

Julio Boing Neto

**AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS INTEGRANTES DO MÓDULO DE
AVALIAÇÃO DE ITIQUIRA-MT**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Departamento de
Engenharia Elétrica e Eletrônica da
Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica
Orientadora: Prof.^a Helena Flávia
Naspolini, Dr.^a Eng.^a
Coorientador: Prof. Ricardo Rüter,
Ph.D.

Florianópolis-SC
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Neto, Julio Boing
AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS INTEGRANTES DO MÓDULO DE AVALIAÇÃO DE
ITIQUIRA-MT / Julio Boing Neto ; orientadora,
Helena Flávia Napolini, coorientador, Ricardo
Rüther, 2018.
96 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia solar
fotovoltaica. 3. Geração fotovoltaica. 4. Fatores de
desempenho. I. Napolini, Helena Flávia. II. Rüther,
Ricardo. III. Universidade Federal de Santa
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV.
Título.

Julio Boing Neto

**TÍTULO: AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS INTEGRANTES DO MÓDULO DE
AVALIAÇÃO DE ITIQUIRA-MT**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel
em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Banca
Examinadora

Florianópolis, 30 de janeiro de 2018.



Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr. Eng.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:



Prof.^a Helena Flávia Naspolini, Dr.^a Eng.
Orientadora



Prof. Ricardo Rütter, Ph.D.
Coorientador



Clarissa Debiazi Zomer, Dr.^a Eng.



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família, por seu incentivo e pelos exemplos dados ao longo desses anos.

À minha namorada, Carol, pela compreensão especialmente nestes últimos meses da graduação e por todo apoio recebido.

À professora Helena, pela oportunidade de trabalhar no Laboratório de Eficiência e Conformidade de Instalações Elétricas (LECIE) e por todo seu empenho no crescimento ético e profissional de seus alunos. Agradeço também aos amigos dessa equipe, cuja convivência e o compartilhamento de conhecimento fizeram desses anos uma grande experiência de trabalho.

Ao professor Ricardo Rüther, pela oportunidade de participar como membro no Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica-UFSC), responsável pela infraestrutura e pelo desenvolvimento de grandes projetos de pesquisa dos quais me orgulho ter participado.

Aos grandes amigos que me adotaram durante a graduação, pelas cantorias antes de uma prova e por tantos outros bons momentos dentro e fora de sala de aula que tornaram esse curso único em minha vida. Obrigado por acreditarem que era possível.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica (EEL). A excelência destes profissionais foi fundamental para garantir minha completa formação acadêmica.

Aos membros da banca, Clarissa Debiazi Zomer e Hans Helmut Zürn, pelo aceite em participar na avaliação deste trabalho.

E especialmente ao meu avô, Júlio Böing, que infelizmente não poderá ler este trabalho, mas que deixou um legado “que o trabalho pode ser longo e exaustivo, mas pode ficar suportável se estabelecermos metas”.

“Nunca, jamais desanimeis, embora venham
ventos contrários”
(Santa Paulina)

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo analisar a produção energética e o desempenho de sistemas fotovoltaicos distribuídos em seis tecnologias distintas, instalados no Módulo de Avaliação (MA) de Itiquira, localizado no estado do Mato Grosso e comparar a produção energética e o desempenho obtidos através da aquisição de dados em campo com os obtidos através de simulação computacional via *software* PVSyst. Os resultados obtidos por medição em campo para Módulo de Avaliação analisado e para o período abordado mostram que a tecnologia a-Si foi a que apresentou melhor desempenho quando comparada com as demais tecnologias. A geração fotovoltaica média medida para a tecnologia a-Si foi de 1.207 kWh e sua PR no período analisado foi de 79,7%. A simulação computacional superestimou, em média, os valores anuais de desempenho global em 5,2%. Para o período analisado, a geração fotovoltaica, o fator de capacidade e a produtividade obtidos por simulações via PVSyst foram, em média, 7,2% maiores que os resultados obtidos através de valores medidos no MA - Itiquira. A tecnologia a-Si apresentou menor diferença percentual (-0,2%) entre a geração fotovoltaica obtida por simulação e a obtida através de valores medidos e a tecnologia a-Si/ μ c-Si apresentou a maior diferença percentual (14,9%) entre a geração fotovoltaica obtida por simulação e a obtida através de valores medidos. As diferenças encontradas entre os resultados das simulações computacionais e valores medidos em campo devem-se às diferenças entre as perdas padronizadas utilizadas pelo simulador e as perdas reais dos sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Geração fotovoltaica. Fatores de desempenho.

ABSTRACT

The objective of this work is to analyze the energy production and performance of a photovoltaic system composed by six distinct technologies installed at the Evaluation Module (MA) of Itiquira, located in the state of Mato Grosso. Energy production and performance obtained through field acquired data was compared to computational simulation by PVSyst software. The results obtained by field measurement for the Evaluation Module analyzed and for the analyzed period show that the a-Si technology presented the best performance when compared with the other technologies. The average photovoltaic generation measured for a-Si technology was 1,207 kWh and its PR during the analyzed period was 79.7%. Results show that the simulation overestimated, on an average of 5,2%, the annual values of Performance Ratio. Of all the studied systems and during the analyzed period, the a-Si technology showed the highest values of performance in comparison with the other technologies. For the analyzed period the photovoltaic generation, capacity factor and productivity obtained through PVSyst simulations were on average 7,2% higher than the results acquired through measured data. The a-Si technology presented the smallest difference (-0,2%) between the photovoltaic generation obtained by simulation and measured data while the a-Si/ μ c-Si technology presented the highest difference (14,9%). The differences found between the results of the computational simulations and the values obtained by field measurement are due the differences between the standard losses used by the simulator and the actual losses of the photovoltaic systems.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Photovoltaic generation. Performance Factors.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Posições da Terra ao longo de um ano	21
Figura 2 - Radiação solar na atmosfera da Terra.....	22
Figura 3 – Espectro eletromagnético para diferentes comprimentos de onda.....	23
Figura 4 – Irradiância solar na superfície da Terra para diferentes comprimentos de onda	23
Figura 5 - Sistema horizontal de coordenadas.....	24
Figura 6 – Componentes da radiação solar.....	25
Figura 7 – Irradiação solar global horizontal média anual (Wh/m ² .dia)	26
Figura 8 - Efeito fotovoltaico em uma célula.....	28
Figura 9 - Eficiência de laboratório de diferentes tecnologias de células e módulos fotovoltaicos	29
Figura 10 - Resposta espectral para diferentes tecnologias fotovoltaicas	30
Figura 11 - Exemplo de sistema fotovoltaico conectado à rede	31
Figura 12 - Exemplo de sistema fotovoltaico isolado	31
Figura 13 – Sistema fotovoltaico instalado em Itiquira-MT	33
Figura 14 - Sistema fotovoltaico simulado.....	34
Figura 15 - Sistema de aquisição de dados do MA de Itiquira-MT	35
Figura 16 - Evolução mensal de dados medidos e estimados da irradiação global horizontal, da irradiação inclinada e da fração difusa média mensal.....	39
Figura 17 - Evolução mensal do percentual de dados válidos de geração fotovoltaica por tecnologia.....	40
Figura 18 - Evolução mensal de geração fotovoltaica medida e simulada.	41
Figura 19 - Evolução mensal das diferenças percentuais de geração FV simulada em relação aos dados medidos.....	42
Figura 20 - Evolução mensal de <i>Performance Ratio</i> medida e simulada.	43
Figura 21 - Evolução mensal das diferenças percentuais de <i>Performance Ratio</i> (PR) medida e simulada.....	44
Figura 22 - Evolução mensal de Produtividade (<i>Yield</i>) medida e simulada	45
Figura 23 - Evolução mensal do Fator de Capacidade medido e simulado	46

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Registro de falhas nas <i>strings</i> de determinadas tecnologias FV no período analisado	36
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características técnicas e elétricas dos módulos FV	34
Tabela 2 - Configuração dos subsistemas fotovoltaicos.....	35
Tabela 3 - Perdas padronizadas do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.....	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

a-Si – Silício Amorfo
a-Si/ μ c-Si – Silício Microcristalino
CdTe – Telureto de Cádmiio
CIGS – Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
FV – Fotovoltaico
kWh/m².dia – Quilowatt-hora por metro quadrado por dia
kWp – Quilowatt-pico
m-Si – Silício monocristalino
NREL – National Renewable Energy Laboratory
PR – Performance Ratio
p-Si – Silício policristalino
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
W/m² – Watt por metro quadrado
Wh/m² – Watt-hora por metro ao quadrado

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO	17
1.1	INTRODUÇÃO.....	17
1.2	JUSTIFICATIVA	18
1.3	OBJETIVOS.....	19
1.3.1	Objetivo geral	19
1.3.2	Objetivos específicos	19
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	RECURSO SOLAR.....	21
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	27
2.3	INVERSORES	30
2.4	ÍNDICES DE DESEMPENHO	32
3	METODOLOGIA	33
3.1	CARACTERÍSTICAS DOS SUBSISTEMAS FV	33
3.2	TRATAMENTO DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR.....	36
3.3	TRATAMENTO DE DADOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	36
3.4	SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	37
3.5	ESTIMATIVA DE DESEMPENHO DOS SUBSISTEMAS FV	38
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
4.1	AVALIAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR	39
4.2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	40
4.3	INDICADORES DE DESEMPENHO	43
4.3.1	Performance Ratio	43
4.3.2	Yield	45
4.3.3	Fator de Capacidade	46
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	47
	REFERÊNCIAS	51
	APÊNDICE A – Relatório gerado pelo PVSyst	55
	ANEXO A – Informações detalhadas dos módulos fotovoltaicos extraídas dos catálogos dos fabricantes	79
	ANEXO B – Informações detalhadas dos inversores extraídas dos catálogos dos fabricantes	85

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1 INTRODUÇÃO

A irradiação solar no Brasil possui pequena variabilidade anual e sua distribuição pode ser considerada uniforme, além de possuir um dos maiores índices de irradiação solar da Terra. Devido as proporções continentais do território brasileiro, a perturbação da atmosfera e os fenômenos climáticos variam em diferentes locais (MARTINS *ET AL.*, 2007). O nível médio anual de irradiação solar global horizontal no município de Itiquira-MT (17,2° S, 54,15° O) é de 5,168 kWh/m².dia (PEREIRA *ET AL.*, 2017).

A energia solar FV tem apresentado uma grande evolução desde o início de sua história e é atualmente a tecnologia de geração de energia de mais rápido crescimento em todo o mundo (REN21, 2014). Incentivos financeiros devem ser disponibilizados para promover a redução do investimento inicial da geração de energia solar FV, tornando esta tecnologia competitiva, especialmente quando comparado com tarifas residenciais (LACCHINI E RÜTHER, 2015; RÜTHER E ZILLES, 2011; SILVEIRA *ET AL.*, 2013).

Apesar de grande parte da energia de um sistema FV ser gerada sob altos níveis de irradiância (BURGER E RÜTHER, 2006), dependendo da época do ano e do índice de nebulosidade, baixas irradiâncias podem ter grande influência no desempenho do sistema FV (RÜTHER *ET AL.*, 2010). Pode-se observar que a tecnologia FV de silício amorfo (a-Si) atinge eficiência nominal para praticamente qualquer nível de irradiância, enquanto que as outras tecnologias FV apenas apresentam eficiência próxima da nominal em irradiâncias superiores a aproximadamente 300 W/m² (REICH *ET AL.*, 2005).

O desempenho de um sistema FV é tipicamente medido pela *Performance Ratio* (PR), que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o máximo desempenho teórico possível, pois contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão devido à resistência elétrica de condutores e conectores, além das perdas por sujeira, eficiência do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras. A PR possibilita comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avaliar sua geração de energia elétrica (MARION *ET AL.*, 2005).

A temperatura ambiente desempenha um papel importante na análise de desempenho de um sistema FV. Além disso, existe uma

proporcionalidade direta entre a eficiência do sistema e a temperatura ambiente da localidade (BHATTACHARYA *ET AL.*, 2014; KALDELLIS *ET AL.*, 2014). Dependendo da tecnologia FV, a influência da temperatura será maior - como para silício cristalino e filmes finos de CIGS - ou menor como para filmes finos de silício amorfo e CdTe (SKOPLAKI E PALYVOS, 2009a e 2009b). É possível observar que a temperatura tem influência negativa considerável tanto na tensão de operação como na potência, ou seja, em condições normais de operação (entre 30 e 75 °C), o módulo FV irá operar com níveis de tensão e potência menores do que os nominais nas condições de teste (GUEYMARD *ET AL.*, 2002). Outro fator importante que afeta o desempenho de sistemas FV é o acúmulo de sujeira, tanto homogêneo como o não homogêneo. Além da barreira física à luz solar provocada pela sujeira na superfície do módulo FV, algumas tecnologias podem responder de maneira diferente à sujeira. Isso pode ser explicado, em parte, pela diferença na resposta espectral entre as tecnologias de filme fino, em que a tecnologia CIGS tem uma melhor resposta para comprimentos de onda maiores (vermelho) e as tecnologias a-Si e a-Si/ $\mu\text{c-Si}$ para comprimentos de onda menores (azul). As tecnologias com resposta espectral mais azul são favorecidas por eventos que podem ser associados, por exemplo, a um céu mais nebuloso, devido à redução de energia nos comprimentos de onda maiores. A distribuição de irradiância também pode afetar o desempenho do sistema. (ISHII *ET AL.*, 2013; QASEM *ET AL.*, 2012).

1.2 JUSTIFICATIVA

O Brasil possui grande potencial de geração de energia elétrica a partir do desenvolvimento de sistemas FV de pequeno porte, como instalações conectadas à rede em residências, por exemplo; ou de grande porte como em usinas solares FV (UFV). Em ambos os casos, uma simulação computacional normalmente é realizada para encontrar os indicadores de desempenho de um sistema FV em uma determinada região e prever a energia que seria gerada por este sistema. Além disso, este trabalho pode servir como base para o desenvolvimento de uma análise econômica a partir dos resultados apresentados.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho tem por objetivo analisar a produção energética e o desempenho de sistemas fotovoltaicos distribuídos em seis tecnologias distintas, instalados no Módulo de Avaliação (MA) de Itiquira, localizado no estado do Mato Grosso e comparar a produção energética e o desempenho obtidos através da aquisição de dados em campo com os obtidos através de simulação computacional via *software* PVSyst para o período de junho de 2015 a maio de 2016

1.3.2 Objetivos específicos

São objetivos específicos deste trabalho:

- a) Realizar o tratamento dos dados oriundos da estação solarimétrica localizada no MA de Itiquira-MT a fim de obter 12 meses de dados de irradiação solar global horizontal, irradiação solar inclinada e temperatura ambiente, corrigindo falhas na aquisição de dados.
- b) Realizar o tratamento dos dados oriundos dos inversores instalados no MA de Itiquira-MT a fim de obter 12 meses de dados de energia fotovoltaica produzida, corrigindo falhas na aquisição de dados das *strings*.
- c) Desenvolver através do *software* PVSyst, simulação computacional dos sistemas fotovoltaicos existentes no MA de Itiquira-MT utilizando dados medidos em campo de irradiação solar global horizontal e temperatura ambiente.
- d) A partir dos resultados de simulação computacional via *software* PVSyst, obter a energia fotovoltaica gerada, a *Performance Ratio* (PR), a Produtividade (*Yield*) e o Fator de Capacidade (FC).
- e) Comparar os resultados obtidos a partir da simulação computacional com os oriundos de medições em campo no MA de Itiquira-MT.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi dividido em introdução, revisão bibliográfica, metodologia, resultados e discussão e considerações finais.

A introdução apresenta o contexto em que o trabalho se enquadra. A revisão bibliográfica apresenta os conceitos básicos relacionados ao tema como recurso solar, energia solar fotovoltaica, inversores e indicadores de desempenho. A seção 3 apresenta a metodologia utilizada para alcançar os objetivos propostos. Os resultados são apresentados na seção 4 através da comparação entre os resultados oriundos das simulações e os valores medidos em campo. Por fim, são apresentadas algumas considerações finais e recomendações para trabalhos futuros na seção 5.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

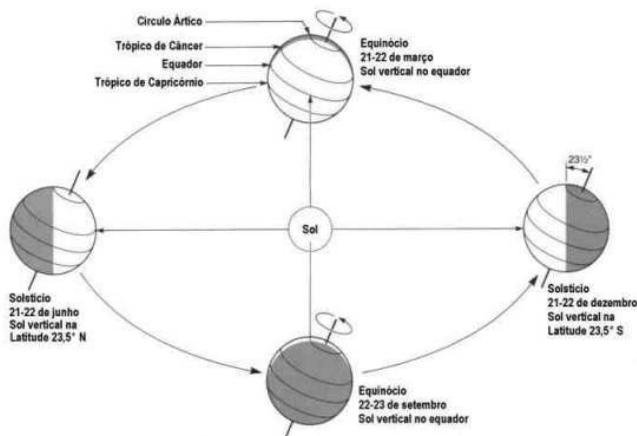
2.1 RECURSO SOLAR

A radiação pode ser designada como energia em movimento, propagada no vácuo ou em qualquer meio material, ocorrendo através de uma onda eletromagnética ou partícula. A radiação, seja artificial ou natural, interage com os corpos por onde está sendo propagada, transmitindo a eles a energia radiada.

A radiação solar é um tipo específico de radiação natural originada pelo Sol, responsável pelo sustento da vida no planeta Terra e pelas variações no clima terrestre. O fluxo de radiação solar (irradiância solar) médio que atinge o planeta é de 1.366 W/m^2 , valor este denominado constante solar (NREL, 2017; COULSON, 1975; GRUBER, 1978).

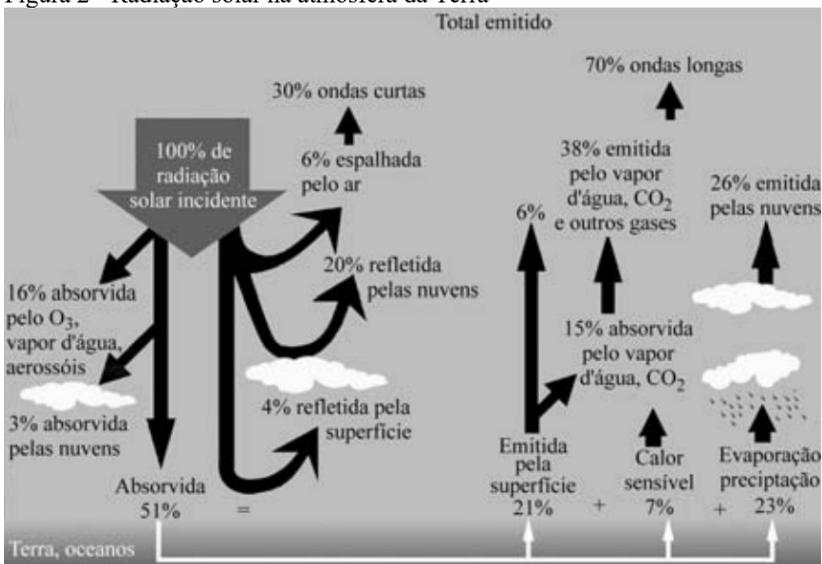
A quantidade de energia solar em um determinado ponto da superfície do planeta varia com o tempo devido à movimentação aparente do Sol na esfera celeste. A inclinação do eixo de rotação do planeta em relação ao plano da eclíptica (plano da órbita da Terra) faz com que a quantidade de energia solar que incide nos hemisférios seja diferente ao longo do ano, criando quatro estações bem definidas. A Figura 1 apresenta as diferentes posições do planeta Terra ao longo de seu período de translação ao redor do Sol.

Figura 1 - Posições da Terra ao longo de um ano



Além disso, outros fatores podem alterar a irradiância solar medida no nível do solo como a interação dos raios solares com a atmosfera do planeta, por exemplo. Estes processos físicos radiativos normalmente atenuam a irradiância solar que atinge a superfície terrestre. O valor de irradiância típico do meio dia solar é de aproximadamente 1.000 W/m^2 (FREITAS, 2008), considerado valor máximo de irradiância solar devido a menor camada de ar que os raios solares precisam percorrer. A Figura 2 apresenta as interações entre a radiação solar e a atmosfera terrestre.

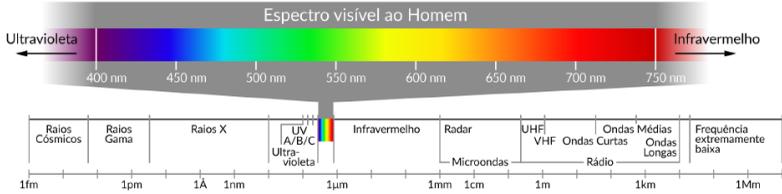
Figura 2 - Radiação solar na atmosfera da Terra



Fonte: (MARTINS, et. al., 2004)

O espectro eletromagnético é definido como a faixa de valores de comprimentos de onda das várias formas de radiação, entre elas a radiação solar. A Figura 3 apresenta os diferentes tipos de radiação eletromagnética para faixas de comprimentos de onda diferentes. O espectro de luz visível ao ser humano está compreendido nas faixas de comprimento de onda que vão de 400 nm a 750 nm.

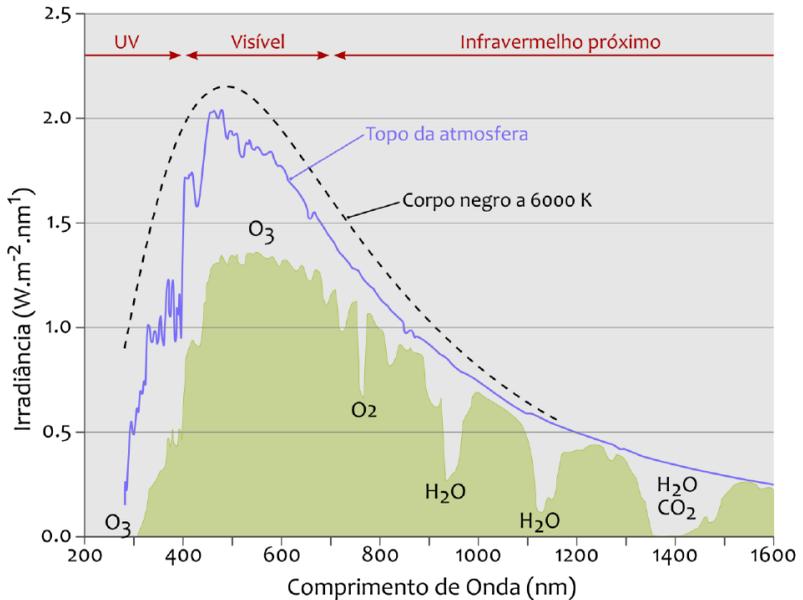
Figura 3 – Espectro eletromagnético para diferentes comprimentos de onda



Fonte: (PEREIRA *ET AL.*, 2017)

De toda radiação solar, 45 % está compreendida nas faixas de valores correspondentes à luz visível e 46 % ao infravermelho. (SELLERS, 1965). A Figura 4 mostra valores de irradiância solar na superfície da terra para diferentes comprimentos de onda. Foram acrescentadas informações da irradiância solar no topo da atmosfera e de um corpo negro a 6000 K.

Figura 4 – Irradiância solar na superfície da Terra para diferentes comprimentos de onda

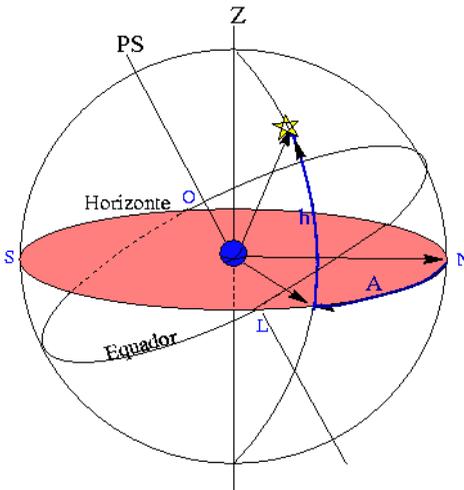


Fonte: (PEREIRA *ET AL.*, 2017)

A diferença apresentada entre os valores de irradiância solar no topo da atmosfera e ao nível do solo é oriunda principalmente de fenômenos ópticos de espalhamento da radiação solar relacionados às nuvens e aerossóis. O nível de radiação solar que chega à superfície terrestre depende da espessura das nuvens, do seu conteúdo, do tamanho e da distribuição das gotículas e do estado físico da água (PALTRIDGE E PLATT, 1976). Além disso, os efeitos de nuvens impactam de maneiras diferentes em determinados comprimentos de onda, sendo mais relevantes no espectro de luz visível do que em ultravioleta (BARTLETT *ET AL.*, 1998).

Para a representação da posição de uma estrela na esfera celeste é utilizado o sistema horizontal de coordenadas. As coordenadas utilizadas no sistema horizontal são denominadas azimute e altura. O azimute (A) é o ângulo medido sobre o horizonte, no sentido horário, com origem no Norte geográfico. O azimute varia entre 0° e 360° . A altura (h) é o ângulo medido sobre o círculo vertical da estrela, com origem no horizonte e extremidade na estrela. A altura varia entre -90° e $+90^\circ$. O complemento da altura chama-se ângulo zenital, que é o ângulo medido sobre o círculo vertical da estrela, com origem no zênite e extremidade na estrela. O ângulo zenital varia entre 0° e 180° . A Figura 5 apresenta as coordenadas do sistema horizontal.

Figura 5 - Sistema horizontal de coordenadas



Fonte: <http://astro.if.ufrgs.br/coord.htm>

A irradiância solar incidente na superfície é composta pela irradiância direta e difusa. A irradiância solar direta é aquela que incide de maneira perpendicular entre o Sol e a superfície, sem ser absorvida ou espalhada na atmosfera. A irradiância solar difusa representa as demais parcelas da radiação que sofreram algum tipo de efeito de espalhamento do feixe solar direto pelos componentes da atmosfera tais como moléculas, material particulado ou nuvens e que estão, portanto, em outras direções que não a irradiância direta. A Figura 6 ilustra cada uma dessas componentes.

Figura 6 – Componentes da radiação solar



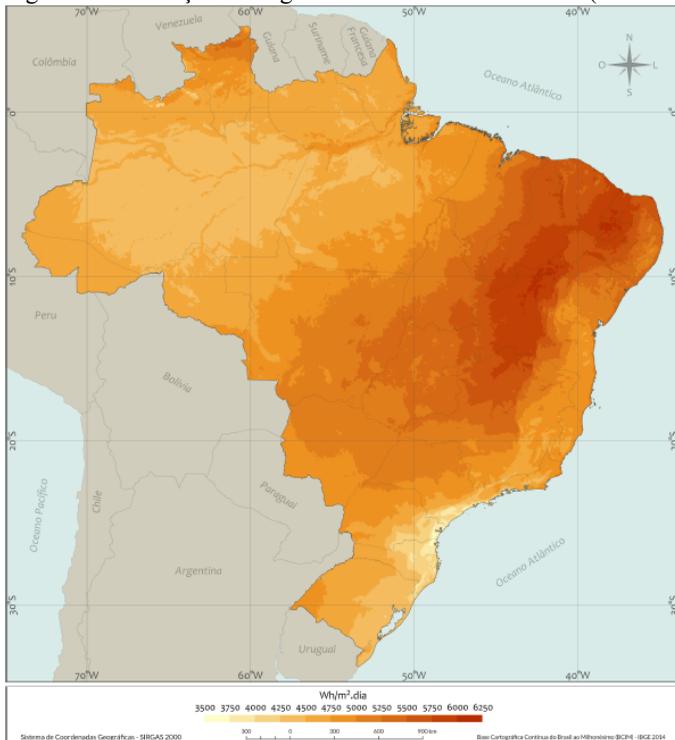
Fonte: (VIANA, 2010)

Outros tipos de irradiância solar variantes das irradiâncias direta e difusa são comumente encontrados tais como: Irradiância direta normal – irradiância solar que incide de maneira perpendicular à superfície; Irradiância difusa horizontal – irradiância difusa que incide sobre uma superfície horizontal; Irradiância direta horizontal – irradiância solar direta que incide numa superfície horizontal. É igual ao produto entre a irradiância direta normal e o cosseno do ângulo zenital; Irradiância global horizontal – irradiância solar total (global) que atinge a superfície horizontal, dada pela soma da irradiância difusa horizontal e irradiância direta horizontal; Irradiância no plano inclinado – irradiância em um plano inclinado na latitude local.

A irradiação solar é o fluxo de radiação solar (irradiância) em um determinado intervalo de tempo. A irradiação solar global horizontal é um parâmetro decisivo na escolha de um lugar específico para o aproveitamento da energia solar (MARZO *ET AL.*, 2017).

A irradiação solar global horizontal no Brasil apresenta médias diárias nas 5 regiões como sendo: Norte: 5,5 kWh/m², Nordeste: 5,7 kWh/m², Centro Oeste: 5,6 kWh/m², Sudeste: 5,5 kWh/m² e Sul 5,0 kWh/m² (COLLE *ET AL.*, 2000). Os recursos de irradiação solar no Brasil, além de se apresentarem como uns dos maiores do mundo podem ser descritos como uniformemente distribuídos e com pequena variabilidade anual. O índice médio anual de irradiação solar no país é maior na região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco e menor na região Sul. A Figura 7 apresenta os valores de irradiação solar global horizontal no território brasileiro.

Figura 7 – Irradiação solar global horizontal média anual (Wh/m².dia)



Fonte: (PEREIRA *ET AL.*, 2017)

O valor máximo ocorre no norte da Bahia - área que apresenta um clima semiárido - e a menor irradiação média acontece no norte de Santa Catarina, região caracterizada por precipitação bem distribuída ao longo do ano. Os menores níveis de irradiação solar global horizontal são de 1.500 kWh/m².ano, valor este superior aos máximos valores de irradiação solar global horizontal na Alemanha, cujo índice não ultrapassa 1.204,5 kWh/m².ano (SOLARGIS, 2015), demonstrando o forte potencial brasileiro no aproveitamento da energia solar.

2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

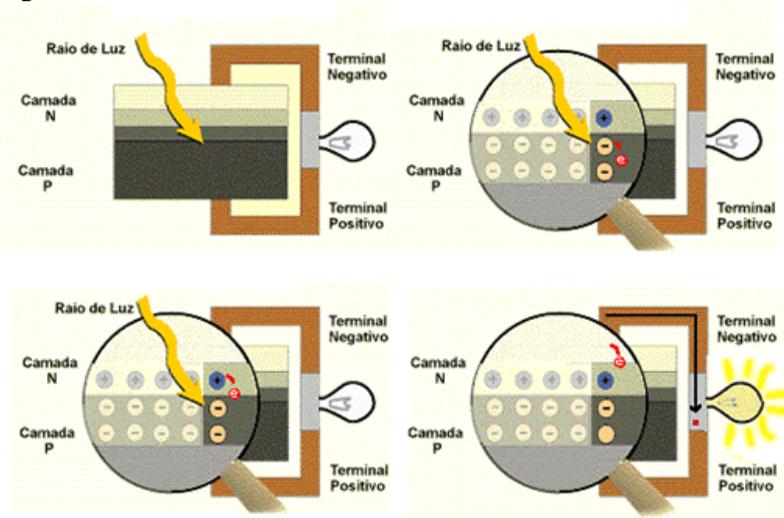
A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão da irradiação solar diretamente em energia elétrica. As vantagens desse tipo de geração de energia elétrica são a inexistência de partes móveis, rápida instalação, baixa manutenção, característica modular (de mW a MW) e elevado grau de confiabilidade (RÜTHER, 2004), além de ser não-poluente, silenciosa e renovável.

A energia solar fotovoltaica é obtida por meio do efeito fotovoltaico. Este, por sua vez, ocorre em materiais semicondutores, caracterizados pela presença de banda de valência (presença de elétrons) e banda de condução (presença de “buracos”). O semicondutor mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas é o silício. Os átomos deste material, segundo mais abundante da Terra, possuem quatro elétrons que se conectam aos átomos vizinhos formando uma rede cristalina. Adicionando-se átomos de fósforo, por exemplo, que possuem cinco elétrons de ligação, o elétron em excesso ficará fracamente ligado ao átomo original. Portanto, o elemento Fósforo é considerado um dopante do tipo “n”. Por outro lado, se forem inseridos átomos de boro, por exemplo, que possuem três elétrons de ligação, faltará um elétron para completar a ligação com os átomos de silício da rede. A falta deste elétron é denominada “buraco”. Com isso, diz-se que o elemento Boro é um dopante do tipo “p”.

O princípio básico de funcionamento das células fotovoltaicas dá-se a partir da junção pn exposta a fótons em uma célula FV, em que ocorre a geração de pares elétron-buraco em uma região em que o campo elétrico é diferente de zero, deslocando as cargas e originando uma diferença de potencial nos terminais metálicos da célula. Este processo denomina-se Efeito Fotovoltaico.

A Figura 8 mostra a estrutura física de uma célula fotovoltaica.

Figura 8 - Efeito fotovoltaico em uma célula



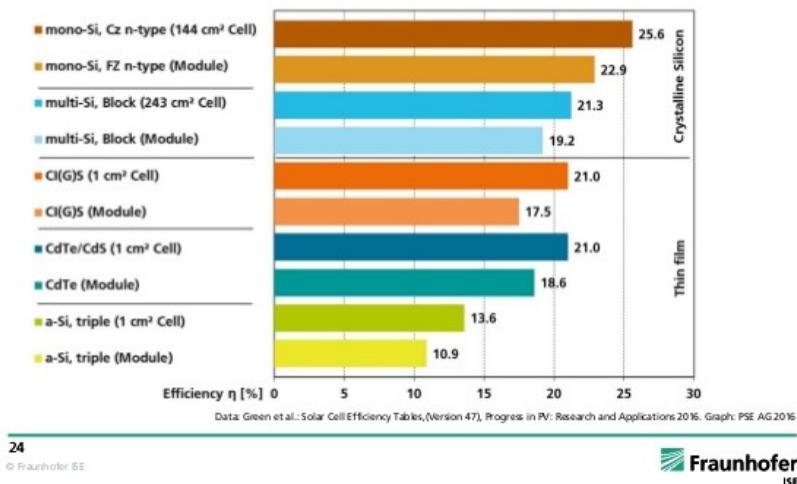
Fonte: CRESESB

A demonstração do funcionamento da primeira célula fotovoltaica foi realizada pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839. Os programas espaciais dos anos 1950 impulsionaram o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, solução para geração de energia em satélites, aumentando a eficiência das células fotovoltaicas de silício (RAMPINELLI, 2010).

Atualmente, as tecnologias fotovoltaicas podem ser divididas em três categorias. A primeira delas é composta pelas células fabricadas em silício cristalino de grande espessura. Outra categoria se destaca por células de silício amorfo e outros materiais como CdTe e CIGS, que utilizam camadas mais finas, por isso chamados de “filmes-finos”. A terceira categoria é composta por células fotovoltaicas de células orgânicas, materiais abundantes e não tóxicos. Contudo, estes ainda possuem custos mais elevados e baixa expectativa de vida útil quando comparados a outras tecnologias (EL CHAAR *ET AL.*, 2011).

A Figura 9 apresenta a eficiência de células e módulos de diferentes tecnologias fotovoltaicas produzidos em laboratório.

Figura 9 - Eficiência de laboratório de diferentes tecnologias de células e módulos fotovoltaicos



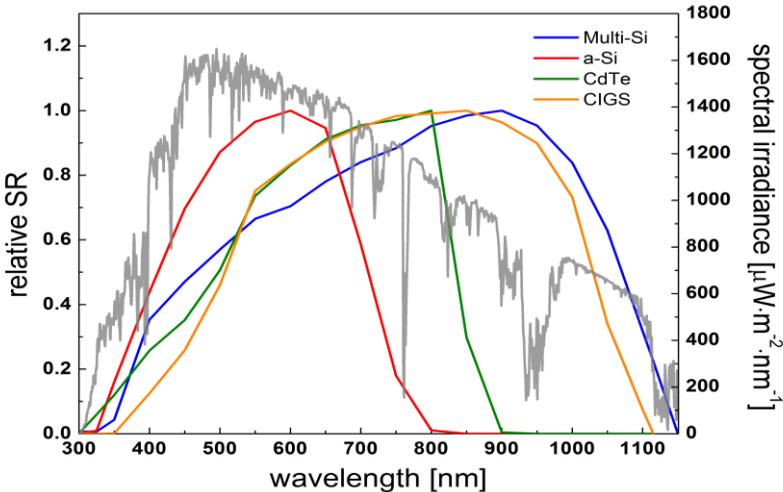
Fonte: FRAUNHOFER, 2016

As eficiências apresentadas são superiores às encontradas em módulos comerciais devido aos processos de produção altamente controlados e realizados a partir de materiais de alta pureza e de tamanho reduzido.

Como cada tecnologia FV possui características diferentes, intrínsecas de cada material, as respostas de módulos comerciais construídos a partir desses materiais também serão diferentes. A resposta de um módulo fotovoltaico para diferentes comprimentos de onda da radiação solar denomina-se resposta espectral.

A Figura 10 apresenta a resposta espectral para diferentes tecnologias.

Figura 10 - Resposta espectral para diferentes tecnologias fotovoltaicas



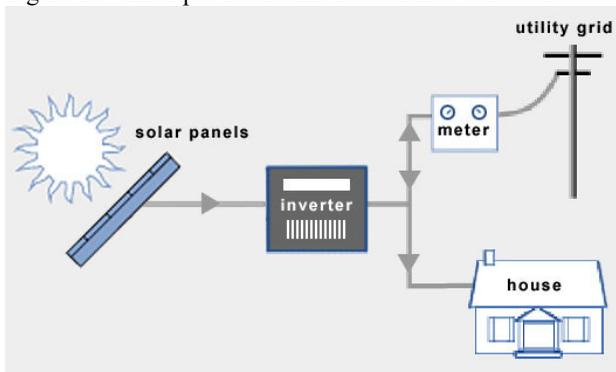
Fonte: (LIU *ET AL.*, 2014)

Cada tecnologia fotovoltaica desenvolve uma máxima produção de energia de acordo com sua resposta espectral. A tecnologia de silício amorfo (a-Si), por exemplo, tem resposta espectral voltada para baixos comprimentos de onda (cor azul). Isso faz com que seu desempenho seja melhorado em regiões de céu nublado e em baixos níveis de irradiância (RÜTHER *ET AL.*, 2002).

2.3 INVERSORES

O inversor é um equipamento de eletrônica de potência de grande importância em um sistema fotovoltaico, pois é o responsável pela conversão da energia fotovoltaica gerada em corrente contínua para a utilização em corrente alternada. O inversor possui mecanismos que garantam a adequação para o ponto de máxima potência do sistema fotovoltaico (ZILLES *ET AL.*, 2012). A Figura 11 apresenta um dos modos mais comuns de utilização do inversor: o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

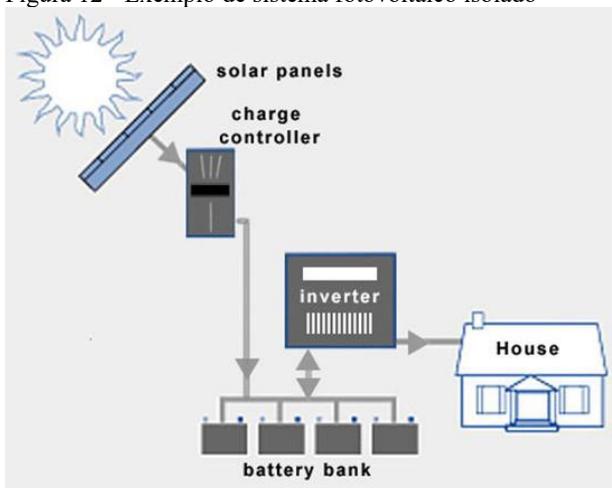
Figura 11 - Exemplo de sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: www.wholesalesolar.com

Outro modo de utilização do inversor é em sistemas isolados, em que não há presença de rede elétrica. Neste caso, existe a necessidade de uso de banco de baterias. A Figura 12 apresenta um exemplo de aplicação do inversor em um sistema fotovoltaico isolado.

Figura 12 - Exemplo de sistema fotovoltaico isolado



Fonte: www.wholesalesolar.com

Além destes, outros modos de aplicação podem fazer o uso de inversores, como em sistemas híbridos de geração.

2.4 ÍNDICES DE DESEMPENHO

A taxa de desempenho (*Performance Ratio* – PR) de um sistema fotovoltaico é definido como sendo a razão entre o desempenho real deste sistema e o máximo desempenho teórico possível. Com isso, são levadas em consideração as perdas envolvidas tais como temperatura, eficiência do inversor, resposta espectral, sujeira, sombreamento, descasamento elétrico entre módulos idênticos, resistência de cabos e conexões, entre outras.

Outro indicador para um sistema fotovoltaico é a produtividade (*Yield*), que representa a parcela de geração normalizada pela potência instalada do sistema. Por isso, é possível comparar sistemas de diferentes tamanhos e configurações quando instalados nas mesmas condições de irradiação (MARION *ET AL.*, 2005).

O Fator de Capacidade (FC) é dado pela razão da energia gerada e da potência instalada multiplicada pelo período de tempo. É um parâmetro utilizado principalmente no estudo de desempenho de usinas termelétricas e hidrelétricas. É utilizado para a geração solar, mas não representa fielmente a capacidade de uma usina, pois a geração não ocorre em todas as horas do dia, mas sim nos períodos de incidência de energia solar.

3 METODOLOGIA

3.1 CARACTERÍSTICAS DOS SUBSISTEMAS FV

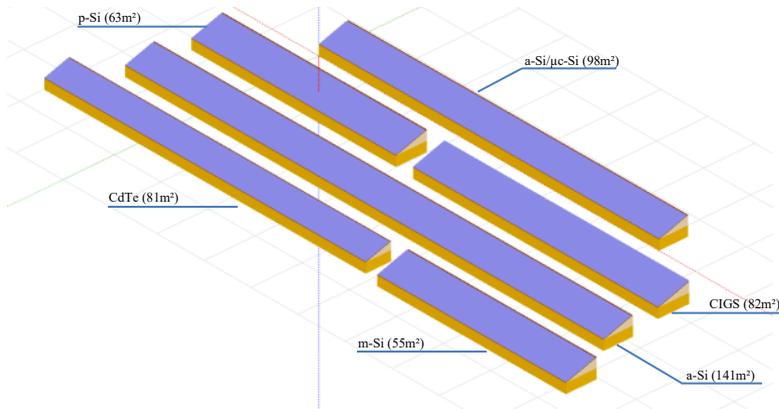
O objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho dos geradores solares fotovoltaicos instalados no Módulo de Avaliação localizado em Itiquira, Mato Grosso (MA - Itiquira) no período de junho de 2015 a maio de 2016. Este sistema fotovoltaico possui 53,68 kW de capacidade instalada distribuída em sete distintas tecnologias e utiliza inversores de 10 kW, com ou sem transformador dependendo da tecnologia solar fotovoltaica utilizada em cada caso. Na Europa os inversores normalmente possuem fator de dimensionamento do inversor (FDI) entre 0,6 e 0,7. Entretanto, devido aos altos níveis de irradiação solar existentes no Brasil, recomenda-se dimensionar o inversor com FDI mais próximo a 1,0 (ZILLES *ET AL.*, 2012). A Figura 13 apresenta a vista geral dos sistemas fotovoltaicos que compõem o MA - Itiquira ($17,2^{\circ}$ S, $54,15^{\circ}$ O) que teve seu início de operação em setembro de 2014.

Figura 13 – Sistema fotovoltaico instalado em Itiquira-MT



Com o objetivo de estimar a contribuição energética e o desempenho do sistema fotovoltaico, foram realizadas simulações utilizando o *software* PVSyst (www.pvsyst.com). A Figura 14 apresenta o modelo 3D do sistema fotovoltaico simulado para o MA – Itiquira.

Figura 14 - Sistema fotovoltaico simulado



Fonte: Autor (adaptado de PVSyst)

Das sete tecnologias solares FV utilizadas no MA - Itiquira, seis são do tipo gerador plano fixo sem concentração, orientado ao Norte verdadeiro e com ângulo de inclinação igual à latitude local (17°). O sétimo gerador solar fotovoltaico instalado é do tipo concentrador com seguimento a dois eixos (CPV - Concentrated Photovoltaics) e não é avaliado neste trabalho. Serão avaliadas seis diferentes configurações de sistemas, dentre elas: Silício Amorfo (a-Si); Silício Microcristalino (a-Si/μc-Si); Telureto de Cádmio (CdTe); Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS); Silício policristalino (p-Si) e Silício monocristalino (m-Si). A Tabela 1 descreve as características técnicas e elétricas dos módulos FV utilizados no projeto.

Tabela 1 - Características técnicas e elétricas dos módulos FV

Tecnologia	Área (m ²)	Potência nominal (Wp)	Tensão de máxima potência (V)	Coefficiente de temperatura (%/°C)
a-Si	1,56	100	72	-0,25
a-Si/μc-Si	1,56	142	119	-0,30
CdTe	0,72	80	71,2	-0,25
CIGS	1,09	120	39,9	-0,39
p-Si	1,65	235	30,1	-0,45
m-Si	1,63	260	30,8	-0,41

Fonte: Adaptado dos catálogos dos fabricantes dos módulos (ver Anexo A)

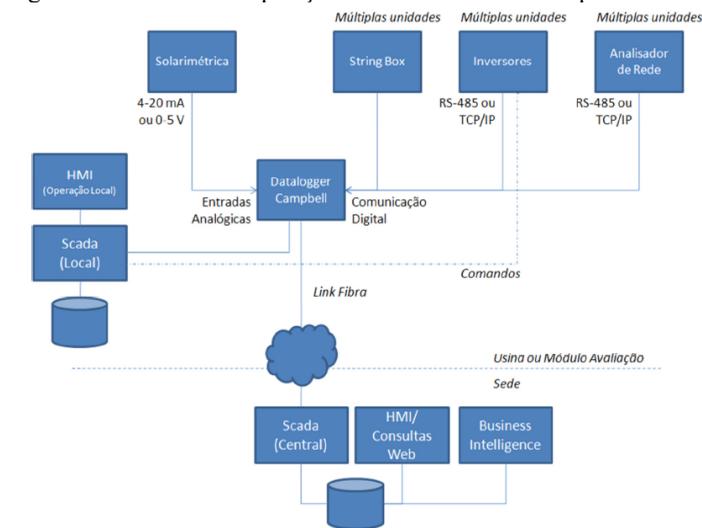
A Tabela 2 apresenta a configuração dos subsistemas fotovoltaicos.

Tabela 2 - Configuração dos subsistemas fotovoltaicos

Tecnologia	Número de módulos	Número de módulos em série	Número de strings	Potência instalada (kW)
a-Si	90	5	18	9,000
a-Si/ μ c-Si	63	3	21	8,946
CdTe	112	8	14	8,960
CIGS	75	9 e 7	6 e 3	9,000
p-Si	38	19	2	8,930
m-Si	34	17	2	8,840

O Sistema de Aquisição e Análise de Dados (SAAD) instalado no MA de Itiquira-MT é composto de estação solarimétrica, *dataloggers*, sensores, cabos e outros componentes acessórios responsáveis por registrar dados elétricos e ambientais. Os dados dos inversores são adquiridos pelo *datalogger* com resolução temporal de um minuto. Adicionalmente, o *datalogger* registra a irradiação solar global horizontal e a irradiação solar inclinada na estação solarimétrica oriundas de um piranômetro de termopilhas com a mesma resolução temporal. A Figura 15 apresenta o diagrama do sistema de aquisição de dados

Figura 15 - Sistema de aquisição de dados do MA de Itiquira-MT



3.2 TRATAMENTO DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR

Em 2015, o sistema de aquisição de dados da estação solarimétrica do MA - Itiquira não armazenou dados nos períodos compreendidos entre 28 e 31 de outubro, 29 e 30 de novembro e durante todo o mês de dezembro. Em 2016, não foram armazenados dados de medições da estação solarimétrica nos períodos compreendidos entre os dias 1 a 4 e 26 e 27 de janeiro. Estas falhas representam 11,5% do período total analisado.

A estimativa das irradiações horizontal e inclinada para o período de junho de 2015 a maio de 2016 foi feita por extrapolação a partir das irradiações adquiridas no mesmo período analisado. Esta estimativa foi feita mês a mês de maneira proporcional a quantidade de dias de dados sem falhas, extrapolando para a quantidade de dias existentes naquele mês, pois se assume que não há desvio significativo na posição do sol durante um período de 5 dias (SCHWANDT *ET AL.*, 2013).

3.3 TRATAMENTO DE DADOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

No período compreendido entre junho de 2015 a maio de 2016, não foram registrados dados de geração fotovoltaica de *strings* de algumas tecnologias FV. O Quadro 1 apresenta a quantidade de dias em que ocorreram as falhas em um determinado mês e a respectiva quantidade de *strings* sem medição de geração FV.

Quadro 1 - Registro de falhas nas *strings* de determinadas tecnologias FV no período analisado

Mês/Ano	Jun/15	Ago/15	Set/15	Out/15	Nov/15	Jan/16	Fev/16	Mar/16	Abr/16	Mai/16
CdTe	10 dias/ 1 <i>string</i> .									
a-Si		27 dias/ 1 <i>string</i> ; 26 dias/ 1 <i>string</i> .	30 dias/ 2 <i>strings</i>	27 dias/ 2 <i>strings</i> ; 19 dias/ 2 <i>strings</i> .	28 dias/ 4 <i>strings</i> ; 27 dias/ 2 <i>strings</i> ; 22 dias/ 1 <i>string</i> ; 1 dia/1 <i>string</i> .	1 dia/ 1 <i>string</i> ; 8 dias/ 8 <i>strings</i> .				
a-Si/ µc-Si						3 dias/ 1 <i>string</i> ; 17 dias/ 1 <i>string</i> .	29 dias/ 1 <i>string</i> ; 10 dias/ 1 <i>string</i> .	31 dias/ 2 <i>strings</i> .	30 dias/ 2 <i>strings</i> ; 8 dias/ 12 <i>strings</i> .	6 dias/ 12 <i>strings</i> ; 18 dias/ 2 <i>strings</i> .

Para as tecnologias fotovoltaicas CdTe, a-Si e a-Si/ μ c-Si, tendo em vista a falta de registro de dados, foi feita uma estimativa da energia fotovoltaica produzida proporcional ao registro de falhas nas *strings*. A estimativa da energia fotovoltaica gerada para cada mês foi feita por extrapolação proporcional a partir dos dados existentes da energia produzida de acordo com a quantidade de dias daquele mês. Para o mês de dezembro de 2015 os dados de geração FV foram estimados através da simulação no PVSyst.

3.4 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Na simulação com o *software* PVSyst foram utilizados dados mensais de irradiação solar global horizontal, irradiação solar inclinada e temperatura ambiente oriundos da estação solarimétrica do MA - Itiquira no período de junho de 2015 a maio de 2016. Dados oriundos da 2ª ed. do Atlas Brasileiro de Energia Solar foram utilizados para obter a irradiação solar global horizontal e a irradiação solar inclinada em Itiquira-MT para o mês de dezembro de 2015. A irradiação solar global horizontal média diária para o mês de dezembro de 2015 foi de 5,738 kWh/m² e a irradiação solar inclinada foi de 5,173 kWh/m². As seis tecnologias e os inversores presentes no MA - Itiquira foram incluídos nas simulações no PVSyst. Durante a simulação, dados sintéticos horários foram gerados pelo PVSyst a partir das médias mensais medidas de irradiação utilizando o método de transposição de Perez (Aguiar e Collares-Pereira, 1988 e 1992).

A Tabela 3 apresenta as perdas padronizadas que foram levadas em consideração nas simulações dos sistemas FV analisados através do *software* PVSyst.

Tabela 3 - Perdas padronizadas do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

Tecnologia	Perda ôhmica	Perda da eficiência dos módulos	Perda por <i>mismatch</i>	Perda por sujeira	Indisponibilidade do sistema	Perdas LID
a-Si	1,5 %	2,5 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
a-Si/ μ c-Si	1,5 %	2,5 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
CdTe	1,5 %	2,5 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
CIGS	1,5 %	-1,3 %	0,8 %	3,0 %	2,0 %	-
p-Si	1,5 %	-0,8 %	1,0 %	3,0 %	2,0 %	2,0 %
m-Si	1,5 %	-0,8 %	1,0 %	3,0 %	2,0 %	1,3 %

Fonte: Autor (adaptado de PVSyst).

3.5 ESTIMATIVA DE DESEMPENHO DOS SUBSISTEMAS FV

Através da simulação foram coletados dados de energia fotovoltaica gerada, desempenho global (PR) e produtividade (*Yield*) para cada uma das tecnologias e para o período analisado. Esses resultados foram comparados com dados medidos em campo no MA - Itiquira. Em (1) apresenta-se o Desempenho Global (PR) por ano do sistema FV.

$$PR = \frac{E_{Grid} \times G_{STC}}{GlobInc \times P_{nom}} \quad (1)$$

onde:

E_{Grid} = Energia injetada na rede, expressa em kWh;

$GlobInc$ = Irradiação solar global incidente no plano dos arranjos fotovoltaicos, expressa em kWh/m²;

P_{nom} = Potência nominal do arranjo nas condições padrão de teste (STC), expressa em kWp;

G_{STC} = Irradiância nas condições padrão de ensaio (1.000 W/m²).

A equação (2) apresenta a produtividade por ano (*Yield*) do sistema FV em kWh/kWp.

$$Yield = \frac{E_{Grid}}{P_{nom}} \quad (2)$$

onde:

E_{Grid} = Energia injetada na rede, expressa em kWh;

P_{nom} = Potência nominal do arranjo nas condições padrão de teste (STC), expressa em kW.

O fator de capacidade no intervalo de tempo especificado é obtido por (3).

$$FC_t = \frac{E_{gerada}}{P_{nom} \times t} \quad (3)$$

onde:

t = Intervalo de tempo especificado;

P_{nom} = Potência instalada do arranjo expressa em kWp;

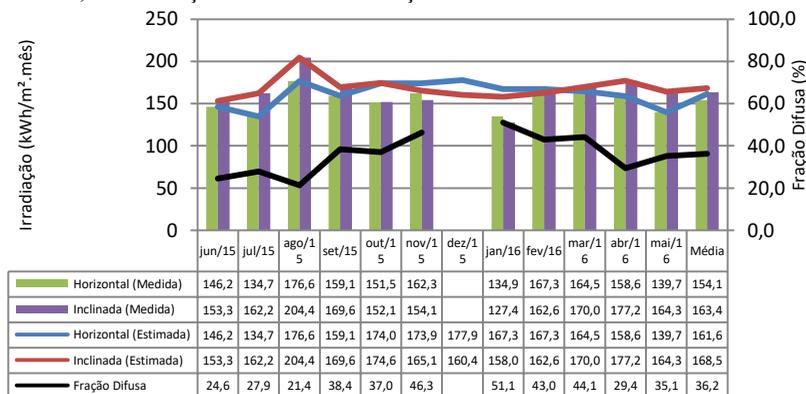
E_{gerada} = Energia gerada pela usina no intervalo de tempo especificado, expressa em kWh.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 AVALIAÇÃO DA IRRADIAÇÃO SOLAR

A Figura 16 apresenta a evolução mensal da irradiação solar global horizontal e inclinada (17°) medidas pelo piranômetro no período de junho de 2015 a maio de 2016 e as estimativas para a irradiação solar inclinada (17°) e para a irradiação global horizontal para os meses em que esses dados não foram registrados, bem como a fração difusa e a média dos referidos dados.

Figura 16 - Evolução mensal de dados medidos e estimados da irradiação global horizontal, da irradiação inclinada e da fração difusa média mensal.



A irradiação solar global horizontal média mensal medida no MA no período analisado foi de 154,1 kWh/m², sendo que o maior valor registrado ocorreu no mês de agosto de 2015 com 176,6 kWh/m². A média mensal da irradiação global horizontal estimada para o período foi de 161,6 kWh/m². A irradiação solar inclinada média mensal medida foi de 163,4 kWh/m² sendo que seu maior valor ocorreu no mês de agosto de 2015 com 204,4 kWh/m². A média mensal da irradiação solar inclinada estimada para o período analisado foi de 168,5 kWh/m². Pode-se observar que o índice de fração difusa é sazonal, sendo maior nos meses mais quentes e tendo como valor médio 36,2 %. Nos meses de novembro de 2015 a fevereiro de 2016 a irradiação solar inclinada foi menor do que a irradiação solar global horizontal devido aos altos índices de fração difusa nesses meses quando comparados aos demais meses no período analisado. A posição relativa do Sol no horizonte

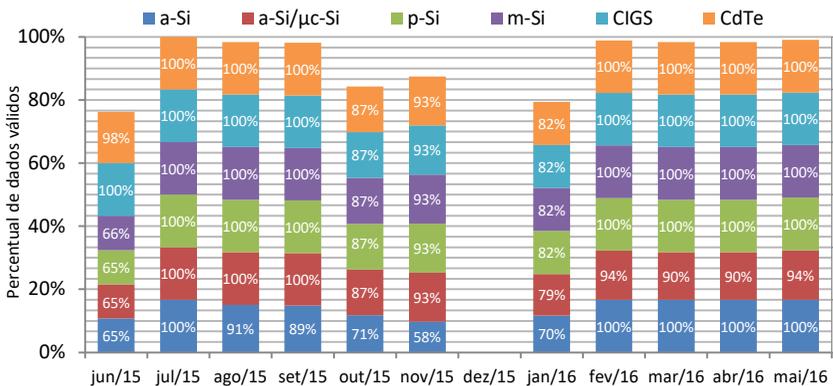
favorece a geração FV em superfícies horizontais no verão. No inverno, superfícies inclinadas recebem maior quantidade de irradiação solar.

A temperatura média no período analisado medida no MA – Itiquira foi de 26,4°C. A maior temperatura mensal ocorreu no mês de setembro de 2015 (28,4°C) e o menor valor ocorreu no mês de maio de 2016 (24,1°C).

4.2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A Figura 17 apresenta, para o período compreendido entre junho de 2015 e maio de 2016 e por tecnologia analisada, a evolução mensal dos percentuais de dados válidos. Cada segmento de barras representa o percentual mensal de dados válidos de uma tecnologia distinta.

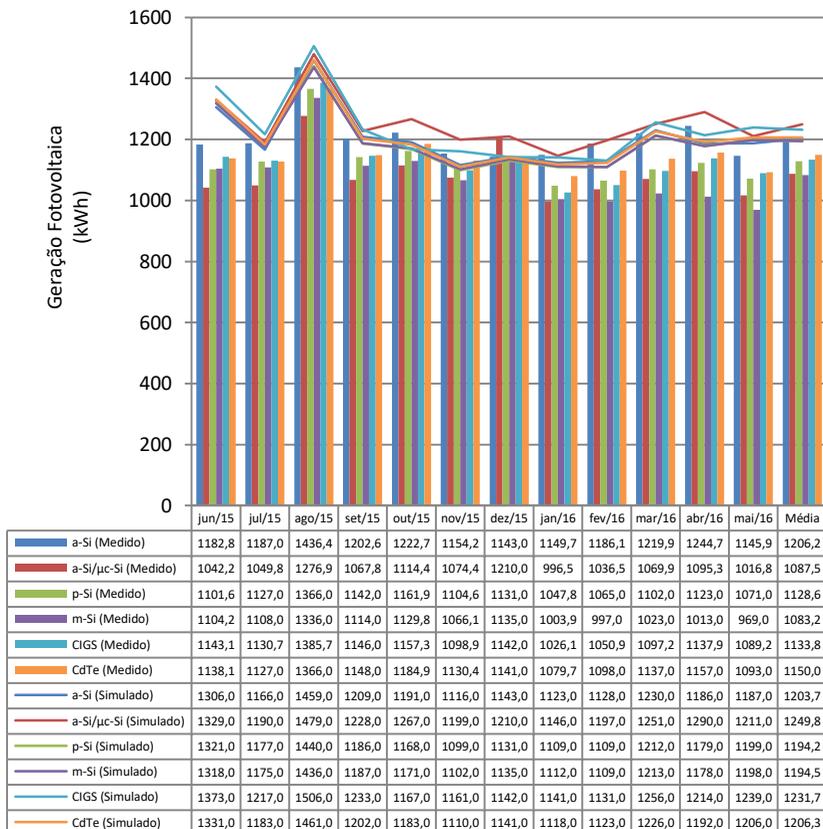
Figura 17 - Evolução mensal do percentual de dados válidos de geração fotovoltaica por tecnologia



Observa-se que de junho a novembro de 2015 e de janeiro a maio de 2016 todas as tecnologias fotovoltaicas estavam em operação. Entretanto, apenas no mês de julho todas as tecnologias estavam operando com percentual de dados válidos de 100%. O menor percentual de dados válidos do MA - Itiquira ocorreu no mês de novembro de 2015 para a tecnologia a-Si com percentual de 58%.

A Figura 18 mostra, para o período de junho de 2015 a maio de 2016 e por tecnologia, a evolução mensal da geração fotovoltaica medida (barras) e a evolução mensal da geração fotovoltaica simulada (linhas).

Figura 18 - Evolução mensal de geração fotovoltaica medida e simulada.

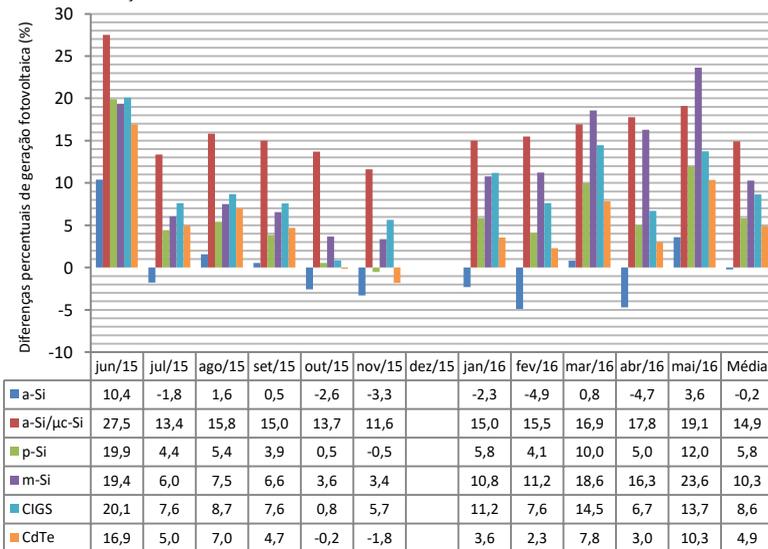


Conforme esperado, observa-se que a geração FV de módulos inclinados é diretamente proporcional à irradiação inclinada e, portanto, meses com maiores índices de irradiação solar inclinada apresentam maior geração de energia. Em agosto de 2015, mês de maior irradiação solar inclinada (204,4 kWh/m²) foi observada a maior geração medida do MA-Itiquira (8.167 kWh). Neste mês a geração do MA - Itiquira simulada via PVSyst foi de 8.781 kWh. Em agosto de 2015 todas as tecnologias analisadas apresentaram sua maior geração FV (medida e simulada). Em agosto de 2015, a tecnologia a-Si apresentou a maior geração FV medida, correspondendo a 1.436 kWh (geração simulada de aproximadamente 1.459 kWh). No período analisado, a tecnologia de a-Si também apresentou a maior geração FV média mensal medida, correspondendo à aproximadamente 1.207 kWh (geração FV simulada

via PVSyst de aproximadamente 1.203 kWh). O desempenho da tecnologia a-Si pode ser justificado, entre outros fatores, pela menor dependência com a temperatura de operação dos módulos FV desta tecnologia.

A Figura 19 apresenta a evolução mensal das diferenças percentuais de geração FV simulada em relação aos dados medidos para o período de junho de 2015 a maio de 2016.

Figura 19 - Evolução mensal das diferenças percentuais de geração FV simulada em relação aos dados medidos



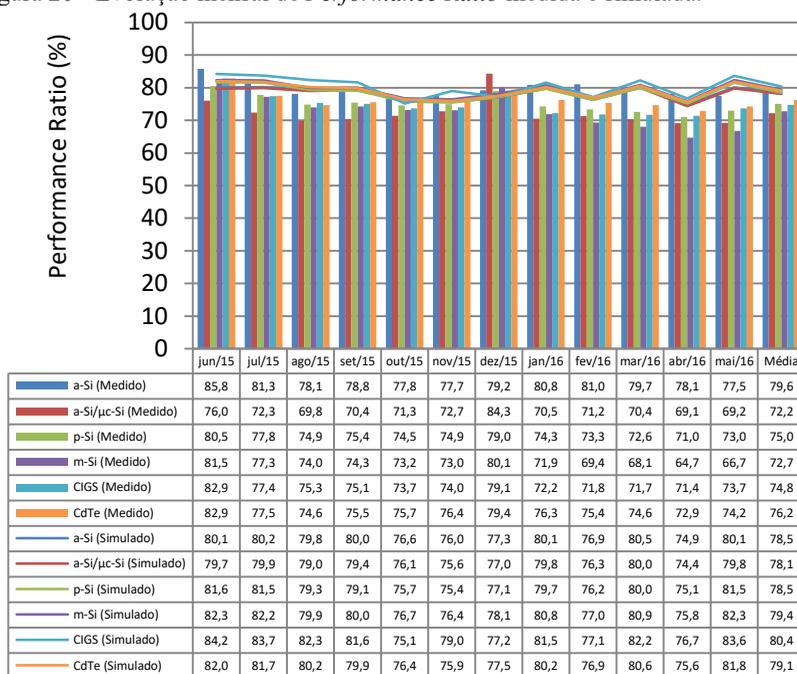
Observa-se que a maior diferença percentual de geração FV foi de 27,5% e ocorreu no mês de junho de 2015 para a tecnologia a-Si/ μ c-Si. A menor diferença percentual ocorreu no mês de outubro de 2015 para a tecnologia CdTe com -0,2%. Em dezembro não foi calculada a diferença percentual, pois os dados de geração FV foram estimados através da simulação no PVSyst. Em média, em todo o período analisado, a geração FV simulada foi 7,2% maior que a medida. A tecnologia a-Si obteve a menor diferença percentual em todo o período, tendo os dados de geração FV simulados 0,2% menores do que os dados medidos. A tecnologia a-Si/ μ c-Si apresentou maior diferença percentual no período, com 14,9%.

4.3 INDICADORES DE DESEMPENHO

4.3.1 Performance Ratio

Para avaliar o desempenho dos sistemas FV foram utilizadas as figuras de mérito *Performance Ratio* (PR) e Produtividade (*Yield*). A Figura 20 apresenta para o período compreendido entre junho de 2015 e maio 2016 a evolução mensal da PR medida (barras) e simulada (linhas) para as seis tecnologias FV fixas analisadas.

Figura 20 - Evolução mensal de *Performance Ratio* medida e simulada.

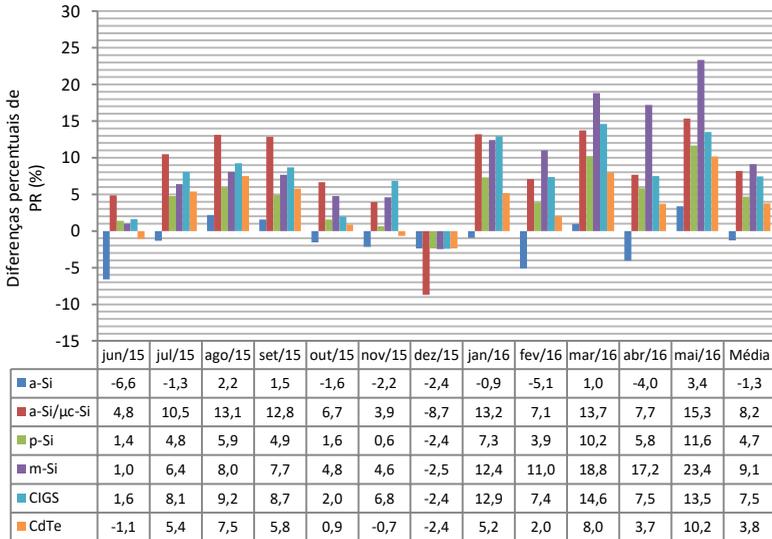


Na média anual, a tecnologia a-Si apresentou PR medida de 79,6% (simulada de 78,5%), CdTe 76,2% (simulada de 79,1%), CIGS 74,8% (simulada de 80,4%). No período analisado, as tecnologias a-Si, CdTe e CIGS foram as que apresentaram os maiores valores médios medidos de PR. As tecnologias que obtiveram os maiores valores médios simulados para PR no mesmo período foram CIGS, m-Si e CdTe. A PR média

medida em todo o período para o sistema foi de 75,0%. Já a PR média resultante da simulação do sistema no PVSyst tem valor de 79,0%.

A Figura 21 apresenta a evolução mensal das diferenças percentuais de PR simulada em relação aos dados medidos para o período de junho de 2015 a maio de 2016.

Figura 21 - Evolução mensal das diferenças percentuais de *Performance Ratio* (PR) medida e simulada

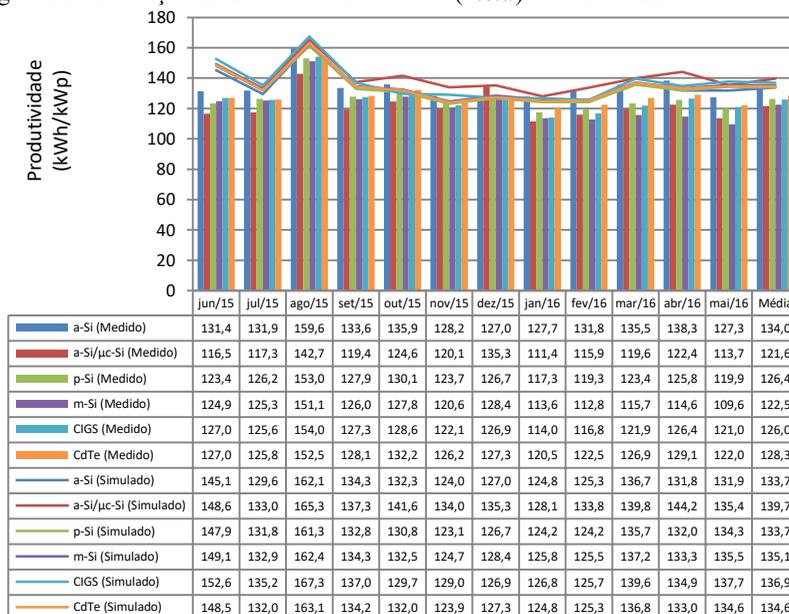


Os resultados mostram que a maior diferença percentual de PR ocorreu no mês de maio de 2016 para a tecnologia m-Si com 23,4%. A tecnologia p-Si obteve a menor diferença percentual entre a PR calculada através de dados medidos e a PR estimada via PVSyst, ocorrida no mês de novembro de 2015, com 0,6%. A tecnologia a-Si foi a que obteve menor diferença média percentual nos meses analisados, com -1,3%. Já a tecnologia m-Si foi a que apresentou maior diferença média percentual de PR (9,1%) no período.

4.3.2 Yield

A Figura 22 apresenta a evolução mensal da Produtividade (*Yield*) medida (barras) e simulada (linhas) para o período analisado e para as seis tecnologias FV avaliadas.

Figura 22 - Evolução mensal de Produtividade (*Yield*) medida e simulada



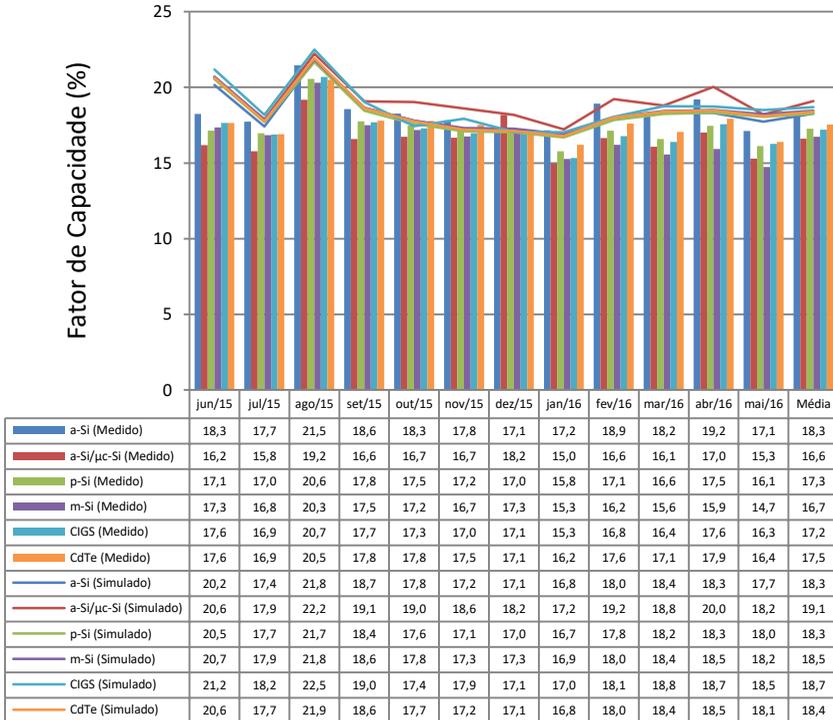
Pode-se observar que a tecnologia a-Si apresentou valor médio medido de produtividade mensal de 134,1 kWh/kWp, CdTe de 128,2 kWh/kWp e CIGS de 126,2 kWh/kWp. No período analisado, as tecnologias a-Si, CdTe e CIGS foram as tecnologias que apresentaram os maiores valores médios medidos de produtividade. A produtividade média anual do sistema foi de 1.516 kWh/kWp (simulada de 1.628 kWh/kWp).

As diferenças percentuais de produtividade (*Yield*) seguem os mesmos resultados apresentados para geração fotovoltaica na Figura 19.

4.3.3 Fator de Capacidade

A Figura 23 apresenta a evolução mensal do Fator de Capacidade medido (barras) e simulado (linhas) para o período analisado e para as seis tecnologias FV avaliadas.

Figura 23 - Evolução mensal do Fator de Capacidade medido e simulado



Pode-se observar que a tecnologia a-Si apresentou valor médio medido de fator de capacidade de 18,3 %, CdTe de 17,5 % e CIGS de 17,2 %. No período analisado, as tecnologias a-Si, CdTe e CIGS foram as tecnologias que apresentaram os maiores valores médios medidos de fator de capacidade. O fator de capacidade médio anual do sistema foi de 17,3 % (simulada de 18,5 %).

As diferenças percentuais de fator de capacidade seguem os mesmos resultados apresentados para geração fotovoltaica na Figura 19.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve por objetivo apresentar a geração fotovoltaica e o desempenho de um sistema fotovoltaico de 53,68 kW de potência instalada, distribuída em sete tecnologias distintas, instalado no Módulo de Avaliação (MA) de Itiquira-MT (17,2° S, 54,15° O). Para período de junho de 2015 a maio de 2016 e para o sistema analisado, os resultados obtidos foram comparados com resultados oriundos de simulações utilizando o *software* PVSyst (www.pvsyst.com).

A partir dos resultados apresentados de recurso solar, constatou-se que agosto de 2015 foi o mês com maiores índices de irradiação solar global horizontal (176,6 kWh/m²) e de irradiação solar inclinada (204,4 kWh/m²).

Conforme esperado, observa-se que a geração FV de sistemas inclinados é diretamente proporcional à irradiação inclinada e, portanto, meses com maiores índices de irradiação solar inclinada apresentam maior geração de energia FV. A maior geração fotovoltaica medida foi registrada no mês de agosto de 2015 – mês com maior índice de irradiação solar inclinada (204,4 kWh/m²) – e seu valor foi de 8.167 kWh (geração FV obtida via PVSyst de 8.781 kWh). Cada tecnologia apresentou em agosto de 2015 sua maior geração FV (medida e simulada). Para as diversas tecnologias analisadas a geração FV anual média medida (em ordem decrescente) foram: a-Si (1.206,7 kWh), CdTe (1.148,6 kWh), CIGS (1.138,3 kWh), p-Si (1.128,0 kWh), m-Si (1.082,7 kWh) e a-Si/μc-Si (1.080,5 kWh). Para as diversas tecnologias analisadas, a geração FV anual média simulada via PVSyst (em ordem decrescente) foram a-Si/μc-Si (1.249,8 kWh), CIGS (1.231,7 kWh), CdTe (1.206,3 kWh), a-Si (1.203,7 kWh), m-Si (1.194,5 kWh), e p-Si (1.194,2 kWh). Para o período analisado, a geração fotovoltaica obtida por simulação via PVSyst foi, em média, 7,2% maior que os resultados obtidos através de valores medidos no MA - Itiquira. A tecnologia a-Si foi a que apresentou resultados mais próximos de geração FV simulada em comparação aos dados medidos, com uma diferença percentual de -0,2%. Já a maior diferença percentual encontrada nessa comparação foi para tecnologia a-Si/μc-Si com 14,9 %.

Para o período analisado, o Desempenho Global ou a *Performance Ratio* (PR) média obtida utilizando dados medidos foi de 75,0%. Os resultados de simulação utilizando o PVSyst apontaram uma PR média de 79,0%. Para as diversas tecnologias integrantes do MA - Itiquira, a PR média obtida via dados medidos (em ordem decrescente) foi de: a-Si (79,6%), CdTe (76,1%), CIGS (75,1%), p-Si (75,0%), m-si

(72,7%) e a-Si/ μ c-Si (71,7%). Os valores de PR média obtidos por simulações via PVSyst (em ordem decrescente) foram: CIGS (80,4%), m-Si (79,4%), CdTe (79,1%), a-Si (78,5%), p-Si (78,5%) e a-Si/ μ c-Si (78,1%). Os resultados mostram que a simulação no PVSyst superestimou os valores de PR em 5,2% em relação a dados medidos. A menor diferença percentual (-1,3%) foi encontrada para a tecnologia a-Si.

O maior valor medido de produtividade em todo o período foi de 159,6 kWh/kWp e ocorreu no mês de agosto de 2015 para a tecnologia a-Si. Já a menor produtividade medida do sistema no período ocorreu para a tecnologia m-Si no mês de maio de 2016 com 109,6 kWh/kWp. A produtividade média anual do sistema obtida por simulação foi de 1.627,6 kWh/kWp e a produtividade média anual do sistema obtida através de dados medidos foi de 1.516,7 kWh/kWp. Observa-se que os resultados de produtividade (*Yield*) seguem a mesma classificação dos resultados obtidos para geração FV de cada tecnologia. As diferenças percentuais são as mesmas encontradas para a geração FV de cada tecnologia do MA – Itiquira.

Para o período analisado, o Fator de Capacidade médio obtido utilizando dados medidos foi de 17,3%. Os resultados de simulação utilizando o PVSyst apontaram um FC médio de 18,5 %. Para as diversas tecnologias integrantes do MA - Itiquira, o FC médio obtido via dados medidos (em ordem decrescente) foi de: a-Si (18,3%), CdTe (17,5%), CIGS (17,2%), p-Si (17,2%), m-si (16,7%) e a-Si/ μ c-Si (16,5%). Os valores de FC médio obtidos por simulações via PVSyst (em ordem decrescente) foram: a-Si/ μ c-Si (19,1%), CIGS (18,7%), m-Si (18,5%), CdTe (18,4%), a-Si (18,3%), e p-Si (18,3%). Os resultados mostram que a simulação no PVSyst superestimou os valores de FC em 7,2% em relação a dados medidos.

Como a PR em corrente alternada leva em consideração as perdas no sistema (perdas por queda de tensão, sujeira, eficiência do inversor, temperatura, entre outras), pode-se concluir que as diferenças encontradas entre resultados de PR oriundos das simulações e os oriundos de valores medidos em campo devem-se às diferenças entre as perdas padronizadas utilizadas pelo simulador e as perdas reais dos sistemas fotovoltaicos. A temperatura nos módulos afeta de maneira diferente as tecnologias, impactando mais as tecnologias p-si e m-si e CIGS e menos as tecnologias de silício amorfo e CdTe. Além disso, como PVSyst sintetiza a irradiação horária a partir dos dados mensais de irradiação, as diferenças encontradas entre a simulação e dados medidos

da irradiação solar (global horizontal e inclinada) podem ser justificadas pelas diferentes distribuições de irradiância.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se:

- Desenvolver uma análise econômica a partir dos resultados apresentados;
- Inserir perdas reais na simulação computacional via *PVSyst* calculadas a partir de dados coletados em campo no MA – Itiquira;
- Realizar simulações computacionais a partir da importação de dados solarimétricos de bancos de dados como NASA, NREL e INPE, por exemplo;
- Aplicar uma metodologia de preenchimento de dados solarimétricos coletados no MA – Itiquira com a finalidade de importar dados horários no *PVSyst*.

REFERÊNCIAS

- AGUIAR, R.; COLLARES-PEREIRA, M. **A simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of markov transition matrices.** Solar Energy, Vol.40, No.3, pp. 269-279. 1988.
- AGUIAR, R.; COLLARES-PEREIRA, M. **TAG: a time-dependent, autoregressive, Gaussian model for generating synthetic hourly radiation.** Solar Energy, 49, 167–174. 1992.
- BARTLETT, J.S.; CIOTTI, A.M.; DAVIS, R.F.; CULLEN, J.J. **The spectral effects of clouds on solar irradiance.** Journal of Geophysical Research, vol. 103, pp. 31017-31031. 1998.
- BHATTACHARYA, T.; CHAKRABORTY, A. K.; KAUSHIK, P. **Effects of Ambient Temperature and Wind Speed on Performance of Monocrystalline Solar Photovoltaic Module in Tripura, India.** Journal of Solar Energy. Vol. 2014 (2014), 5 pp. 2014.
- BURGER, B.; RÜTHER, R. **Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature.** Solar Energy. Issue 1, v.80, p.32-45, 2006.
- COLLE, S.; PEREIRA, E.B. **Atlas de Radiação Solar do Brasil - INMET/LABSOLAR/CEPTEC/INPE.** 2000.
- COULSON, K.L. **Solar and Terrestrial Radiation.** Academic, San Francisco, 1975.
- CRESESEB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CEPEL- CRESESEB. Rio de Janeiro - Brasil, 2014.
- EL CHAAR, L.; LAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews.** Issue 5, v.15, p.2165-2175, 2011
- FRAUNHOFER, **Institute for Solar Energy Systems ISE.** 2016 Disponível em: < <https://www.ise.fraunhofer.de/>>
- FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.** Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Industrial, Departamento de Eletrotécnica, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2008.
- GRUBER, A. **Determination of the Earth-Atmosphere Radiation Budget from NOAA Satellite Data,** National Environmental Satellite Service, Washington, 1978.

GUEYMARD, C. A.; MYERS, D.; EMERY, K. **Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing.** Solar Energy. Issue 6, v.73, p.443-467. 2002

ISHII, T.; OTANI, K.; TAKASHIMA, T.; XUE, Y. **Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Issue 4, v.21, p.481-489, 2013.

KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M.; KAVADIAS, K. A. **Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece.** Renewable Energy, v. 66, p. 612-624. 2014.

LACCHINI, C.; RÜTHER, R. **The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil.** Renewable Energy, v. 83, p. 786-798. 2015.

LIU, H.; NOBRE, A. M.; YANG D.; YE J. Y.; MARTINS, F. R.; RUTHER, R.; REINDL, T.; ABERLE, A. G.; PETERS, I. M. **The Impact of Haze on Performance Ratio and Short-Circuit Current of PV Systems in Singapore.** IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS, VOL. 4, NO. 6, 2014.

MARION, B.; ADELSTEIN, J.; BOYLE, K.; HAYDEN, H.; HAMMOND, B.; FLETCHER, T.; CANADA, B.; NARANG, D.; SHUGAR, D.; WENGER, H.; KIMBER, A.; MITCHELL, L.; RICH, G.; TOWNSEND, T. **Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems.** 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition. Lake Buena Vista, Florida, 2005.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ECHER, M. P. S. **Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geoestacionário: o Projeto Swera.** Rev. Bras. Ensino Fís. [online]. vol.26, n.2, pp.145-159. 2004.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. **Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA Project.** Solar Energy, Vol. 81, Issue 4, Pp 517-528. 2007.

MARZO, A.; TRIGO-GONZALEZ, J.; ALONSO-MONTESINOS, M.; MARTÍNEZ-DURBÁN, G.; LÓPEZ, P.; FERRADA, E.; FUENTEALBA, M.; CORTÉS, F. J. **Batiles, Daily global solar radiation estimation in desert areas using daily extreme temperatures and extraterrestrial radiation.** Renewable Energy, Volume 113, 2017.

NREL. **Glossary of solar radiation resource terms: National Renewable Energy Laboratory.** 2017. Disponível em <<https://www.nrel.gov>>

PALTRIDGE, G. W.; PLATT, C. M. R. **Radiative processes in meteorology and climatology.** 6th ed. Amsterdam: Elsevier, 1976.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. D.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. D.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. D. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, 2ª ed.: INPE. São José dos Campos - SP. 2017.

PVSyst, 2017. **Software de dimensionamento fotovoltaico.** Modelo 6.64, 2017. Disponível em: <www.pvsyst.com>

QASEM, H.; BETTS, T. R.; MÜLLEJANS, H.; ALBUSAIRI, H.; GOTTSCHALG, R. **Dust-induced shading on photovoltaic modules.** Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 2012.

RAMPINELLI, G. A. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

REICH, N.; VAN SARK, W.; ALSEMA, E.; KAN, S.; SILVESTER, S.; DER, A. V.; HEIDE, R. L.; SCHROPP, R. **Weak light performance and spectral response of different solar cell types.** In: 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Spain. 2005.

REN21, **Renewables Global Status Report.** 2014.

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos LABSOLAR/UFSC.** Florianópolis - Brasil, 2004.

RÜTHER, R.; NASCIMENTO, L.; JUNIOR, J. U.; PFITSCHER, P.; VIANA, T. **Performance assessment of a microcrystalline Si PV installation in a warm climate.** In: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu -HI, EUA, v.1. p. 4. 2010.

RÜTHER, R.; ZILLES, R. **Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil.** Energy Policy, vol. 39, Issue 3, pp, 1027-1030. 2011.

RÜTHER, R.; KLEISS, G.; REICHE, K. **Spectral effects on amorphous silicon solar module fill factors.** Solar Energy Materials and Solar Cells. Issue 3, v.71, p.375-385, 2002.

SCHWANDT, M.; CHHATBAR, K.; MEYER, R.; FROSS, K.; MITRA, I.; VASHISTHA, R.; GIRIDHAR, G.; GOMATHINAYAGAM, S.; KUMAR, A. **Development and test of gap filling procedures for solar radiation data of the Indian SRRA measurement network.** Energy Procedia. 2013.

SELLERS, W.D. **Physical Climatology**, University of Chicago, Chicago, 1965.

SILVEIRA, J. L.; TUNA, C. E.; LAMAS, W. D. Q. **The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 20, pp 133-141. 2013.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. **On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations**. Solar Energy. Issue 5, v.83, p.614-624, 2009.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. **Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations**. Renewable Energy. Issue 1, v.34, p.23-29, 2009.

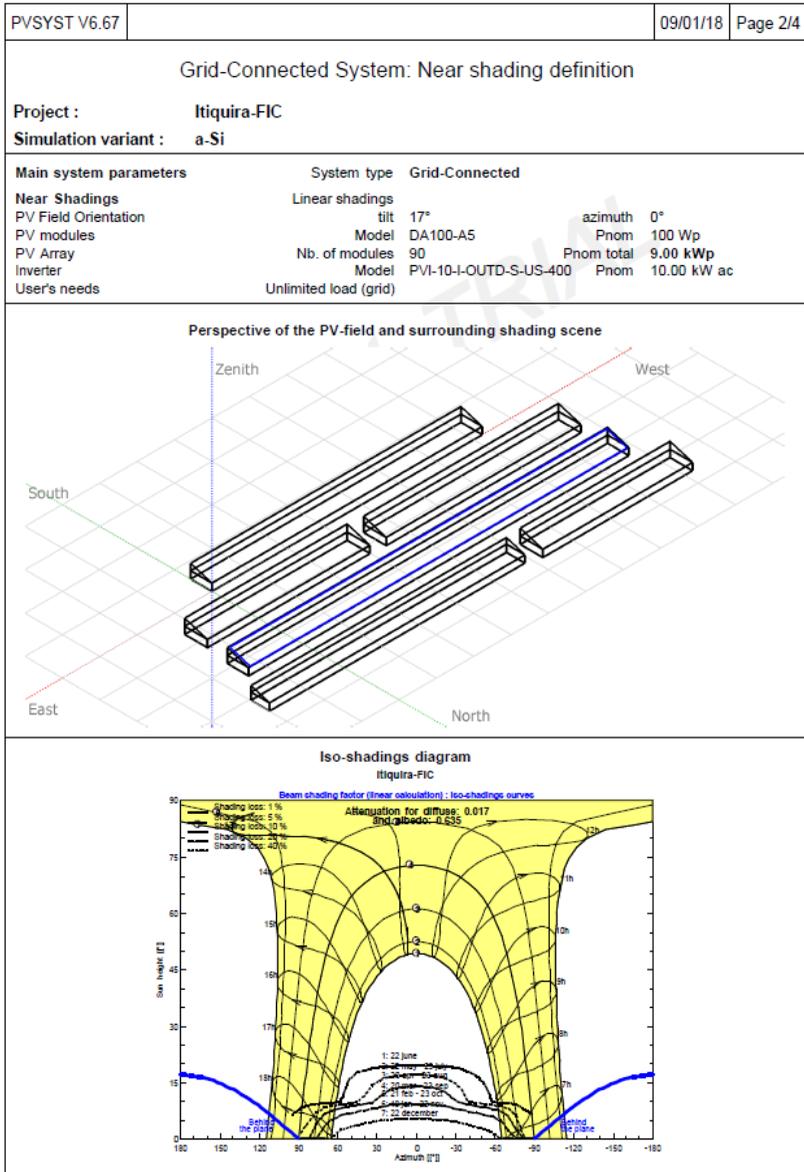
SOLARGIS. **GeoModel Solar**, 2015. Disponível em <www.solargis.info>.

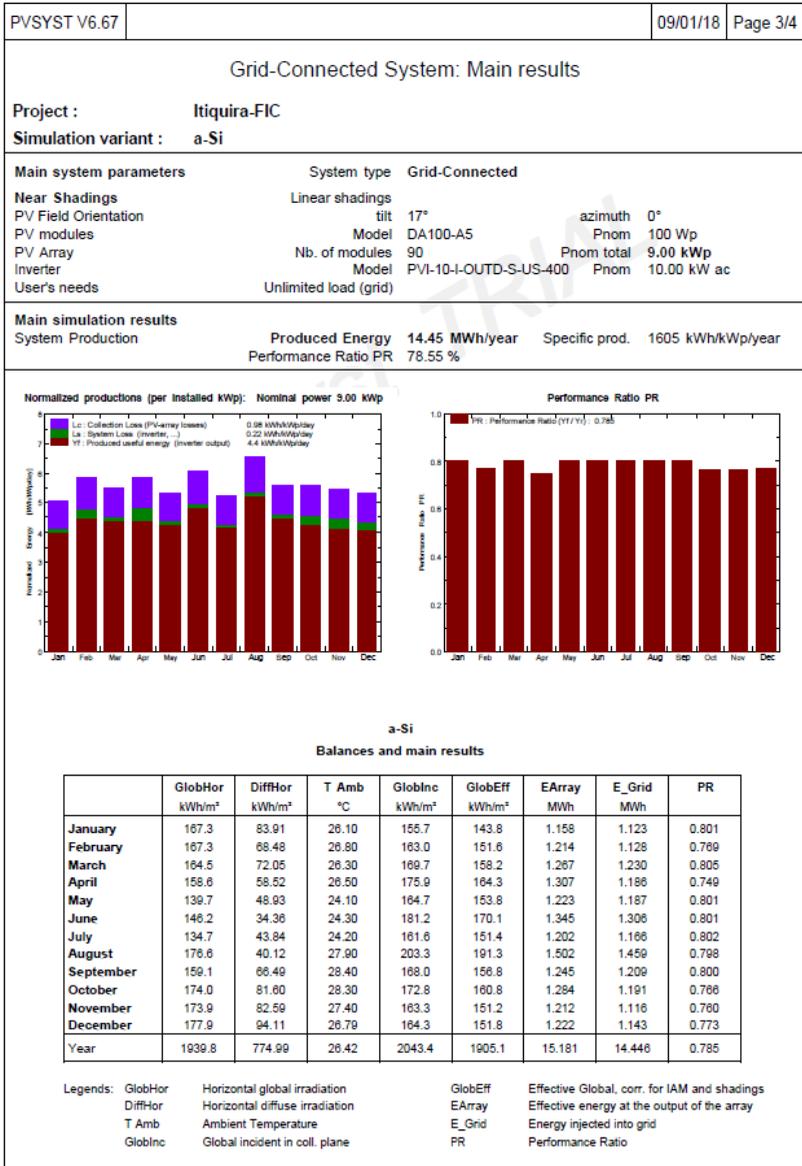
VIANA, T. D. S. **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

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

APÊNDICE A – Relatório gerado pelo PVSyst

PVSYST V6.67		09/01/18	Page 1/4																																	
Grid-Connected System: Simulation parameters																																				
Project : Itiquira-FIC																																				
Geographical Site	Itiquira	Country	Brazil																																	
Situation	Latitude -17.20° S	Longitude	-54.15° W																																	
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	522 m																																	
Meteo data:	Albedo 0.20	Itiquira Itiquira-FIC - Synthetic																																		
Simulation variant : a-Si																																				
	Simulation date	09/01/18 14h26																																		
Simulation parameters																																				
Collector Plane Orientation	Tilt 17°	Azimuth	0°																																	
Models used	Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteorom																																	
Horizon	Free Horizon																																			
Near Shadings	Linear shadings																																			
PV Array Characteristics																																				
PV module	a-Si:H single	Model	DA100-A5																																	
Original PV/syst database	Manufacturer	DuPont Apollo																																		
Number of PV modules	In series	5 modules	In parallel 18 strings																																	
Total number of PV modules	Nb. modules	90	Unit Nom. Power 100 Wp																																	
Array global power	Nominal (STC)	9.00 kWp	At operating cond. 8.48 kWp (50°C)																																	
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	341 V	I mpp 25 A																																	
Total area	Module area	141 m²	Cell area 131 m²																																	
Inverter																																				
Custom parameters definition	Model	PVI-10-I-OUTD-S-US-400																																		
Characteristics	Manufacturer	Power-One																																		
Inverter pack	Operating Voltage	120-600 V	Unit Nom. Power 10.0 kWac																																	
	Nb. of inverters	1 units	Total Power 10.0 kWac																																	
PV Array loss factors																																				
Array Soiling Losses	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Jan.</th> <th>Feb.</th> <th>Mar.</th> <th>Apr.</th> <th>May</th> <th>June</th> <th>July</th> <th>Aug.</th> <th>Sep.</th> <th>Oct.</th> <th>Nov.</th> <th>Dec.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3.0%</td> </tr> </tbody> </table>												Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.																									
3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%																									
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K					Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																												
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	223 mOhm					Loss Fraction	1.5 % at STC																												
Serie Diode Loss	Voltage Drop	0.7 V					Loss Fraction	0.2 % at STC																												
Module Quality Loss							Loss Fraction	2.5 %																												
Module Mismatch Losses							Loss Fraction	0.8 % at MPP																												
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)																																		
							bo Param.	0.05																												
Unavailability of the system		7.3 days, 5 periods					Time fraction	2.0 %																												
User's needs :	Unlimited load (grid)																																			





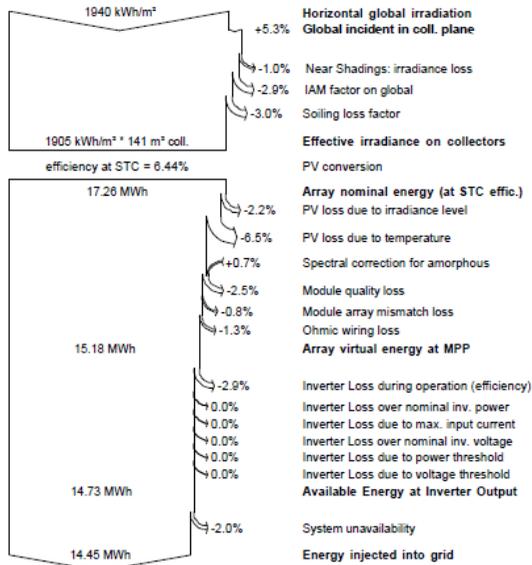
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : Itiquira-FIC

Simulation variant : a-Si

Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	DA100-A5	Pnom 100 Wp
PV Array	Nb. of modules	90	Pnom total 9.00 kWp
Inverter	Model	PVI-10-I-OUTD-S-US-400	Pnom 10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Loss diagram over the whole year

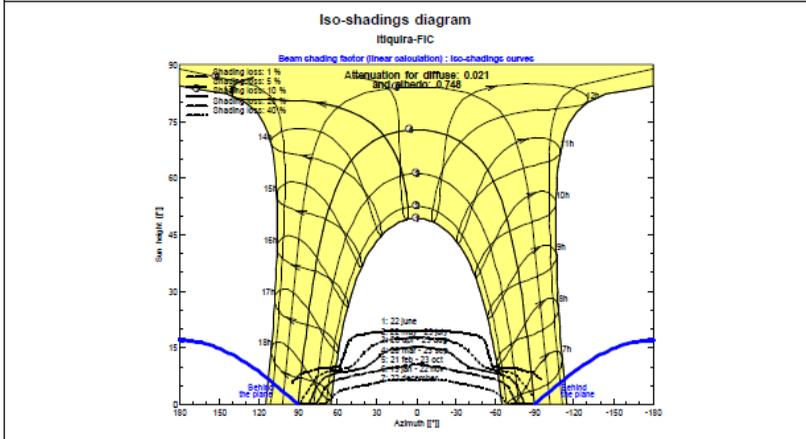
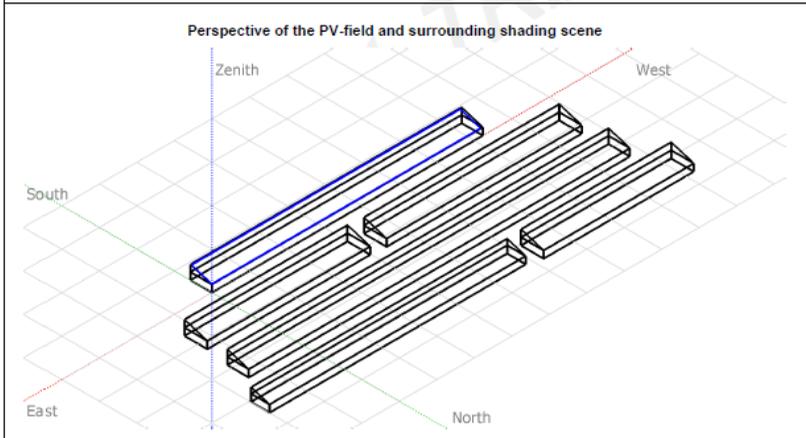


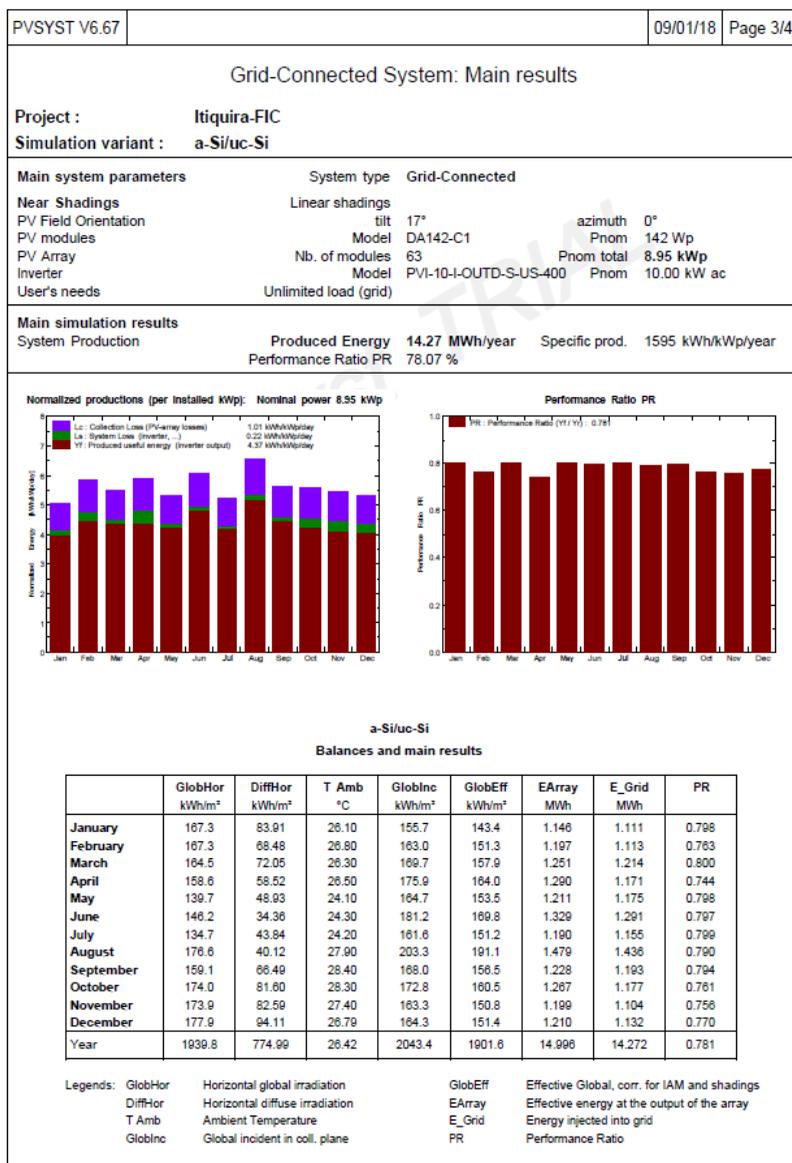
PVSYST V6.67		09/01/18	Page 1/4									
Grid-Connected System: Simulation parameters												
Project :	Itiquira-FIC											
Geographical Site	Itiquira	Country	Brazil									
Situation	Latitude	-17.20° S	Longitude	-54.15° W								
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	522 m								
	Albedo	0.20										
Meteo data:	Itiquira	Itiquira-FIC - Synthetic										
Simulation variant :	a-Si/uc-Si											
	Simulation date	08/01/18 18h13										
Simulation parameters												
Collector Plane Orientation	Tilt	17°	Azimuth	0°								
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonom								
Horizon	Free Horizon											
Near Shadings	Linear shadings											
PV Array Characteristics												
PV module	uCSI-aSi:H	Model	DA142-C1									
Custom parameters definition	Manufacturer	DuPont Apollo										
Number of PV modules	In series	3 modules	In parallel	21 strings								
Total number of PV modules	Nb. modules	63	Unit Nom. Power	142 Wp								
Array global power	Nominal (STC)	8.95 kWp	At operating cond.	8.25 kWp (50°C)								
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	321 V	I mpp	26 A								
Total area	Module area	98.5 m²	Cell area	91.5 m²								
Inverter												
Custom parameters definition	Manufacturer	Power-One										
Characteristics	Operating Voltage	120-600 V	Unit Nom. Power	10.0 kWac								
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	10.0 kWac								
PV Array loss factors												
Array Soiling Losses	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Thermal Loss factor	Uc (const)		29.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.		207 mOhm		Loss Fraction		1.5 % at STC					
Series Diode Loss	Voltage Drop		0.7 V		Loss Fraction		0.2 % at STC					
Module Quality Loss					Loss Fraction		2.5 %					
Module Mismatch Losses					Loss Fraction		0.8 % at MPP					
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.		0.05					
Unavailability of the system	7.3 days, 5 periods				Time fraction		2.0 %					
User's needs :	Unlimited load (grid)											

Grid-Connected System: Near shading definition

Project : Itiquira-FIC
Simulation variant : a-Si/uc-Si

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth	0°
PV modules	Model	DA142-C1	Pnom	142 Wp
PV Array	Nb. of modules	63	Pnom total	8.95 kWp
Inverter	Model	PVI-10-I-OUTD-S-US-400	Pnom	10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			



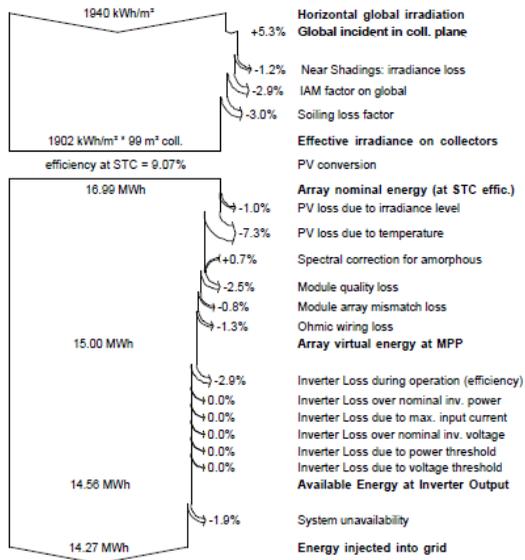


Grid-Connected System: Loss diagram

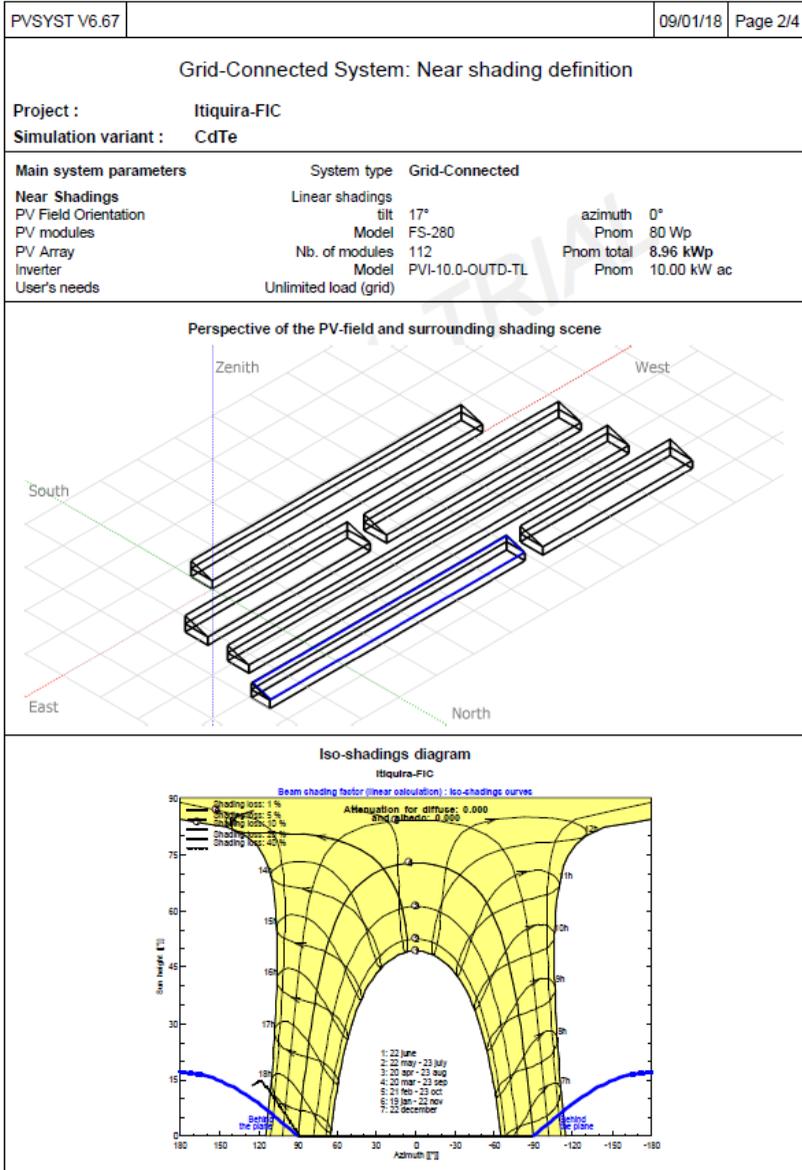
Project : Itiquira-FIC
Simulation variant : a-Si/uc-Si

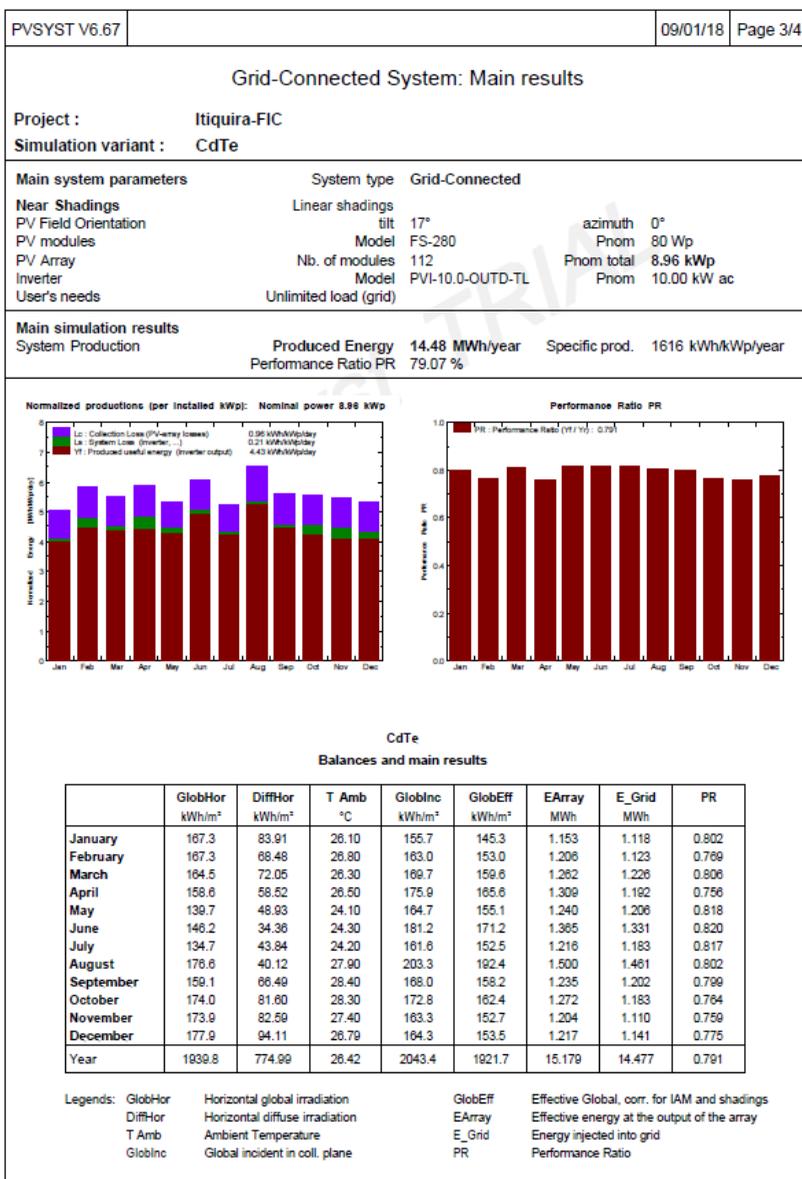
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	17° azimuth 0°
PV modules	Model	DA142-C1 Pnom 142 Wp
PV Array	Nb. of modules	63 Pnom total 8.95 kWp
Inverter	Model	PVI-10-I-OUTD-S-US-400 Pnom 10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.67											09/01/18	Page 1/4				
Grid-Connected System: Simulation parameters																
Project : Itiquira-FIC																
Geographical Site			Itiquira				Country		Brazil							
Situation			Latitude		-17.20° S		Longitude		-54.15° W							
Time defined as			Legal Time		Time zone UT-3		Altitude		522 m							
Meteo data:			Albedo		0.20		Itiquira					Itiquira-FIC - Synthetic				
Simulation variant : CdTe																
										Simulation date		09/01/18 13h30				
Simulation parameters																
Collector Plane Orientation				Tilt		17°		Azimuth		0°						
Models used				Transposition		Perez		Diffuse		Perez, Meteorom						
Horizon				Free Horizon												
Near Shadings				Linear shadings												
PV Array Characteristics																
PV module			CdTe		Model		FS-280									
Original PV/syst database			Manufacturer		First solar											
Number of PV modules			In series		8 modules								In parallel		14 strings	
Total number of PV modules			Nb. modules		112								Unit Nom. Power		80 Wp	
Array global power			Nominal (STC)		8.96 kWp		At operating cond.					8.39 kWp (50°C)				
Array operating characteristics (50°C)			U mpp		551 V		l mpp					15 A				
Total area			Module area		80.6 m²		Cell area					69.6 m²				
Inverter																
Custom parameters definition			Model		PVI-10,0-OUTD-TL											
Characteristics			Manufacturer		Power-One											
Inverter pack			Operating Voltage		250-850 V		Unit Nom. Power		10.0 kWac							
			Nb. of inverters		1 units		Total Power		10.0 kWac							
PV Array loss factors																
Array Soiling Losses																
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.				
	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%				
Thermal Loss factor				Uc (const)		29.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss				Global array res.		609 mOhm		Loss Fraction		1.5 % at STC						
Serie Diode Loss				Voltage Drop		0.7 V		Loss Fraction		0.1 % at STC						
Module Quality Loss												Loss Fraction		2.5 %		
Module Mismatch Losses												Loss Fraction		0.8 % at MPP		
Incidence effect, ASHRAE parametrization				IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.					0.05			
Unavailability of the system				7.3 days, 5 periods				Time fraction		2.0 %						
User's needs :																
Unlimited load (grid)																



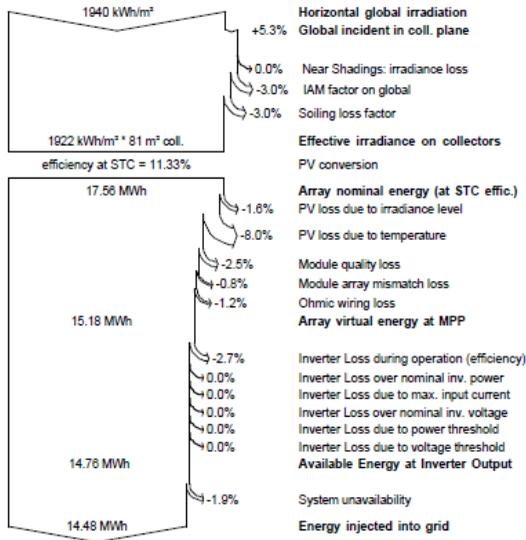


Grid-Connected System: Loss diagram

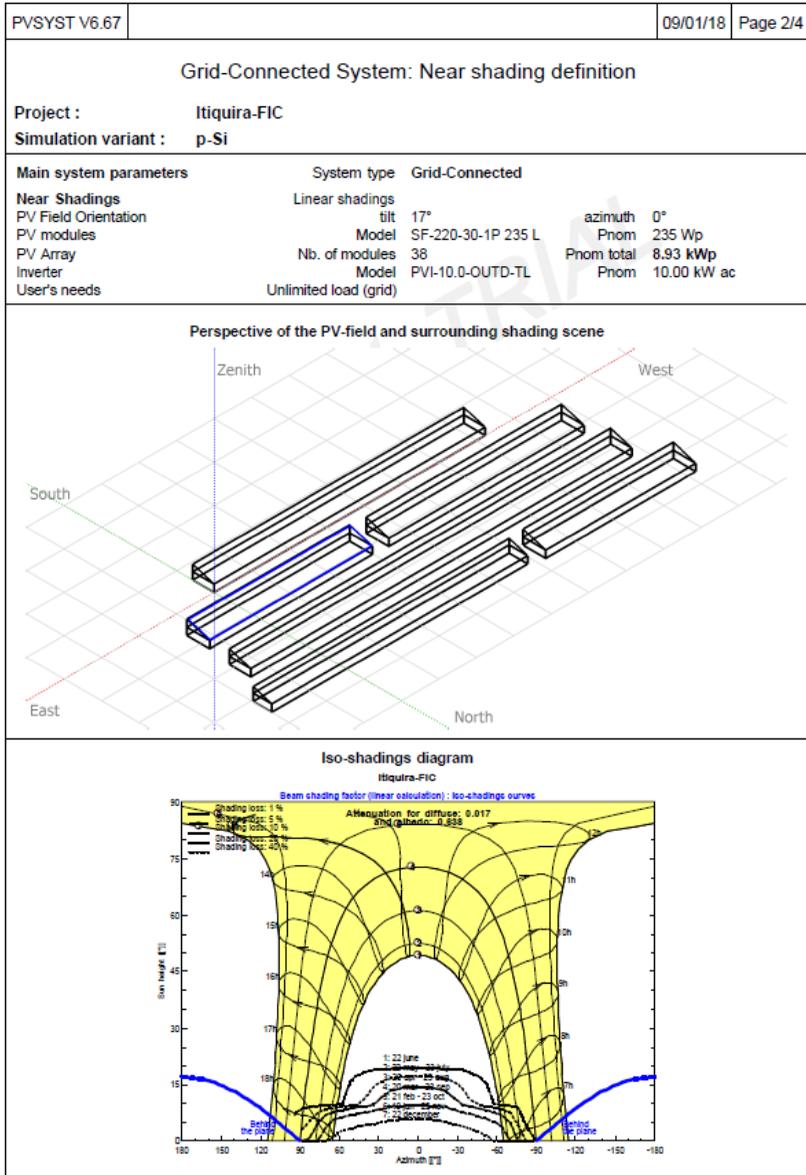
Project : Itiquira-FIC
Simulation variant : CdTe

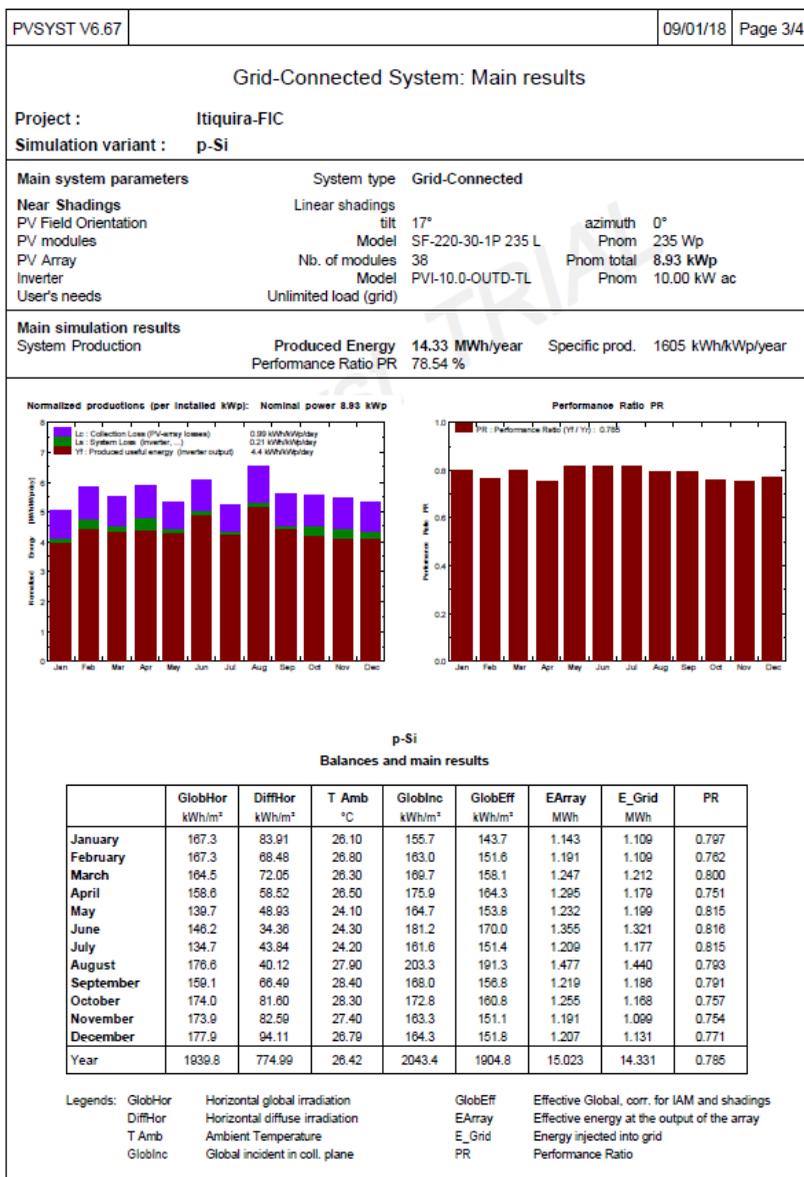
Main system parameters	System type	Grid-Connected
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	17° azimuth 0°
PV modules	Model	FS-280 Pnom 80 Wp
PV Array	Nb. of modules	112 Pnom total 8.96 kWp
Inverter	Model	PVI-10.0-OUTD-TL Pnom 10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Loss diagram over the whole year



PVSYST V6.67		09/01/18	Page 1/4								
Grid-Connected System: Simulation parameters											
Project : Itiquira-FIC											
Geographical Site		Itiquira	Country Brazil								
Situation		Latitude -17.20° S	Longitude -54.15° W								
Time defined as		Legal Time Time zone UT-3	Altitude 522 m								
Meteo data:		Itiquira	Itiquira-FIC - Synthetic								
Simulation variant : p-Si											
		Simulation date	09/01/18 13h30								
Simulation parameters											
Collector Plane Orientation		Tilt 17°	Azimuth 0°								
Models used		Transposition Perez	Diffuse Perez, Meteornorm								
Horizon		Free Horizon									
Near Shadings		Linear shadings									
PV Array Characteristics											
PV module		Si-poly	Model SF-220-30-1P 235 L								
Original PV/syst database		Manufacturer	Hanwha SolarOne								
Number of PV modules		In series	19 modules								
Total number of PV modules		Nb. modules	38								
Array global power		Nominal (STC)	8.93 kWp								
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	502 V								
Total area		Module area	62.8 m ²								
			In parallel 2 strings								
			Unit Nom. Power 235 Wp								
			At operating cond. 7.93 kWp (50°C)								
			l mpp 16 A								
			Cell area 55.5 m ²								
Inverter											
Custom parameters definition		Model	PVI-10.0-OUTD-TL								
Characteristics		Manufacturer	Power-One								
Inverter pack		Operating Voltage	250-850 V								
		Nb. of inverters	1 units								
		Unit Nom. Power	10.0 kWac								
		Total Power	10.0 kWac								
PV Array loss factors											
Array Soiling Losses											
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Thermal Loss factor		Uc (const)	29.0 W/m ² K		Uv (wind)	0.0 W/m ² K / m/s					
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	536 mOhm		Loss Fraction	1.5 % at STC					
Series Diode Loss		Voltage Drop	0.7 V		Loss Fraction	0.1 % at STC					
Module Quality Loss						Loss Fraction	-0.8 %				
Module Mismatch Losses						Loss Fraction	1.0 % at MPP				
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.	0.05				
Unavailability of the system		7.3 days, 5 periods				Time fraction	2.0 %				
User's needs :		Unlimited load (grid)									



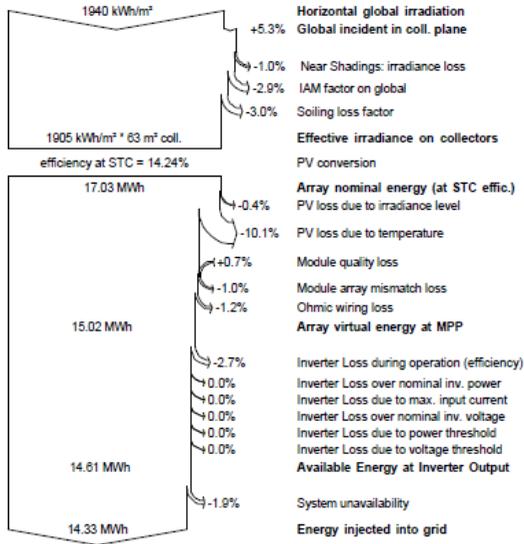


Grid-Connected System: Loss diagram

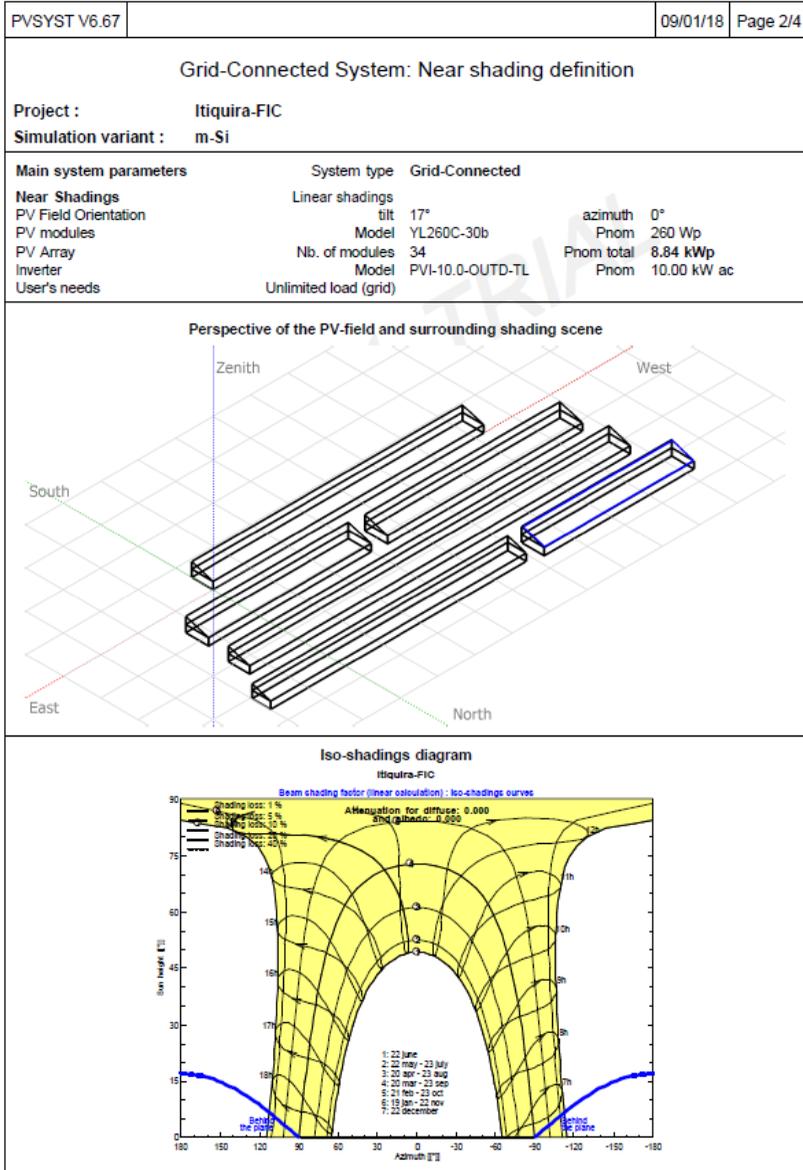
Project : Itiquira-FIC
Simulation variant : p-Si

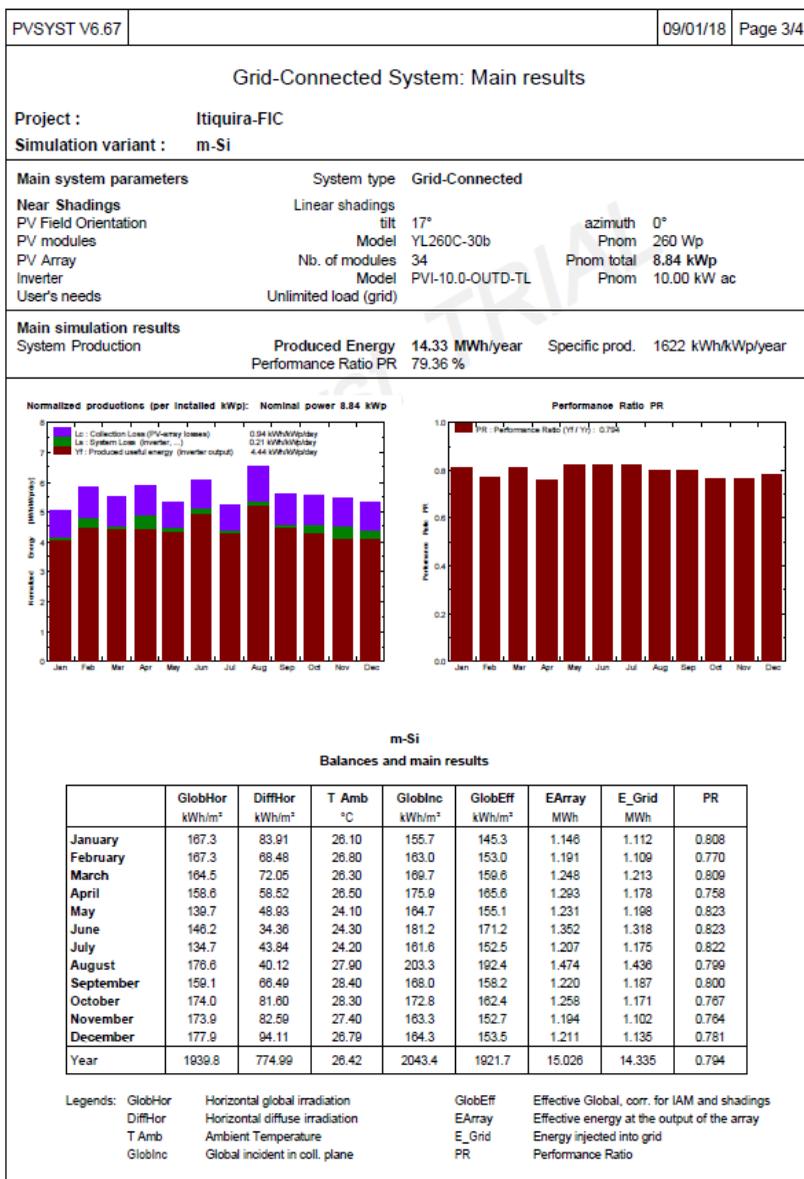
Main system parameters	System type	Grid-Connected	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth 0°
PV modules	Model	SF-220-30-1P 235 L	Pnom 235 Wp
PV Array	Nb. of modules	38	Pnom total 8.93 kWp
Inverter	Model	PVI-10.0-OUTD-TL	Pnom 10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

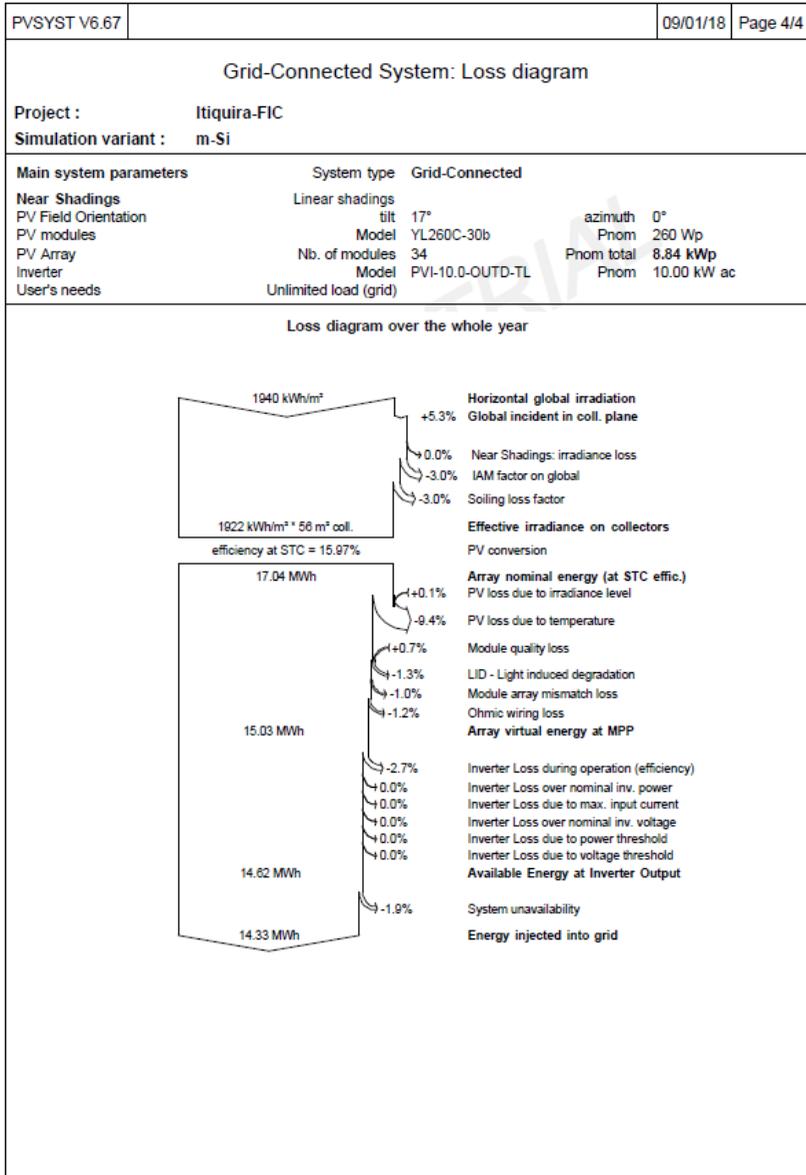
Loss diagram over the whole year



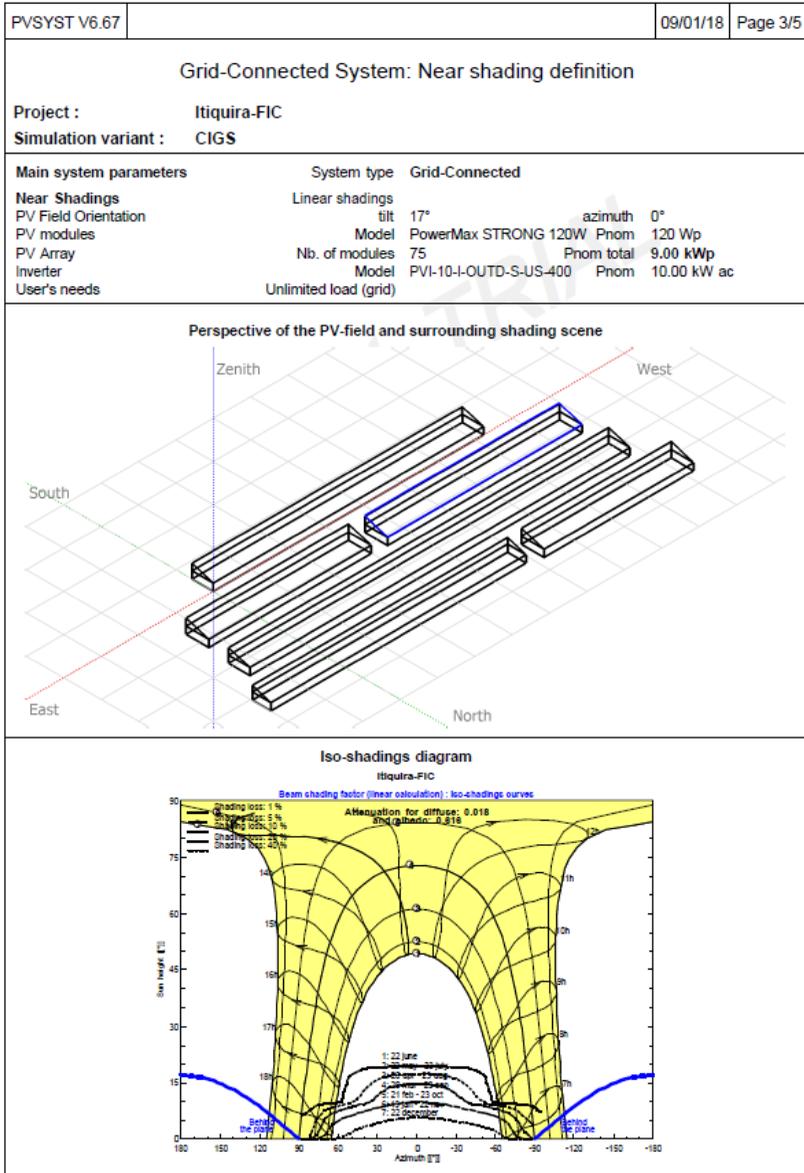
PVSYST V6.67		09/01/18		Page 1/4							
Grid-Connected System: Simulation parameters											
Project : Itiquira-FIC											
Geographical Site		Itiquira		Country Brazil							
Situation		Latitude -17.20° S		Longitude -54.15° W							
Time defined as		Legal Time Time zone UT-3		Altitude 522 m							
Meteo data:		Itiquira		Itiquira-FIC - Synthetic							
Simulation variant : m-Si											
		Simulation date		09/01/18 13h31							
Simulation parameters											
Collector Plane Orientation		Tilt 17°		Azimuth 0°							
Models used		Transposition Perez		Diffuse Perez, Meteorom							
Horizon		Free Horizon									
Near Shadings		Linear shadings									
PV Array Characteristics											
PV module		Si-mono		Model YL260C-30b							
Custom parameters definition		Manufacturer		Yingli Panda							
Number of PV modules		In series		17 modules							
Total number of PV modules		Nb. modules		34							
Array global power		Nominal (STC)		8.84 kWp							
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		472 V							
Total area		Module area		55.5 m ²							
				In parallel 2 strings							
				Unit Nom. Power 260 Wp							
				At operating cond. 7.92 kWp (50°C)							
				I mpp 17 A							
				Cell area 49.6 m ²							
Inverter		Model		PVI-10,0-OUTD-TL							
Custom parameters definition		Manufacturer		Power-One							
Characteristics		Operating Voltage		250-850 V							
Inverter pack		Nb. of inverters		1 units							
				Unit Nom. Power 10.0 kWac							
				Total Power 10.0 kWac							
PV Array loss factors											
Array Soiling Losses											
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Thermal Loss factor		Uc (const)		29.0 W/m ² K		Uv (wind)		0.0 W/m ² K / m/s			
Wiring Ohmic Loss		Global array res.		472 mOhm		Loss Fraction		1.5 % at STC			
Serie Diode Loss		Voltage Drop		0.7 V		Loss Fraction		0.1 % at STC			
LID - Light Induced Degradation						Loss Fraction		1.3 %			
Module Quality Loss						Loss Fraction		-0.8 %			
Module Mismatch Losses						Loss Fraction		1.0 % at MPP			
Incidence effect, ASHRAE parametrization		IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.		0.05			
Unavailability of the system		7.3 days, 5 periods				Time fraction		2.0 %			
User's needs :		Unlimited load (grid)									

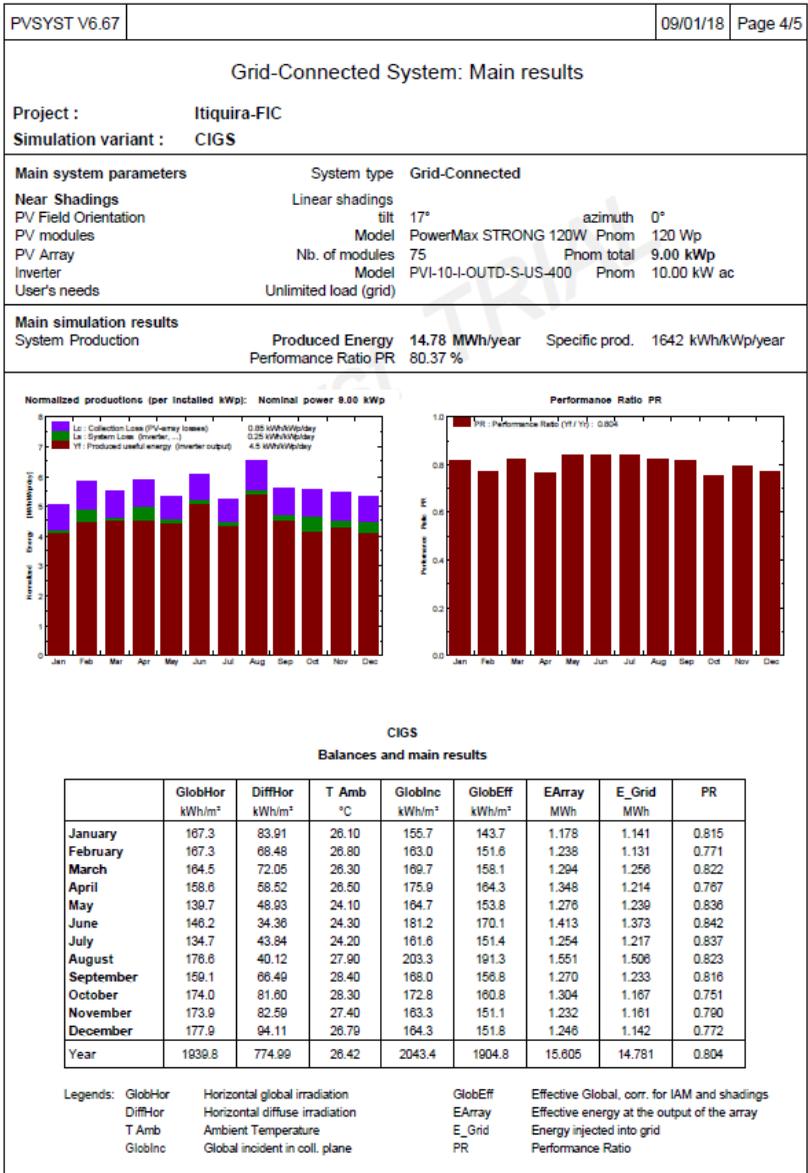


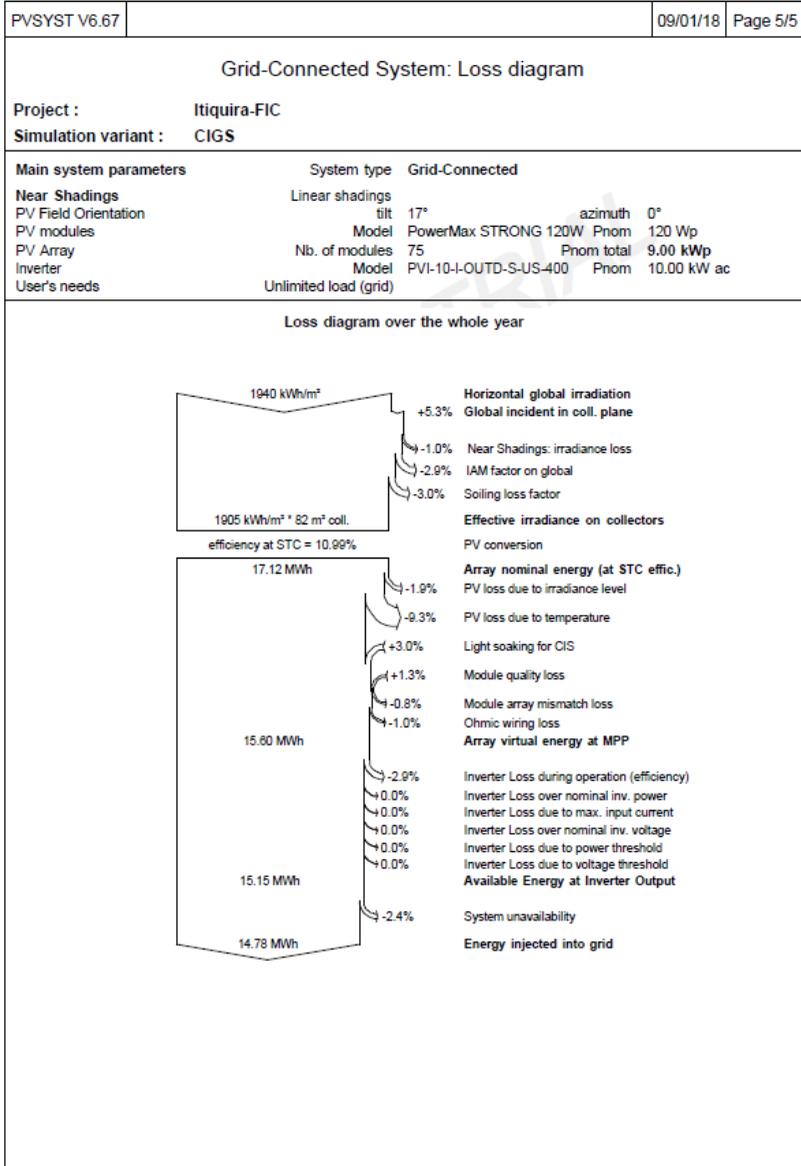




PVSYST V6.67											09/01/18	Page 1/5
Grid-Connected System: Simulation parameters												
Project :	Itiquira-FIC											
Geographical Site	Itiquira				Country				Brazil			
Situation	Latitude		-17.20° S		Longitude		-54.15° W					
Time defined as	Legal Time		Time zone UT-3		Altitude		522 m					
Meteo data:	Albedo		0.20		Itiquira		Itiquira-FIC - Synthetic					
Simulation variant :	CIGS											
	Simulation date		09/01/18 14h44									
Simulation parameters												
Collector Plane Orientation	Tilt		17°				Azimuth		0°			
Models used	Transposition		Perez				Diffuse		Perez, Meteornom			
Horizon	Free Horizon											
Near Shadings	Linear shadings											
PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)												
PV module	CIS		Model		PowerMax STRONG 120W							
Custom parameters definition	Manufacturer		Avancis									
Sub-array "Sub-array #1"												
Number of PV modules	In series		7 modules		In parallel		3 strings					
Total number of PV modules	Nb. modules		21		Unit Nom. Power		120 Wp					
Array global power	Nominal (STC)		2520 Wp		At operating cond.		2273 Wp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)	U mpp		274 V		I mpp		8.3 A					
Sub-array "Sub-array #2"												
Number of PV modules	In series		9 modules		In parallel		6 strings					
Total number of PV modules	Nb. modules		54		Unit Nom. Power		120 Wp					
Array global power	Nominal (STC)		6.48 kWp		At operating cond.		5.84 kWp (50°C)					
Array operating characteristics (50°C)	U mpp		353 V		I mpp		17 A					
Total	Arrays global power		Nominal (STC)		9 kWp		Total		75 modules			
	Module area		81.8 m ²									
Inverter	Model		PVI-10-I-OUTD-S-US-400									
Custom parameters definition	Manufacturer		Power-One									
Characteristics	Operating Voltage		120-600 V				Unit Nom. Power		10.0 kWac			
Sub-array "Sub-array #1"	Nb. of inverters		1 * MPPT 35 %		Total Power		3.5 kWac					
Sub-array "Sub-array #2"	Nb. of inverters		1 * MPPT 65 %		Total Power		6.5 kWac					
Total	Nb. of inverters		1		Total Power		10 kWac					
PV Array loss factors												
Array Soiling Losses												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
Thermal Loss factor	Uc (const)		29.0 W/m ² K				Uv (wind)		0.0 W/m ² K / m/s			
Light soaking (with CIS/CIGS technology)	Gain Fraction		3.0 %									
Wiring Ohmic Loss												
	Array#1		528 mOhm				Loss Fraction		1.5 % at STC			
	Array#2		340 mOhm				Loss Fraction		1.5 % at STC			
	Global						Loss Fraction		1.5 % at STC			
Module Quality Loss												
Module Mismatch Losses												
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)				Loss Fraction		0.8 % at MPP			
	bo Param.		0.05									
Unavailability of the system	7.3 days, 5 periods						Time fraction		2.0 %			







ANEXO A – Informações detalhadas dos módulos fotovoltaicos extraídas dos catálogos dos fabricantes

DuPont Apollo A Series Thin Film Modules



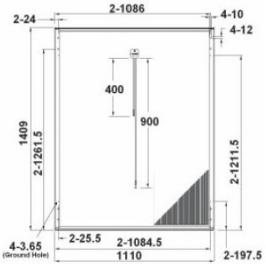
- High Energy Yields
- Stable Power Output
- Robust Encapsulation
- Easy Mounting

Product Specification

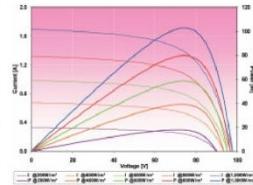
Model	DA100	DA102	DA105	DA107	DA110
Technology	Amorphous Silicon (Single Junction)				
Mechanical Characteristics					
Dimensions	L 1409 x W 1110 x T 35 mm				
Weight	20 kg				
Front Cover	4.0 mm TCO Glass				
Encapsulant	EVA				
Back Cover	Backsheet				
Frame	Aluminium				
Electrical characteristics					
At Standard Test Conditions (STC)					
Nominal power output (Pmp)	100W	102W	105W	107W	110W
Voltage at Pm point (Vmp)	72V	73V	74V	74V	75V
Current at Pm point (Imp)	1.38A	1.41A	1.43A	1.44A	1.47A
Open circuit voltage (Voc)	97V	98V	99V	99V	100V
Short circuit current (Isc)	1.77A	1.78A	1.80A	1.81A	1.82A
Open circuit voltage, Initial (Voc, initial)	102V	102V	103V	104V	105V
Short circuit current, Initial (Isc, initial)	1.88A	1.90A	1.91A	1.91A	1.92A
At Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)					
Nominal power output (Pmp)	75W	76W	78W	80W	82W
Voltage at Pm point (Vmp)	67V	67V	68V	69V	70V
Current at Pm point (Imp)	1.12A	1.13A	1.14A	1.16A	1.17A
Open circuit voltage (Voc)	90V	90V	91V	92V	93V
Short circuit current (Isc)	1.42A	1.43A	1.45A	1.45A	1.47A
Temperature Characteristics at 1000W/m², AM 1.5					
α Temperature coefficient of Isc	+ 0.09% /°C				
β Temperature coefficient of Voc	- 0.30% /°C				
γ Temperature coefficient of Pmp	- 0.25% /°C				
Operating Conditions					
Operating temperature	-40 – +85 °C				
Maximum mechanical load (front / back)	2400 / 2400 N/m ²				
Maximum system voltage	1000 V (IEC) / 600 V (UL)				
Maximum reverse current overload	3A				
Connector	MC4 Compatible				
Cable size	2.5 mm ²				
Cable length	400 mm, 900 mm				
Standard Guarantees and Certifications					
Product warranty	5 years				
Performance warranty	90% of nominal power for 10 years 80% of nominal power for 25 years				
Certifications	IEC 61646 / IEC 61730 / UL1703 / ULC1703				
Packaging Details					
Packaging unit	29 modules per pallet				
Dimensions (L x W x H)	L 1436 x W 1117 x H 1275 mm				
Storage	928 modules (32 pallets) in 40' HQ container				

Above electrical data represents stabilized module performance, unless specified otherwise.
 Pmp at STC is subject to tolerance of +/- 5%.
 Initial Pmp is approximately 18-22% higher than stabilized Pmp.
 STC: 1000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C.
 NOCT: 43.4 ± 0.2°C, 800 W/m², AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

Module Outline



Electrical Characteristics for DA100 at 25°C



Authorized Distributor:

All data may be subjected to change without prior notice. Please consult with your sales representative for the exact product specifications of the actual shipment.

Copyright © 2011 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. Please visit us at www.apollo.dupont.com



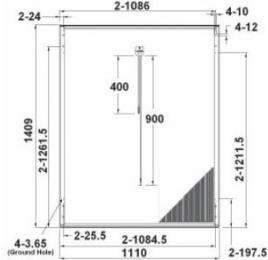
DuPont Apollo C Series Thin Film Modules

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

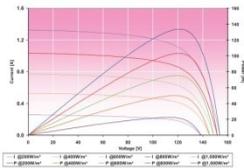
Product Specification

Model	DA130	DA133	DA135	DA139	DA142	DA145	DA148	DA151	DA154
Technology	Amorphous / Microcrystalline Silicon (Tandem Junction)								
Mechanical Characteristics									
Dimensions	L 1409 x W 1110 x T 35 mm								
Weight	29 kg								
Front Cover	4.0 mm TCO Glass								
Encapsulant	EVA								
Back Cover	Backsheet								
Frame	Aluminium								
Electrical Characteristics									
At Standard Test Conditions (STC)									
Nominal power output (Pmp)	130W	133W	136W	139W	142W	145W	148W	151W	154W
Voltage at Pmp (Vmp)	114V	116V	117V	118V	119V	121V	122V	123V	124V
Current at Pm point (Imp)	1.14A	1.16A	1.17A	1.18A	1.19A	1.20A	1.22A	1.23A	1.24A
Open circuit voltage (Voc)	154V	155V	156V	156V	157V	157V	158V	158V	159V
Short circuit current (Isc)	1.40A	1.41A	1.41A	1.42A	1.42A	1.43A	1.43A	1.44A	1.44A
Open circuit voltage, initial (Voc, initial)	158V	159V	159V	160V	161V	161V	162V	162V	163V
Short circuit current, initial (Isc, initial)	1.42A	1.43A	1.43A	1.44A	1.44A	1.45A	1.45A	1.46A	1.46A
At Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)									
Nominal power output (Pmp)	97W	99W	101W	103W	105W	107W	110W	112W	114W
Voltage at Pm point (Vmp)	105V	107V	108V	109V	110V	111V	112V	114V	115V
Current at Pm point (Imp)	0.92A	0.93A	0.94A	0.95A	0.96A	0.97A	0.98A	0.98A	0.99A
Open circuit voltage (Voc)	142V	143V	143V	144V	145V	145V	146V	146V	148V
Short circuit current (Isc)	1.13A	1.14A	1.14A	1.14A	1.15A	1.15A	1.16A	1.16A	1.17A
Temperature Characteristics at 1000 W/m², AM 1.5									
α Temperature coefficient of Isc	- 0.09% / °C								
β Temperature coefficient of Voc	- 0.35% / °C								
γ Temperature coefficient of Pmp	- 0.30% / °C								
Operating Conditions									
Operating temperature	- 40 ~ + 85 °C								
Maximum mechanical load (front / back)	Standard: 2400 / 2400 N/m ² , Optional: 5400 / 2400 N/m ²								
Maximum system voltage	1000 V (IEC) / 600 V (UL)								
Maximum reverse current overload	2A								
Connector	MC4 compatible								
Cable size	2.5 mm ²								
Cable length	400 mm, 900 mm								
Standard Guarantees and Certifications									
Product warranty	Standard: 5 years, Optional: 10 years								
Performance warranty	80% of nominal power for 25 years 90% of nominal power for 10 years								
Certifications	IEC 61646 / IEC 61730 / UL1703 / ULC1703								
Packaging Details									
Packaging unit	29 modules per pallet								
Dimensions	L 1436 x W 1117 x H 1275 mm								
Storage	928 modules (32 pallets) in 40' HQ container								

Module Outline



Electrical Characteristics for DA130 at 25°C



Above electrical data represents stabilized module performance, unless specified otherwise.
 Pmp at STC is subject to tolerance of ±0.5%.
 Initial Pmp is approximately 10-16% higher than stabilized Pmp.
 STC: 1000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C.
 NOCT: 43 ± 0.2°C, 800 W/m², AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.
 DA151 & DA154 are limited offerings, please check directly with our sales representative for availability.

All data are subject to change without prior notice. Please consult with your sales representative for the exact product specifications of the actual shipment.

Copyright © 2012 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. Please visit us at www.apollo.dupont.com

General Enquiry : +852 3664 3000 enquiry.apollo@hkg.dupont.com | Customer Service : +852 3664 3018 cs@hkg.dupont.com



version:09/2012

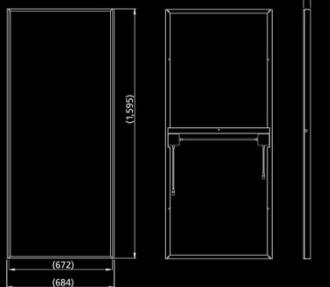
PowerMax[®] STRONG

The solid frame line.

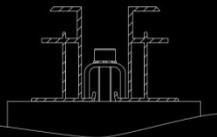


DIMENSIONS

Front, rear and side views (from left to right)



Cross section through frames, mounting structure and clamp



Dimensions in mm



MECHANICAL SPECIFICATIONS

PowerMax [®] STRONG	Value
External dimensions incl. mounting lip	1595 x 684 mm ²
External dimensions excl. mounting lip	1595 x 672 mm ²
Thickness	45 mm
Weight	19.6 kg
Junction box protection class	IP65
Dimensions of the junction boxes	70 x 70 x 23 mm ³
Cable lengths (∅ plug ∅ socket)	210 330 mm
Cable cross section	2.5 mm ²
Connector type	TPCR-4

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Data measured under standard test conditions (STC)*:

PowerMax [®] STRONG	110	115	120	125	130	135
Nominal power P _{max}	110 W	115 W	120 W	125 W	130 W	135 W
Tolerance of nominal power Δ P _{max}	-0.45 %	-0.45 %	-0.45 %	-0.45 %	-0.44 %	-0.44 %
Module efficiency η **	10.3 %	10.7 %	11.2 %	11.7 %	12.1 %	12.6 %
Aperture efficiency η ^{††}	11.6 %	12.2 %	12.7 %	13.2 %	13.7 %	14.2 %
Open-circuit voltage V _{oc}	56.9 V	57.7 V	58.5 V	59.3 V	60.2 V	61.1 V
Short-circuit current I _{sc}	3.19 A	3.20 A	3.21 A	3.22 A	3.23 A	3.24 A
Voltage at mpp V _{mp}	40.4 V	41.6 V	42.8 V	44.0 V	45.3 V	46.6 V
Current at mpp I _{mp}	2.72 A	2.76 A	2.80 A	2.84 A	2.87 A	2.90 A
Limiting reverse current I _r	5.0 A					
Max. system voltage V _{max} (IEC)	1000 V					
Max. system voltage V _{max} (UL)	600 V					

* Insolation intensity 1000 W/m² in the plane of the module, module temperature 25 °C and a spectral distribution of the sunlight according to the atmospheric mass (AM) 1.5.
** incl. mounting lip.

Data measured at nominal operating cell temperature (NOCT)^{†††} and AM 1.5:

PowerMax [®] STRONG	110	115	120	125	130	135
NOCT	40.0 °C					
Nominal power P _{max}	82.0 W	85.8 W	89.5 W	93.2 W	96.9 W	100.7 W
Open-circuit voltage V _{oc}	53.3 V	54.0 V	54.8 V	55.6 V	56.5 V	57.4 V
Short-circuit current I _{sc}	2.51 A					
Voltage at mpp V _{mp}	37.5 V	38.7 V	39.9 V	41.1 V	42.3 V	43.6 V

††† Module operating temperature at 800 W/m² insolation intensity in the plane of the module, air temperature 20 °C, wind speed 1 m/s and open-circuit condition.

Temperature coefficients:

PowerMax [®] STRONG	Value
Temperature coefficient P _{max}	-0.39 %/°C
Temperature coefficient V _{oc}	-170 mV/°C
Temperature coefficient I _{sc}	0.1 mA/°C
Temperature coefficient V _{mp}	-140 mV/°C

Data measured at low light intensity:

The relative reduction in the module efficiency at a light intensity of 200 W/m² relative to 1000 W/m² at 25 °C module temperature and spectrum AM 1.5 is 10 %.
At 500 W/m² the relative reduction in module efficiency is 1 %.

For more information about handling, installation and operation of PowerMax[®] modules, refer to the installation, operating and safety manual for AVANCIS PowerMax[®] photovoltaic modules.

As a result of ongoing research and product improvements, the specifications in this product data sheet are subject to changes without prior publication. This data sheet is not allowed to be used for deriving any rights, and AVANCIS does not accept any liability with regard to and resulting from the use of information contained herein. Installation equipment is not supplied with the product.

AVANCIS GmbH & Co. KG,
Solarstrasse 3, 04860 Torgau, Germany
Tel.: +49 (0) 3421 7388-0 Fax: +49 (0) 3421 7388-111
E-Mail: info@avancis.de Web: www.avancis.de



- Qualified, IEC 61646
- Safety tested, IEC 61739
- Periodic inspection
- Salt mist corrosion proofed



TUV/PAW-1110
(Resistance to Ammonia Test)



Certification per Ammonia Test pending.

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

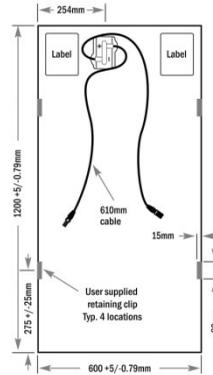
MODEL NUMBERS AND RATINGS AT STC ¹ *						
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277	FS-280
Nominal Power (+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	70	72.5	75	77.5	80
Voltage at P_{MPP}	$V_{MPP}(V)$	65.5	66.6	68.2	69.9	71.2
Current at P_{MPP}	$I_{MPP}(A)$	1.07	1.09	1.10	1.11	1.12
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	88.0	88.7	89.6	90.5	91.5
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.23	1.23	1.23	1.22	1.22
Maximum System Voltage	$V_{SYS}(V)$	1000				
Temperature Coefficient of P_{MPP}	$T_a(P_{MPP})$	-0.25%/°C				
Temperature Coefficient of V_{OC} , high temp (>25°C)	$T_a(V_{OC}, \text{high temp})$	-0.25%/°C				
Temperature Coefficient of V_{OC} , low temp (-40°C to +25°C)	$T_a(V_{OC}, \text{low temp})$	-0.20%/°C				
Temperature Coefficient of I_{SC}	$T_a(I_{SC})$	+0.04%/°C				
Limiting Reverse Current	$I_R(A)$	2				
Maximum Series Fuse	$I_{CF}(A)$	2				

MODEL NUMBERS AND RATINGS AT 800W/m ² , 45°C, AM 1.5 [†]						
Nominal Values		FS-270	FS-272	FS-275	FS-277	FS-280
Nominal Power (+/-5%)	$P_{MPP}(W)$	52.5	54.4	56.3	58.1	60.0
Voltage at P_{MPP}	$V_{MPP}(V)$	61.4	62.4	63.9	65.5	66.8
Current at P_{MPP}	$I_{MPP}(A)$	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90
Open Circuit Voltage	$V_{OC}(V)$	81.8	82.5	83.3	84.2	85.1
Short Circuit Current	$I_{SC}(A)$	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00

MECHANICAL DESCRIPTION

Length	1200mm	Thickness	6.8mm
Width	600mm	Area	0.72m ²
Weight	12kg	Leadwire	4.0mm ² , 610mm
Connectors	Solarline 1 type connector		
Bypass Diode	None		
Cell Type	CdS/CdTe semiconductor, 116 active cells		
Frame Material	None		
Cover Type	3.2mm heat strengthened front glass laminated to 3.2mm tempered back glass		
Encapsulation	Laminate material with edge seal		

MECHANICAL DRAWING



Efficiency at 200W/m²: First Solar Series 2 PV Modules experience an increase in efficiency of 2% at 200W/m² when compared to the efficiency at 1000W/m². Refer to First Solar Application Note PD-S-420 for detailed analysis of the performance at low light levels.

* All ratings +/-10%, unless specified otherwise. Specifications are subject to change.

† Standard Test Conditions (STC) 1000W/m², AM 1.5, 25°C

High Performance PV System Solutions

Key Features:

- Produces high energy output across a wide range of climatic conditions with excellent low light response and temperature response coefficient
- Proven to perform as predicted with a high Performance Ratio (PR)
- Frameless laminate is robust, cost-effective and recyclable, and does not require module grounding
- Manufactured in highly automated, state-of-the-art facilities certified to ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004 quality and environmental management standards
- Tested by leading international institutes and certified for reliability and safety:
 - Certified to IEC 61646
 - Certified to IEC 61730
 - CE Mark
 - Safety Class II @ 1000 V



www.firstsolar.com

FS Series 2 PV Module
PD-S-401-02 EU JUN 2010

PANDA 60 Cell 40mm SERIES

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type		YL270C-306	YL265C-306	YL260C-306	YL255C-306	YL250C-306	
Power output	P_{max}	W	270	265	260	255	250
Power output tolerances	ΔP_{mp}	W			-0 / +5		
Module efficiency	η_m	%	16.5	16.2	15.9	15.6	15.3
Voltage at P_{max}	V_{mp}	V	31.1	31.0	30.8	30.6	30.5
Current at P_{max}	I_{mp}	A	8.68	8.55	8.46	8.33	8.20
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	39.0	39.0	38.6	38.3	38.1
Short-circuit current	I_{sc}	A	9.06	8.93	8.91	8.85	8.71

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 3.5% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	P_{nom}	W	195.6	192.4	188.8	185.2	181.6
Voltage at P_{nom} <td>V_{mp}</td> <td>V</td> <td>28.3</td> <td>28.1</td> <td>27.8</td> <td>27.7</td> <td>27.6</td>	V_{mp}	V	28.3	28.1	27.8	27.7	27.6
Current at P_{nom} <td>I_{mp}</td> <td>A</td> <td>6.91</td> <td>6.86</td> <td>6.79</td> <td>6.68</td> <td>6.58</td>	I_{mp}	A	6.91	6.86	6.79	6.68	6.58
Open-circuit voltage <td>V_{oc}</td> <td>V</td> <td>36.1</td> <td>35.9</td> <td>35.5</td> <td>35.2</td> <td>35.1</td>	V_{oc}	V	36.1	35.9	35.5	35.2	35.1
Short-circuit current <td>I_{sc}</td> <td>A</td> <td>7.34</td> <td>7.20</td> <td>7.18</td> <td>7.13</td> <td>7.02</td>	I_{sc}	A	7.34	7.20	7.18	7.13	7.02

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	-0.42
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{voc}	%/°C	-0.31
Temperature coefficient of I_{sc}	α_{isc}	%/°C	0.04
Temperature coefficient of V_{mp}	β_{vmp}	%/°C	-0.41

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 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)	60 / monocrystalline silicon / 156mm x 156mm
Encapsulant (material)	ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material / color / anodization color)	anodized aluminum alloy / silver / clear
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1100mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MCA / 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_PANDA60Cell-306_40mm_EU_EN_201204_v02.17

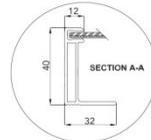
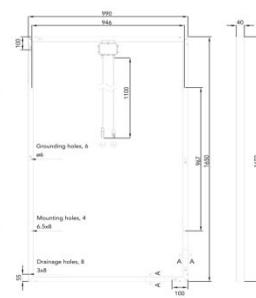
GENERAL CHARACTERISTICS

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:



SF220 | Poly

Electrical Characteristics

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC)

Power Class	225 W	230 W	235 W	240 W	245 W	250 W
Maximum Power (P_{max})	225 W	230 W	235 W	240 W	245 W	250 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	36.7 V	36.8 V	36.8 V	37.0 V	37.1 V	37.2 V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.18 A	8.34 A	8.44 A	8.54 A	8.64 A	8.74 A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	29.9 V	30.0 V	30.1 V	30.2 V	30.3 V	30.4 V
Current at Maximum Power (I_{mp})	7.53 A	7.67 A	7.81 A	7.95 A	8.08 A	8.22 A
Module Efficiency (%)	13.6 %	13.9 %	14.2 %	14.5 %	14.8 %	15.1 %
Cell Efficiency (%)	15.5 %	15.8 %	16.1 %	16.5 %	16.8 %	17.2 %

P_{max} , V_{oc} , V_{mp} and I_{sc} tested at STC defined as irradiance of 1000 W/m² at AM 1.5 solar spectrum and temperature 25 ± 2 °C.
Electrical Characteristics: measurement tolerance of ± 3 %.

Electrical Characteristics at Normal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power Class	225 W	230 W	235 W	240 W	245 W	250 W
Maximum Power (P_{max})	163 W	167 W	170 W	174 W	178 W	182 W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	33.1 V	33.3 V	33.5 V	33.7 V	34.1 V	34.2 V
Short Circuit Current (I_{sc})	6.50 A	6.66 A	6.74 A	6.84 A	6.99 A	7.07 A
Voltage at Maximum Power (V_{mp})	27.1 V	27.2 V	27.3 V	27.4 V	27.6 V	27.7 V
Current at Maximum Power (I_{mp})	6.02 A	6.14 A	6.23 A	6.35 A	6.46 A	6.58 A
Module Efficiency (%)	12.3 %	12.6 %	12.9 %	13.2 %	13.5 %	13.8 %
Cell Efficiency (%)	15.5 %	15.8 %	16.1 %	16.5 %	16.8 %	17.2 %

P_{max} , V_{oc} , V_{mp} and I_{sc} tested at NOCT defined as irradiance of 800 W/m²; wind speed 1 m/s.
Electrical Characteristics: measurement tolerance of ± 3 %.

Temperature Characteristics

Normal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 °C ± 3 °C
Temperature Coefficients of P	- 0.45 %/°C
Temperature Coefficients of V	- 0.32 %/°C
Temperature Coefficients of I	+ 0.04 %/°C

Maximum Ratings

Maximum System Voltage	1000 V (IEC)
Series Fuse Rating	15 A
Maximum Reverse Current	Series fuse rating multiplied by 1.35

Mechanical Characteristics

Dimensions	1652 mm x 1000 mm x 50 mm
Weight	22 kg
Frame	Aluminum alloy
Front	Tempered glass
Encapsulant	EVA
Back Cover	Composite sheet
Cell Technology	Polycrystalline
Cell Size	156 mm x 156 mm
Number of Cells (Pieces)	60 (6 x 10)
Junction Box	Protection class IP65 with bypass-diode
Output Cables	Solar cable: 4 mm ² ; length 900 mm
Connector	Linyang LY0706-2

System Design

Operating Temperature	- 40 °C to 85 °C
Hail Safety Impact Velocity	25 mm at 23 m/s
Fire Safety Classification (IEC 61730)	Class C
Static Load Wind/Snow	2400 Pa / 5400 Pa

Packaging and Storage

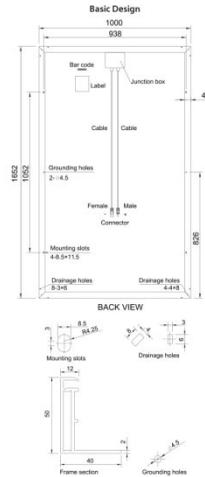
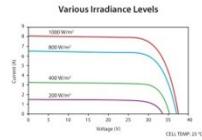
Storage Temperature	- 40 °C to 85 °C
Packaging Configuration	20 pieces per pallet
Loading Capacity (40 ft. HQ Container)	520 pieces

Nomenclature

Full product name:
SF220-30-1Pxxx
xxx represents the power class

Performance at Low Irradiance:

The typical relative change in module efficiency at an irradiance of 200 W/m² in relation to 1000 W/m² (both at 25 °C and AM 1.5 spectrum) is less than 5 %.



ANEXO B – Informações detalhadas dos inversores extraídas dos catálogos dos fabricantes

PARAMETER	PVI-10.0-I-OUTD-400	PVI-12.0-I-OUTD-400
Input Side		
Absolute Maximum DC Input Voltage ($V_{max,abs}$)	520 V	520 V
Start-up DC Input Voltage (V_{min})	200 V (adj. 120...350 V)	200 V (adj. 120...350 V)
Operating DC Input Voltage Range ($V_{min...V_{max}}$)	$0.7 \times V_{nom} \dots 520$ V	$0.7 \times V_{nom} \dots 520$ V
Rated DC Input Power (P_{in})	10500 W	12300 W
Number of Independent MPPT	2 ¹⁾	2 ¹⁾
Maximum DC Input Power for each MPPT ($P_{max,mppt}$)	6800 W	6800 W
DC Input Voltage Range with Parallel Configuration of MPPT at P_{in}	220...470 V	250...470 V
DC Power Limitation with Parallel Configuration of MPPT	Linear Derating from MAX to Null ($470V \leq V_{mppt} \leq 520V$)	Linear Derating from MAX to Null ($470V \leq V_{mppt} \leq 520V$)
DC Power Limitation for each MPPT with Independent Configuration of MPPT at P_{in} , max unbalance example	6800 W ($285V \leq V_{mppt} \leq 470V$) the other channel: $P_{in} \leq 6800W$ ($115V \leq V_{mppt} \leq 470V$)	6800 W ($275V \leq V_{mppt} \leq 470V$) the other channel: $P_{in} \leq 6800W$ ($120V \leq V_{mppt} \leq 470V$)
Maximum DC Input Current ($I_{max,dc}$) / for each MPPT ($I_{max,mppt}$)	48.0 A / 24.0 A	50.0 A / 25.0 A
Maximum Input Short Circuit Current for each MPPT	29.0 A	29.0 A
Number of DC Inputs Pairs for each MPPT	2	2
DC Connection Type	Tool Free PV Connector WM / MC4	Tool Free PV Connector WM / MC4
Input Protection		
Reverse Polarity protection	Yes, from limited current source	Yes, from limited current source
Input Over Voltage Protection for each MPPT - Varistor	2	2
Photovoltaic Array Isolation Control	According to local standard	According to local standard
DC Switch Rating for each MPPT (Version with DC switch)	32 A / 600 V	32 A / 600 V
Output Side		
AC Grid Connection Type	Three phase 3W or 4W+PE	Three phase 3W or 4W+PE
Rated AC Power (P_{out})	10000 W	12000 W
Maximum AC Output Power ($P_{max,ac}$)	11000 W ²⁾	12500 W ²⁾
Rated AC Grid Voltage (V_{ac})	400V	400V
AC Voltage Range	320...480 V ³⁾	320...480 V ³⁾
Maximum AC Output Current ($I_{ac,max}$)	16.0 A	18.0 A
Rated Output Frequency (f)	50 Hz	50 Hz
Output Frequency Range ($f_{min} \dots f_{max}$)	47...53 Hz ⁴⁾	47...53 Hz ⁴⁾
Nominal Power Factor (Cos ϕ_{nom})	> 0.995 (adj. \pm 0.9)	> 0.995 (adj. \pm 0.9)
Total Current Harmonic Distortion	< 2%	< 2%
AC Connection Type	Screw terminal block	Screw terminal block
Output Protection		
Anti-islanding Protection	According to local standard	According to local standard
Maximum AC Overcurrent Protection	20.0 A	20.0 A
Output Overvoltage Protection - Varistor	3 plus gas arrester	3 plus gas arrester
Operating Performance		
Maximum Efficiency (η_{max})	97.3%	97.3%
Weighted Efficiency (EURO/CEC)	97.0% / -	97.0% / -
Feed In Power Threshold	30 W	30 W
Stand-by Consumption	< 8 W	< 8 W
Communication		
Wired Local Monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)	PVI-USB-RS232_485 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)
Remote Monitoring	PVI-AEC-EVO (opt.), AURORA UNIVERSAL (opt.)	PVI-AEC-EVO (opt.), AURORA UNIVERSAL (opt.)
Wireless Local Monitoring	PVI-DESKTOP (opt.) with PVI-RADIOMODULE (opt.)	PVI-DESKTOP (opt.) with PVI-RADIOMODULE (opt.)
User Interface	16 characters x 2 lines LCD display	16 characters x 2 lines LCD display
Environmental		
Ambient Temperature Range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 50°C/122°F	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F
Relative Humidity	0...100% condensing	0...100% condensing
Noise Emission	< 50 dB(A) @ 1 m	< 50 dB(A) @ 1 m
Maximum Operating Altitude without Derating	2000 m / 6560 ft	2000 m / 6560 ft
Physical		
Environmental Protection Rating	IP 65	IP 65
Cooling	Natural	Natural
Dimension (H x W x D)	716mm x 645mm x 222mm / 28.2" x 25.4" x 8.7"	716mm x 645mm x 222mm / 28.2" x 25.4" x 8.7"
Weight	< 45.8 kg / 99.0 lb	< 45.8 kg / 99.0 lb
Mounting System	Wall bracket	Wall bracket
Safety		
Isolation Level	HF transformer	HF transformer
Marking	CE	CE
Safety and EMC Standard	EN 50178, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-3-2, EN61000-3-3, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12	EN 50178, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-3-2, EN61000-3-3, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Grid Standard	Enel Guideline (CEI 0-21 + Attachment A70 Terna) ⁵⁾ , VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, EN 50438, RD1663, AS 4777	Enel Guideline (CEI 0-21 + Attachment A70 Terna) ⁵⁾ , VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, EN 50438, RD1663, AS 4777
Available Products Variants		
Standard	PVI-10.0-I-OUTD-400	PVI-12.0-I-OUTD-400
With DC Switch	PVI-10.0-I-OUTD-S-400	PVI-12.0-I-OUTD-S-400

- The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard
- The frequency range may vary depending on specific country grid standard
- Limited to 10000 W for Benelux and Germany
- Limited to 12000 W for Germany
- Independent MPPT (adj) with negative ground
- Since their applicability dates

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

PARAMETER	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input Side		
Absolute Maximum DC Input Voltage ($V_{max,dc}$)	900 V	900 V
Start-up DC Input Voltage (V_{min})	360 V (adj. 250...500 V)	360 V (adj. 250...500 V)
Operating DC Input Voltage Range ($V_{dc,oper}$ - $V_{dc,max}$)	0.7 x V_{nom} ...850 V	0.7 x V_{nom} ...850 V
Rated DC Input Power (P_{dc})	10300 W	12800 W
Number of Independent MPPT	2	2
Maximum DC Input Power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	6500 W	8000 W
DC Input Voltage Range with Parallel Configuration of MPPT at P_{dc}	300...750 V	360...750 V
DC Power Limitation with Parallel Configuration of MPPT	Linear Derating From MAX to Null [$750V \leq V_{mppt} \leq 850V$]	Linear Derating From MAX to Null [$750V \leq V_{mppt} \leq 850V$]
DC Power Limitation for each MPPT with Independent Configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	6500 W [$380V \leq V_{mppt} \leq 750V$] the other channel: $P_{dc} = 6500W$ [$195V \leq V_{mppt} \leq 750V$]	8000 W [$445V \leq V_{mppt} \leq 750V$] the other channel: $P_{dc} = 8000W$ [$270V \leq V_{mppt} \leq 750V$]
Maximum DC Input Current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPT,max}$)	36.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum Input Short Circuit Current for each MPPT	22.0 A	22.0 A
Number of DC Inputs Pairs for each MPPT	2 (-5 Version) 3 (Standard or -FS Version)	2 (-5 Version) 3 (Standard or -FS Version)
DC Connection Type	Tool Free PV Connector WM / MC4	Tool Free PV Connector WM / MC4
Input Protection		
Reverse Polarity protection	Yes, from limited current source	Yes, from limited current source
Input Over Voltage Protection for each MPPT - Varistor	2	2
Photovoltaic Array Isolation Control	According to local standard	According to local standard
DC Switch Rating for each MPPT (Version with DC switch)	25 A / 1000 V	25 A / 1000 V
Fuse Rating (Versions with fuses)	12 A / 1000 V	12 A / 1000 V
Output Side		
AC Grid Connection Type	Three phase 3W or 4W+PE	Three phase 3W or 4W+PE
Rated AC Power (P_{ac})	10000 W	12500 W
Maximum AC Output Power ($P_{ac,max}$)	11000 W ¹⁾	13800 W ¹⁾
Rated AC Grid Voltage (V_{ac})	400 V	400 V
AC Voltage Range	320...480 V ¹⁾	320...480 V ¹⁾
Maximum AC Output Current ($I_{ac,max}$)	16.6 A	20.0 A
Rated Output Frequency (f)	50 Hz	50 Hz
Output Frequency Range (f_{min} ... f_{max})	47...53 Hz ²⁾	47...53 Hz ²⁾
Nominal Power Factor ($\cos\phi_{i,ac}$)	> 0.995 (adj. ± 0.9 , or fixed by display down to ± 0.8 with max 11 kVA)	> 0.995 (adj. ± 0.9 , or fixed by display down to ± 0.8 with max 13.8 kVA)
Total Current Harmonic Distortion	< 2%	< 2%
AC Connection Type	Screw terminal block	Screw terminal block
Output Protection		
Anti-Islanding Protection	According to local standard	According to local standard
Maximum AC Overcurrent Protection	19.0 A	22.0 A
Output Overvoltage Protection - Varistor	3 plus gas arrester	3 plus gas arrester
Operating Performance		
Maximum Efficiency (η_{max})	97.8%	97.8%
Weighted Efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in Power Threshold	30.0 W	30.0 W
Stand-by Consumption	< 10.0 W	< 10.0 W
Communication		
Wired Local Monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)	PVI-USB-RS232_485 (opt.), PVI-DESKTOP (opt.)
Remote Monitoring	PVI-AEC-EVO (opt.), AURORA-UNIVERSAL (opt.)	PVI-AEC-EVO (opt.), AURORA-UNIVERSAL (opt.)
Wireless Local Monitoring	PVI-DESKTOP (opt.) with PVI-RADIOMODULE (opt.)	PVI-DESKTOP (opt.) with PVI-RADIOMODULE (opt.)
User Interface	16 characters x 2 lines LCD display	16 characters x 2 lines LCD display
Environmental		
Ambient Temperature Range	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 55°C (131°F)	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 50°C/122°F
Relative Humidity	0...100% condensing	0...100% condensing
Noise Emission	< 50 dB(A) @ 1 m	< 50 dB(A) @ 1 m
Maximum Operating Altitude without Derating	2000 m / 6560 ft	2000 m / 6560 ft
Physical		
Environmental Protection Rating	IP 65	IP 65
Cooling	Natural	Natural
Dimension (H x W x D)	716mm x 645mm x 222mm / 28.2" x 25.4" x 8.7"	716mm x 645mm x 222mm / 28.2" x 25.4" x 8.7"
Weight	< 41.0 kg / 90.4 lb	< 41.0 kg / 90.4 lb
Mounting System	Wall bracket	Wall bracket
Safety		
Isolation Level	Transformerless	Transformerless
Marking	CE	CE
Safety and EMC Standard	EN 50178, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12 Enel Guideline (CEI 0-21 + Attachment A70 Terna, CEI 0-16) ³⁾ , VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, EN 50438, RD1663, AS 4777, BDEW	EN 50178, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-2, EN61000-6-4, EN61000-3-11, EN61000-3-12 Enel Guideline (CEI 0-21 + Attachment A70 Terna, CEI 0-16) ³⁾ , VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, EN 50438, RD1663, AS 4777, BDEW
Grid Standard		
Available Products Variants		
Standard	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
With DC Switch	PVI-10.0-TL-OUTD-S	PVI-12.5-TL-OUTD-S
With DC Switch and Fuse	PVI-10.0-TL-OUTD-FS	PVI-12.5-TL-OUTD-FS

1. The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

2. The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

3. Limited to 10000 W for Benelux and Germany

4. Limited to 12500 W for Germany

5. Since their applicability dates

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product