

Gustavo Walther Lueders

**ESTUDO COMPARATIVO DE PERFORMANCE DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO AS BASES DE
DADOS SOLARIMÉTRICAS PVGIS, NASA E *METEONORM***

Trabalho de Conclusão de Curso
(TCC) submetido ao Curso de
Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Santa
Catarina como parte dos requisitos
para obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica

Orientador: Eng. Lucas da Silveira

Florianópolis
2019

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

Lueders, Gustavo Walther

ESTUDO COMPARATIVO DE PERFORMANCE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO AS BASES DE DADOS SOLARIMÉTRICAS PVGIS, NASA E *METEONORM*/ Gustavo Walther Lueders; orientador Lucas da Silveira ; 2019. 83 p.

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

Inlcui referências.

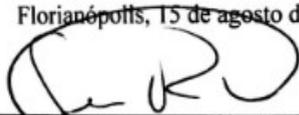
1. Engenharia Elétrica. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Energia Solar. 4. Energia Renovável. 5. Tecnologia Fotovoltaica. I. Da Silveira, Lucas. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Gustavo Walther Lueders

**ESTUDO COMPARATIVO DE PERFORMANCE DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO AS BASES
SOLARIMETRICAS PVGIS, NASA E METEONORM**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em
sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 15 de agosto de 2019.

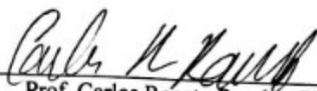


Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

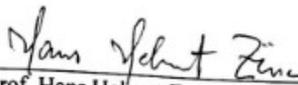
Banca Examinadora:



Eng. Eletric. Lucas da Silveira
Orientador
Intelbras



Prof. Carlos Renato Rambo, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por tudo.

Agradeço à Kaedlyn pela lealdade.

Agradeço à Fernanda pela confiança.

Agradeço ao Pedro pela parceria.

“Tudo que vai volta” (Lima, 2018)

RESUMO

Esse trabalho compara o histórico de performance de geração de três anos de um sistema fotovoltaico instalado na cidade de Brusque- SC com simulações geradas no *software PVSystem* utilizando as bases de dados abertas NASA, PVGIS e *Meteonorm* e comparando a exatidão de cada uma delas.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Bases de dados solarimétricas. Irradiação solar.

ABSTRACT

The present study compares a 3-year series of generation performance of a photovoltaic system installed in the city of Brusque- SC with the aid of PVSyst simulations using the open databases available by NASA, PVGIS and Meteonorm and comparing the accuracy of each database.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Solarimetric databases. Solar irradiation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema horizontal de coordenadas celestes.....	26
Figura 2 - Performance de um sistema fotovoltaico em um dia ensolarado de verão monitorada por aplicativo mobile.....	30
Figura 3 - Diagrama esquemático com as principais componentes de um sistema fotovoltaico residencial	32
Figura 4 - Variação da irradiância espectral em função do comprimento de onda da radiação incidente de quatro tecnologias fotovoltaicas.....	34
Figura 5 - <i>Cost breakdown</i> de sistemas fotovoltaicos no mercado americano separados em quatro diferentes escalas de tamanho	40
Figura 6 - Volatilidade do preço de minério de ferro, uma das principais matérias primas que impactam no custo de sistemas fotovoltaicos, no mercado global de commodities de 2016 a 2019.....	41
Figura 7 - Volatilidade do preço do carvão, uma das principais matérias primas que impactam no custo de sistemas fotovoltaicos, no mercado global de commodities de 2016 a 2019	42
Figura 8 - Dados de <i>datasheet</i> de saída do inversor <i>Fronius IG Plus 120V-3</i>	43
Figura 9 - Curvas de eficiência de <i>datasheet</i> do inversor <i>Fronius 120V-3</i>	44
Figura 10 - Coeficientes de temperatura e parâmetros de <i>datahsheet</i> das placas fotovoltaicas <i>SunEdison</i> utilizadas.....	44
Figura 11 - Parâmetros físicos de <i>datasheet</i> das placas fotovoltaicas <i>SunEdison</i> utilizadas	45
Figura 12 - Detalhe nas dimensões da estrutura de fixação dedicada ao recebimento das placas fotovoltaicas	45
Figura 13 - Detalhe na estrutura de fixação dedicada ao recebimento das placas fotovoltaicas	46
Figura 14 - Sistema fotovoltaico de silício monocristalino, objeto de estudo desse trabalho, instalado sobre estrutura dedicada de fixação ...	46
Figura 15 - Principais componentes e processos associados ao saldo energético da superfície terrestre.....	47
Figura 16 - Estações de solo de monitoramento meteorológico da NCDC em 2004.....	49
Figura 17 - Desvio e desvio da raiz quadrada média dos dados obtidos pela metodologia SSE contra os dados da BSRN	50
Figura 18 - Esquemático em AutoCAD do telhado do galpão onde o sistema encontra-se instalado	53
Figura 19 – Diagrama unifilar do sistema	54

Figura 20 – Dados de geração <i>Fronius</i> por inversor e total no ano de 2016.....	55
Figura 21 - Dados de geração <i>Fronius</i> por inversor e total no ano de 2017.....	55
Figura 22 - Dados de geração <i>Fronius</i> por inversor e total no ano de 2018.....	56
Figura 23 - Simulação utilizando a base de dados <i>Meteonorm</i>	56
Figura 24 - Simulação utilizando a base de dados PVGIS.....	57
Figura 25 - Simulação utilizando a base de dados NASA.....	57
Figura 26 - Erros e desvios para o ano de 2016.....	60
Figura 27 - Erros e desvios para o ano de 2017.....	61
Figura 28 - Erros e desvios para o ano de 2018.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Participação de cada grupo do mercado consumidor brasileiro.....	28
Tabela 2 - Vantagens e desvantagens das tecnologias fotovoltaicas mais utilizadas	35
Tabela 3 - Convenção dos tamanhos de sistemas fotovoltaicos.....	39
Tabela 4 - descrição do <i>cost breakdown</i> de um sistema fotovoltaico....	40
Tabela 5 – Lista de materiais.....	47
Tabela 6 - Desvio e RMSE dos dados obtidos pela metodologia NASA-SSE.....	50
Tabela 7 - Comparação entre os resultados do algoritmo PVGIS contra medições feitas pela BSRN	51
Tabela 8 - Desvio dos dados obtidos pela metodologia PVGIS	52
Tabela 9 – Ranqueamento das bases em 2016.....	59
Tabela 10 - Ranqueamento das bases em 2017	59
Tabela 11 - Ranqueamento das bases em 2018	59
Tabela 12 - Ranqueamento geral das bases	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*
PNUMA – Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
GEF – *Global Environment Facility*
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
UC – Unidade Consumidora
REN – Resolução Normativa
NBR – Norma Brasileira
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
NREL – *National Renewable Energy Laboratory*
NASA – *National Space Agency*
SSE – *Solar Meteorology and Solar Energy*
BSRN – *Baseline Surface Radiation Network*
DPS – Dispositivo de Proteção contra Surtos
BOS – *Balance of System*
ISCCP – *International Satellite Cloud Climatology Program*
GMAO – *Global Modelling and Assimilation Office*
TOMS – *Total Ozone Mapping Spectrometer*
TOVS – *Tiros Operational Vertical Sounder*
RMSE – *Root Mean Square Error*
CAD – *Computer Aided Design*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	23
1.1 OBJETIVOS	23
1.1.1 Objetivo Geral	23
1.1.2 Objetivos Específicos	23
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1 RECURSO SOLAR	25
2.2. EFEITO FOTOVOLTAICO	27
2.3. MERCADO CONSUMIDOR BRASILEIRO.....	27
2.4. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS FOTOVOLTAICOS.....	28
2.4. REGULAMENTAÇÃO	28
2.5. COMPOSIÇÃO DO SISTEMA	31
2.6. FIXAÇÃO EM TELHADOS	32
2.7 FIXAÇÃO NO SOLO	33
2.8 TECNOLOGIAS NO MERCADO	34
2.9. RENDIMENTO	35
2.10 COMPONENTES ELÉTRICOS NÃO-FOTOVOLTAICOS	36
2.11 FIGURAS DE MERCADO.....	36
2.12 <i>NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY</i>	37
2.12 BASES DE DADOS	37
2.13. ESTIMATIVA POR SATÉLITE GEOESTACIONÁRIO.....	38
2.14 <i>COST BREAKDOWN</i>	39
3. METODOLOGIA	43
3.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA.....	43
3.2 BASE DE DADOS NASA-SSE.....	48
4. RESULTADOS	54
5. CONCLUSÃO	63
REFERÊNCIAS	65
APÊNDICE A – R.... ELATÓRIO NASA GERADO PELO PVSYST	69

APÊNDICE B – R... ELATÓRIO PVGIS GERADO PELO <i>PVSYST</i>	75
APÊNDICE C – R ... ELATÓRIO <i>METEONORM</i> GERADO PELO <i>PVSYST</i>.....	81

1. INTRODUÇÃO

Há uma preocupação crescente com a sustentabilidade do uso dos recursos naturais globais aliado ao crescimento da demanda por energia elétrica ano a ano. Nesse contexto, o uso de energia fotovoltaica sofreu um enorme aumento na última década e é esperado que esse aumento continue sustentado nos anos vindouros. Para que a energia fotovoltaica seja integrada da melhor maneira possível à infraestrutura energética atual, um amplo conhecimento científico do recurso solar é necessário. A força comercial de projetos de empresas que hoje disseminam a instalação e comercialização de sistemas de autogeração fotovoltaica faz forte uso das bases de dados solarimétricas. Uma grande parte da expansão da energia fotovoltaica distribuída no mundo depende do conhecimento que temos a respeito das bases de dados.

As bases de dados mais difundidas utilizadas para simulação de performance de sistemas utilizam tratamento de um longo histórico de fotografias de satélite da superfície da Terra em conjunto com modelos de cálculo de radiação solar máxima. Em seguida, os dados tem o erro comparado com estações meteorológicas de medição espalhadas de forma esparsa e discreta pela superfície da Terra.

No Brasil, o software de simulação mais utilizado comercialmente pela indústria é o *PVSyst* e possui integração com bases de dados gratuitas e pagas. Três grandes bases de dados gratuitas consideradas de alta qualidade são a NASA-SSE, PVGIS e *Meteonorm* e que são objeto do presente estudo.

Por fim, concluiu-se que a base NASA é a mais exata, seguida da base *Meteonorm*, sendo a base PVGIS a menos exata nas condições desse estudo.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Esse trabalho tem como objetivo geral analisar e comparar a exatidão das três bases de dados solarimétricas mais utilizadas comercialmente, NASA, PVGIS e *Meteonorm* utilizando o histórico de geração dos anos de 2016, 2017 e 2018 de um sistema fotovoltaico de autogeração instalado no médio vale catarinense.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Avaliar o histórico de geração dos anos 2016, 2017 e 2018 de um sistema fotovoltaico instalado em Brusque;
- Simular o sistema no *software PV Syst* utilizando as bases de dados abertas NASA, PVGIS e *Meteonorm*;
- Comparar o histórico real de geração do sistema com os resultados obtidos nas simulações.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 RECURSO SOLAR

As emissões eletromagnéticas do sol possuem espectro amplo que vai desde os raios-x, altamente energéticos, passando pelo espectro visível, até as ondas de rádio. Essas emissões interagem com a atmosfera terrestre e com seu envelope eletromagnético próprio sofrendo várias perdas e atenuações e apenas uma pequena parte da energia solar chega à superfície da atmosfera pronta para ser convertida em outras fontes de energia. A radiação solar passa por processos de absorção, dispersão e espalhamento em função de componentes atmosféricas como ozônio, CO₂ e partículas sólidas e líquidas em suspensão como aerossóis e vapor de água, sendo a principal fonte de atenuação a cobertura de nuvens. A magnitude relativa do impacto de cada componente é uma função do comprimento do caminho percorrido pela radiação através da atmosfera e o caminho percorrido é uma função da posição do sol no céu.

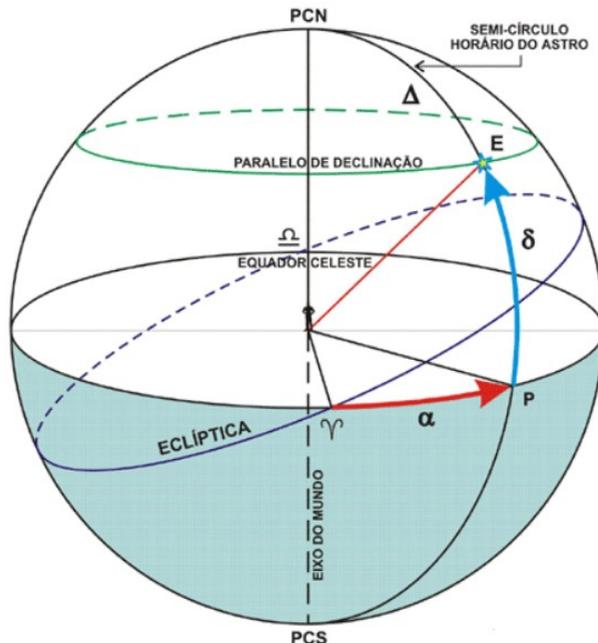
A radiação solar recebida a nível do solo é a soma das componentes radiação direta, ou aquela que vem do sol sem atenuação; radiação difusa, ou aquela que sofreu atenuação e radiação refletida, tanto do solo como obstáculos próximos. A presença de nuvens impede completamente a passagem da radiação direta, sendo a radiação difusa o recurso solar mais presente. A incidência de radiação solar sob condições de céu limpo e atmosfera limpa e seca é utilizada como parâmetro de máxima radiação de um determinado local. As duas formas mais comuns de medir o recurso solar é a radiação e a irradiação. Irradiação é um valor instantâneo de quantidade de energia solar incidente em uma determinada área expresso em watts por metro quadrado (W/m²) e radiação é irradiação em um determinado período de tempo (Wh/m²). Outra medida importante de recurso solar é o albedo, que indica a parcela de reflexão difusa em relação à radiação total recebida por um corpo cósmico. O albedo é adimensional e varia entre 0 (o equivalente a um corpo negro, que absorve toda a luz incidente) e 1 (o equivalente a um corpo que reflete toda a luz incidente). (PVGIS METHODS DOCUMENTATION, 2017)

Em 2001 surgiu o projeto *SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment Project)* com o objetivo de auxiliar no desenvolvimento de energias renováveis pelo mundo, principalmente em países emergentes através do mapeamento dos recursos solar e eólico nessas regiões. O projeto foi financiado pelo Programa das

Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e co-financiado pelo Fundo Global para o Meio Ambiente (GEF) (PEREIRA ET AL., 2006). Os três pilares do projeto são prover informação completa para tomada de decisão, incentivar políticas para desenvolvimento sustentável e aumentar a confiança de investidores globais em projetos de energia renovável. O projeto foi concluído em 2011 e toda a base de dados foi transferida para a plataforma *OpenEI* onde se encontra à disposição de qualquer instituição ou pessoa física. A base de dados do projeto SWERA foi utilizada para a confecção do Atlas Brasileiro de Energia Solar, cujo os mapas são hoje fonte de dados de maior confiabilidade no Brasil.

A posição do sol para um observador localizado na superfície da Terra é definida pela altura e pelo azimute solar. A altura é a elevação que o sol se encontra em relação ao observador. É um ângulo que varia entre 0° e 90° para objetos que se encontram acima da linha do horizonte. O azimute é o ângulo que compara a posição do sol em relação ao norte. Varia entre -180° e 180° . O sistema de coordenadas celestes pode ser verificado na figura 1.

Figura 1: Sistema horizontal de coordenadas celestes.



Fonte: BRESSAN *et al.*, 2017.

2.2. EFEITO FOTOVOLTAICO

Quando luz incide sobre silício cristalino, uma parte é refletida, uma parte é absorvida e uma parte passa direto. Usualmente quando luz de baixa energia incide sobre um sólido, calor é gerado sem que as propriedades elétricas do material sejam alteradas, isto é, a vibração dos átomos aumenta mas não o suficiente para que eles fiquem livres no cristal. O mesmo não acontece quando luz de alta energia incide sobre cristal de silício. Se a energia da luz incidente for alta o suficiente, o elétron se solta da ligação onde ele se encontra e ele fica livre no meio do cristal. Diz-se que esse elétron livre encontra-se na banda de condução do cristal. O espaço deixado pelo elétron se chama lacuna e as lacunas também podem se mover pelo cristal. Os elétrons deixam a sua ligação atual, passam a se ligar com as lacunas próximas, deixando uma nova lacuna para trás, e assim por diante, de forma errática e frequente. (HERSCH ET AL., 1982)

Contudo, apenas esse fenômeno não é condição suficiente para a o surgimento de uma diferença de potencial. Uma célula fotovoltaica possui ainda uma barreira que separa os elétrons dos buracos, forçando mais elétrons para um lado e mais buracos para outro, dificultando assim a religação dessas cargas. (HERSCH ET AL., 1982) Com a presença dessa barreira cria-se então uma diferença de potencial entre as duas extremidades do material, que pode causar uma corrente caso um condutor elétrico conecte as duas partes. Essa barreira é criada através de um processo de dopagem, onde se adiciona um átomo externo -uma impureza, à estrutura do cristal para que se obtenha uma nova configuração eletrônica específica desejada.

2.3. MERCADO CONSUMIDOR BRASILEIRO

Em 2016 as três maiores classes consumidoras do mercado cativo no Brasil são a residencial, com 132 GWh e 39,4% de participação, em segundo lugar o comercial, com 78 GWh e 23,4% de participação e em terceiro lugar o industrial, com 52 GWh e 15,7% de participação, segundo tabela 1 (ANUÁRIO ESTATÍSTICO DE ENERGIA ELÉTRICA EPE 2017, 2017).

Nas capitais brasileiras, o consumo por ar condicionado corresponde a 50% do consumo total dos edifícios públicos e comerciais, chegando a 70% em edifícios envidraçados. O consumo por

ar condicionado tem o perfil de consumo praticamente idêntico ao da geração do sistema fotovoltaico, iniciando no começo do dia, tendo seu pico no sol a pino e finalizando no fim do horário comercial. (RÜTHER ET AL., 2004).

Tabela 1: Mercado consumidor brasileiro

		Consumo em GWh	Participação em %	n° de estabelecimentos	Consumo estabelecimento em kWh
Residencial		132	39,4	69.000.000	1.900
Comercial		78	23,4	1.605.767	48.750
Industrial		52	15,7	175.760	297.000

Fonte: Adaptado de Anuário EPE, 2017.

2.4. SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS FOTOVOLTAICOS

O sistema de compensação vigente no Brasil para sistemas *on-grid* (conectados à rede) permite um fluxo duplo de energia elétrica que funciona da seguinte forma: a energia gerada pelo painel é consumida instantaneamente dependendo da carga da unidade consumidora naquele instante. Como o consumo instantâneo é local, as perdas por transmissão são mínimas. Caso haja um excedente de energia gerada em relação à consumida, a energia flui para a rede, passando por um medidor bidirecional, que contabiliza créditos de energia elétrica para aquele consumidor em uma espécie de banco de créditos de energia elétrica. Caso haja um déficit de energia gerada, a energia fluirá da rede para dentro da unidade consumidora, consumindo os créditos acumulados no banco. Os créditos tem validade 60 meses.

A curva de geração tem o formato de uma curva de Gauss, como na figura 2. A figura 2 foi retirada de um aplicativo de monitoramento de clientes de uma empresa de projeto fotovoltaico da região e descreve a curva de geração em um dia limpo de sol de uma madeireira no município de São José - SC com um sistema instalado e operante.

2.4. REGULAMENTAÇÃO

O sistema elétrico brasileiro não previu o surgimento de mini e micro unidades geradoras espalhadas pelos telhados das cidades e essa é

uma discussão ainda em andamento, não apenas no Brasil mas em todo o mundo. Em 18 de maio de 1999 a ANEEL publicou a resolução N° 112, a primeira resolução que regulamenta a energia fotovoltaica e outras fontes renováveis até 5.000 kW, para consumo na própria UC. Nessa resolução é indicado quais são os requisitos necessários e os procedimentos cabíveis para que a unidade consumidora adquira autorização para gerar a sua própria energia.

Em 17 de Abril de 2012, a ANEEL publicou a resolução N° 482, considerada marco regulatório para a autogeração de energia elétrica de fontes renováveis no Brasil. Nessa resolução são criadas as definições de microgeração (até 75 kW) e minigeração (de 75 kW até 5 MW), autoconsumo remoto, sistema de compensação de créditos e todas as outras condições gerais para o acesso à rede. A normativa entrou em vigência em dezembro do mesmo ano e já passou por várias edições e revisões.

Figura 2: Performance de um sistema fotovoltaico em um dia ensolarado de verão monitorada por aplicativo mobile.



Conforme a implantação da REN 482 foi sendo monitorada pela ANEEL, conclui-se que haviam diversos pontos de melhoria e com esse objetivo foi posteriormente publicada a REN 687/2015. A REN 687/2015 tem objetivos reduzir custos e tempo de instalação de sistemas de micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (REN 414/2010) e aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura.

Outro documento importante é a ABNT NBR 5410, que normatiza instalações elétricas de baixa tensão (até 1000 V para corrente alternada e até 1500 V para corrente contínua) e todos os seus dispositivos de proteção.

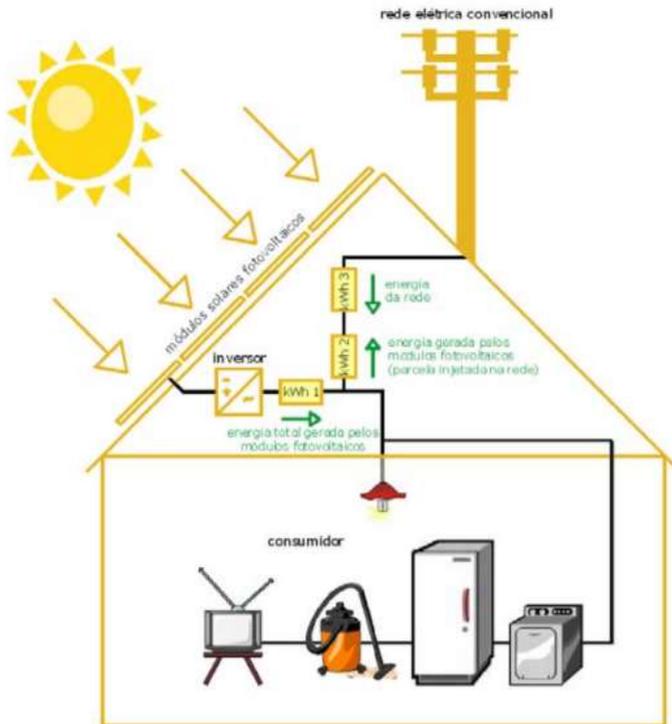
Instalações fotovoltaicas no Brasil devem estar sujeitas também à NR-10, Norma Regulamentadora emitida pelo Ministério do Trabalho e Emprego do Brasil que tem por objetivo garantir a integridade e segurança de trabalhadores e instaladores de sistemas de eletricidade. A norma abrange todas as fases da transformação da energia elétrica, desde geração, transformação e transmissão até distribuição e consumo, e abrange também todas as etapas de projeto como construção, montagem, manutenção, operação ou quaisquer atividades na instalação elétrica.

2.5. COMPOSIÇÃO DO SISTEMA

A menor unidade do sistema fotovoltaico é a placa geradora e a potência total do sistema corresponde a potência somada de todas as placas. A energia gerada pelas placas está na forma de corrente contínua e por isso todo sistema conta com um inversor CC-CA. A unidade que descreve a potência de um painel é o Kilowatt pico, que corresponde à potência em corrente contínua que aquele painel gera quando uma radiação de 1000 W/m^2 a 25° C incide sobre ele.

A energia CA flui está conectada com a unidade geradora através do quadro de carga e com o medidor bidirecional. Na figura 3 pode-se verificar um diagrama com as componentes básicas de um sistema.

Figura 3: Diagrama esquemático com os principais componentes de um sistema fotovoltaico residencial..



Fonte: RÜTHER, Ricardo, 2004

2.6. FIXAÇÃO EM TELHADOS

Os sistemas fotovoltaicos montados em telhados hoje são classificados em integrados ou acoplados à construção. As formas de fixação integradas utilizam as placas como parte funcional da arquitetura do imóvel e são concebidas necessariamente no projeto arquitetônico civil. Dessa forma as placas solares servem como substitutas de telhas, chapas de cobertura e outros componentes integrados da estrutura. Apenas uma pequena minoria de imóveis conta com esse tipo de implementação.

O tipo mais frequente de fixação hoje é a fixação acoplada. A fixação acoplada conta com uma estrutura que não foi concebida no

projeto original do imóvel e que é fixada posteriormente no seu telhado ou fachada. Existem estratégias para cada tipo de telhado e hoje as mais frequentes no Brasil são dedicadas ao telhado de telha cerâmica, telha metálica e chapa de fibrocimento. De forma geral, essas fixações podem ser divididas em três categorias: trilho, sem trilho e trilho compartilhado. Todas elas requerem algum tipo de ancoragem ou penetração no telhado ou na estrutura dele.

Para o telhado residencial, onde a telha cerâmica predomina, utiliza-se um gancho quadrado parafusado diretamente no caibro do telhado. Esse tipo de fixação não requer que as telhas sejam furadas. Na parte do gancho que fica para o exterior, são fixados trilhos (geralmente de alumínio) que servem como sustentação para as placas. Uma outra forma de fixar os trilhos é através de um parafuso com prisioneiro fixado no caibro com um furo passante pela telha, ou chapa. Algumas empresas já empregam hoje estratégias que fixam os trilhos diretamente na chapa metálica apenas com parafusos e sem suportes adicionais. Dessa forma as placas ficam muito próximas à chapa e há uma grande economia em elementos de fixação ao custo de perdas de ventilação na parte inferior da placa e consequente perda de eficiência.

2.7 FIXAÇÃO NO SOLO

Além das estruturas de fixação de telhado, existem as estruturas de fixação de solo, utilizadas em projetos inerentemente maiores. Estruturas de fixação no solo são via de regra mais caras do que de telhado. Uma das vantagens da fixação no solo é a grande ventilação que as placas recebem na sua parte inferior melhorando sua eficiência. Além disso, instalação e manutenção das placas são mais seguras, rápidas e baratas pois não exige trabalho em alturas. Entre as desvantagens estão a necessidade de um terreno dedicado apenas para a usina, eventuais trabalhos de terraplanagem, manter o espaço constantemente livre de plantas e arbustos. As fileiras devem ser espaçadas de tal forma que a fileiras vizinhas não façam sombra no painel.

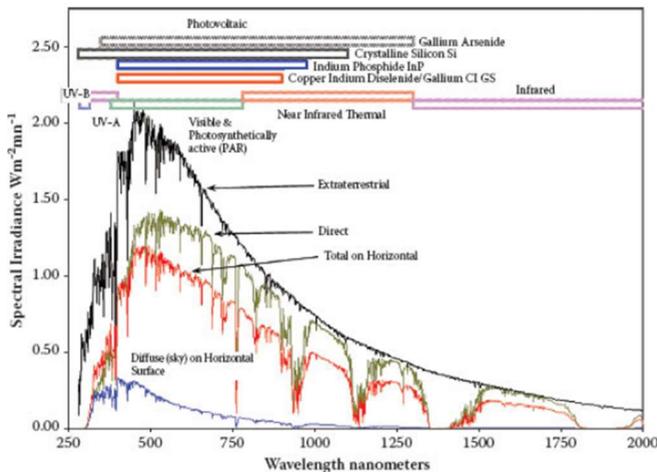
Para fixação no solo é comum o uso de trackers, chamados também de seguidores solares. As placas são fixadas em um dispositivo que acompanha o movimento do sol durante o dia, aumentando a incidência total de radiação e a geração anual total entre 30% e 50% (EKE; SENTURK, 2012). Possuem como desvantagem um custo maior de instalação, operação e manutenção, se justificando para usinas maiores.

2.8 TECNOLOGIAS NO MERCADO

O sistema fotovoltaico de geração distribuída é composto por um inversor, pela *string* de placas e por um medidor bidirecional. Atualmente, somando as tecnologias do mercado e da pesquisa, existem dezenas de tecnologias fotovoltaicas, mas a dominante e mais disponível em função do seu custo benefício no mercado são as placas de silício cristalino (c-Si). No peso do custo benefício da tecnologia c-Si pesa o fato de o silício ser o elemento mais abundante na superfície da Terra e por possuir toxicidade próxima de zero, levando em conta o descarte posterior das placas. A limitação do c-Si em comparação a outras tecnologias é a espessura da lâmina.

As tecnologias a base de silício cristalino utilizam energia com comprimento de onda que varia de 350 a 1100 nm (MYERS ET AL., 2013). Na figura 4 pode se verificar a atenuação da energia solar conforme ela percorre o caminho do sol até a superfície terrestre. Pode-se notar também a diferença entre a radiação extraterrestre e a radiação que efetivamente chega na superfície para uso humano. As barras no topo da figura mostram as regiões de comprimento de onda útil que cada tecnologia fotovoltaica utiliza.

Figura 4: Variação da irradiância espectral em função do comprimento de onda da radiação incidente de quatro tecnologias fotovoltaicas.



Fonte: Myers, 2013.

Na tabela 2 é possível verificar as principais diferenças entre cada tipo de tecnologia.

Tabela 2: Vantagens e desvantagens das tecnologias fotovoltaicas mais utilizadas

	Vantagens	Desvantagens	<i>Market Share</i>	Eficiência
Silício monocristalino c-Si	Tecnologia comercial de maior eficiência e durabilidade.	Requer lâmina mais grossa e rígida. Placas mais caras.	24%	24,4%
Silício policristalino m-Si	Processo de fabricação barato.	Eficiência levemente abaixo do c-Si	62%	19,9%
Telureto de Cádmio CdTe	Processo de fabricação barato.	Cádmio extremamente tóxico. Telúrio é um elemento não abundante.	4%	18,6%
Cobre Índio Gálio Selênio CIGS	Células fotovoltaicas flexíveis e finas.	Custo de fabricação menos competitivo.	2%	19,2%

Fonte: Adaptado de Myers, 2013.

2.9. RENDIMENTO

O rendimento dos sistemas fotovoltaicos é afetado por duas principais grandezas: radiação luminosa sobre as placas, que por sua vez é afetada pela localização geográfica do sistema no globo, inclinação e ângulo azimutal das placas, estado de limpeza das placas, sombreamento parcial, devido a obstáculos físicos como prédios vizinhos e árvores; e perdas de eficiência elétrica, que decorrem de perdas nos condutores, perda de eficiência em função da temperatura elevada nas placas. De forma geral, a inclinação das placas irá depender em qual latitude terrestre o sistema encontra-se instalado e será sempre voltada para o

equador (sistemas no hemisfério sul serão instalados para o norte e sistemas no hemisfério norte serão instalados para o sul). Alguns sistemas podem ainda ser instalados sobre uma base giratória que acompanha o movimento diário do sol de forma que durante todo o dia, o ângulo de incidência solar na placa seja máximo. Entretanto esses sistemas não apresentaram um custo benefício justificável pois a base é composta por componentes ativos como sensores e motores que requerem manutenção e encarecem o projeto.

O sombreamento é crítico para o desempenho do sistema. As placas são ligadas em série (cada ligação em série é chamada de *string*), e o sombreamento em uma placa e a conseqüente queda na performance irá limitar a corrente circulante por toda a *string*. Além disso, uma placa sombreada passa a atuar como uma carga e consome energia da *string* ao invés de gerar, causando superaquecimento. Esse efeito é também chamado de *hot spot*. Para mitigar esse efeito, são utilizados diodos que permitem fluxo de corrente somente na direção geradora.

2.10 COMPONENTES ELÉTRICOS NÃO-FOTOVOLTAICOS

A energia gerada pelas placas é em corrente contínua e precisa ser convertida em alternada através do uso de inversores. Os inversores podem ser comutados pela frequência da rede ou auto-comutados com circuitos próprios. De qualquer forma, quando há falta de energia na rede, o sistema fotovoltaico também desliga pois: 1) perde a referência da rede e 2) por motivos de segurança, geradores distribuídos não devem ter autonomia para energizar a rede caso manutenção física seja necessária. Por esse mesmo motivo de segurança, é extremamente recomendado a instalação de um transformador de isolamento e dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, surtos, sobre/subfrequências, sobre/subtensões tanto na parte CA quanto na parte CC do sistema.

2.11 FIGURAS DE MERCADO

Existem hoje duas figuras no mercado de projetos fotovoltaicos de geração distribuída: o instalador e o integrador. A figura do instalador em geral é representada por empresas menores e que tem no seu portfólio: geração de leads comerciais, venda e instalação de sistemas mas que não provêm soluções de financiamento. O integrador tem todos esses produtos no seu portfólio além de fornecer linhas de financiamento.

2.12 NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY

O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) está localizado em Golden, no estado do Colorado, e é referência mundial em pesquisa e desenvolvimento em energias renováveis e eficiência energética. O laboratório é de propriedade do Governo Federal dos Estados Unidos e recebe financiamento através do Departamento de Energia dos Estados Unidos e pelo Congresso.

Como a maioria das tecnologias de energia renovável e eficiência energética são jovens e emergentes, o NREL auxilia na redução do risco do mercado privado e fomenta a adoção e desenvolvimento das mesmas. O propósito do NREL desde a sua fundação em 1977 tem como objetivo reduzir a dependência dos Estados Unidos no petróleo, no gás e em combustíveis fósseis em geral (NREL, 2018).

2.12 BASES DE DADOS

O estudo e construção das bases de dados solarimétricas são baseados na radiometria, que é o conjunto de técnicas de medição de radiação, incluindo luz solar. Os instrumentos de medição de radiação solar são separados em dois grandes grupos de funcionamento: os baseados em processos térmicos e os baseados em efeito fotoelétrico.

Os medidores baseados em efeito térmico consistem em um dispositivo que transforma a luz solar em calor, seguido de um instrumento que mede da forma mais precisa possível o calor resultante. Os dois detectores termoeletrônicos mais utilizados para medições solarimétricas são a termopilha e os detectores de resistência, como os baseados em platina por exemplo. Em aplicação mais específicas termistores também podem ser utilizados.

Os medidores baseados em efeito fotoelétrico medem a corrente que circula por um condutor quando a luz solar incide sobre um semicondutor com propriedades fotoelétricas conhecidas.

O padrão internacional vigente de medição solar para o Sistema Internacional de Unidades é a Referência Radiométrica Global que foi estabelecida pela Organização Meteorológica Mundial em 1980. O grau de incerteza para o padrão é de 0,3% para intensidades maiores que 700 W/m^2 . Mesmo com o estabelecimento desse padrão, dados coletados de piranômetros apresentam exatidão de 2%; dados coletados de piranômetros térmicos apresentam exatidão de 3% - 5%; e dados coletados de piranômetros fotoelétricos apresentam exatidão de até 15%

(MYERS ET AL., 2013). Em 1989 o WCRP (*World Climate Research Programm*) estimou que a maioria das estações de coleta de dados solares possui incertezas “*end-to-end*” de 6% a 12% (*NASA-SSE METHOD DOCUMENTATION*).

Esses erros ocorrem principalmente por diferenças intrínsecas do material de cada coletor, ângulos de incidência muito abertos nos períodos de nascer e pôr do sol, manutenção local do equipamento, etc.

Apesar da importância do mapeamento global do recurso solar, as estações de medição estão distribuídas de forma muito desigual ao redor do globo, em grande parte pelos custos de instalação, operação e manutenção, armazenamento e tratamento dos dados, e em função das políticas de incentivo a energias renováveis se alterando com frequência.

De forma sumarizada, as condições mínimas que devem ser atendidas para que a coleta de dados de uma estação seja considerada relevante incluem:

- * Emprego de sensores de alta qualidade;
- * Medições devem ser performadas pelo menos a cada hora;
- * Sensores devem ser calibrados periodicamente;
- * Sensores devem ser limpos periodicamente;
- * Dados devem estar disponíveis por longos períodos de tempo, preferencialmente no mínimo 10 anos. (*PVGIS METHOD DOCUMENTATION*)

2.13. ESTIMATIVA POR SATÉLITE GEOESTACIONÁRIO

Uma alternativa às estações no solo, são dados coletados e tratados por satélites geoestacionários, principalmente para áreas onde as estações são esparsas. A principal vantagem desse método é a grande área de cobertura pois o algoritmo cobre e processa toda a área fotografada e a disponibilidade de longas séries de fotografias, ultrapassando frequentemente 30 anos. Como desvantagem, os dados coletados por satélite tem um grau de incerteza maior devido à incertezas nos valores de aerossol, detecção de múltiplas camadas de nuvens, inexatidão em áreas com neve ou regiões de latitudes maiores que 62° e áreas polares em geral. Além disso, requer o emprego de algoritmos matemáticos complexos e com muitas variáveis. (*METEONORM METHOD DOCUMENTATION*).

O primeiro passo do método de estimativa por satélite geoestacionário é comparar a tonalidade do pixel do mesmo local dentre todas as imagens da base de dados. O pixel mais escuro é a referência de condição de céu limpo daquele local. Todos os outros dias são

calculados utilizando o “pixel de céu limpo” como referência. A partir desse valor é possível calcular o albedo de nuvem efetivo.

O segundo passo é calcular a radiação solar de céu limpo utilizando a teoria de transferência solar atmosférica e dados de aerossol e concentrações de vapor e ozônio.

O terceiro passo consiste no cálculo da radiação total, calculado a partir do albedo de nuvem efetivo e radiação solar de céu limpo.

O quarto passo é a validação dos dados produzidos pelo algoritmo. Esse passo consiste em comparar os dados calculados com dados obtidos por estações meteorológicas no solo, sendo esses dados provenientes em sua maioria da base de dados *Baseline Surface Radiation Network (BSRN) (NASA SSE METHOD DOCUMENTATION)*.

2.14 COST BREAKDOWN

Trimestralmente o NREL publica um documento de *benchmark* que detalha o *cost breakdown* do mercado fotovoltaico atual no mercado americano. Esse relatório chama-se *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark* e é referência em inteligência comercial no mercado fotovoltaico. O estudo separa os sistemas em três categorias de tamanho como detalhado na tabela 3. Os sistemas são separados por categorias de tamanho pois o custo do kW diminui conforme o sistema aumenta, tornando a comparação de um sistema residencial com um sistema comercial de 1 MW inapropriada.

Tabela 3: descrição da NREL dos tamanhos de sistemas fotovoltaicos

Categoria do setor	Descrição	Tamanho
Residencial	Fixação em telhados residenciais	3 kW – 10 kW
Comercial	Fixação em telhados comerciais e industriais	10 kW – 2 MW
<i>Utility-scale</i>	Fixação no solo, estática ou com <i>tracker</i>	> 2 MW

Fonte: NREL, 2017.

Não há consenso para a definição exata de *Utility-scale*, nem em tamanho nem em formato. Diferentes instituições utilizam o termo para diferentes potências como por exemplo a *Solar Energy Industries Association*, que utiliza o termo para usinas acima de 1 MW. Nesse caso, será considerada a definição da NREL, de 2 MW.

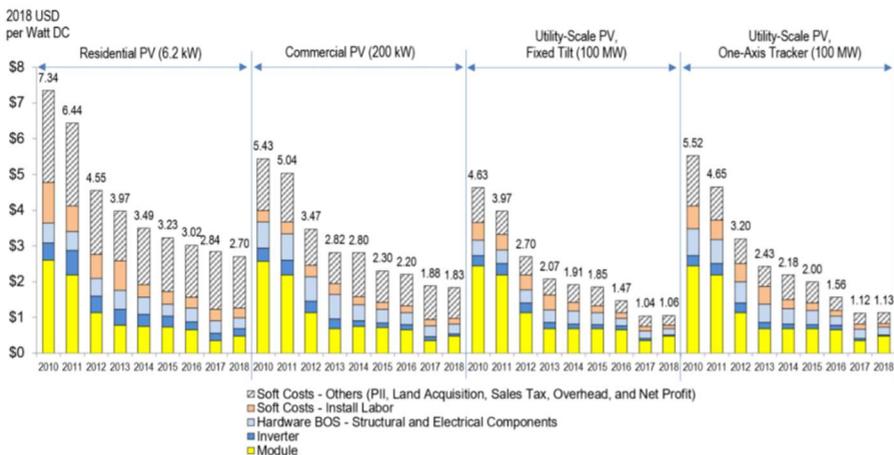
O *cost breakdown* consiste em cinco tipos de custos conforme pode ser verificado na tabela 4 e na figura 5:

Tabela 4: descrição do *cost breakdown* de um sistema fotovoltaico

Custo	Descrição
Módulos	Custo total dos painéis
Inversor	Custo total dos inversores
Hardware BOS	Estrutura e componentes elétricos (cabearamento, dispositivos de segurança, etc)
<i>Soft Costs</i> – mão de obra	Remuneração de funcionários, encargos trabalhistas, etc.
<i>Soft Costs</i> – outros	Aquisição do imóvel, impostos, encargos cartoriais, lucro, etc.

Fonte: Adaptado de NREL, 2017.

Figura 5: *Cost breakdown* de sistemas fotovoltaicos no mercado americano separados em quatro diferentes escalas de tamanho.



Fonte: NREL, 2017.

A evolução anual do *cost breakdown* por tamanho de projeto publicado no estudo do NREL pode ser verificado na figura. De acordo com o NREL, os fatores responsáveis pela diminuição do custo do kilowatt hora são: inversores mais baratos e painéis mais eficientes devido a esforços de P&D, times de desenvolvimento menores devido à maior maturidade de produto e curva de aprendizado crescente, painéis fabricados com tensões maiores permitem correntes menores e menos perdas nos condutores.

Dentre os principais aspectos que causam o aumento dos preços do kWh estão: aumento do preço dos painéis e do aço, e aumento do custo da força de trabalho. Os custos dos materiais dos painéis e do aço são fortemente afetados pelos preços internacionais de mercado do carvão e do minério de ferro. Nas figuras é possível verificar o histórico de preços dos últimos 3 anos de dois dos principais *benchmarks* de carvão e minério de ferro negociados por bolsas internacionais de commodities. Aproximadamente 65% do *cost breakdown* do aço é composto pelo preço do carvão e do minério de ferro.

O custo de mercado das placas também já se mostrou sensível a episódios de choque de demanda. Durante todo o ano de 2017 o governo dos Estados Unidos não demonstrou firmeza quanto a continuidade das políticas de subsídios causando incerteza e elevando a procura de compra pelas placas além do esperado e causando um aumento de preços de 25 % naquele ano (NREL *Cost benchmark* 2017). Essa volatilidade pode ser verificada nas figuras 6 e 7.

Figura 6: Volatilidade do preço de minério de ferro, uma das principais matérias primas que impactam no custo de sistemas fotovoltaicos, no mercado global de commodities de 2016 a 2019.



Fonte: B3 (2019).

Figura 7: Volatilidade do preço do carvão, uma das principais matérias primas que impactam no custo de sistemas fotovoltaicos, no mercado global de commodities de 2016 a 2019.



Fonte: B3 (2019).

3. METODOLOGIA

3.1 CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA

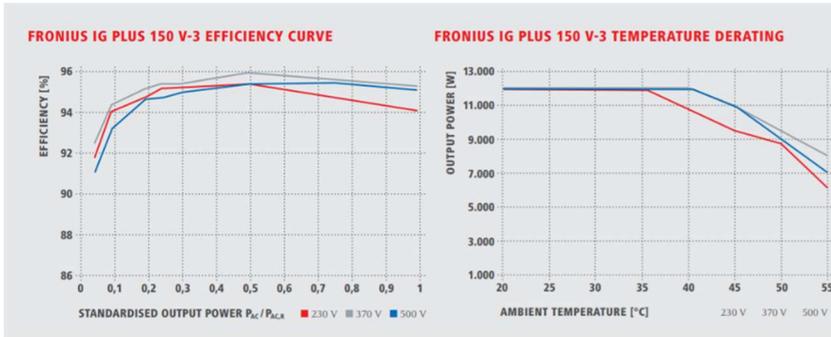
O presente trabalho analisa o desempenho de um sistema fotovoltaico de 21,06 kWp instalado sobre um telhado de uma indústria localizada na cidade de Brusque e que se encontra em operação desde agosto de 2015. Os dados de geração utilizados na análise são capturados pelo *datalogger* do inversor *Fronius* e enviados para a web enquanto o inversor estiver conectado à uma rede de internet, seja via cabo ou wireless. Altas taxas de erro na transmissão de internet, flutuações de recepção ou interrupções da transmissão prejudicam a operação online do *datalogger* (*Fronius Datalogger Web datasheet*).

O sistema é composto por dois inversores *Fronius IG Plus 120V-3*. O sinal de referência de frequência do inversor é lido da rede, dessa forma o sistema é exclusivamente para uso *on-grid*, não havendo geração para sistemas que não estejam conectados. Nas figuras 8 e 9 podem ser verificados os dados de *datasheet* de saída e as curvas de eficiência dos inversores.

Figura 8: Dados de *datasheet* de saída do inversor *Fronius IG Plus 120V-3*.

OUTPUT DATA	120 V-3
AC nominal output ($P_{ac,r}$)	10,000 W
Max. output power	10,000 VA
Max. output current ($I_{ac,max}$)	14.5 A
Grid connection ($U_{ac,r}$)	3-NPE 400 V / 230 V
Min. output voltage ($U_{ac,min}$)	180 V
Max. output voltage ($U_{ac,max}$)	270 V
Frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz
Frequency range ($f_{min} - f_{max}$)	46 – 65 Hz
Distortion factor	< 3 %
Power factor ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0.75 – 1 ind. / cap. ¹⁾

Figura 9: Curvas de eficiência de *datasheet* do inversor *Fronius 120V-3*.



Cada inversor recebe três *strings* de 13 placas fotovoltaicas do fabricante *SunEdison*, modelo SILVANTIS MEMC F270CyC-3x, totalizando 39 placas por inversor e 78 placas no total. Nas figuras 10 e 11 podem ser verificados os parâmetros elétricos, físicos e coeficientes de temperatura das placas, retirados do *datasheet* das placas.

Figura 10: Coeficientes de temperatura e parâmetros de *datasheet* das placas fotovoltaicas *SunEdison* utilizadas.

Model # ³	F270KyC
Frame/Back Sheet Color	Black/Black
Rated Maximum Power P _{max} (W)	270 -0 to +5 W
Open-Circuit Voltage V _{oc} (V)	38.5
Short Circuit Current I _{sc} (A)	9.10
Module Efficiency (%)	16.4
Voltage V _{mpp} (V)	31.5
Current I _{mpp} (A)	8.58

Figura 11: Parâmetros físicos de *datasheet* das placas fotovoltaicas *SunEdison* utilizadas.

Module Dimensions	1,658 mm x 990 mm x 50 mm
Module Weight	19.3 kg
Cell-Type	CCz monocrystalline
Number of Cells	60
Frame Material	Black Anodized Aluminum
Tempered ARC Coated Glass Thickness	3.2 mm
Connector Types (indicated in model #)	Amphenol Helios H4 (-38 or -28)

O sistema encontra-se na cidade de Brusque, de coordenadas geográficas -27.091504 S, -48.904343 O e possui clima subtropical. O perfil completo de temperatura da cidade pode ser verificado na figura 12, cujos dados foram retirados da base de dados da Embrapa, que possui uma estação meteorológica completa em Brusque e Agência Nacional das Águas, que possui uma estação pluviométrica em Brusque. (Adaptado de Atlas Climático da Região Sul do Brasil, Embrapa).

Figura 12: Perfil de temperaturas médias do município de Brusque.

Perfil de temperaturas médias do município de Brusque													
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média anual
Temperatura média mensal (°C)	24,4	24,1	23,2	20,5	17,8	15,7	15	16	17,6	19,3	21,2	23	19,8
Média das temperaturas mínimas mensais (°C)	19,6	19,7	18,8	16,3	13,2	11,7	10,7	12	13,8	15,3	16,8	18,4	15,5
Média das temperaturas mínimas absolutas mensais (°C)	10	9,4	7,8	4,6	1	-0,8	-3,2	-4,6	-1	4	6,6	9,4	3,6
Média das temperaturas máximas mensais (°C)	31	31,1	30	27,6	24,7	22,6	22,4	23,1	23,7	25,8	27,8	29,8	26,6
Média das temperaturas máximas absolutas mensais (°C)	40,4	41	40,2	35,6	33,2	32,2	32	35	38,2	36,6	39,2	40,9	37

Fonte: Adaptado de Atlas Climático da Região Sul do Brasil, Embrapa (2012).

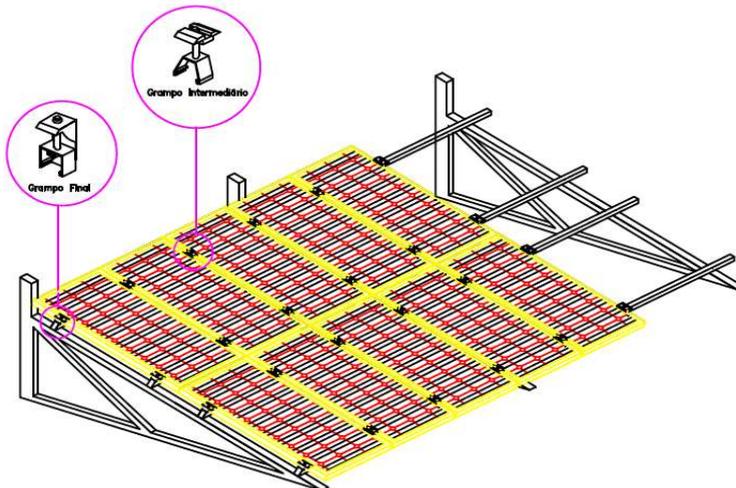
As placas encontram-se fixadas sobre uma estrutura dedicada, acoplada posteriormente na estrutura do telhado do galpão. A estrutura proporciona inclinação horizontal das placas de 25° como pode ser verificado nas figuras 13, 14, 15 e 18. O azimute do galpão e das *strings* de placas é de aproximadamente 0°.

Figura 13: Detalhe nas dimensões da estrutura de fixação dedicada ao recebimento das placas fotovoltaicas.



Fonte: Memorial descritivo.

Figura 14: Detalhe na estrutura de fixação dedicada ao recebimento das placas fotovoltaicas.



Fonte: Memorial descritivo.

A parte elétrica do *hardware* BOS compreende o cabeamento, os dispositivos de proteção CC, CA e os disjuntores. O esquemático elétrico pode ser verificado no diagrama unifilar geral (figura 19). Para proteção contra eventuais descargas atmosféricas o medidor bidirecional conta com dispositivos de proteção contra surtos (DPS CA), da marca *Exatron*, de 20kA no padrão de entrada existente na planta do acessante. Para proteção contra descargas nos inversores serão instalados DPS CC da marca *OBO V20-C 3PH-100*, máx. 1000 V_{DC}. Os inversores contam

com uma chave seccionadora tripolar incorporada na sua estrutura para eventual manutenção. Na tabela 5 pode ser verificada a lista de materiais com módulos geradores, inversores, *hardware* BOS estrutural e *hardware* BOS elétrico discriminados.

Figura 15: Sistema fotovoltaico de silício monocristalino, objeto de estudo desse trabalho, instalado sobre estrutura dedicada de fixação.



Fonte: Memorial descritivo.

Tabela 5: Lista de materiais

It.	Descrição	Un.	Quant.
1	Módulo fotovoltaico <i>SunEdison</i> , MEMC SILVANTIS 270 Wp	Pç	78
2	Inversor <i>Fronius IG PLUS 120 V-3</i>	Pç	02
3	Conector de encaixe macho, tipo MC4	Pç	06
4	Conector de encaixe fêmea, tipo MC4	Pç	06
5	Cabo solar, 6 mm ² , AC 0,6/ 1 kV DC 1,8 kV	m	282
6	Cabo solar, 6 mm ² , AC 0,6/ 1 kV DC 1,8 kV	m	282
7	Perfil de alumínio	Pç	54

It.	Descrição	Un.	Quant.
8	Grampo intermediário	Pç	144
9	Grampo final	Pç	24
10	Suporte de alumínio e aço inox	Pç	168
11	DPS, marca EXATRON, código DPSI2SD20, 275 V, 20 kA	Pç	03
12	DPS, marca OBO, código V20-C 3PH-100, mas 1000 V _{DC}	Pç	02
13	<i>Datalogger</i> , marca <i>Fronius Web 2</i>	Pç	01
14	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 6,0 mm ² , cor preto	m	15
15	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 6,0 mm ² , cor branco	m	15
16	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 6,0 mm ² , cor vermelho	m	15
17	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 6,0 mm ² , cor verde	m	15
18	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 10,0 mm ² , cor preto	m	10
19	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 10,0 mm ² , cor branco	m	10
20	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 10,0 mm ² , cor vermelho	m	10
21	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 10,0 mm ² , cor verde	m	10
22	Cabo de cobre, 0,6/1 kV, 10,0 mm ² , cor azul	M	10
23	QD inversores com 1 disjuntor trifásico de 40A e 2 disjuntores trifásicos de 20A	Pç	01
24	DC Protection Box	Pç	02

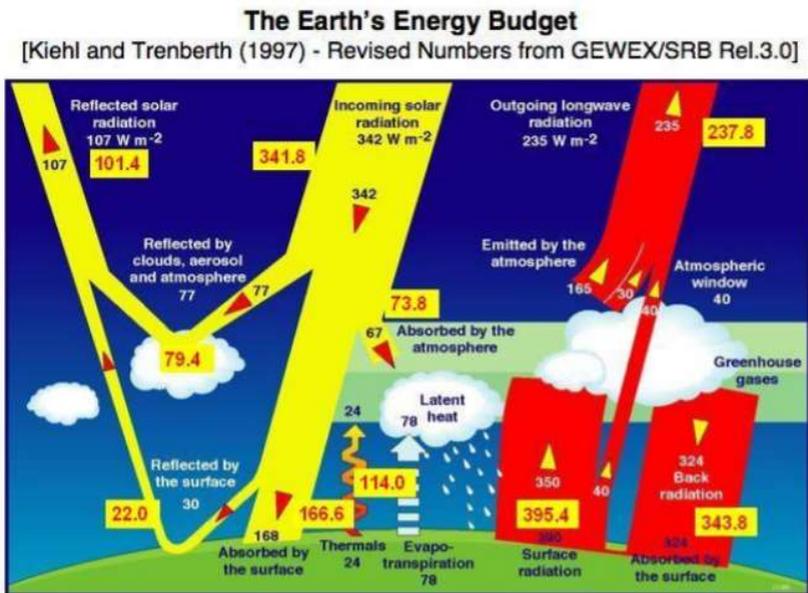
Fonte: Memorial descritivo.

3.2 BASE DE DADOS NASA-SSE

Os dados incluem estimativas meteorológicas de longo prazo e fluxos de energia solar na superfície. Dados oriundos de satélite e baseados nos modelos já se provaram ter exatidão o suficiente também para regiões do globo onde centrais de medição são esparsas ou inexistentes. Os dados são globais, ou seja, cobrem toda a superfície terrestre, e são contínuos no tempo. Todos os dados armazenados foram tratados de tal forma que fosse possível sua utilização por usuários comerciais e públicos em geral. Dessa forma, a NASA concebeu o projeto SSE (*Surface meteorology and Solar Energy*), que dispõe esses dados de forma pública, para a utilização de todos, na web. Os parâmetros de radiação solar do SSE são obtidos diretamente ou derivados de parâmetros disponíveis no projeto NASA/GEWEX SRB, que tem como objetivo coletar via satélite, organizar e armazenar componentes de fluxo de energia radiativa solar na superfície da Terra. A figura 16 ilustra os maiores componentes e processos associados ao

fluxo de energia solar na superfície da atmosfera. As componentes nas caixas amarelas são as mapeadas no Projeto SRB e são oriundas de medições coletadas de Julho de 1983 até Dezembro de 2007. O grau de incerteza absoluto dessas componentes ainda é objeto ativo de pesquisa e envolvem por exemplo calibração do satélite, propriedades atmosféricas das nuvens, aerossóis e gases constituintes e albedos de superfície. A resolução do pixel do algoritmo da NASA é de $1^\circ \times 1^\circ$ ($110 \text{ km} \times 110 \text{ km}$). A resolução do pixel para os algoritmos PVGIS e *Meteonorm* não são informados.

Figura 16: Principais componentes e processos associados ao saldo energético da superfície terrestre.

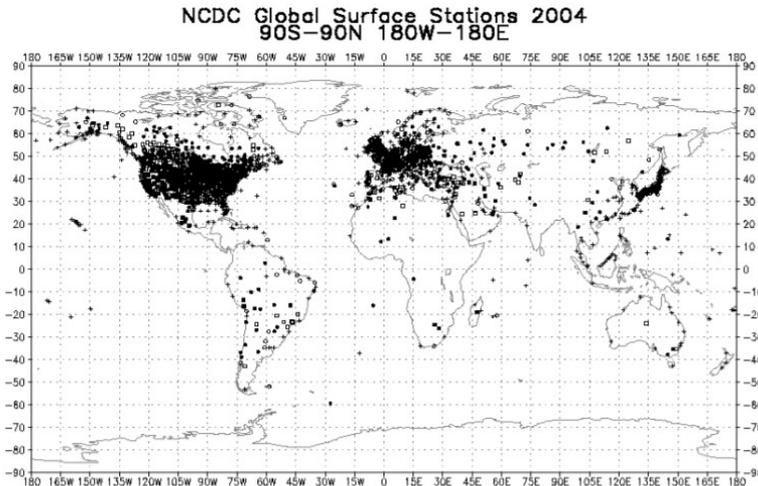


Fonte: NASA – SSE Method Documentation.

O modelo tem com entradas primárias: radiâncias visíveis e infravermelhas; propriedades de nuvem e superfície inferidas a partir do ISCCP (*International Satellite Cloud Climatology Project*); perfis de temperatura e umidade obtidos a partir do NASA GMAO (*Global Modelling and Assimilation Office*) e quantidades da coluna de ozônio a partir dos arquivos TOMS (*Total Ozone Mapping Spectrometer*) e TOVS (*TIROS Operational Vertical Sounder*). Na figura 17 pode-se verificar a

distribuição das estações meteorológicas em solo que compunham a base de dados em 2004.

Figura 17: Estações de solo de monitoramento meteorológico da NCDC em 2004.



No. of Stations = 2704

Fonte: NASA – SSE Method documentation.

Na tabela 6 é possível verificar o desvio da raiz quadrada média (RMSE) dos dados obtidos pela metodologia SSE contra os dados da BSRN.

Tabela 6: Desvio e RMSE dos dados obtidos pela metodologia NASA-SSE.

Parâmetro	Região	Desvio	RMSE (%)
Média mensal de 3-horas.	Global	-2,24	15,37
	60° Polar	-9,29	38,77
Radiação total	60° Equatorial	-1,57	12,85
Média diária. Radiação total	Global	-1,58	20,57
	60° Polar	-7,69	41,16
	60° Equatorial	-0,83	17,87
Radiação mensal.	Global	-2,22	13,94
	60° Polar	-8,43	32,20
Radiação total	60° Equatorial	-1,25	10,62

Fonte: Adaptado de NASA-SSE METHODOLOGY

3.3. BASE DE DADOS PVGIS

A documentação do PVGIS também disponibiliza a comparação entre os resultados do algoritmo contra medições feitas pela BSRN. O erro é disponibilizado por estação, como pode ser verificado na tabela 7. O desvio dos dados obtidos pode ser verificado na tabela 8.

Tabela 7: Comparação entre os resultados do algoritmo PVGIS contra medições feitas pela BSRN.

Estação	Erro do Satélite
Lindenberg (Alemanha)	-3,4
Cabauw (Países Baixos)	+0,4
Carpentras (França)	+2,1
Payerne (Suíça)	-3,0
Belsk (Polônia)	-5,5
Camborne (Reino Unido)	+3,0
Toravere (Estonia)	+5,1
Sde Boqer (Israel)	-3,3
Almeria (Espanha)	-0,9
Geneve (Suíça)	+2,6
Nantes (França)	+3,8
Vaulx-en-Velin (França)	+3,9
Kishinev (Moldávia)	+0,4
Liepaja (Letônia)	+2,5
Sonnblick (Áustria)	-14,0
Thessaloniki (Grécia)	+5,9
Wien Hohe Warte (Áustria)	-1,5
Ispra (Itália)	+8,4
Milano (Itália)	-0,5
Roma (Itália)	+4,1
Sarreguren (Espanha)	+1,6
A Coruna (Espanha)	+11,0
Lleida (Espanha)	+2,4
Madrid (Espanha)	-0,3
Xianghe (China)	+0,8

Estação	Erro do Satélite
De Aar (África do Sul)	+2,2
Tamanrasset (Argélia)	-6,0
Solar Village (Arábia Saudita)	+3,2
Florianópolis (Brasil)	+0,3
Cocos Island (Austrália)	+0,6

Fonte: Adaptado de *PVGIS METHOD DOCUMENTATION*.

Tabela 8: Desvio dos dados obtidos pela metodologia PVGIS.

Parâmetro	Região	Desvio	RMSE
Média mensal.	Total	-3,42	Não disponível
Radiação total	60° Polar	-3,56	
	60° Equatorial	-2,52	

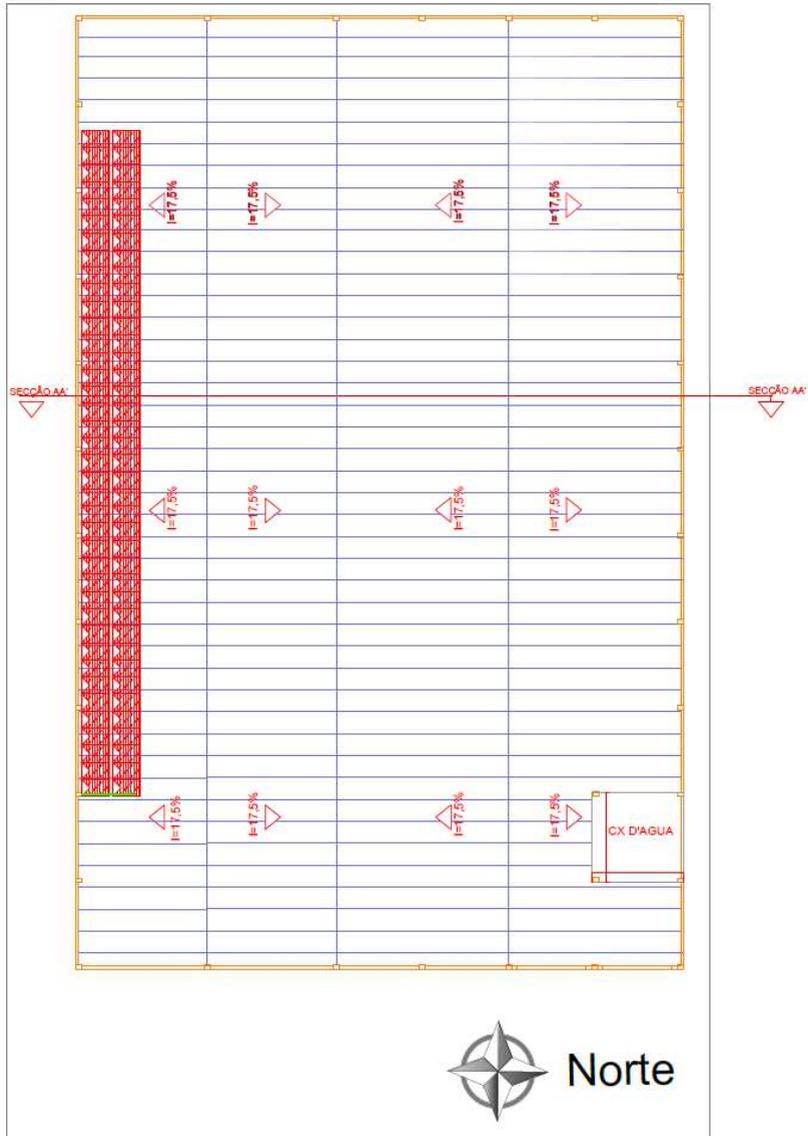
Fonte: Adaptado de *PVGIS METHOD DOCUMENTATION*.

Os valores de desvio da raiz quadrada média não estão disponíveis pois a documentação do PVGIS não informa diretamente e também não informa a distribuição dos valores de radiação medidos contra os calculados, que é informação necessária para o cálculo do RMSE.

Figura 18: Esquemático em AutoCAD do telhado do galpão onde o sistema encontra-se instalado.

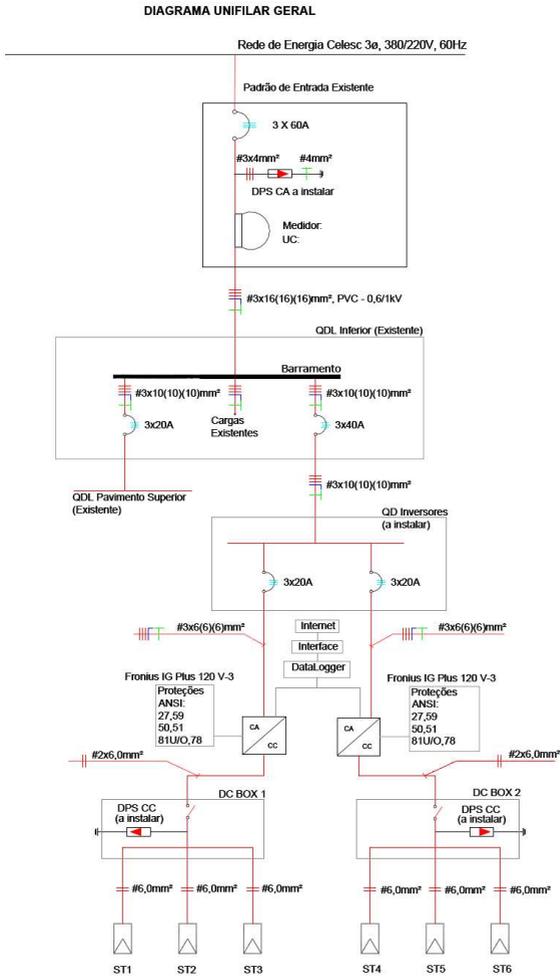
PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

Esc. 1:200



Fonte: Memorial descritivo.

Figura 19: Diagrama unifilar geral do sistema.



Fonte: Memorial descritivo.

4. RESULTADOS

Os dados de performance são coletados pelo *datalogger* e armazenados no servidor *Fronius*, onde através de um login de cliente/integrador, os dados de geração podem ser acessados. Os dados são armazenados separadamente por inversor. Os inversores são denominados IG PLUS 120 V-3 #0 e IG PLUS 120 V-3 #1. Para efeitos de simplificação, os inversores serão chamados de #0 e #1. Inicialmente foram coletados os dados de geração de ambos os inversores para os anos de 2016, 2017 e 2018, e posteriormente somados, pois apenas a geração total é objeto de estudo, como pode ser verificado nas figuras 20 a 22.

Figura 20: Dados de geração *Fronius* por inversor e total no ano de 2016.

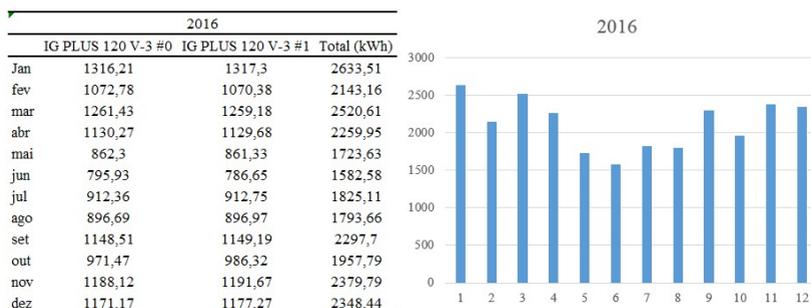


Figura 21: Dados de geração *Fronius* por inversor e total no ano de 2017.

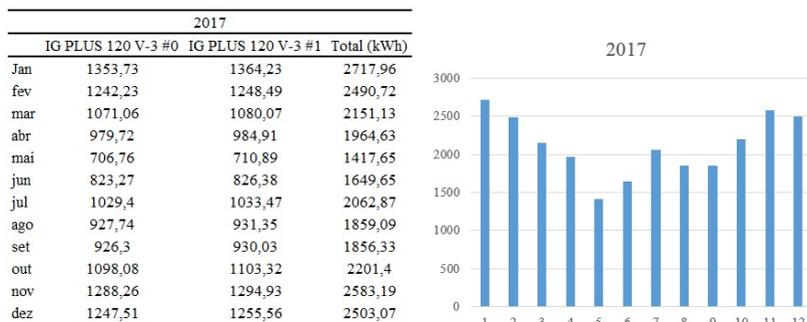
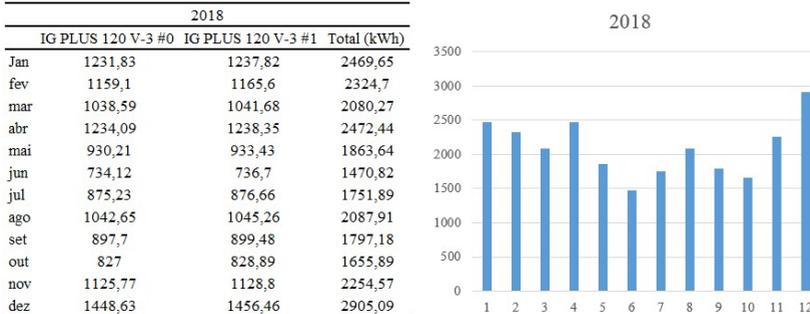


Figura 22: Dados de geração *Fronius* por inversor e total no ano de 2018.



Nas distribuições mensais pode-se verificar que a geração não possui perfil linear sempre, possuindo quebras de padrão, ou gaps. O segundo mês de maior geração no ano de 2016 foi março, um pouco atrás apenas de janeiro. Por outro lado, no ano de 2018 o segundo mês de maior geração foi abril, com uma diferença percentual considerável atrás de dezembro. Através dessas observações verifica-se que o erro quadrático médio do mesmo mês comparado em diferentes anos é relativamente grande quando se trata de clima.

Nas figuras 23 a 25 é possível verificar os dados das simulações que os bancos de dados NASA SSE, PVGIS e *METEONORM* retornaram.

Figura 23: Simulação utilizando a base de dados *Meteonorm*.

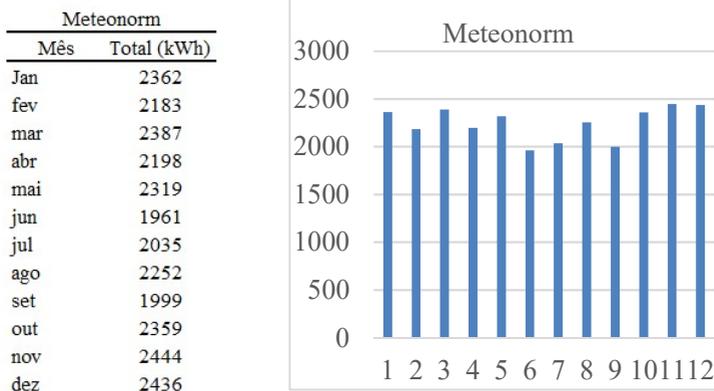


Figura 24: Simulação utilizando a base de dados PVGIS.

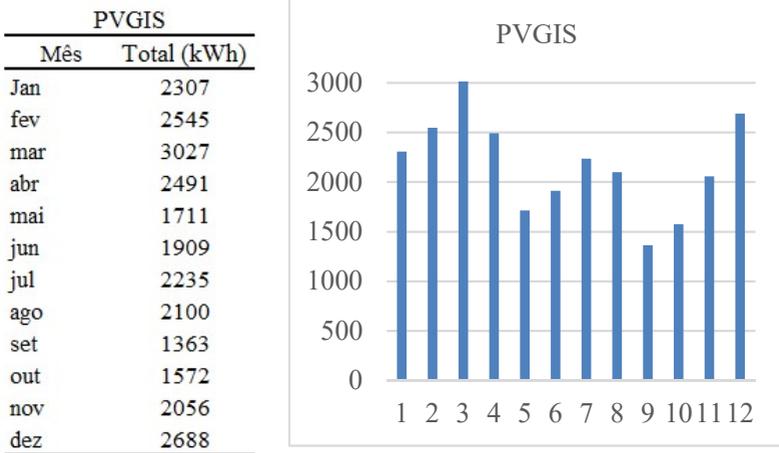
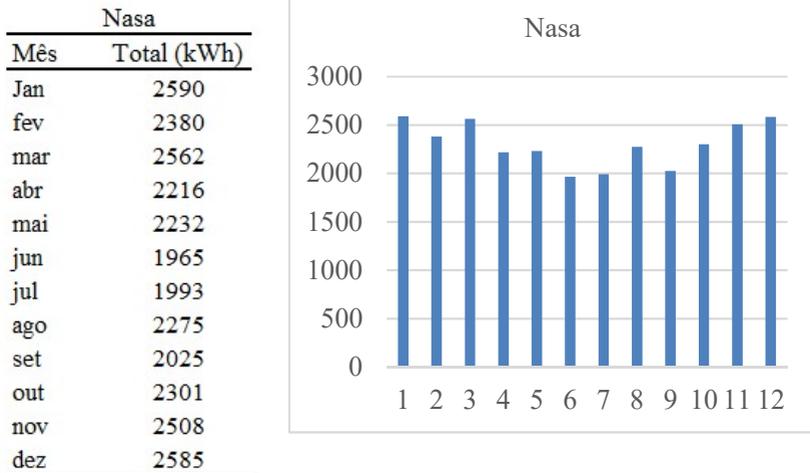


Figura 25: Simulação utilizando a base de dados NASA.



Os dados de simulação foram comparados com os dados de geração para os três anos de registro. As figuras estatísticas utilizadas foram o erro padrão, que mede o quanto os resultados da simulação se desviam da média e o desvio quadrático médio, que mede o desvio padrão dos resíduos. Os resíduos medem o quão longe os dados de

simulação se encontram dos resultados medidos e o desvio quadrático médio mede o quão espalhados os dados estão em torno da melhor reta. Quanto mais próximo de zero, menor o espalhamento.

Verifica-se que no ano de 2016, a simulação da Nasa possui o menor desvio médio e o menor desvio quadrático médio dentre as três bases, com 12,6% e 287 respectivamente. Isso representa uma diferença de aproximadamente 48% no desvio quadrático médio em comparação com a base PVGIS, que obteve a menor exatidão naquele ano.

O ranking de exatidão se mantém para o ano de 2017, com a base de dados da Nasa possuindo menor desvio médio e menor desvio quadrático médio dentre as três bases, com 13,6% e 323 respectivamente. A base do PVGIS novamente com a menor exatidão, dessa vez com uma diferença no desvio quadrático médio 38% menor em relação à Nasa.

Para o ano de 2018, a simulação da Nasa mantém liderando o desvio quadrático médio de valor 344, contra 377 da base PVGIS, contudo a base PVGIS apresenta o menor desvio médio, de valor 14,5% contra 15,9% da Nasa. A base *Meteonorm* apresentou a menor exatidão novamente. A dispersão (diferença entre as exatidões) para o ano de 2018 foi a menor dentre os três anos.

Nas tabelas 9, 10 e 11 pode-se verificar o *ranqueamento* discriminado das bases e o respectivo RMSE de cada uma para os anos de 2016 a 2018. Na tabela 12 pode-se verificar o *ranqueamento* global e o RMSE médio das bases para os três anos.

Os resultados da simulação divergiram do que foi gerado pelos seguintes possíveis motivos:

- O clima e a radiação solar são grandezas da natureza impossíveis de prever com exatidão. Fenômenos climáticos são avaliados como distribuições estatísticas e valores médios. A ocorrência de um mês atípico, por exemplo, é completamente imprevisível.

- Interrupções na internet onde o sistema está instalado interrompem momentaneamente o *datalogger*. A frequência e a quantidade dessas interrupções é desconhecida pois o *datalogger* não possui um monitoramento independente para si. O único dado de saída do *datalogger* são os valores mensais totais.

- Quedas de energia da rede ou qualquer desligamento para manutenção do sistema também desligam a geração, interrompem o registro, o que acarreta em discrepâncias entre a radiação efetiva e o registro do *datalogger*.

- Imprecisões intrínsecas dos algoritmos.

Tabela 9: Rankeamento 2016

Base de dados	RMSE
1° NASA	287
2° Meteonorm	304
3° PVGIS	427

Tabela 10: Rankeamento 2017

Base de dados	RMSE
1° NASA	323
2° Meteonorm	349
3° PVGIS	448

Tabela 11: Rankeamento 2018

Base de dados	RMSE
1° NASA	344
2° Meteonorm	359
3° PVGIS	377

Tabela 12: Rankeamento Geral

Base de dados	RMSE médio
1° NASA	318
2° Meteonorm	337
3° PVGIS	417

Figura 27: Erros e desvios para o ano de 2017.

Geradores			2017												
#0	#1	Total (kWd)	Meternorm		PVGIS		Nasa								
			Desvio	Desvio %	Desvio	Desvio %	Desvio	Desvio %							
Jan	1353,73	1364,23	2717,96	2362	-355,96	-13%	126708	2307	-410,96	-15%	168888	2590	-127,96	-5%	16374
Fev	1242,23	1248,49	2490,72	2183	-307,72	-12%	94692	2545	54,28	2%	2946	2380	-110,72	-4%	12259
mar	1071,06	1080,07	2151,13	2387	235,87	11%	55635	3027	875,87	41%	767148	2562	410,87	19%	168814
abr	979,72	984,91	1964,63	2198	233,37	12%	54462	2491	526,37	27%	277065	2216	251,37	13%	63187
mai	706,76	710,89	1417,65	2319	901,35	64%	812432	1711	293,35	21%	86054	2232	814,35	57%	663166
jun	823,27	826,38	1649,65	1961	311,35	19%	96939	1909	259,35	16%	67262	1965	315,35	19%	99446
jul	1029,4	1033,47	2062,87	2035	-27,87	-1%	777	2235	172,13	8%	29629	1993	-69,87	-3%	4882
ago	927,74	931,35	1859,09	2252	392,91	21%	154378	2100	240,91	13%	58038	2275	415,91	22%	172981
set	926,3	930,03	1856,33	1999	142,67	8%	20355	1363	-493,33	-27%	243374	2025	168,67	9%	28450
out	1098,08	1103,32	2201,4	2359	157,6	7%	24838	1572	-629,4	-29%	396144	2301	99,6	5%	9920
nov	1288,26	1294,93	2583,19	2444	-139,19	-5%	19374	2056	-527,19	-20%	277929	2508	-75,19	-3%	5654
dez	1247,51	1255,56	2503,07	2436	-67,07	-3%	4498	2688	184,93	7%	34199	2585	81,93	3%	6713
			14777,31	122090		Média	200723	546,31		Média	2174,31	2174,31		Média	104320
				Desvio Médio % 14,7%		Desvio Médio % 18,8%		Desvio Médio % 18,6%		Desvio Médio %		Desvio Médio %		Desvio Médio %	
				RMSE 349		RMSE	448	RMSE		RMSE	RMSE		RMSE	323	

Figura 28: Erros e desvio para o ano de 2018.

Gradadores			Meteonorm				PVGIS				Nasa			
#0	#1	Total (kWh)	Meteonorm	Desvio	Desvio %	Desvio ²	PVGIS	Desvio	Desvio %	Desvio ²	Nasa	Desvio	Desvio %	Desvio ²
Jan	1231,83	1237,82	2362	-107,65	-4%	11589	2307	-162,65	-7%	26455	2590	120,35	5%	14484
fev	1159,1	1165,6	2183	-141,7	-6%	20079	2545	220,3	9%	48532	2380	55,3	2%	3058
mar	1038,59	1041,68	2387	306,73	15%	94083	3027	946,73	46%	896298	2562	481,73	23%	232064
abr	1234,09	1238,35	2198	-274,44	-11%	75317	2491	18,56	1%	344	2216	-256,44	-10%	65761
mai	930,21	933,43	2319	455,36	24%	207353	1711	-152,64	-8%	23299	2232	368,36	20%	135689
jun	734,12	736,7	1961	490,18	33%	240276	1909	438,18	30%	192002	1965	494,18	34%	244214
jul	875,23	876,66	2035	283,11	16%	80151	2235	483,11	28%	233395	1993	241,11	14%	58134
ago	1042,65	1045,26	2252	164,09	8%	26926	2100	12,09	1%	146	2275	187,09	9%	35003
set	897,7	899,48	1999	201,82	11%	40731	1363	-434,18	-24%	188512	2025	227,82	13%	51902
out	827	828,89	2359	703,11	42%	494364	1572	-83,89	-5%	7038	2301	645,11	39%	416167
nov	1125,77	1128,8	2444	189,43	8%	35884	2056	-198,57	-9%	39430	2508	253,43	11%	64227
dez	1448,63	1456,46	2436	-469,09	-16%	220045	2688	-217,09	-7%	47128	2585	-320,09	-11%	102458
			1800,95				869,95				2497,95			
			Média				Média				Média			
			Desvio Médio %				Desvio Médio %				Desvio Médio %			
			16,4%				14,5%				15,9%			
			RMSE				RMSE				RMSE			
			359				377				344			

5. CONCLUSÃO

Esse trabalho comparou os desvios e os desvios quadráticos médios das simulações utilizando as bases de dados solarimétricas NASA, PVGIS e *Meteororm* com o histórico de geração de um sistema operante e com um monitoramento simples por *datalogger*. O *datalogger* por sua vez, não possui um monitoramento secundário, dessa forma o registro está sujeito a falhas e interrupções de monitoramento como por exemplo queda na internet. Essas interrupções possuem frequência e duração desconhecidas, caso tenham ocorrido.

A posição no ranking de exatidão de cada base de dados respeitou um padrão, com a base de dados NASA liderando nos anos de 2016 e 2017. No ano de 2018 a base de dados *Meteororm* apresentou o menor desvio das três bases, com a NASA muito próxima.

A base *Meteororm* performou sensivelmente pior nos três anos.

Como conclusão desse estudo, na ocasião da escolha dentre as três bases para utilização comercial, a escolha mais acurada fica entre NASA e *Meteororm*.

Como sugestão para trabalhos futuros, é válido analisar com que exatidão as bases de dados se comportam no caso da utilização de um *tracker* no sistema.

REFERÊNCIAS

- 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.
- BRITO, M. C., SERRA, J. M., 1948. **Células solares para a produção de energia eléctrica**, Departamento de Física da FCUL.
- BURGER, B., RÜTHER, R., 2006. **Inverter sizing of gridconnected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature**, *Solar Energy*, vol. 80, pp 32-45.
- CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** CEPEL- CRESESB. Rio de Janeiro - Brasil, 2014.
- COLLE, S.; PEREIRA, E.B. Atlas de Radiação Solar do Brasil - INMET/LABSOLAR/CEPTEC/INPE. 2000.
- FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.** Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Industrial, Departamento de Eletrotécnica, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2008.
- GUEYMARD, C. A., MYERS, D.; EMERY, K., 2002. **Proposed reference irradiance spectra for solar energy systems testing**, *Solar Energy*, vol. 73, nº 6, pp 443-467.
- 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.
- 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 geostacionário: 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.
- Meteonorm. Method Documentation. Disponível em: <
<https://meteonorm.com/>> Acesso em: 03/03/19.

MME – Ministério de Minas e Energia. Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2016.), 2017. Edição: 15/05/2018.

NASA. Surface meteorology and Solar Energy Release Data Set. Disponível em: <<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>>. Acesso em: 03/03/19.

NREL. CSR Model data for South America. Disponível em: <<https://www.data.gov>>. Acesso em: 03/03/19.

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., 2017. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, 2ª ed.: INPE. São José dos Campos - SP.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A., 2014. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.

PVGIS. Method Documentation. Disponível em: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html>. Acesso em: 03/03/19.

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.

SALAMONI, I., RÜTHER, R., 2007. **O Potencial Brasileiro da geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede**, IX Encontro Nacional e V Latino-Americano de Conforto no Ambiente Construído, Ouro Preto.

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.

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.

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 NASA GERADO PELO PVSYSYST

PVSYSYST V6.79		08/05/19		Page 1/5					
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project : dicolore									
Geographical Site		Limoeiro	Country Brazil						
Situation		Latitude -27.06° S	Longitude -48.88° W						
Time defined as		Legal Time	Time zone UT-3						
		Albedo	0.20						
Meteo data:		Limoeiro	NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Synthetic						
Simulation variant : New simulation variant									
		Simulation date	08/05/19 09h54						
Simulation parameters		System type	Building system						
Collector Plane Orientation		Tilt	25°	Azimuth	0°				
Models used		Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonom				
Horizon		Average Height	2.5°						
Near Shadings		Linear shadings							
User's needs :		Unlimited load (grid)							
PV Array Characteristics									
PV module		Si-poly	Model	CS6K - 270P					
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.						
Number of PV modules		In series	13 modules	In parallel	6 strings				
Total number of PV modules		Nb. modules	78	Unit Nom. Power	270 Wp				
Array global power		Nominal (STC)	21.06 kWp	At operating cond.	17.53 kWp (65°C)				
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	333 V	I mpp	53 A				
Total area		Module area	128 m²	Cell area	114 m²				
Inverter		Model	IG Plus 120 V-3						
Original PVsyst database		Manufacturer	Fronius International						
Characteristics		Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power	10.00 kWac				
Inverter pack		Nb. of inverters	2 units	Total Power	20 kWac				
				Pnom ratio	1.05				
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s				
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	56 mOhm	Loss Fraction	0.7 % at STC				
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %				
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP				
Strings Mismatch loss				Loss Fraction	0.10 %				
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Grid-Connected System: Horizon definition

Project : **dicolore**
Simulation variant : **New simulation variant**

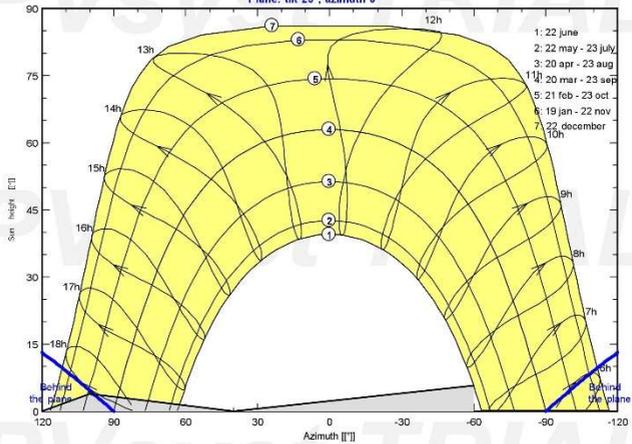
Main system parameters	System type	Building system	
Horizon	Average Height	2.5'	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 270P	Pnom 270 Wp
PV Array	Nb. of modules	78	Pnom total 21.06 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

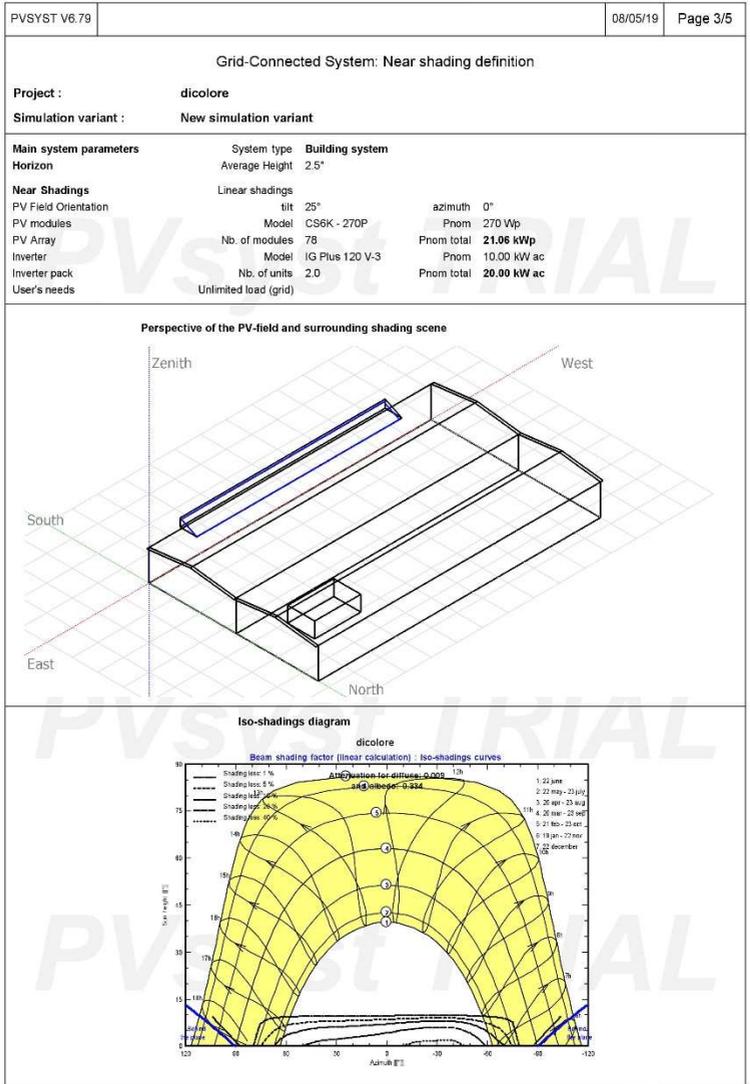
Horizon	Average Height	2.5'	Diffuse Factor	0.99
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.89

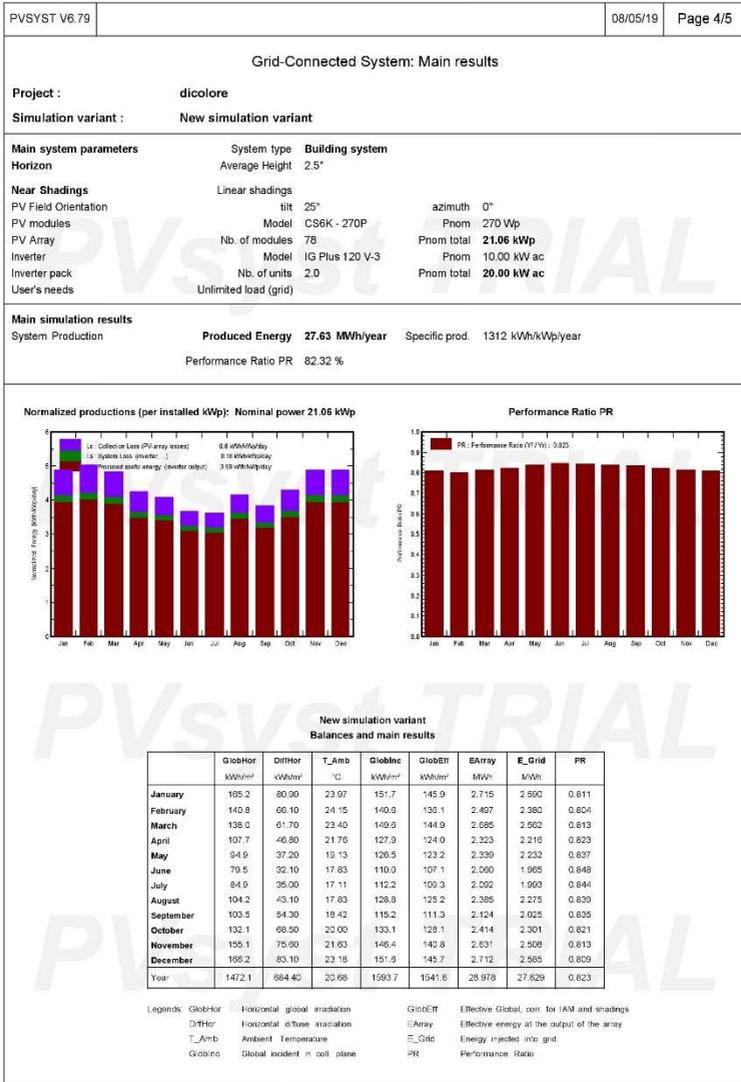
Height [']	5.7	0.0	3.9	0.0
Azimuth [°]	-60	40	100	120

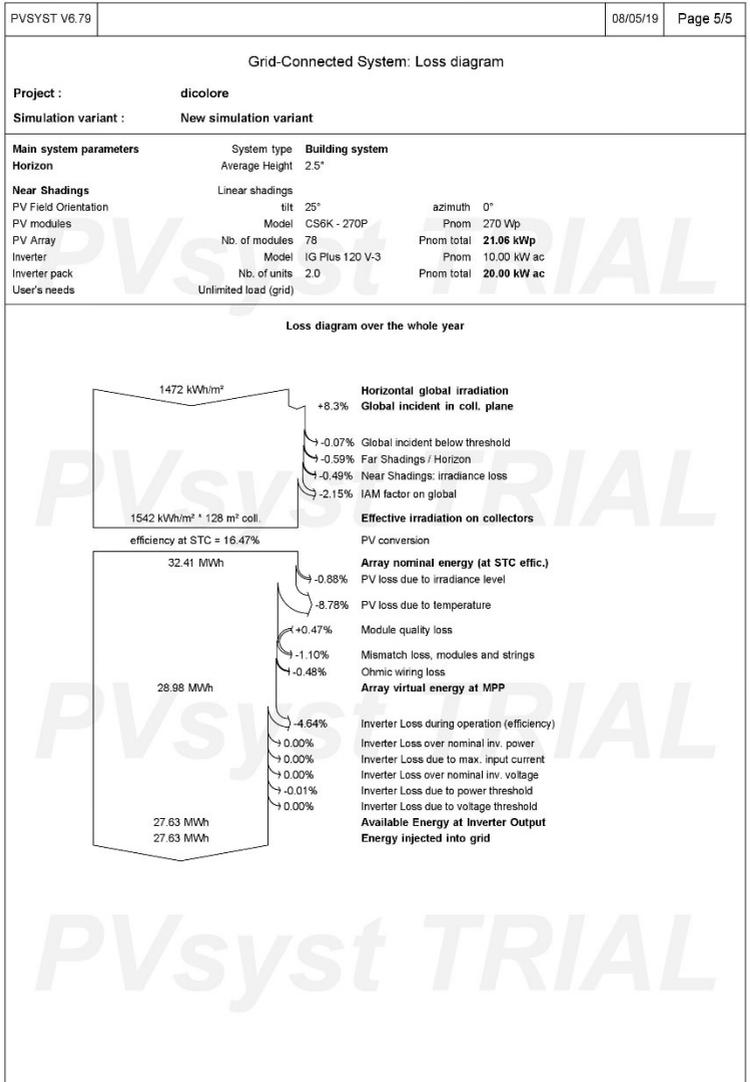
Horizon line at Sao Paulo

Plane: tilt 25°, azimuth 0°









APÊNDICE B – RELATÓRIO PVGIS GERADO PELO PVSYSY

PVSYSY V6.79		08/05/19		Page 1/5	
Grid-Connected System: Simulation parameters					
Project : dicolore					
Geographical Site		Limoeiro		Country Brazil	
Situation		Latitude -27.06° S		Longitude -48.88° W	
Time defined as		Legal Time		Time zone UT-3	
		Albedo		0.20	
Meteo data:		Limoeiro		PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB - TMY	
Simulation variant : New simulation variant					
Simulation date 08/05/19 09h41					
Simulation parameters		System type Building system			
Collector Plane Orientation		Tilt 25°		Azimuth 0°	
Models used		Transposition Perez		Diffuse Imported	
Horizon		Average Height 2.5°			
Near Shadings		Linear shadings			
User's needs :		Unlimited load (grid)			
PV Array Characteristics					
PV module		Si-poly		Model CS6K - 270P	
Original PVsyst database		Manufacturer		Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules		In series		13 modules	
		In parallel		6 strings	
Total number of PV modules		Nb. modules		78	
		Unit Nom. Power		270 Wp	
Array global power		Nominal (STC)		21.06 kWp	
		At operating cond.		17.53 kWp (65°C)	
Array operating characteristics (50°C)		U mpp		333 V	
		I mpp		53 A	
Total area		Module area		128 m²	
		Cell area		114 m²	
Inverter		Model IG Plus 120 V-3			
Original PVsyst database		Manufacturer		Fronius International	
Characteristics		Operating Voltage		230-500 V	
		Unit Nom. Power		10.00 kWac	
Inverter pack		Nb. of inverters		2 units	
		Total Power		20 kWac	
		Pnom ratio		1.05	
PV Array loss factors					
Thermal Loss factor		Uc (const)		20.0 W/m²K	
		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s	
Wiring Ohmic Loss		Global array res.		56 mOhm	
Module Quality Loss		Loss Fraction		0.7 % at STC	
Module Mismatch Losses		Loss Fraction		-0.5 %	
Strings Mismatch loss		Loss Fraction		1.0 % at MPP	
Incidence effect (IAM): User defined profile		Loss Fraction		0.10 %	
		10°		0.998	
		20°		0.998	
		30°		0.995	
		40°		0.992	
		50°		0.986	
		60°		0.970	
		70°		0.917	
		80°		0.763	
		90°		0.000	

Grid-Connected System: Horizon definition

Project : **dicolore**
Simulation variant : **New simulation variant**

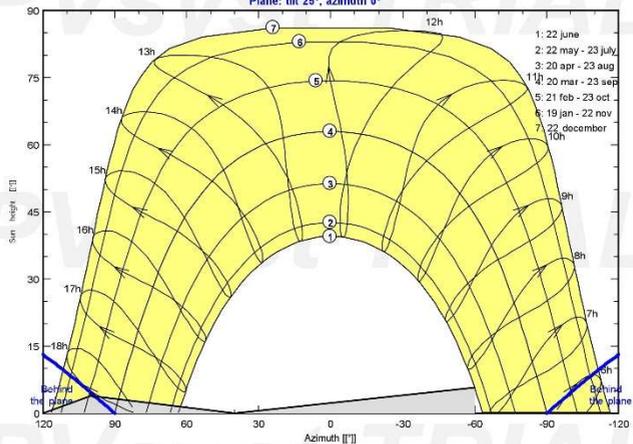
Main system parameters	System type	Building system	
Horizon	Average Height	2.5'	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 270P	Pnom 270 Wp
PV Array	Nb. of modules	78	Pnom total 21.06 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

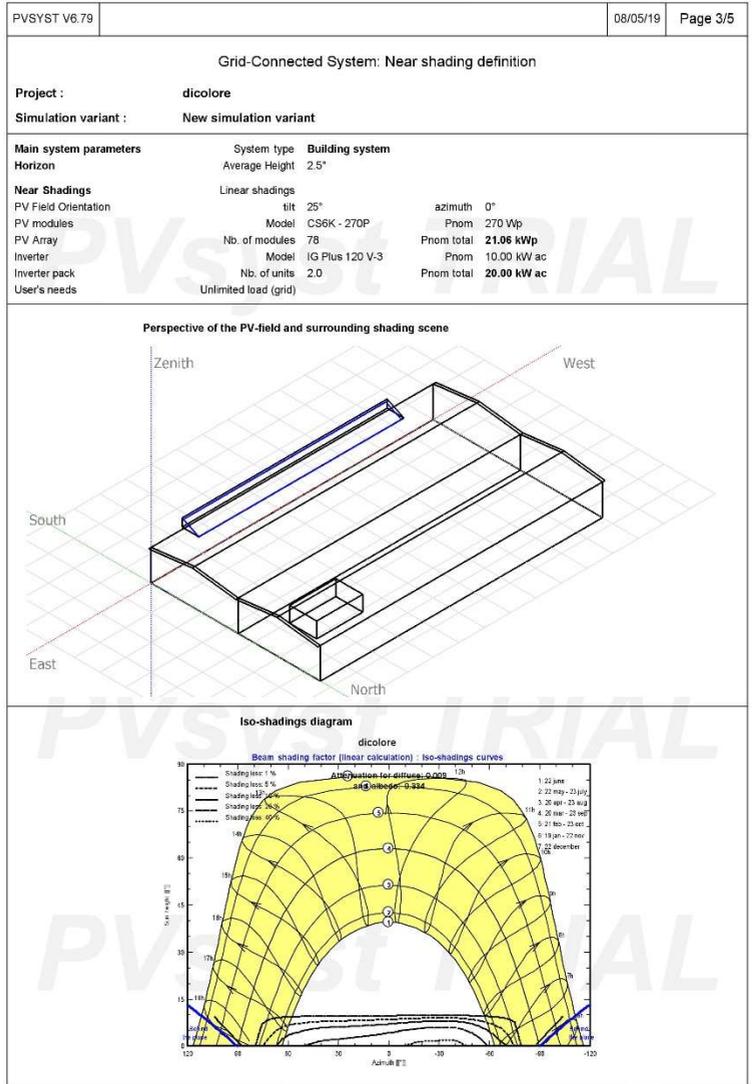
Horizon	Average Height	2.5'	Diffuse Factor	0.99
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.89

Height [']	5.7	0.0	3.9	0.0
Azimuth [°]	-60	40	100	120

Horizon line at Sao Paulo

Plane: tilt 25°, azimuth 0°





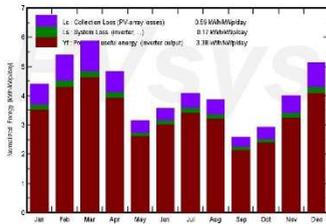
Grid-Connected System: Main results

Project : **dicolore**
Simulation variant : **New simulation variant**

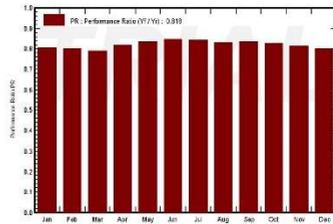
Main system parameters	System type	Building system
Horizon	Average Height	2.5'
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	25° azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 270P Pnom 270 Wp
PV Array	Nb. of modules	78 Pnom total 21.06 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3 Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0 Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
System Production **Produced Energy 26.00 MWh/year** Specific prod. 1235 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 81.78 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 21.06 kWp



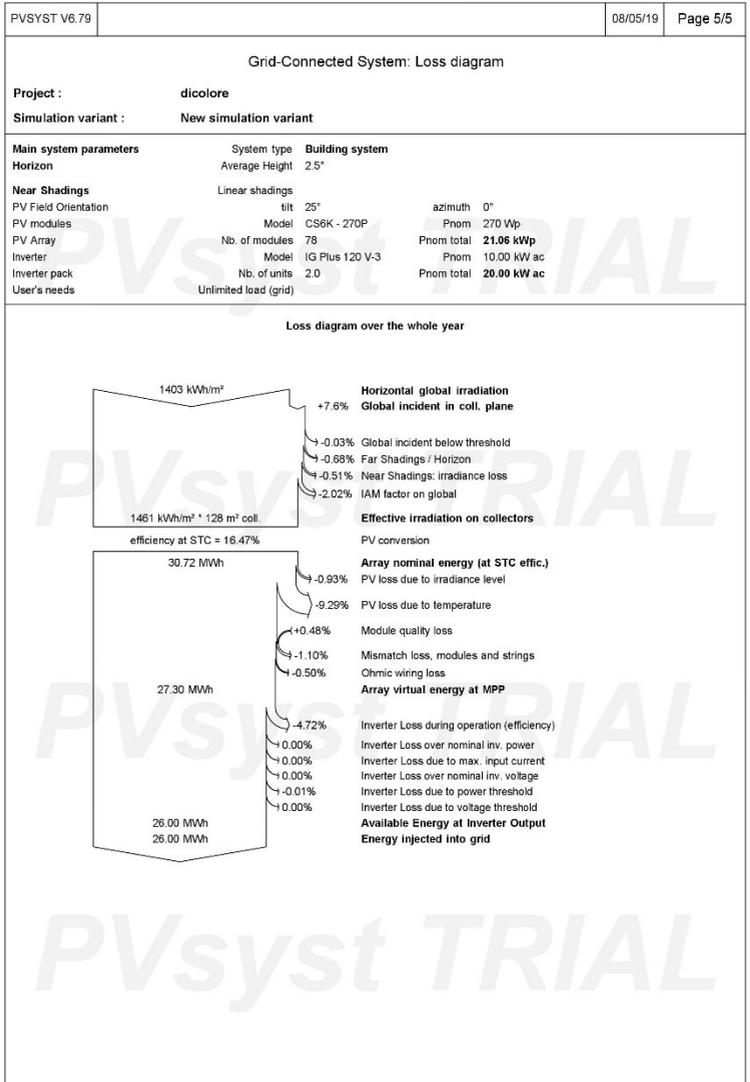
Performance Ratio PR



**New simulation variant
Balances and main results**

	GlobHor kWh/m ²	DifHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEII kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	145.2	83.53	23.18	135.8	130.6	2.423	2.307	0.807
February	152.2	74.04	24.31	150.0	145.5	2.608	2.545	0.822
March	167.1	62.32	25.59	181.0	170.0	3.174	3.027	0.752
April	121.4	51.00	21.47	144.7	140.7	2.511	2.491	0.817
May	78.8	41.90	18.00	97.2	94.2	1.797	1.711	0.830
June	80.4	38.07	17.11	107.1	104.1	2.022	1.900	0.840
July	93.6	37.90	16.05	126.1	122.5	2.343	2.235	0.841
August	100.2	49.20	16.21	119.9	116.5	2.305	2.100	0.822
September	73.0	51.22	18.19	77.7	74.8	1.497	1.363	0.833
October	21.1	65.33	10.44	30.2	30.5	1.555	1.572	0.820
November	125.4	68.57	21.05	119.8	115.0	2.161	2.056	0.815
December	172.5	85.22	23.55	159.2	153.8	2.821	2.699	0.822
Year	1403.0	710.17	20.40	1509.9	1481.4	27.296	26.005	0.818

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation GlobEII Effective Global, corr. for IAM and shading
DifHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
GlobInc Global incident in cell plane PR Performance Ratio



APÊNDICE C – RELATÓRIO *METEONORM* GERADO PELO *PVSYST*

PVSYST V6.79		07/05/19	Page 1/5						
Grid-Connected System: Simulation parameters									
Project : dicolore									
Geographical Site	Limoeiro	Country	Brazil						
Situation	Latitude	-27.06° S	Longitude -48.88° W						
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 22 m						
	Albedo	0.20							
Meteo data:	Dicolore	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic							
Simulation variant : New simulation variant									
	Simulation date	07/05/19 10h26							
Simulation parameters	System type	Building system							
Collector Plane Orientation	Tilt	25°	Azimuth 0°						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm						
Horizon	Average Height	2.4°							
Near Shadings	Linear shadings								
User's needs :	Unlimited load (grid)								
PV Array Characteristics									
PV module	Si-poly	Model	CS6K - 270P						
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.							
Number of PV modules	In series	13 modules	In parallel 6 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	78	Unit Nom. Power 270 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	21.06 kWp	At operating cond. 17.53 kWp (65°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	333 V	I mpp 53 A						
Total area	Module area	128 m²	Cell area 114 m²						
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3							
Original PVsyst database	Manufacturer	Fronius International							
Characteristics	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 10.00 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	2 units	Total Power 20 kWac						
			Pnom ratio 1.05						
PV Array loss factors									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	56 mOhm	Loss Fraction 0.7 % at STC						
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.5 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %						
Incidence effect (IAM): User defined profile									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

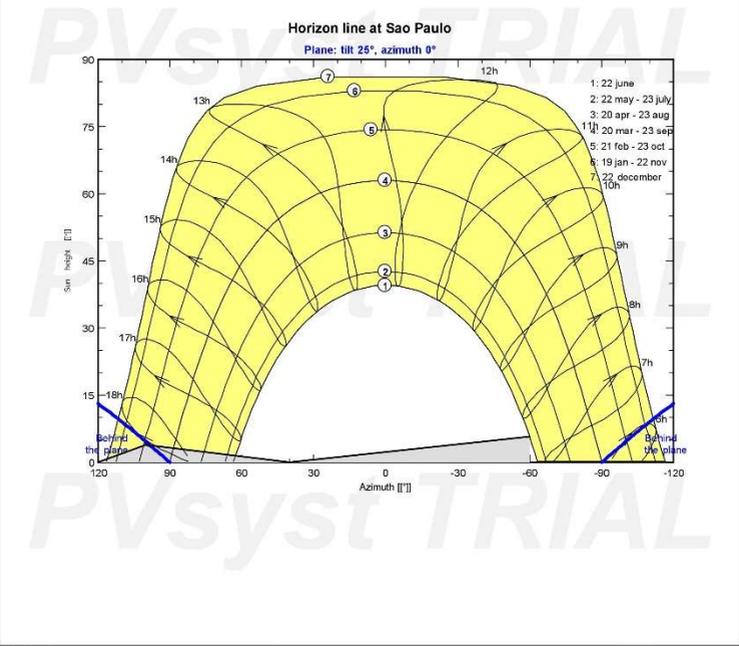
Grid-Connected System: Horizon definition

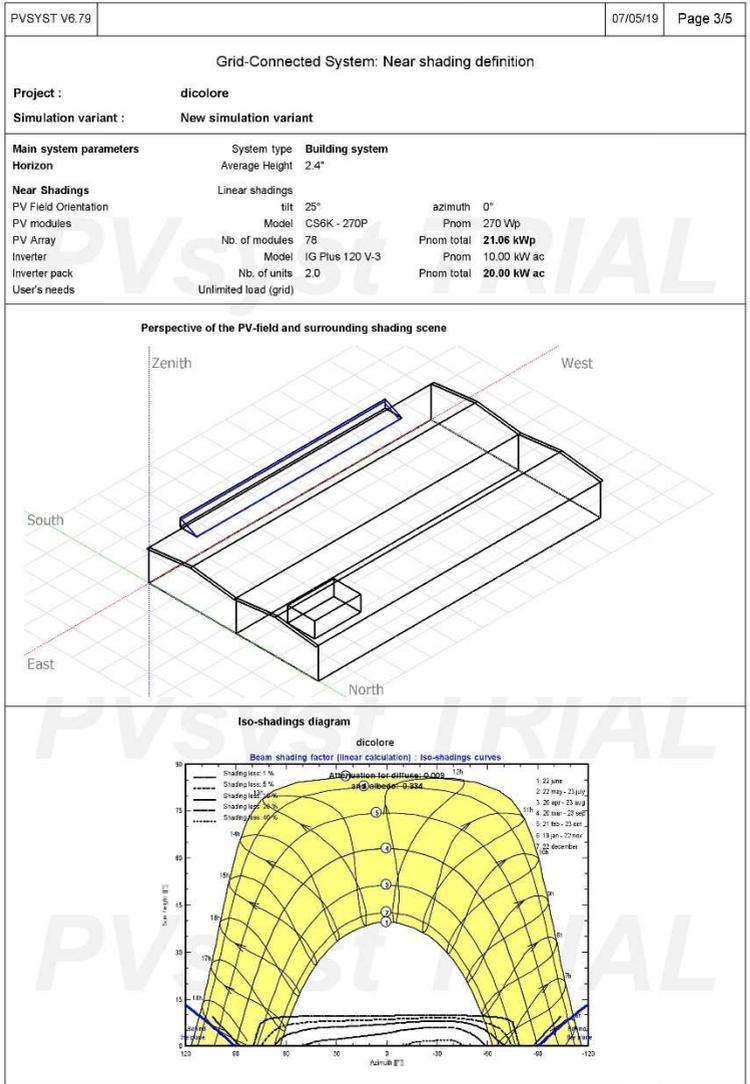
Project : dicolore
Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Building system	
Horizon	Average Height	2.4°	
Near Shadings	Linear shadings		
PV Field Orientation	tilt	25°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 270P	Pnom 270 Wp
PV Array	Nb. of modules	78	Pnom total 21.06 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3	Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

Horizon	Average Height	2.4°	Diffuse Factor	0.99
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.89

Height [°]	5.7	0.0	3.9	0.0
Azimuth [°]	-60	40	100	120





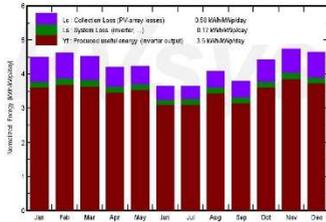
Grid-Connected System: Main results

Project : **dicolore**
Simulation variant : **New simulation variant**

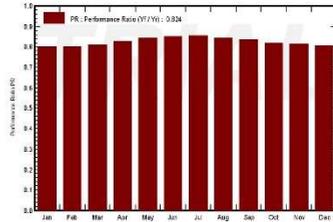
Main system parameters	System type	Building system
Horizon	Average Height	2.4*
Near Shadings	Linear shadings	
PV Field Orientation	tilt	25° azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 270P Pnom 270 Wp
PV Array	Nb. of modules	78 Pnom total 21.06 kWp
Inverter	Model	IG Plus 120 V-3 Pnom 10.00 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0 Pnom total 20.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)	

Main simulation results
System Production **Produced Energy 26.93 MWh/year** Specific prod. 1279 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 82.36 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 21.06 kWp



Performance Ratio PR



**New simulation variant
Balances and main results**

	GloHor kWh/m ²	DifHor kWh/m ²	T_Amb °C	GloInc kWh/m ²	GloEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	150.7	85.02	25.27	130.7	134.2	2.470	2.362	0.803
February	131.3	70.19	24.80	120.5	124.9	2.201	2.183	0.801
March	131.9	74.43	24.35	140.0	135.1	2.503	2.387	0.810
April	109.3	59.79	21.42	120.4	122.3	2.304	2.198	0.820
May	99.4	40.80	18.28	131.0	127.4	2.420	2.319	0.841
June	81.3	37.11	16.51	100.3	100.3	2.056	1.961	0.852
July	86.0	30.39	15.24	113.3	110.2	2.134	2.035	0.853
August	104.7	51.24	16.72	126.8	123.1	2.301	2.252	0.843
September	105.9	60.12	18.06	114.9	109.9	2.096	1.956	0.833
October	135.5	74.25	21.07	136.0	131.8	2.475	2.350	0.810
November	151.3	86.40	22.44	142.3	136.7	2.564	2.444	0.815
December	157.2	86.95	24.51	143.3	137.8	2.556	2.438	0.805
Year	1444.8	765.70	20.70	1552.8	1489.5	28.250	26.934	0.824

Legends: GloHor Horizontal global irradiation GloEff Effective Global, corr. for IAM and shading
 DifHor Horizontal diffuse irradiation EArray Effective energy at the output of the array
 T_Amb Ambient Temperature E_Grid Energy injected into grid
 GloInc Global incident in cell plane PR Performance Ratio

