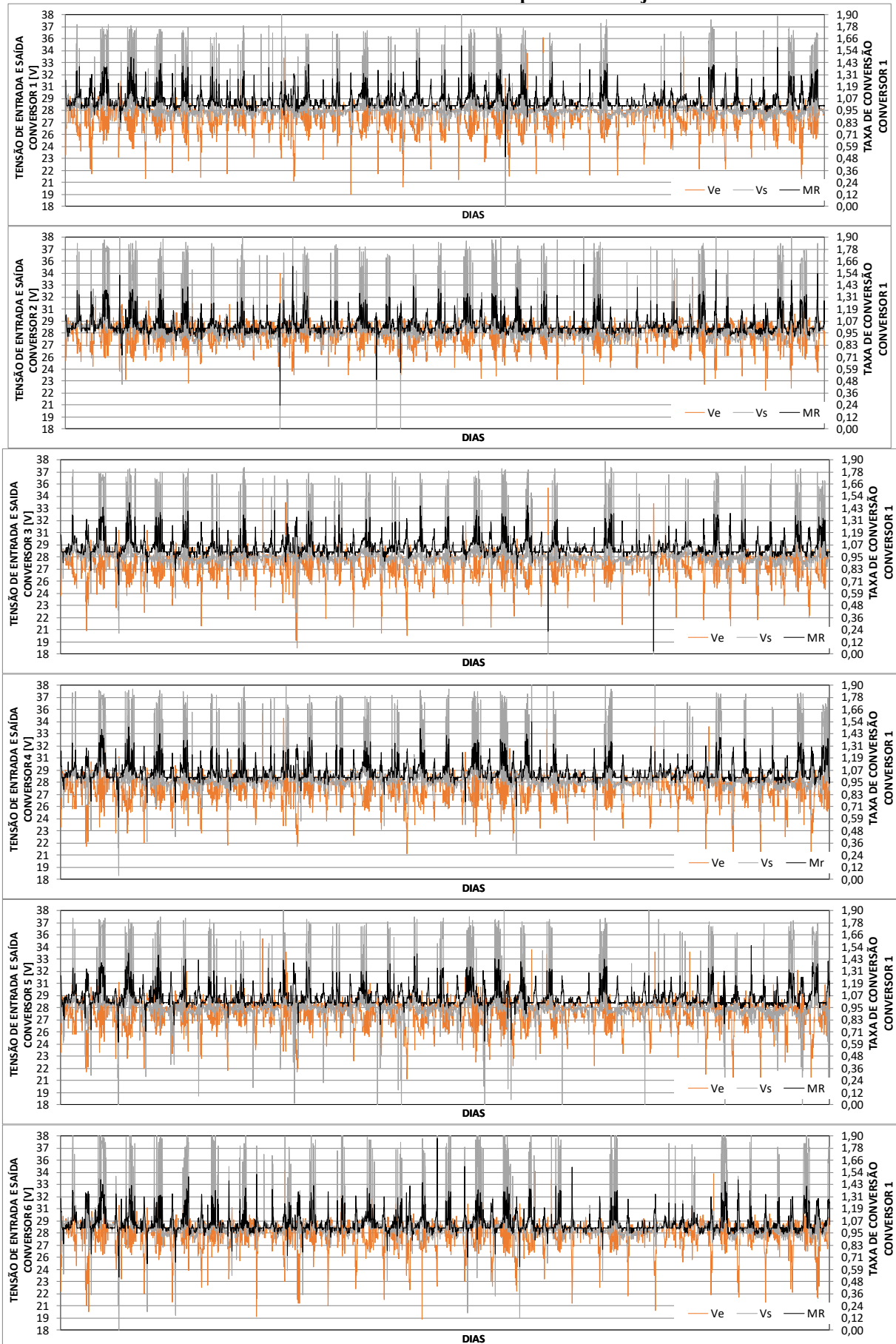


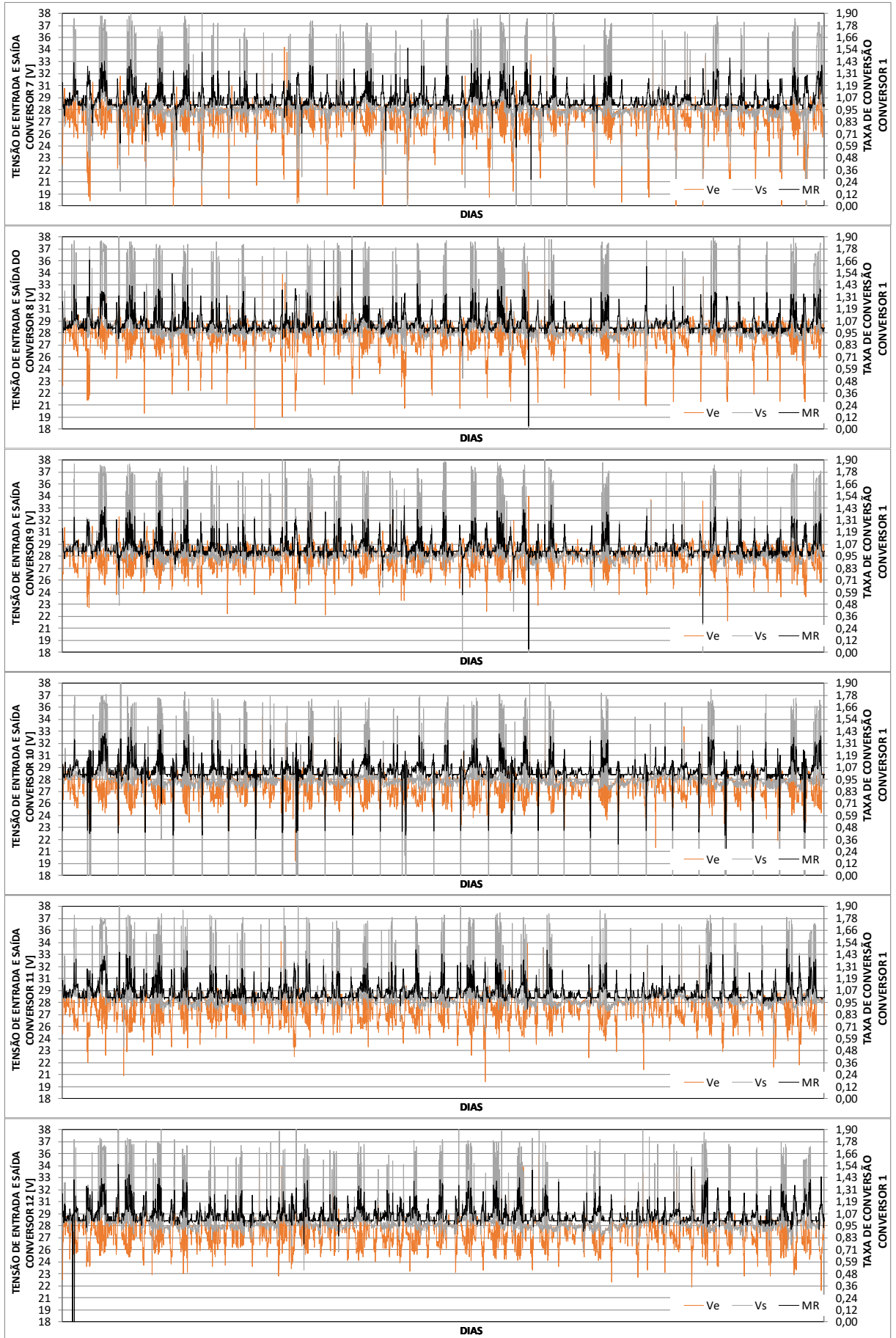
Potência de entrada dos conversores para o mês de agosto 2016



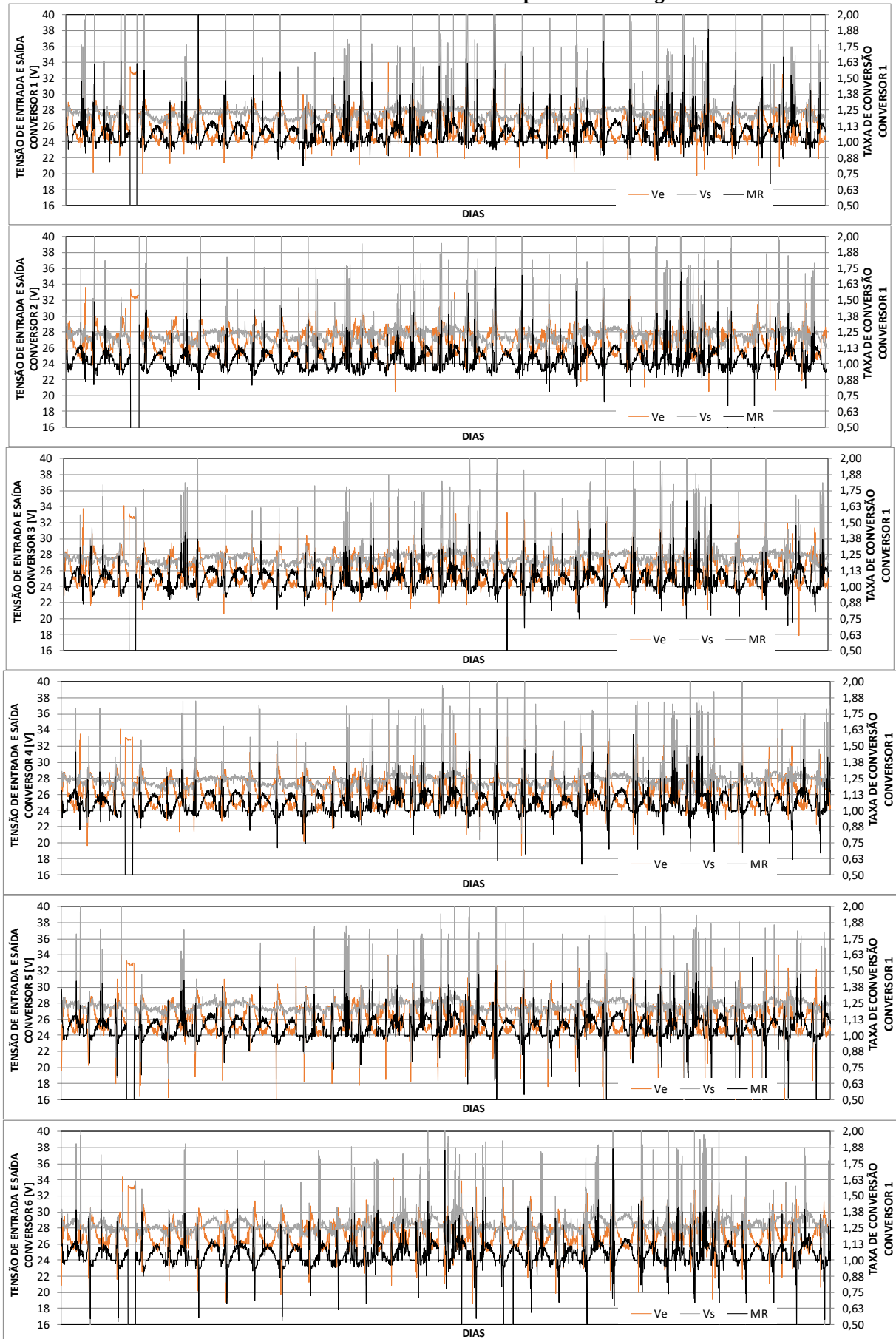


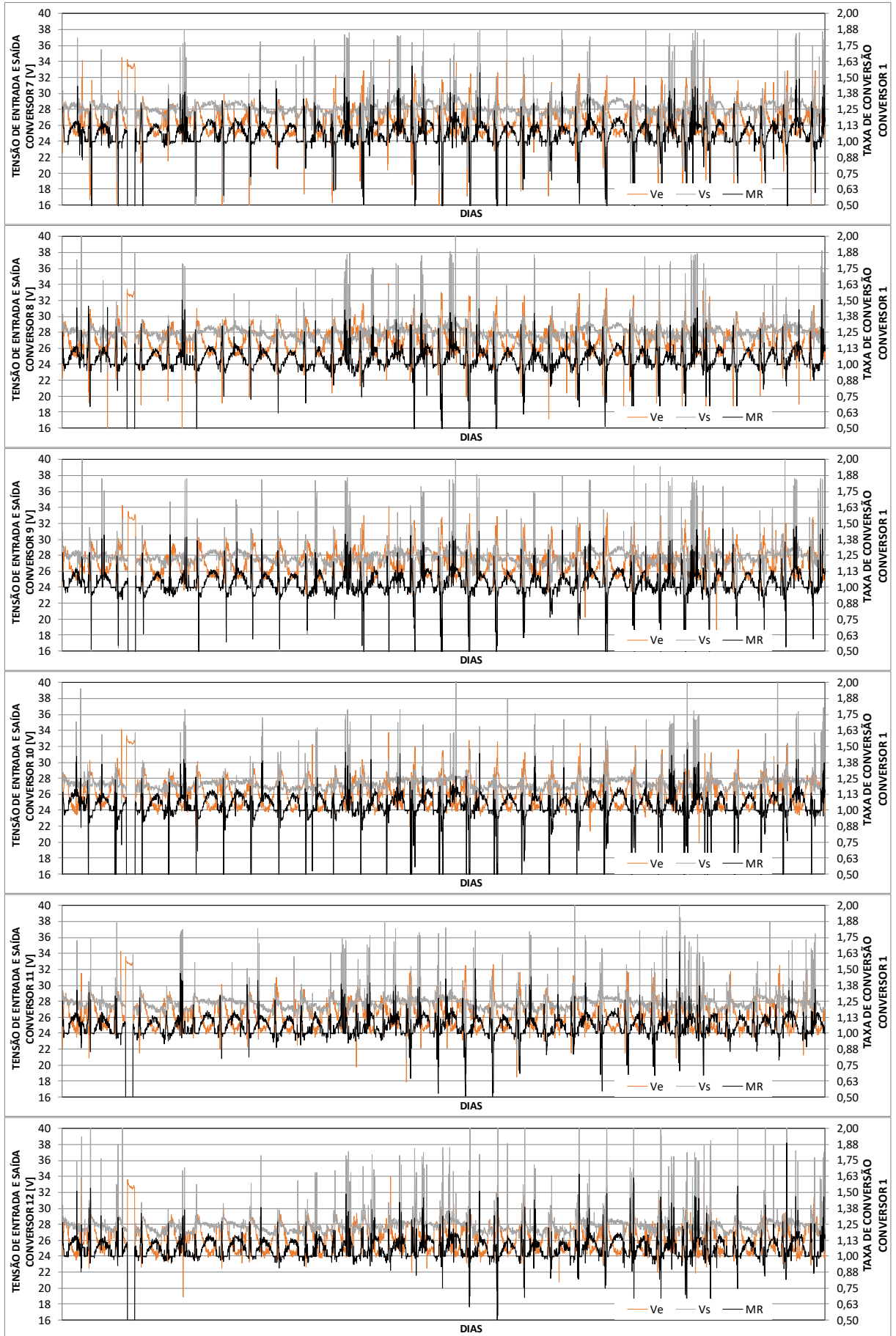
Tensão de entrada e saída e taxa de conversão para o mês de janeiro de 2016



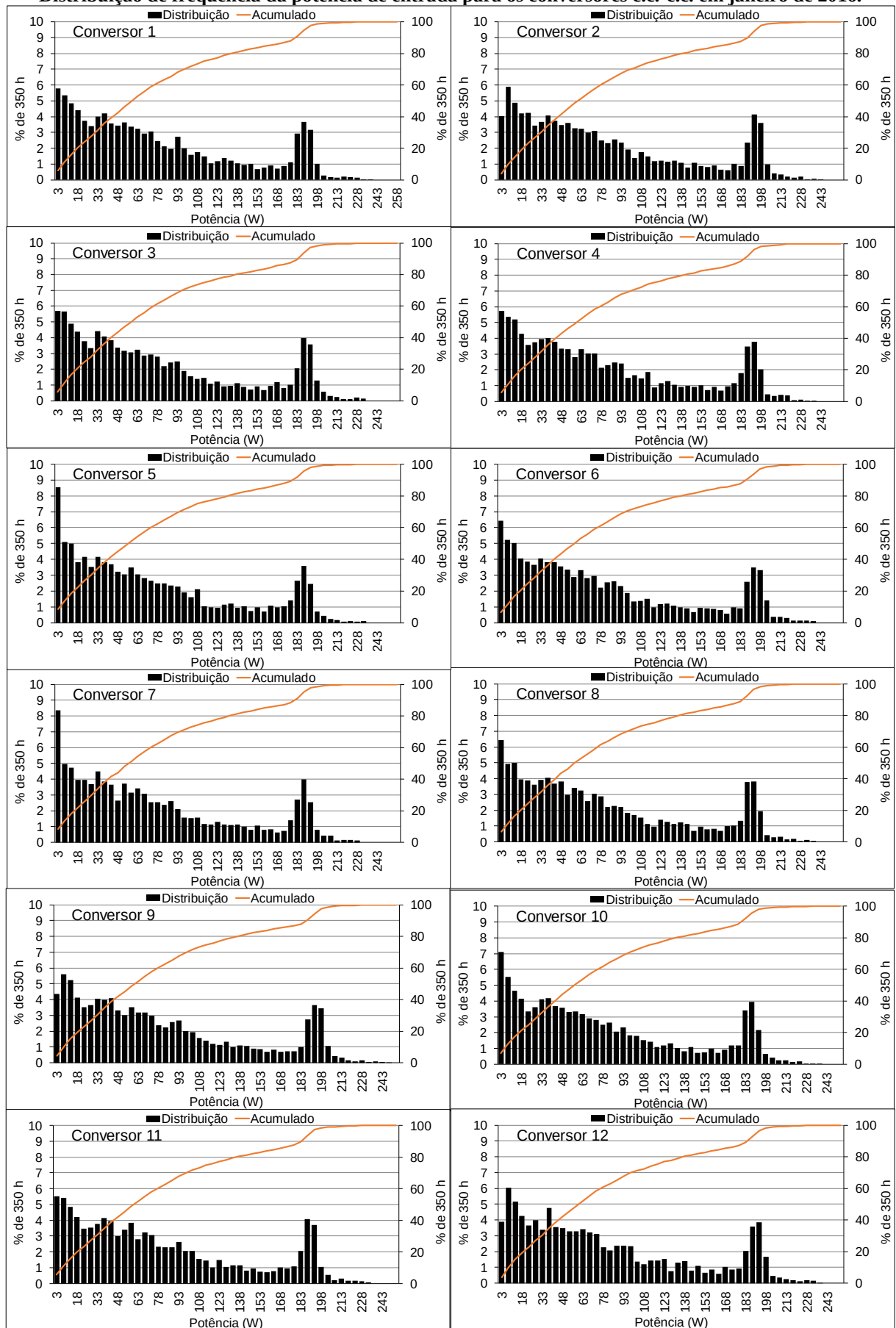


Tensão de entrada e saída e taxa de conversão para o mês de agosto de 2016

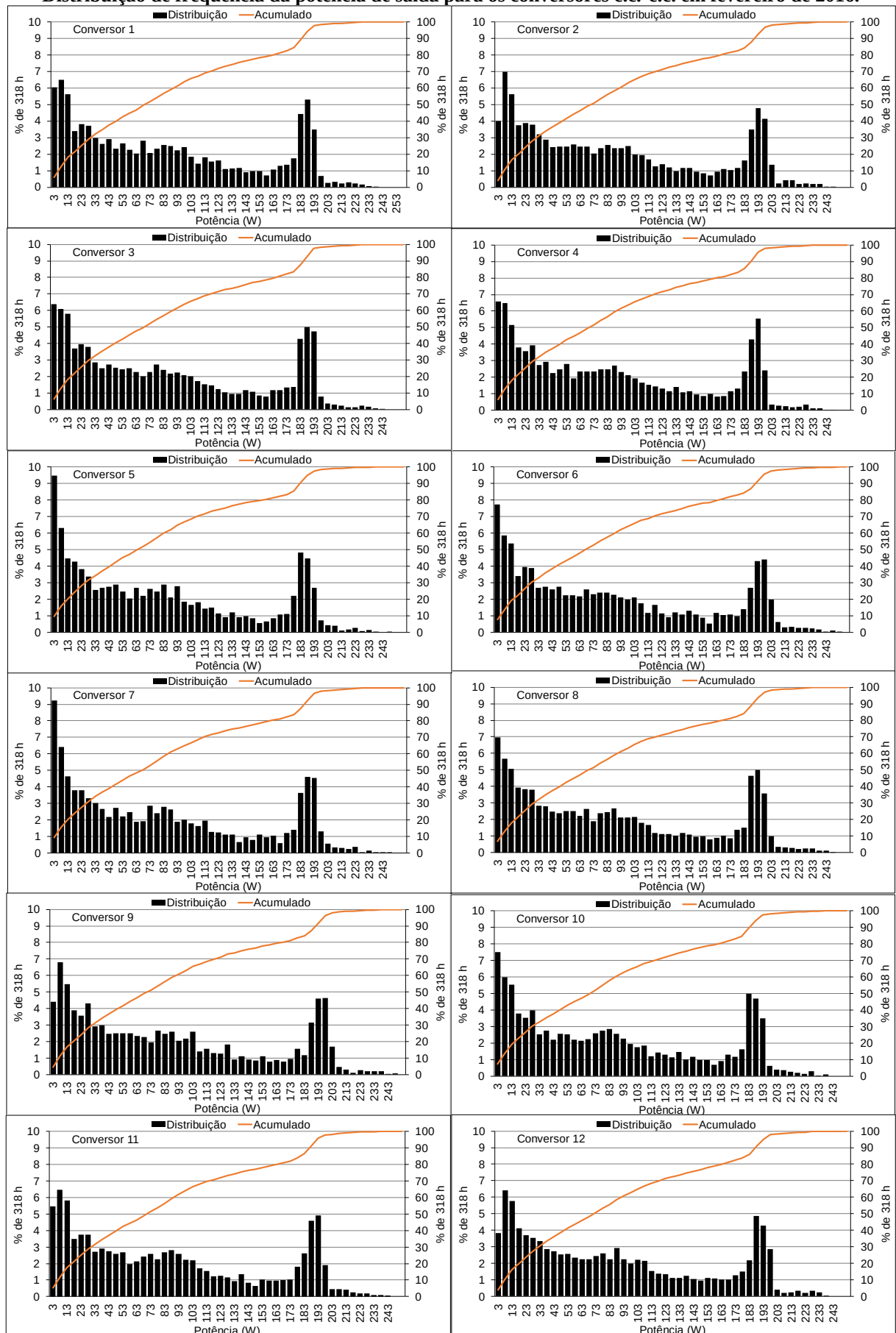




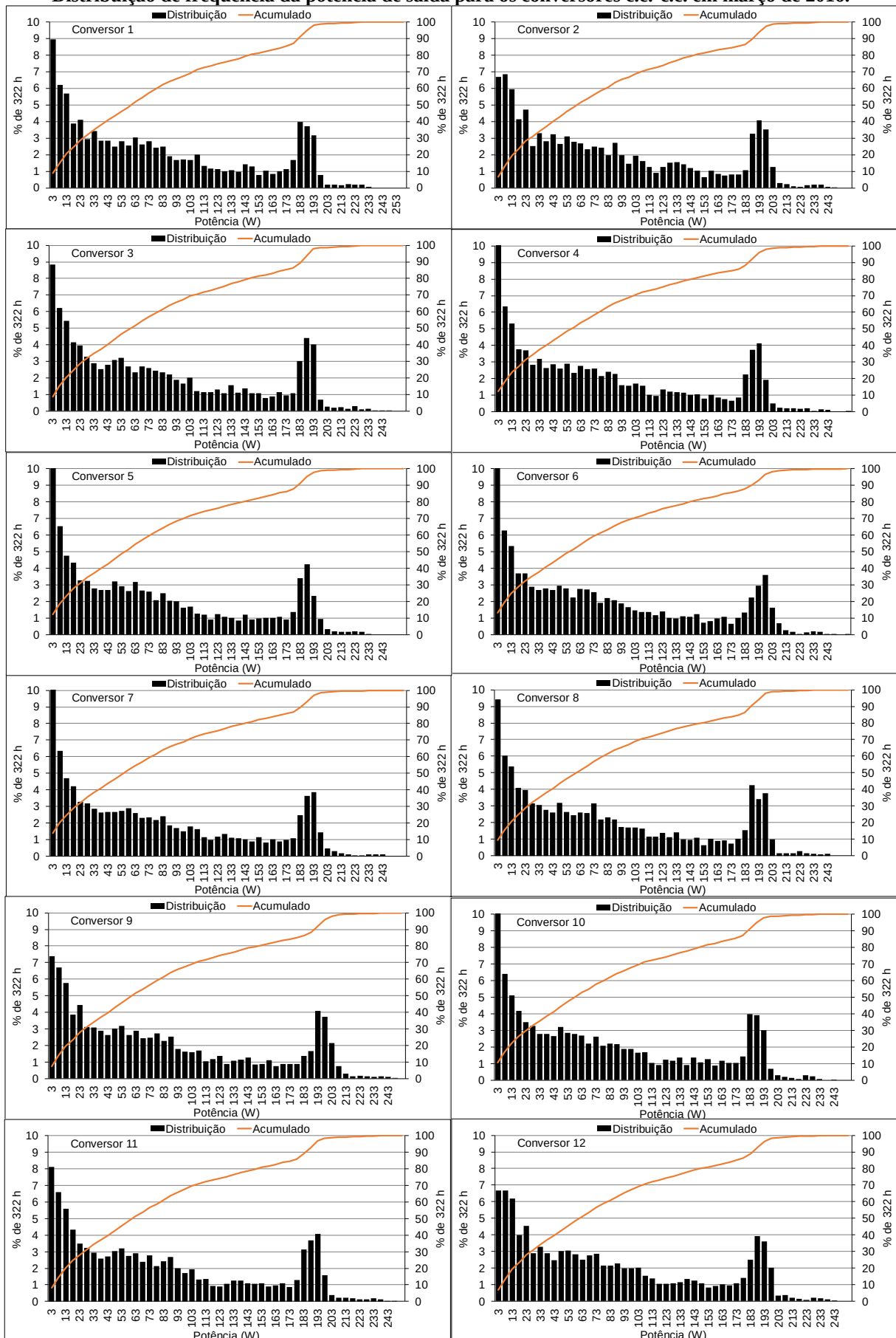
Distribuição de frequência da potência de entrada para os conversores c.c.-c.c. em janeiro de 2016.



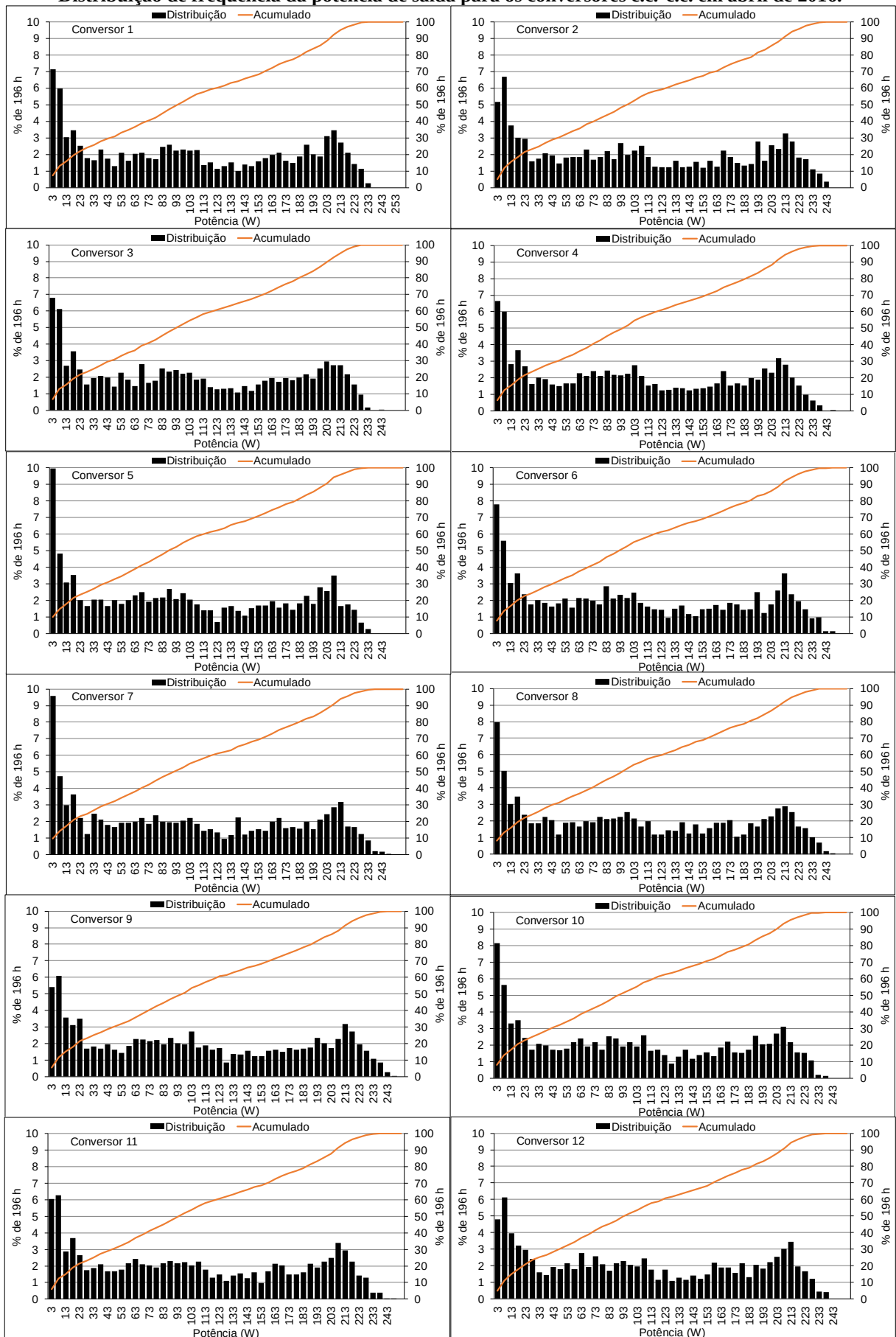
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em fevereiro de 2016.



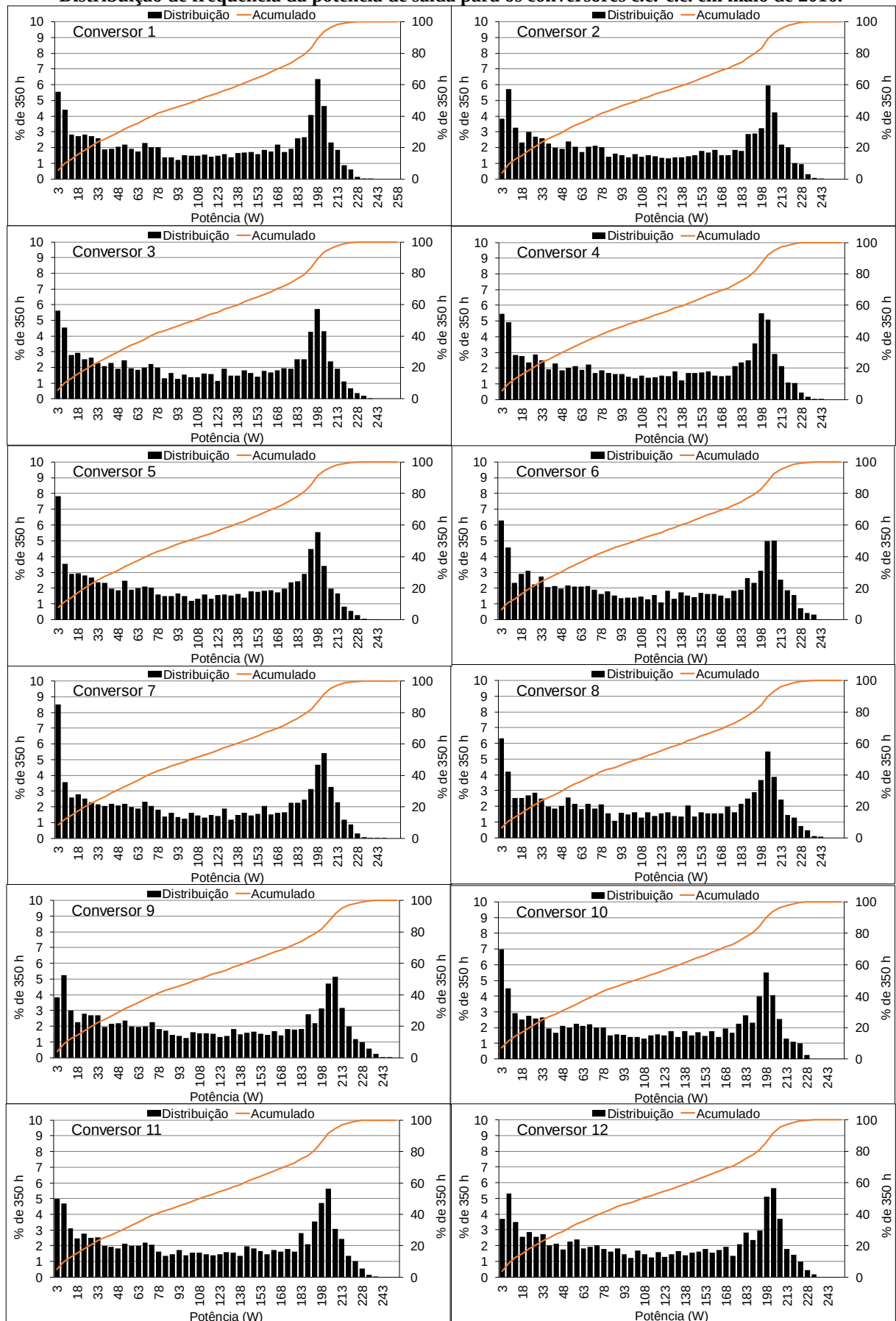
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em março de 2016.



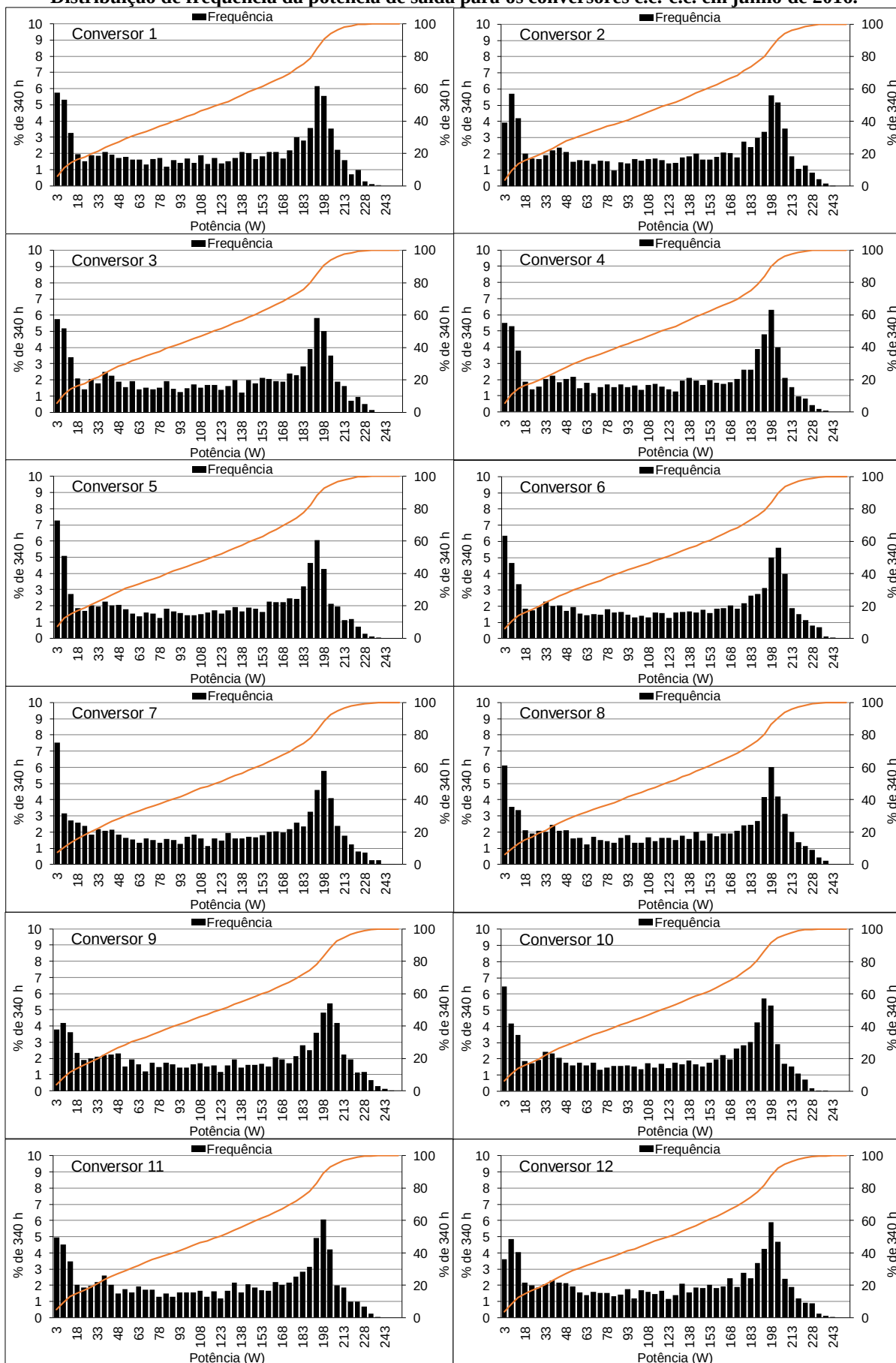
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em abril de 2016.



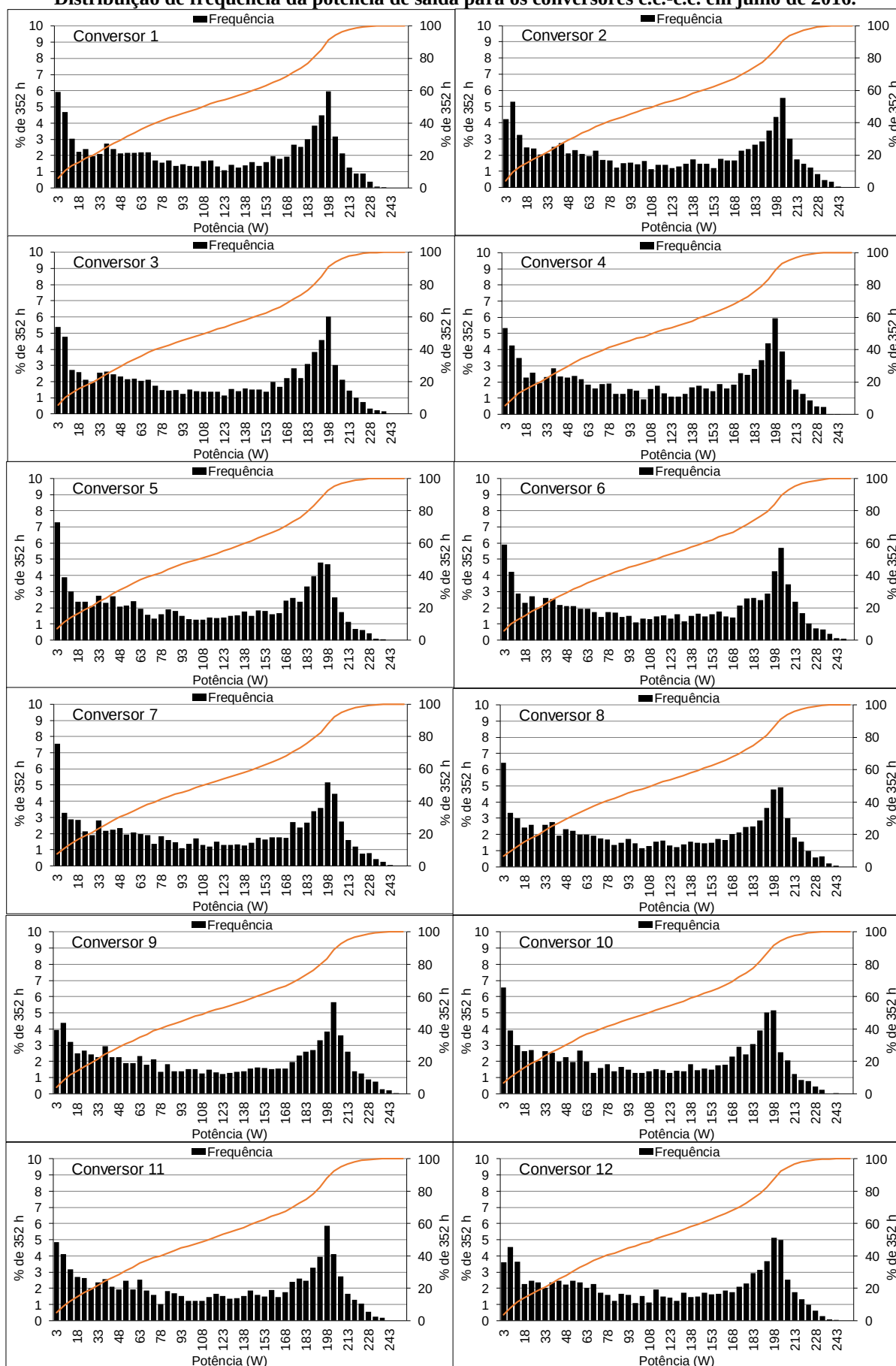
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em maio de 2016.



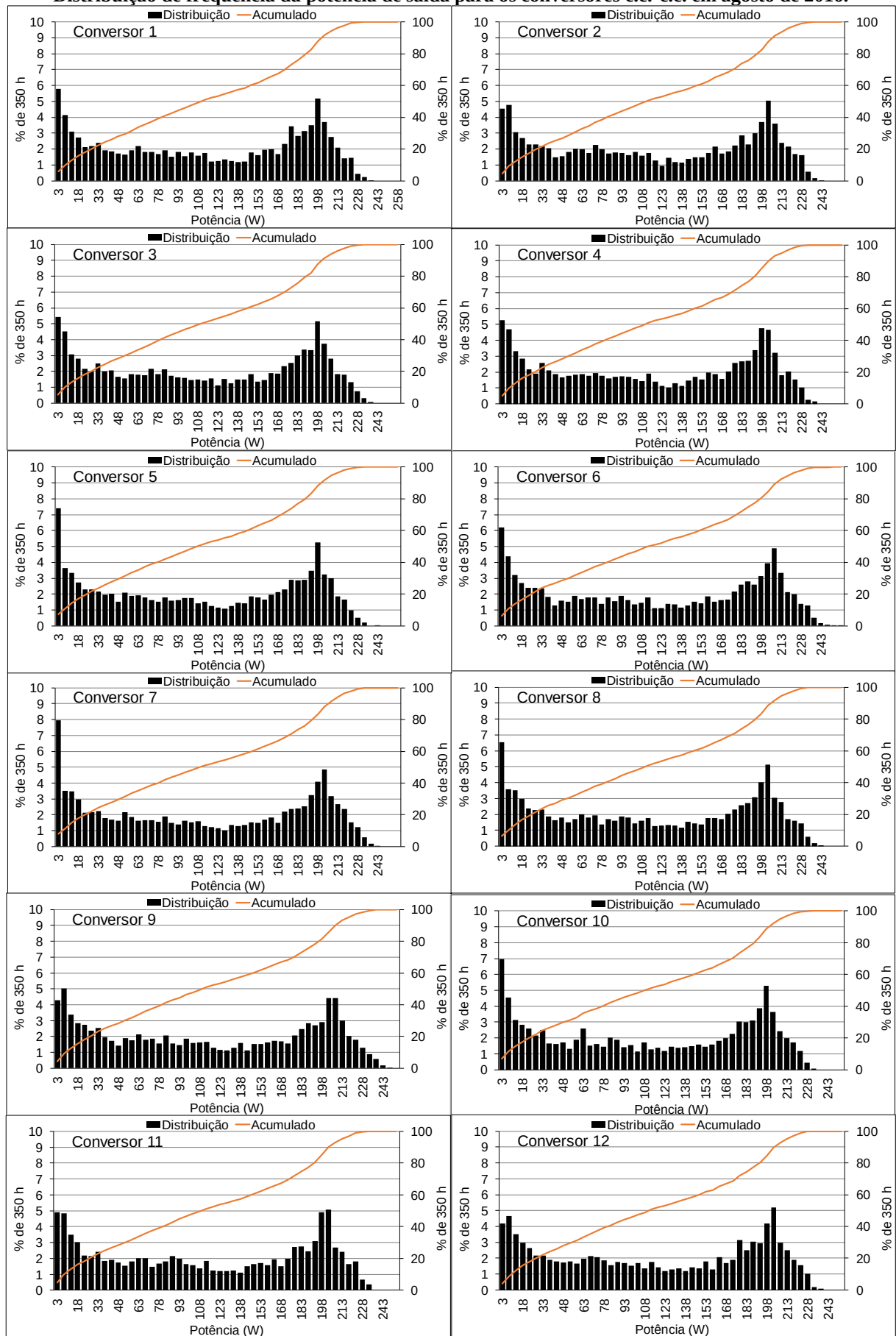
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em junho de 2016.



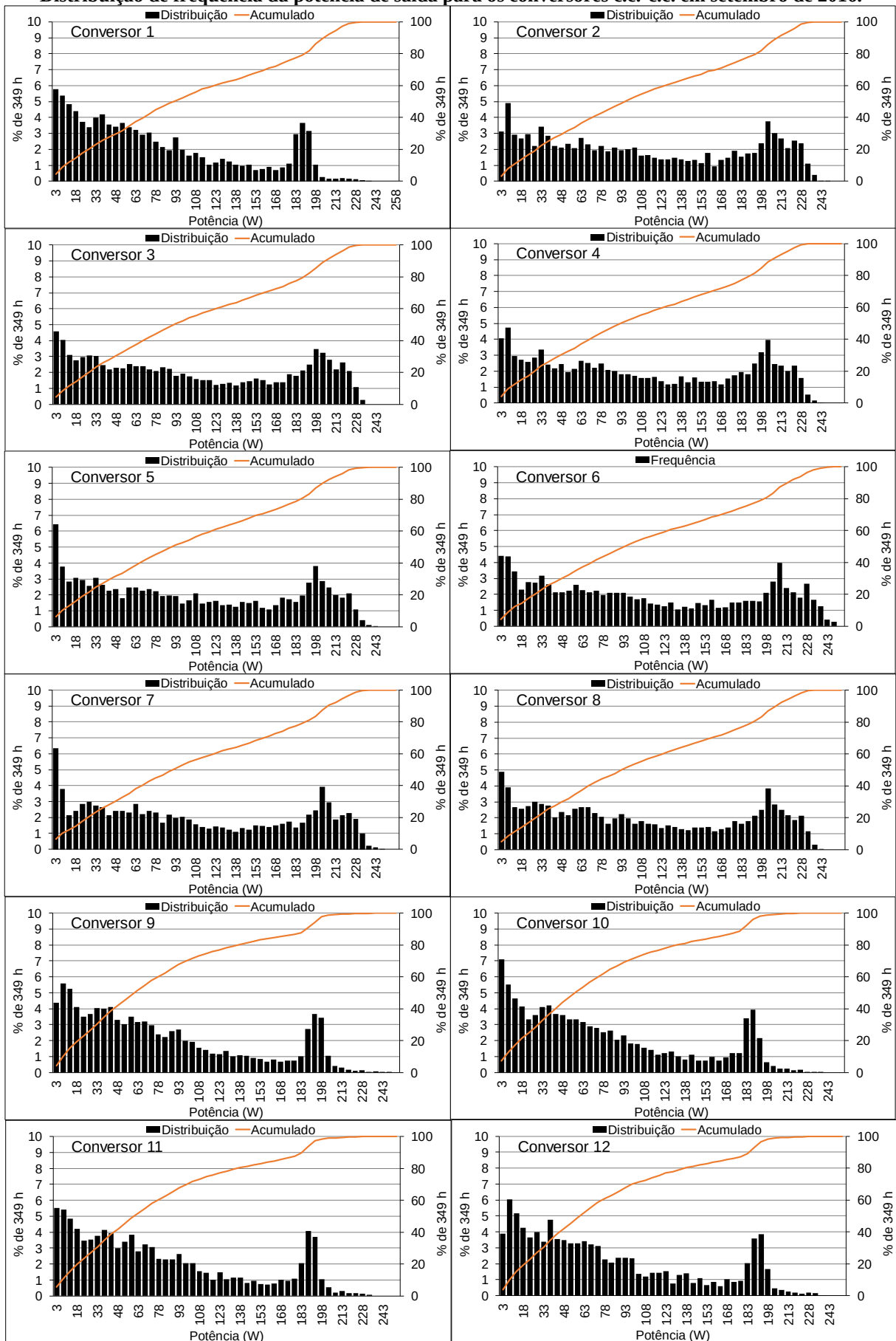
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em julho de 2016.



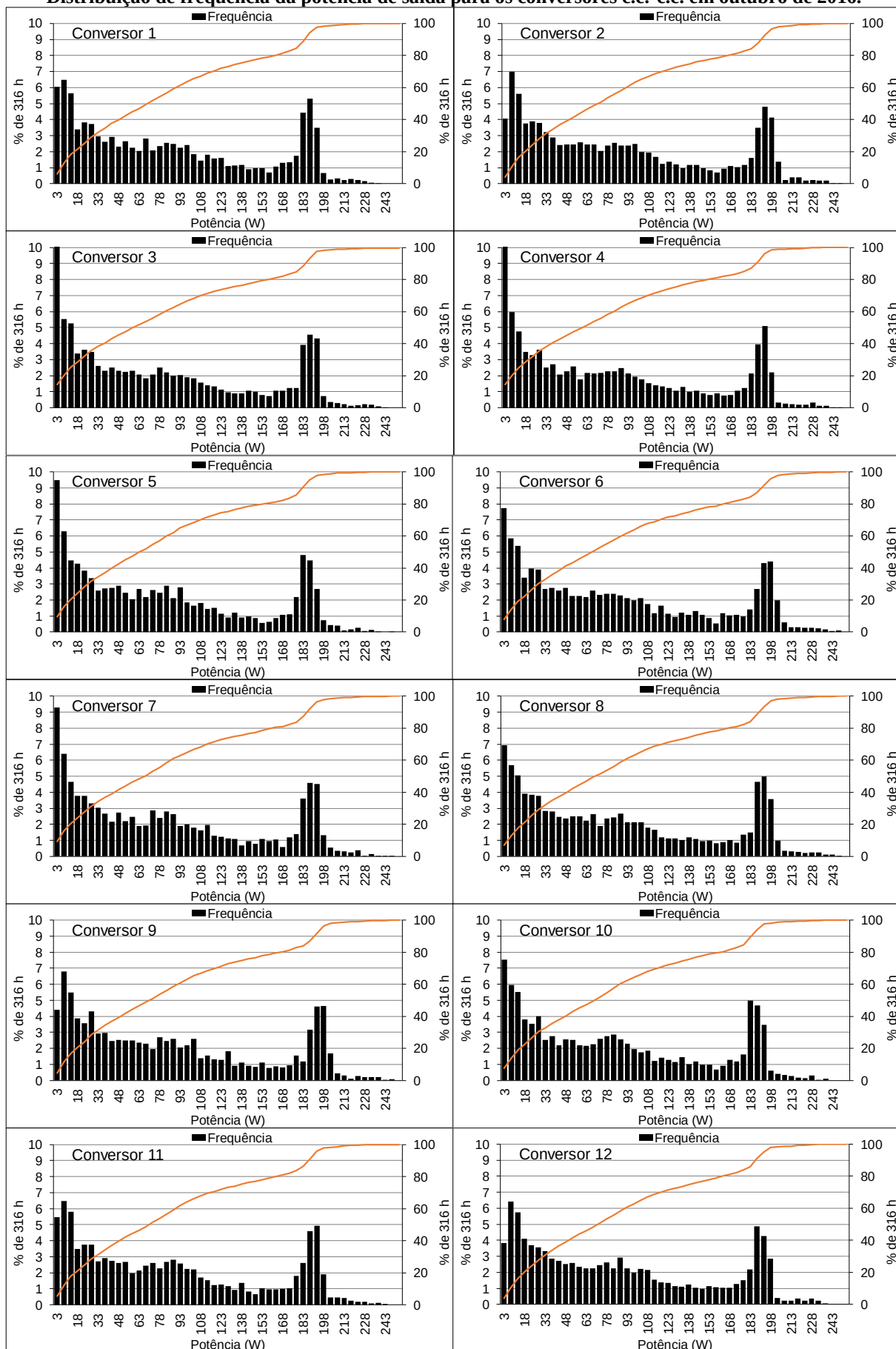
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em agosto de 2016.



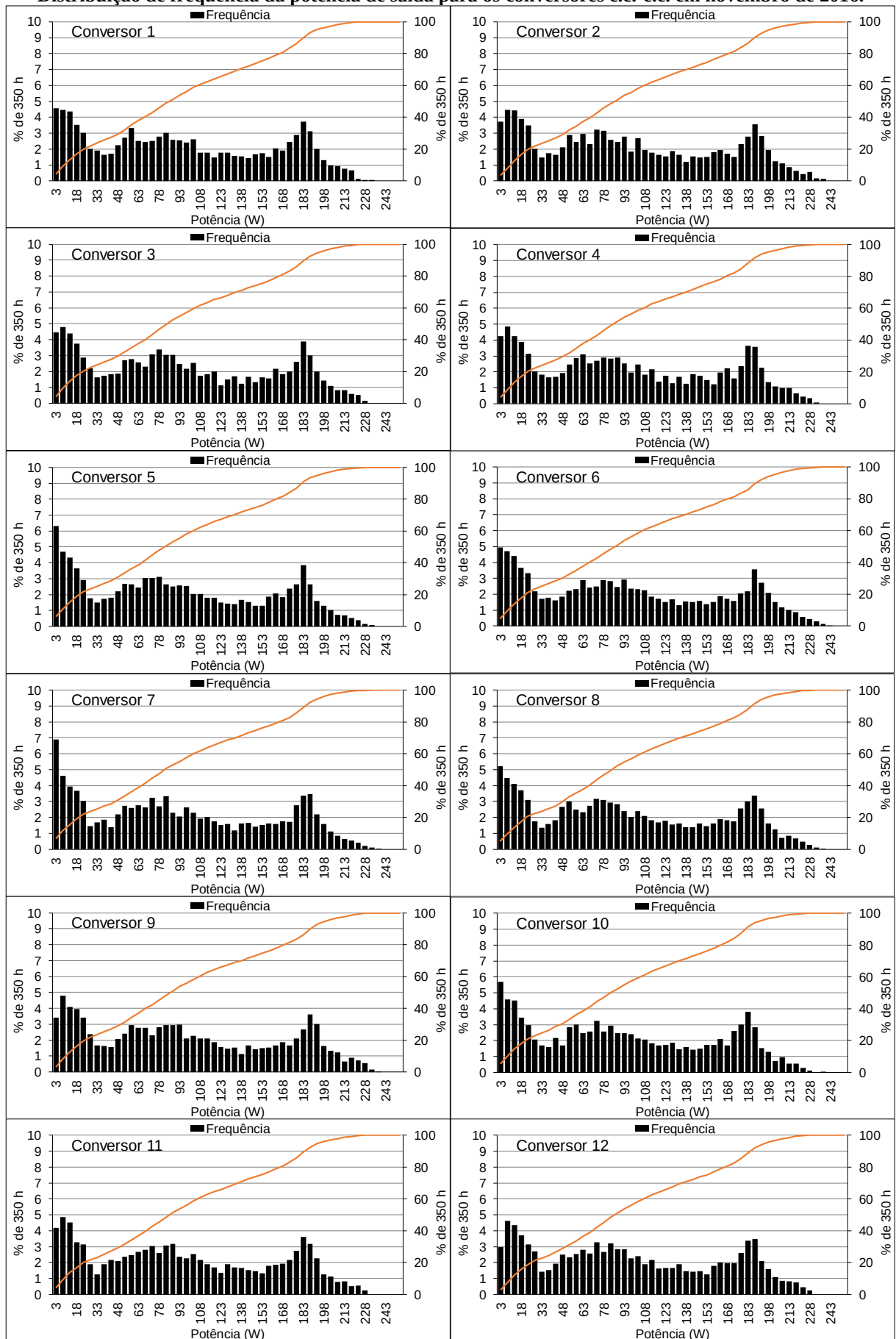
Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em setembro de 2016.



Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em outubro de 2016.



Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em novembro de 2016.



Distribuição de frequência da potência de saída para os conversores c.c.-c.c. em dezembro de 2016.

