



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

KAL-EL BASÍLIO BRITO

ESTUDO DE CASO DE UM PROJETO DE UNIDADE DE CAPTAÇÃO DE  
ENERGIA FOTOVOLTAICA EMPREGANDO O SOFTWARE PVSYST

Campina Grande, Paraíba  
Fevereiro de 2015

KAL-EL BASÍLIO BRITO

ESTUDO DE CASO DE UM PROJETO DE UNIDADE DE CAPTAÇÃO DE  
ENERGIA FOTOVOLTAICA EMPREGANDO O SOFTWARE PVSYST

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no  
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor Tarso Vilela Ferreira, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba  
Fevereiro de 2015

KAL-EL BASÍLIO BRITO

ESTUDO DE CASO DE UM PROJETO DE UNIDADE DE CAPTAÇÃO DE  
ENERGIA FOTOVOLTAICA EMPREGANDO O SOFTWARE PVSYST

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade  
Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade  
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos  
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em  
Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em        /        /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor Tarso Vilela Ferreira, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico esse trabalho ao meu vovô Paulo.

## AGRADECIMENTOS

À minha família. Sem minha mãe e meu pai nada disso seria possível, pelo amor e pela dedicação integral sempre presentes.

À minha namorada Laís, por estar ao meu lado diariamente, pela cumplicidade e, claro, pelo amor.

Aos amigos que fiz nesse curso, são eles os responsáveis pela gargalhada e companheirismo diário.

Ao meu orientador, Professor Tarso Vilela, pela paciência e orientação.

Enfim, a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para construção de quem sou hoje.

*“O progresso é precisamente aquilo não previsto pelas regras e regulamentos.”*  
Ludwig von Mises.

## RESUMO

Depois da crise do petróleo de 1973, surgiu a necessidade de estudar e desenvolver outras fontes de energia, neste contexto desenvolveu-se as tecnologias das células fotovoltaicas. Essa fonte de energia vem apresentando nos últimos anos uma expansão exponencial, atingindo em 2013 quase 140.000 MWp de capacidade instalada. Este Trabalho de Conclusão de Curso apresentará um estudo de caso a fim de analisar a viabilidade de projetos de captação de energia solar, empregando o software PVsyst. Para este estudo de caso foi tomada uma casa hipotética na região de Patos, na Paraíba. Entendendo as estimativas de dados e o levantamento de parâmetros que dizem respeito a esse tipo de empreendimento. Como resultado da simulação desse estudo obteve-se um sistema que gerará entorno de 41 MWh/ano, tendo como custo total R\$ 133.038,27 e um retorno esperado acumulado de R\$ 143.706,00 ao longo de 30 anos. Foi possível obter resultados com relação ao aproveitamento energético e viabilidade econômica do empreendimento.

**Palavras-chave:** Análise econômica de energia solar, efeito de sombreamento, painel fotovoltaico, PVsyst, sistema fotovoltaico conectado à rede.

# SUMÁRIO

1	Introdução.....	10
1.1	Objetivos .....	12
1.1.1	Objetivo Geral .....	12
1.1.2	Objetivos Específicos .....	12
1.2	Estrutura do trabalho .....	12
2	Embasamento Teórico .....	13
2.1	Módulos Fotovoltaicos .....	13
2.1.1	Silício Monocristalino .....	13
2.1.2	Silício Policristalino .....	14
2.2	Inversores .....	14
2.3	Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede.....	14
2.4	PVsystem .....	16
3	Estudo de Caso usando PVsystem.....	19
3.1	Localização da instalação .....	19
3.2	Orientação das placas .....	21
3.3	Sistema que será instalado.....	22
3.3.1	Potência concebida ou área disponível .....	22
3.3.2	Módulo fotovoltaico .....	23
3.3.3	Inversor.....	24
3.3.4	Quantidade escolhida e configuração .....	25
3.4	Sombreamento próximo .....	25
3.5	Sombreamento à distância.....	26
3.6	Detalhamento de perdas .....	27
3.6.1	Perdas térmicas .....	27
3.6.2	Perdas ôhmicas .....	28
3.6.3	Perdas devidas à qualidade do módulo .....	30
3.6.4	Perdas devidas à poluição.....	31
3.6.5	Perdas devidas à modificação do ângulo de incidência .....	32
3.6.6	Perdas energéticas devidas a sistemas auxiliares.....	33
3.6.7	Perdas devidas à indisponibilidade do sistema .....	34
3.7	Balanco Financeiro.....	35
4	Resultados .....	38
5	Conclusão .....	43
	Referências .....	44
	ANEXO .....	46

Relatório Final .....46

# 1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Energia Fotovoltaica (SEF) são capazes de gerar energia elétrica através das chamadas células fotovoltaicas. As células fotovoltaicas são dispositivos capazes de transformar a energia luminosa solar em energia elétrica, podendo funcionar como geradora de energia elétrica ou como sensor capaz de medir intensidade luminosa.

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez em 1839, mas somente em 1884, Charles Fritts produziu a primeira célula solar fotovoltaica usando selênio, que contava com eficiência de apenas 1% [1]. A partir da explicação do efeito fotoelétrico por Albert Einstein e o desenvolvimento da microeletrônica, em 1954 é que foi anunciada a primeira célula solar fotovoltaica usando silício, com eficiência de 6%, desenvolvida pelos pesquisadores Calvin Fuller, Gerald Pearson e Daryl Chapin [2].

O custo de produção elevado de células com relação à quantidade de energia produzida fez com que o desenvolvimento desse tipo de tecnologia fosse lento, sendo limitada a aplicações espaciais devido às características de confiabilidade e ao baixo peso [3]. Com a crise do petróleo de 1973, surgiu a necessidade de estudar e desenvolver outras fontes de energia, então, com o aumento de produção e a pesquisa de tecnologia em materiais usados na fabricação das células os custos começaram a diminuir, chegando-se ao ano 2000 com a capacidade instalada de pouco mais de 1400 MWp [4].

Conforme apresentado na Figura 1, percebe-se o aumento exponencial da capacidade instalada de energia fotovoltaica mundial ao longo dos anos. Em 2013 a capacidade global atingiu quase 140.000 MWp, sendo a Europa detentora de 81.500 MWp, a região do Pacífico e da Ásia, exceto China, de 22.000 MWp, a China de 18.600 MWp, as Américas de 13.700 MWp e o resto do mundo de por volta de 3.000 MWp [5].

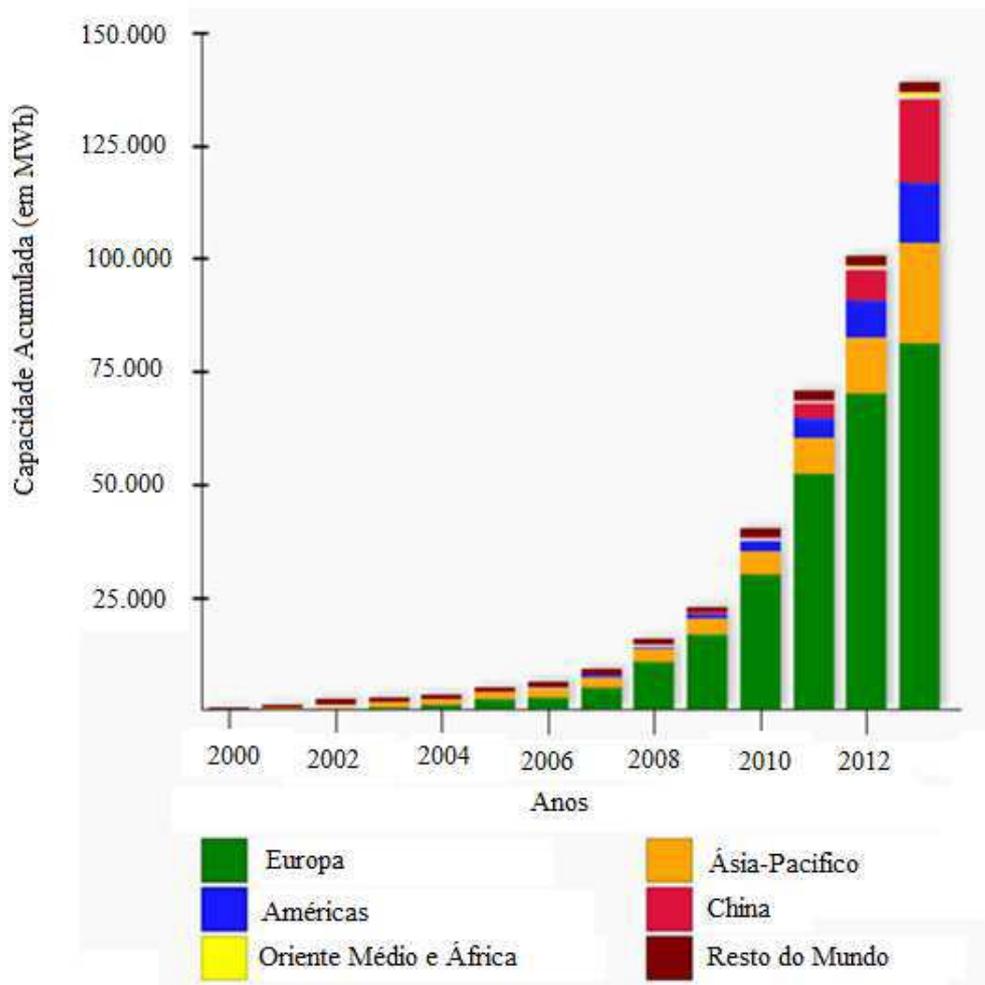


Figura 1: Capacidade Acumulada (em MWp) agrupada por região.

Programas do Governo Federal brasileiro têm dado atenção à implementação de sistemas solares fotovoltaicos isolados em comunidades carentes e eletricamente isoladas, com a finalidade de cumprir o objetivo de expandir a energia e acabar com a exclusão elétrica no país. Sendo assim, a utilização desses sistemas representa uma boa solução ao atendimento de comunidades distantes sem acesso à rede de energia elétrica ou ainda para quem deseja vender energia elétrica [6]. É neste contexto que um estudo de caso ajudará a compreender quais fatores devem ser considerados e se esse tipo de empreendimento é economicamente viável.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 OBJETIVO GERAL

Realizar-se um estudo de caso de implantação de uma Unidade Captora de Energia Fotovoltaica (UCEF) na região de Patos, no sertão paraibano.

### 1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivos específicos do trabalho, buscam-se:

- i. Analisarem-se a viabilidade de projetos de UCEF na região do sertão paraibano;
- ii. Apontarem-se os fatores de maior influência no estudo de caso estudado;
- iii. Compreender-se a estimativa de dados e o levantamento de parâmetros;
- iv. Realizar-se uma avaliação econômica sobre esse tipo de empreendimento;
- v. Capacitar-se pessoal especializado no uso do software de simulação PVsyst.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este Trabalho de Conclusão de Curso está dividido em sete Capítulos. O primeiro Capítulo destina-se à parte introdutória, apresentando uma contextualização geral no âmbito energia fotovoltaica, mostrando um panorama histórico, bem como seus objetivos. No segundo Capítulo é feito o embasamento teórico do trabalho, onde serão abordados os blocos funcionais constituintes de um SEF considerados nas simulações realizadas no PVsyst (módulos fotovoltaicos e inversor, que será usado no estudo de caso no capítulo seguinte). No Capítulo 3 o foco será dado ao estudo de caso de implementação de uma UCEF. O Capítulo 4 é destinado aos resultados obtidos e comentários acerca dos mesmos. O quinto e último Capítulo é reservado às conclusões e contribuições obtidas, bem como à proposição de trabalhos futuros.

## 2 EMBASAMENTO TEÓRICO

Para o entendimento do estudo de caso e dos resultados obtidos, é necessário tecer alguns comentários sobre os módulos fotovoltaicos, os inversores e os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, além de apresentarem-se algumas ferramentas que o software PVsyst oferece.

### 2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

O módulo fotovoltaico é a unidade básica de todo o SEF, sendo composto por células conectadas em arranjos, produzindo tensão e corrente suficientes para a utilização da energia. É indispensável o agrupamento em módulos já que uma célula fornece pouca potência elétrica: em uma tensão em torno de 0,4 V no ponto de máxima potência e densidade de corrente da ordem de 30 mA/cm<sup>2</sup>. Adicionalmente a célula apresenta espessura muito reduzida, necessitando de proteção contra esforços mecânicos e fatores ambientais. O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo, que pode ser série e/ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada. Deve ser dada cuidadosa atenção às células a serem reunidas, devido às suas características elétricas.

De maneira geral, para obter-se uma célula fotovoltaica, o material semicondutor passa por uma etapa de purificação e, em seguida, por uma etapa de dopagem, através de introdução de impurezas, dosadas na quantidade certa. Dentre os tipos de células fotovoltaicas mais comuns são as de silício monocristalino e as de silício policristalino [7].

#### 2.1.1 SILÍCIO MONOCRISTALINO

Este material é basicamente o mesmo utilizado na fabricação de circuitos integrados para microeletrônica. As células são formadas em fatias de um grande cristal, previamente crescido e fatiado. A grande experiência na sua fabricação e pureza do material garantem alta confiabilidade do produto e altas eficiências. Enquanto o limite teórico de conversão da luz solar em energia elétrica para esta tecnologia é de 27%,

valores nas faixas de 12 a 16% são encontrados em produtos comerciais. Devido às quantidades de material utilizado e à energia envolvida na sua fabricação, esta tecnologia apresenta sérias barreiras para redução de custos, mesmo em grandes escalas de produção.

### 2.1.2 SILÍCIO POLICRISTALINO

Estas células são fabricadas a partir do mesmo material das monocristalinas que, ao invés de formar um único grande cristal, é solidificado em forma de um bloco composto de muitos pequenos cristais. A partir deste bloco são obtidas fatias e fabricadas as células. A presença de interfaces entre os vários cristais reduz um pouco a eficiência destas células. Na prática os produtos disponíveis alcançam eficiências muito próximas das oferecidas em células monocristalinas. Neste caso, a quantidade de material por célula é basicamente o mesmo do caso anterior, entretanto, a energia necessária para produzi-las é significativamente reduzida.

## 2.2 INVERSORES

Inversores são componentes responsáveis pela conversão de corrente contínua em corrente alternada. Eles devem dissipar o mínimo de potência, evitando as perdas, e devem produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica. Muitas vezes utilizam-se filtros para minimizar o conteúdo de harmônicos. Inversores monofásicos são geralmente adequados para aplicações de baixa potência, até 5 kW. Acima desse valor os inversores trifásicos são mais comuns. Geralmente a eficiência do inversor é mais alta para inversores com baixo autoconsumo e a eficiência aumenta quando a tensão de entrada cresce [8].

## 2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é aquele que dispensa dispositivos de armazenamento da energia gerada, pois esta pode ser consumida ou injetada diretamente na rede elétrica convencional. Instalações deste tipo vêm se tornando cada dia mais populares em diversos países europeus, no Japão, Estados Unidos e mais recentemente

no Brasil. As potências instaladas vão desde poucos kWp em instalações residenciais, até alguns MWp em grandes sistemas operados por empresas [8].

O esquema de conexão desse sistema é ilustrado na Figura 2. Durante o dia a energia elétrica excedente é mandada para a rede, durante a noite a residência é quem recebe energia da rede.

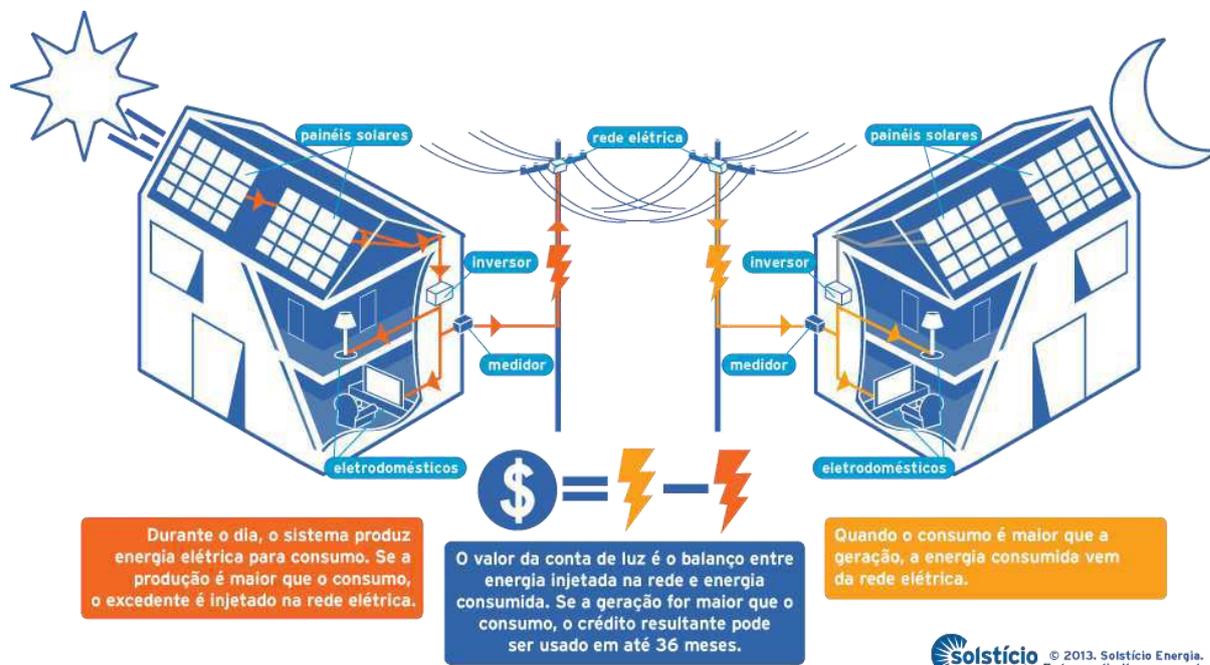


Figura 2: Sistema fotovoltaico conectado à rede [9].

Esses sistemas consistem em um grande número de módulos, ligados em série e paralelo conectados a um grande inversor [10]. Podendo ser citadas algumas das vantagens e desvantagens, onde se incluem questões técnicas e não técnicas [11,12]. Destacam-se como vantagens:

- Fonte de energia vasta e amplamente acessível;
- Sem emissões de combustão ou outros resíduos radioativos (baixa contribuição para a mudança climática global ou a poluição do ar e da água);
- Baixos custos operacionais (fonte primária gratuita);
- Ausência de partes móveis (não há desgaste);
- Funcionamento à temperatura ambiente (sem corrosão de alta temperatura ou questões de segurança);
- Elevada fiabilidade dos módulos FV (garantias superiores a 30 anos);
- Fácil previsão da produção anual;

- Modular (incrementos de pequenas ou grandes instalações);
- Possibilidade de integração nas estruturas de edifícios novos ou existentes;
- Pode ser instalada rapidamente em quase qualquer ponto de uso;
- Matéria-prima, utilizada nos módulos, abundante (caso do silício).

Destacam-se, também como desvantagens:

- A radiação solar é uma energia com relativa baixa densidade;
- Elevados custos iniciais;
- Produção horária ou diária imprevisível;
- Inexistência de um modo de armazenamento de energia eficiente e econômico;
- No processo de fabricação dos painéis solares são geradas substâncias nocivas para o ambiente;
- Consumo significativo de energia no processo de fabricação dos painéis solares.

## 2.4 PVSYST

O PVsyst é um software que realiza estudo de sistemas de energia fotovoltaica servindo como base para tomada de decisão em empreendimentos do gênero. A plataforma permite adicionar características como localização geográfica da instalação da planta solar, dimensionamento dos sistemas a serem utilizados (módulos fotovoltaicos e inversores), além da especificação de suas perdas e avaliação econômica.

Os dados climatológicos e de irradiação podem ser adicionados manualmente, caso se possua algum banco de dados, ou podem-se usar bancos de dados presentes no próprio software, como o Meteonorm 6.1 ou NASA-SSE:

- **Meteonorm** contém possui 8325 estações meteorológicas e cinco satélites geoestacionários. Fornecendo modelos de interpolação de dados globais de alta precisão. Esses dados estão disponíveis em uma grade

global com resolução de 8 km, na Europa e no norte da África com resolução de 3 km [13].

- **NASA-SSE** (*Surface Meteorology and Solar Energy programme*) possui um conjunto de dados para avaliar e projetar sistemas de energias renováveis. Os resultados das medições fornecidos possuem uma grade de 1° latitude por 1° de longitude ao longo de todo o globo terrestre [14].

Destaca-se a possibilidade inserir os efeitos de sombreamento próximo, construindo um modelo 3D do cenário da planta, e os efeitos de sombreamento à distância, adicionando o perfil topográfico do horizonte. Podendo tal linha ser construída manualmente, através de inspeção (em função do azimute), ou importado a partir das fontes com as quais o PVsyst é compatível:

- **Carnaval**: software baseado em uma rede georreferenciada para cálculo da linha de horizonte em qualquer lugar entre longitude 6°O à 10°L e latitudes 41°N à 52°N, abrangendo parte da Europa (não cobrindo a área desse estudo de caso).
- **Solmetric SunEye**: instrumento computadorizado usando câmera olho de peixe para gravar a máscara do ambiente ao redor, proporcionando o peso de cada grau azimutal (por exemplo, tomando 360 pontos).
- **Horiz'ON**: software pode ser usado conjuntamente com um suporte especializado para câmera fotográfica, permitindo tirar várias fotografias com uma referência horizontal (cada 20° azimutais), unindo-as em um panorama único.
- **Meteonorm**: software que produz perfis de horizonte que também podem ser importados para o software.
- **Arquivo interno do PVsyst**: pode-se também fornecer e será reconhecido arquivos ASCII com vírgulas, ponto-e-vírgula, tabulações ou espaço (como um arquivo CSV do EXCEL), onde cada linha corresponde a um azimute (expressos em graus) e um peso, devendo o formato desse arquivo ser .HOR.

Uma vez definida a área de execução do projeto será necessário conhecer os sistemas que serão instalados: os módulos fotovoltaicos e os inversores. Buscar-se-á

conhecer detalhadamente as perdas e qual a melhor orientação dos painéis para maior aproveitamento da energia solar.

Ao fim da simulação é gerado pelo próprio programa um relatório onde são especificadas as considerações tomadas e os resultados atingidos [15].

## 3 ESTUDO DE CASO USANDO PVSYST

É apresentado o estudo de caso didático, a fim de ilustrar como é feito o projeto de instalação de uma UCEF conectada à rede. A ideia é construir um cenário onde uma pessoa ou família interessada em vender energia elétrica o possa fazer usando sua residência, sendo constatado pela simulação que o empreendimento é rentável, ele pode servir de base para futuros projetos.

### 3.1 LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO

Ao determinar a localização espacial para uma instalação é possível definir os dados de insolação e climatológicos de uma região do globo. Munido desses dados é possível definir regiões propícias para instalação.

A primeira etapa consiste em selecionar o local da instalação do projeto. Foi escolhida a região próxima à cidade Patos na Paraíba, devido a sua alta incidência de radiação solar e baixa índice de precipitação [16], conforme pode ser visto na Figura 3.

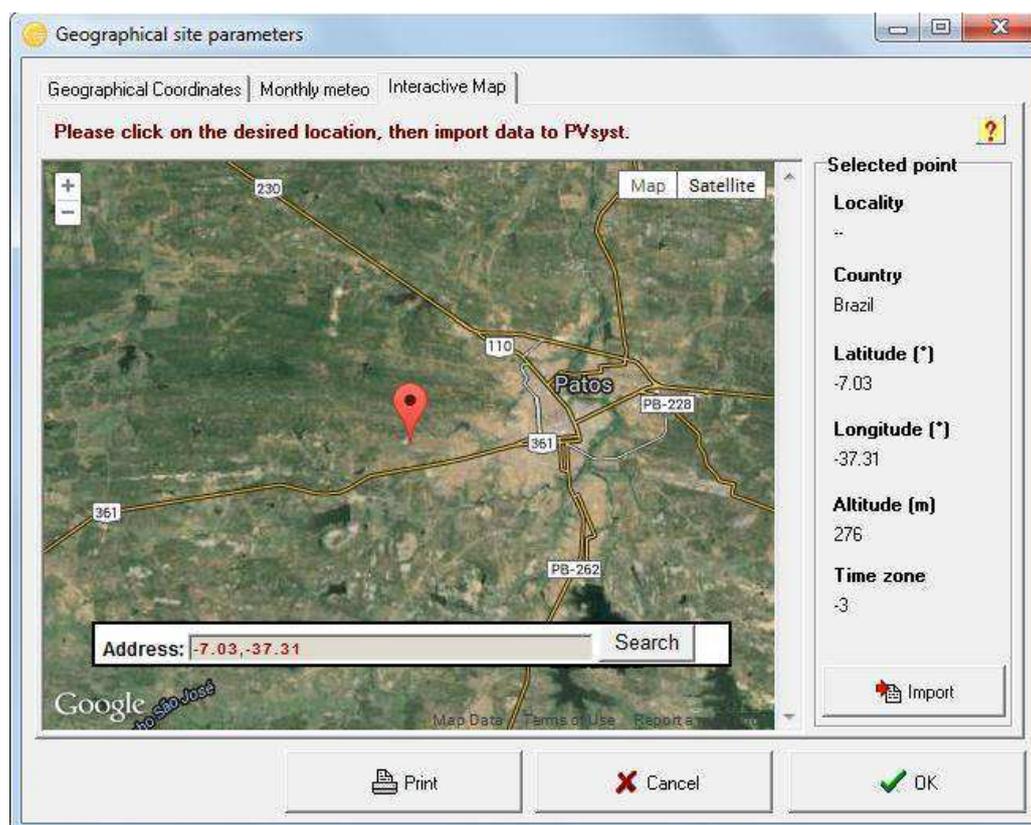


Figura 3: Região selecionada para instalação do projeto.

Incluem-se informações meteorológicas a partir das bases de dados da Meteonorm 6.1 e da NASA-SSE, sendo escolhidos para esse caso os dados da primeira fonte citada.

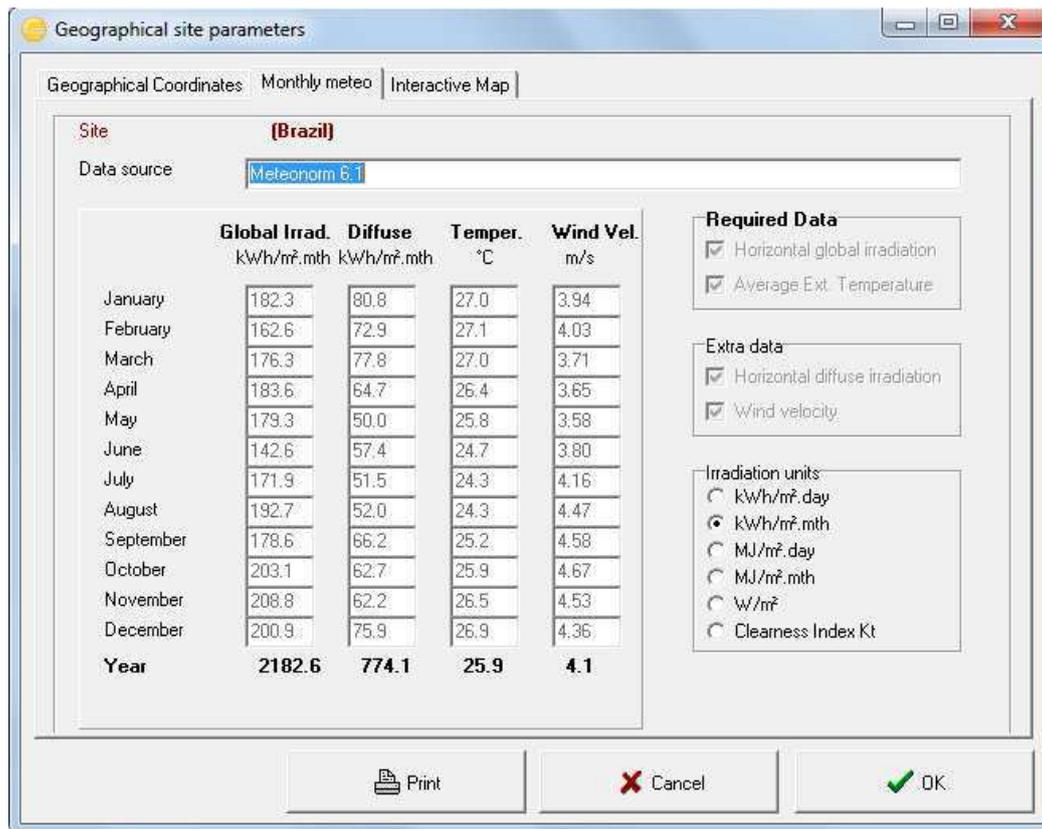


Figura 4: Dados meteorológicos.

Observando-se a Figura 4, verifica-se que a irradiação global média anual para a região é de 2.182,6 kWh/m<sup>2</sup>, sendo esta média a soma das médias de cada mês do ano, tendo havido a máxima em novembro com 208,8 kWh/m<sup>2</sup>. A irradiação difusa média anual é de 774,1 kWh/m<sup>2</sup>, sendo a máxima em janeiro com 80,8 kWh/m<sup>2</sup>. A temperatura média anual é de 25,9 °C, com máxima em fevereiro com 27,1 °C e mínima em julho e agosto com 24,3 °C; a velocidade do vento média anual é 4,1 m/s com máxima em outubro com 4,67 m/s e mínima em maio com 3,58 m/s.

### 3.2 ORIENTAÇÃO DAS PLACAS

A orientação das placas é feita de forma a maximizar a incidência dos raios solares. Em projetos domésticos a edificação já construída é o fator mandatário, devendo ser escolhida a superfície de maior incidência para instalação dos painéis.

Como se trata de um projeto didático é considerado uma casa com telhado virado para o norte e com uma inclinação de 30° com relação ao solo (no item 3.4 fica

explicitado o formato dessa edificação). Na Figura 5 pode ser visto como os painéis solares serão dispostos espacialmente.

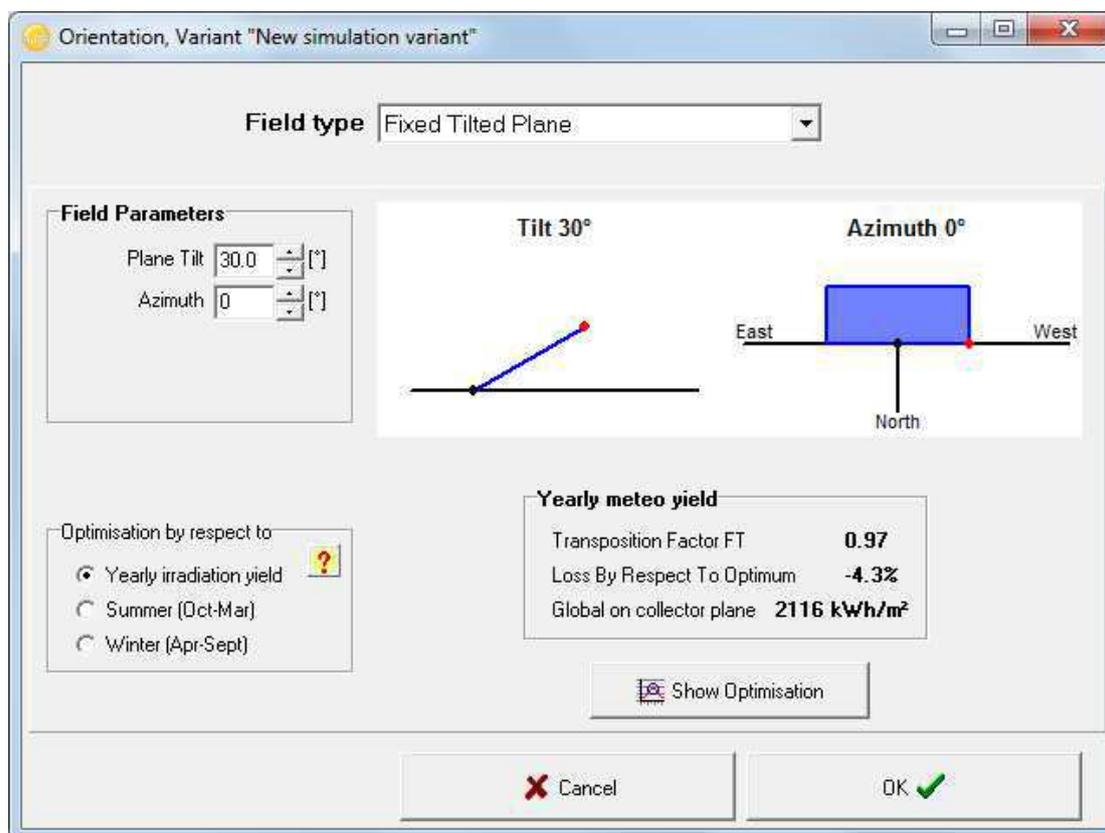


Figura 5: Disposição espacial dos painéis solares.

No quadro de rendimento meteorológico anual é visto que o fator de transposição (FT) é 0,97. Esse fator indica o aproveitamento espacial da placa, ou seja, devido ao posicionamento serão coletados 2116 kWh/m<sup>2</sup> de irradiação durante o ano de um total de 2182,6 kWh/m<sup>2</sup>.

### 3.3 SISTEMA QUE SERÁ INSTALADO

#### 3.3.1 POTÊNCIA CONCEBIDA OU ÁREA DISPONÍVEL

Ao iniciar a seleção dos equipamentos há a possibilidade de escolhe-se pelo valor da potência concebida do sistema FV ou pela quantidade de área disponível. Como já se possui a edificação com uma área disponível de 173 m<sup>2</sup>, esse foi o fator utilizado.



Figura 6: Janela de escolha da especificação de potência concebida ou área disponível.

### 3.3.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

A partir do dado de área é possível escolher um módulo FV e com a potência do módulo escolhido é mostrada, também, a quantidade máxima de módulos para a área disponível.

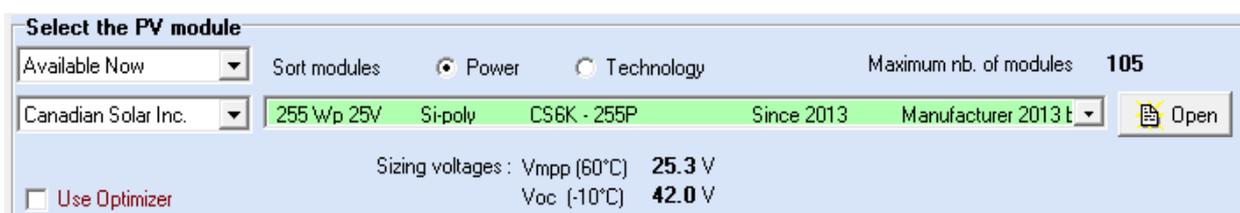


Figura 7: Módulo FV selecionado.

Sendo considerada a eficiência do módulo FV, o coeficiente térmico e a certificação de ter sido construído segundo as normas, optou-se pelo módulo da *Canadian Solar*, modelo CS6K 255-P de 255 Wp de silício policristalino. Sendo possível instalar no máximo 105 módulos desse tipo.

Na Figura 8 podem ser observadas algumas especificações básicas do módulo selecionado.

Figura 8: Especificações do módulo FV selecionado

### 3.3.3 INVERSOR

Conhecendo o módulo FV selecionado é possível determinar o inversor a ser usado, tendo sido escolhido o modelo *PowerGate Plus PVS30-480* de 30 kW da *SatCon*.

Figura 9: Inversor selecionado

Na Figura 9 podem ser vistos os principais parâmetros do inversor.

Figura 10: Especificações do inversor selecionado.

### 3.3.4 QUANTIDADE ESCOLHIDA E CONFIGURAÇÃO

Finalmente, depois de escolhidos os sistemas a serem utilizados é mostrada a configuração e os detalhes com relação às condições de operação, que pode ser observado na Figura 11. Notando que mesmo tendo 173 m<sup>2</sup> disponíveis, só será usado 160 m<sup>2</sup>, tendo-se uma matriz com 7 fileiras com 14 módulos cada, num total de 98 módulos.

Figura 11: Disposição e condições de operação do sistema.

## 3.4 SOMBREAMENTO PRÓXIMO

Na Figura 12 são mostradas todas as estruturas próximas dos painéis solares, a fim de que possam ser consideradas na contabilidade energética, ou seja, quanto é perdido devido ao sombreamento das estruturas próximas. Para esse estudo de caso foi considerado a existência de uma árvore próxima ao painel no telhado.

Os painéis estarão localizados na região cinza da imagem, sendo possível notar que essa região atende ao que foi determinado na etapa 3.2.

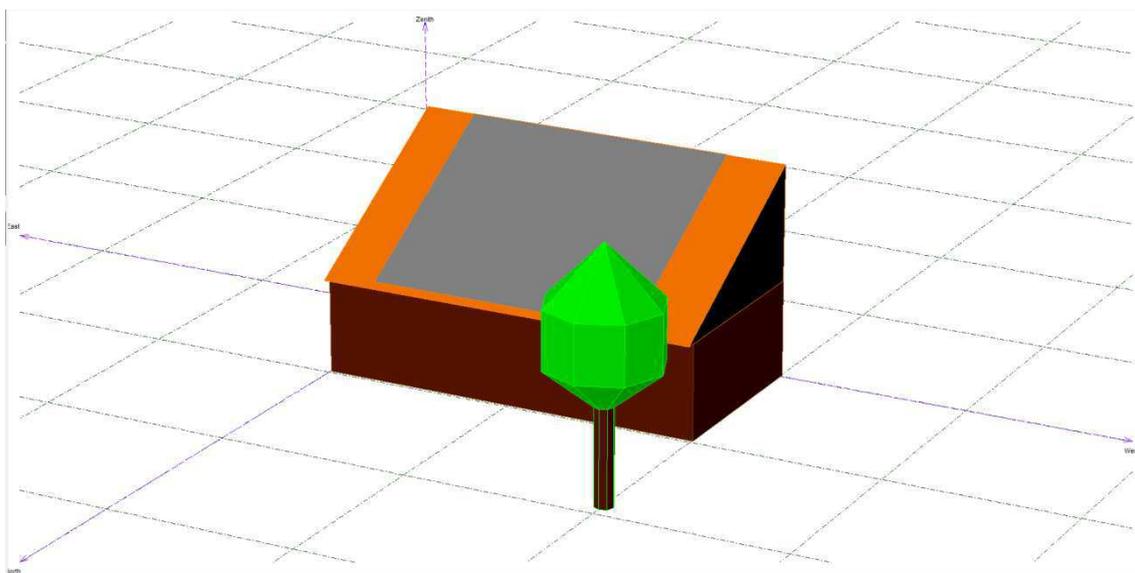


Figura 12: Estrutura do local da instalação da UCEF.

### 3.5 SOMBREAMENTO À DISTÂNCIA

Para se considerar o sombreamento à distância é usado o perfil de horizonte da região da instalação, subtraindo na contabilidade energética quanto é perdido por conta desse fenômeno, tal linha ser construída manualmente (em função do azimute) ou importado a partir das fontes já citadas no item 2.4.

Nesse estudo foi construída a linha de horizonte a partir de uma tabela que foi construída por inspeção usando o *Google Earth*. Na Figura 13 é mostrada, em amarelo, a trajetória do sol em função do ano e das horas do dia. A região abaixo das linhas azuis corresponde à área onde não há aproveitamento dos raios solares devido à inclinação dos painéis, a área abaixo das linhas vermelhas corresponde à região onde não há aproveitamento dos raios solares devido ao sombreamento à distância causado pela topografia que cerca o local da instalação.

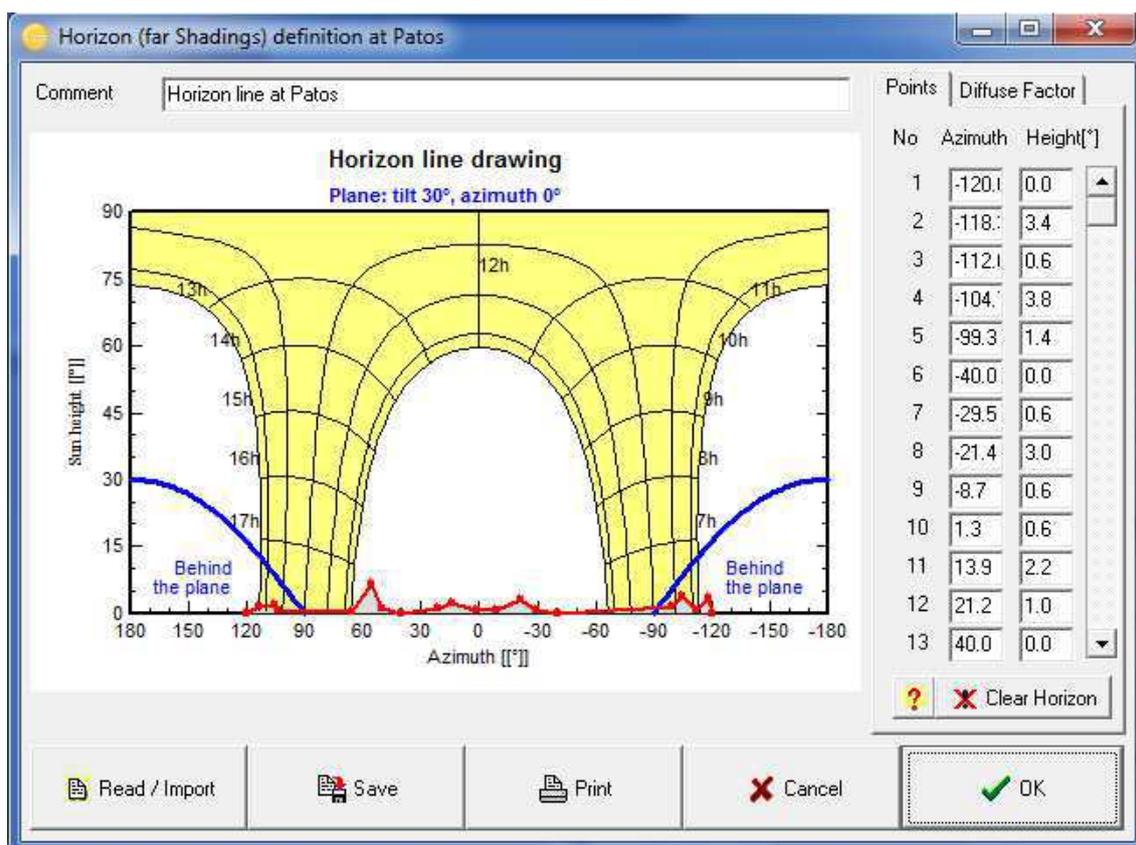


Figura 13: Linha do horizonte para o local da instalação.

## 3.6 DETALHAMENTO DE PERDAS

Vários tipos de perdas podem ser adicionados ao projeto, conforme serão detalhados nas subseções a seguir. A consideração de tais perdas é de extrema importância na elaboração do projeto, pois dado o investimento realizado na construção do sistema FV, não se devem admitir surpresas na geração máxima após a implementação física final.

### 3.6.1 PERDAS TÉRMICAS

Na Figura 14 é especificado como são consideradas as perdas térmicas. Existindo um fator constante de perdas  $U_c$ , e um fator constante associado à velocidade do vento  $U_v$ . O software sugere a opção de  $U_c$  igual 29 e  $U_v$  nulo, caso se tenha módulos montados livremente com circulação de ar.

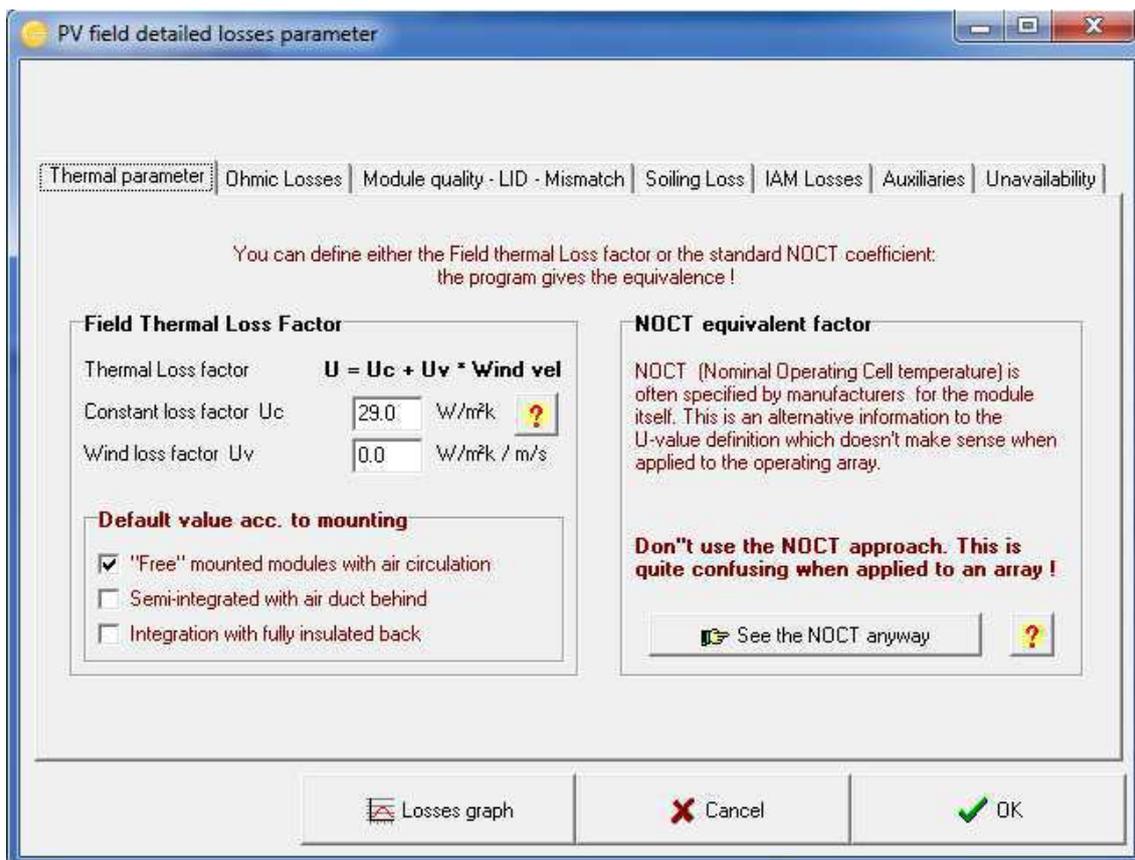


Figura 14: Especificações das perdas térmicas.

### 3.6.2 PERDAS ÔHMICAS

Na Figura 15 são mostradas três possíveis fontes de perdas de natureza ôhmica no circuito CC, no circuito CA e ainda num possível transformador. Para o estudo de caso foram considerados os três tipos. As perdas ôhmicas do circuito DC podem ser dadas através de uma resistência global para toda a matriz ou pela a escolha da quantidade, em metros, de fios usados. Considerou-se para esse estudo de caso que serão usados 30 m de fios de 1,5 mm<sup>2</sup> e 15 m de fios de 16 mm<sup>2</sup>, conforme a Figura 16. O esquema de montagem do sistema pode ser visto na Figura 17 onde os fios azuis são os de 1,5 mm<sup>2</sup> e os fios rosas e verdes são os de 16 mm<sup>2</sup>.

Para o circuito CA, que é do inversor até o ponto de injeção são usados 5,0 m de fios de 16 mm<sup>2</sup>. No transformador externo foram levadas em conta as perdas no ferro e por efeito joule, foi considerado que o transformador será desconectado pela noite.

**PV field detailed losses parameter**

Thermal parameter | **Ohmic Losses** | Module quality - LID - Mismatch | Soiling Loss | IAM Losses | Auxiliaries | Unavailability

**DC circuit: ohmic losses for the array**

Global wiring resistance:  mOhm  Calculated **Detailed computation**

or in loss fraction at STC:  %  Default

Voltage Drop across series diode:  V  Default

**AC circuit: inverter to injection point**

Significant length, to be accounted for

Length Inverter to injection:  m   ?

Loss fraction at STC:  %

STC: Pac = 24 kW, Vac = 480 V Tri, I = 29 A

Voltage drop at STC:  V (0.1 %)  ?

Between inverter and transfo

From transfo to injection

**External transformer**

External transformer present default

Iron loss (constant value):  %  kW

Resistive/Inductive losses:  % at STC

(quadratic,  $R \times I^2$ , R =  mOhm)  ?

Night disconnect

Losses graph

Figura 15: Especificações das perdas ôhmicas.

**Wiring resistance**

**Wiring layout : Groups of parallel strings**

	Aver. length m / circuit	Section mm²	Per circuit Current A	Per circuit Resistance mOhm	Global array Resistance mOhm
One string = 14 modules:					
String module connexions	<input type="text" value="30"/>	<input type="text" value="1.5 mm²"/>	8.4	376	7 strings: 53.7
Connexions to main box	<input type="text" value="10"/>	<input type="text" value="16 mm²"/>	59.1	12	1 groups: 11.8
Main box to inverter	<input type="text" value="5"/>	<input type="text" value="16 mm²"/>	59.1	6	5.88

Please specify the total wire lengths for each circuit (try "Schema" button)

**Wiring layout**

Number of groups (global):

Number of strings per group:

**Field global wiring resistance** **71.3 mOhm**

**MPP Loss fraction at STC** **1.0 %**

**Total copper mass** **4 kg**

**Total wire cost** **0 Real**

**Wiring layout**

Parallel strings

Groups of parallel strings

**Optimisation**

Target Loss fraction:  %

Minimize copper mass  ?

Minimize cost

Figura 16: Dados sobre os fios usados.

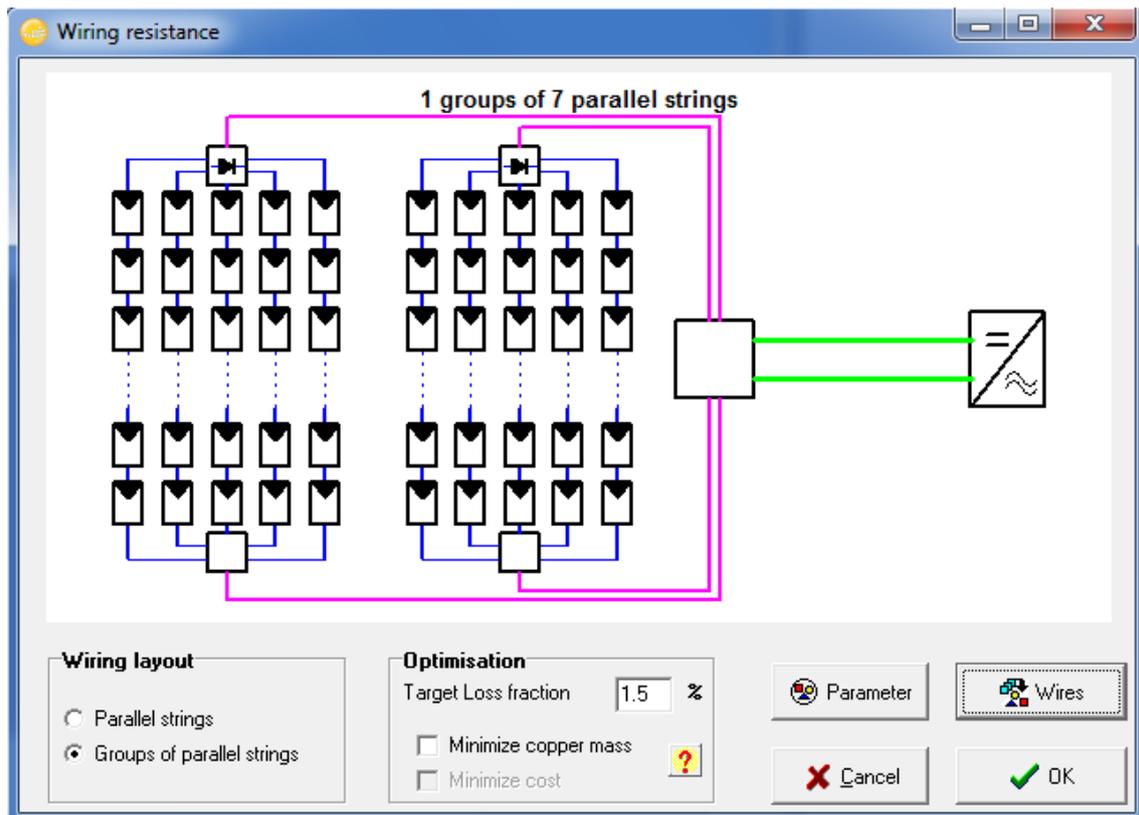


Figura 17: Esquema de montagem do sistema.

### 3.6.3 PERDAS DEVIDAS À QUALIDADE DO MÓDULO

O objetivo deste parâmetro (*module quality*) é refletir a confiança colocada na correspondência do desempenho real do módulo com o que diz respeito às especificações do fabricante, podendo até ser considerado um desempenho superior ao especificado. A degradação induzida pela luz (*Light Induced Degradation, LID*) corresponde às perdas que acontecem nas primeiras horas de exposição ao sol de módulos de silício cristalino. As perdas devidas à incompatibilidade (*mismatch losses*) estão relacionadas com o fato de os módulos da matriz não têm exatamente as mesmas características de corrente e tensão.

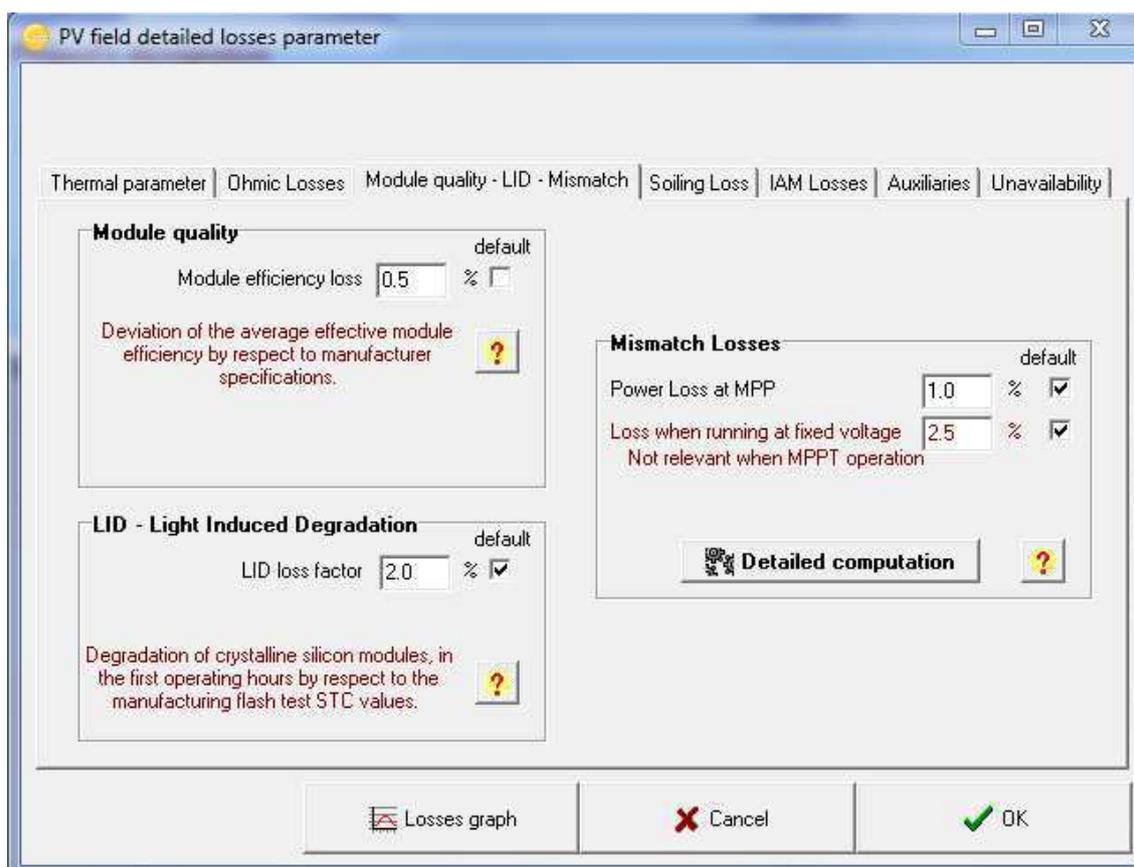


Figura 18: Especificações das perdas devidas à qualidade do módulo.

#### 3.6.4 PERDAS DEVIDAS À POLUIÇÃO

O acúmulo de sujeira e seu efeito sobre o desempenho do sistema é uma incerteza que depende fortemente do ambiente, sendo possível adicioná-lo no projeto, como visto na Figura 19.

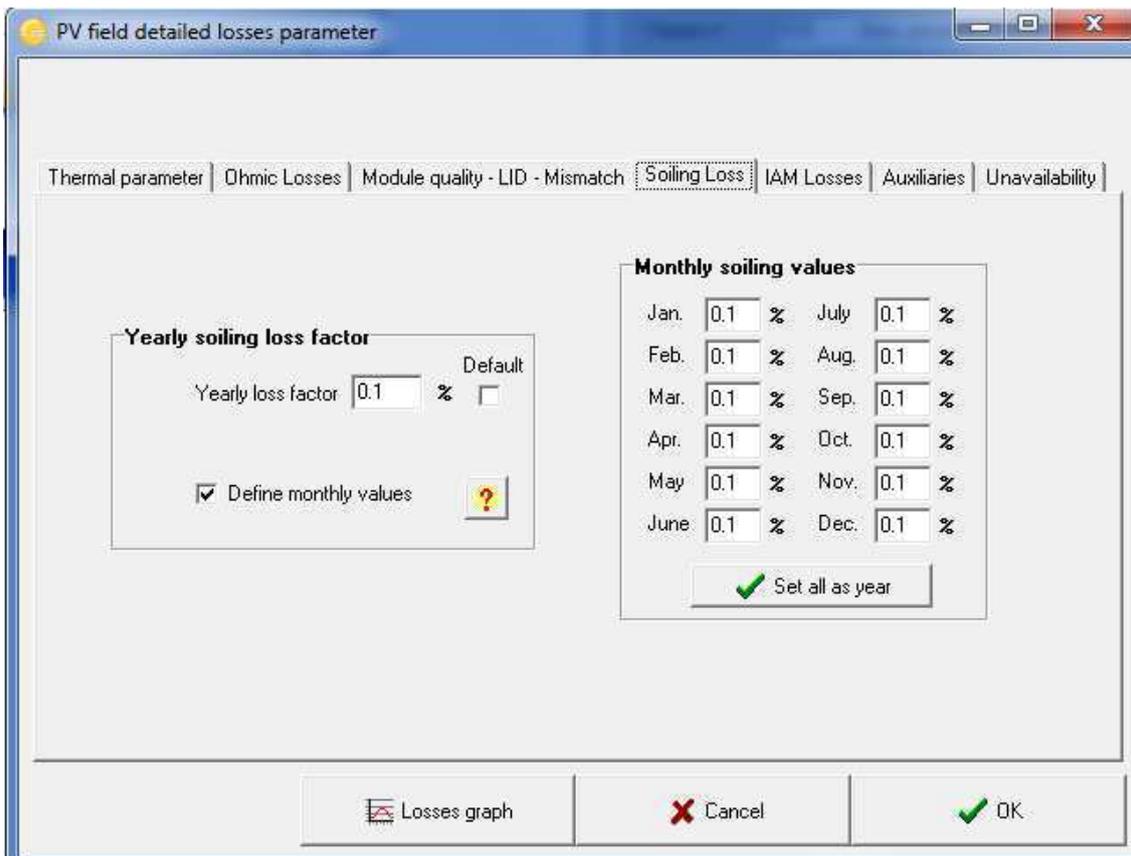


Figura 19: Especificações das perdas devidas à poluição.

### 3.6.5 PERDAS DEVIDAS À MODIFICAÇÃO DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA

Perdas devidas à modificação do ângulo de incidência, reflexões devido às leis do Fresnel, são suficientemente bem definidas por uma parametrização proposta pela ASHRAE (*American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers*) e são usadas pelo PVsyst.

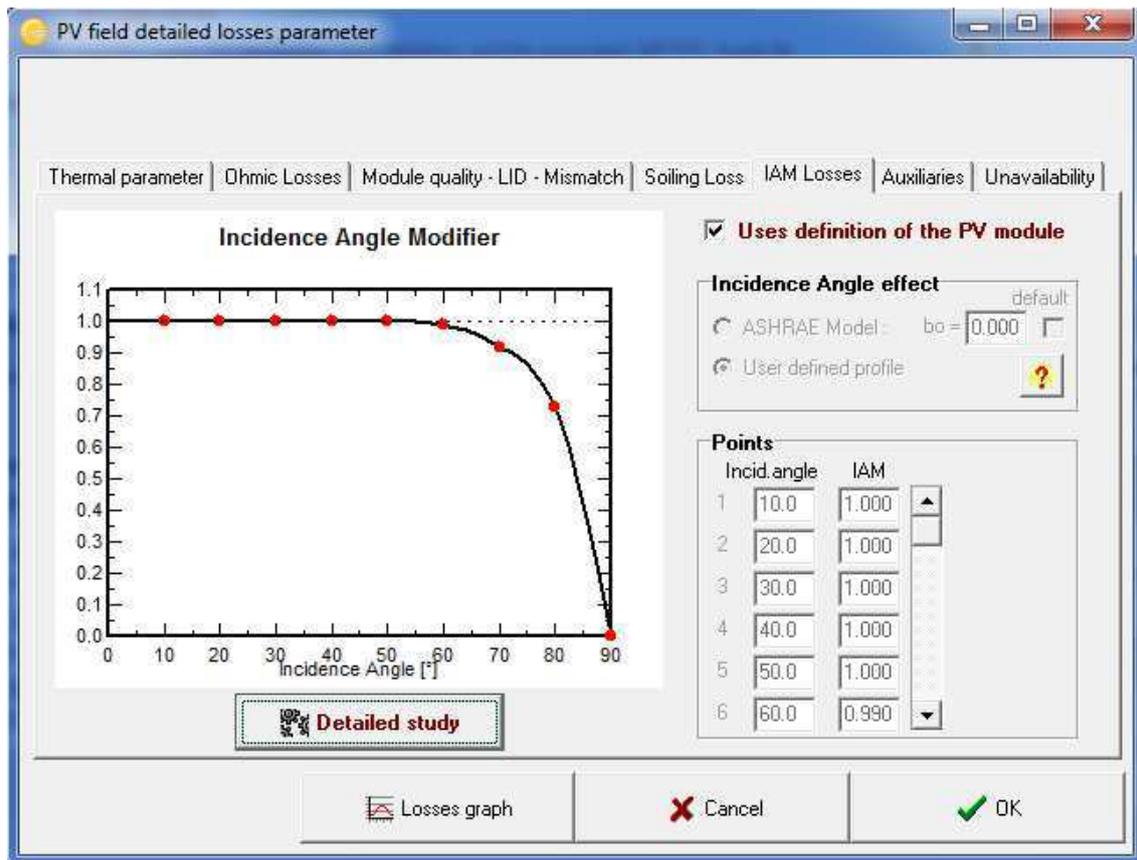


Figura 20: Especificações das perdas devidas à modificação do ângulo de incidência.

### 3.6.6 PERDAS ENERGÉTICAS DEVIDAS A SISTEMAS AUXILIARES

Na Figura 21 são mostradas as perdas energéticas auxiliares, as quais podem ser causadas devido a qualquer fator que precise da energia que seria entregue à rede. Um sistema de ar condicionado, de monitoramento, de iluminação por exemplo. Podendo ser adicionada em valores absolutos em W ou kW, ou ainda em valores relativos a potência de operação da planta W/kW. Sendo considerado a existência de um sistema de 30 kW de perda contínua e outro de 5 W para cada kW da planta.

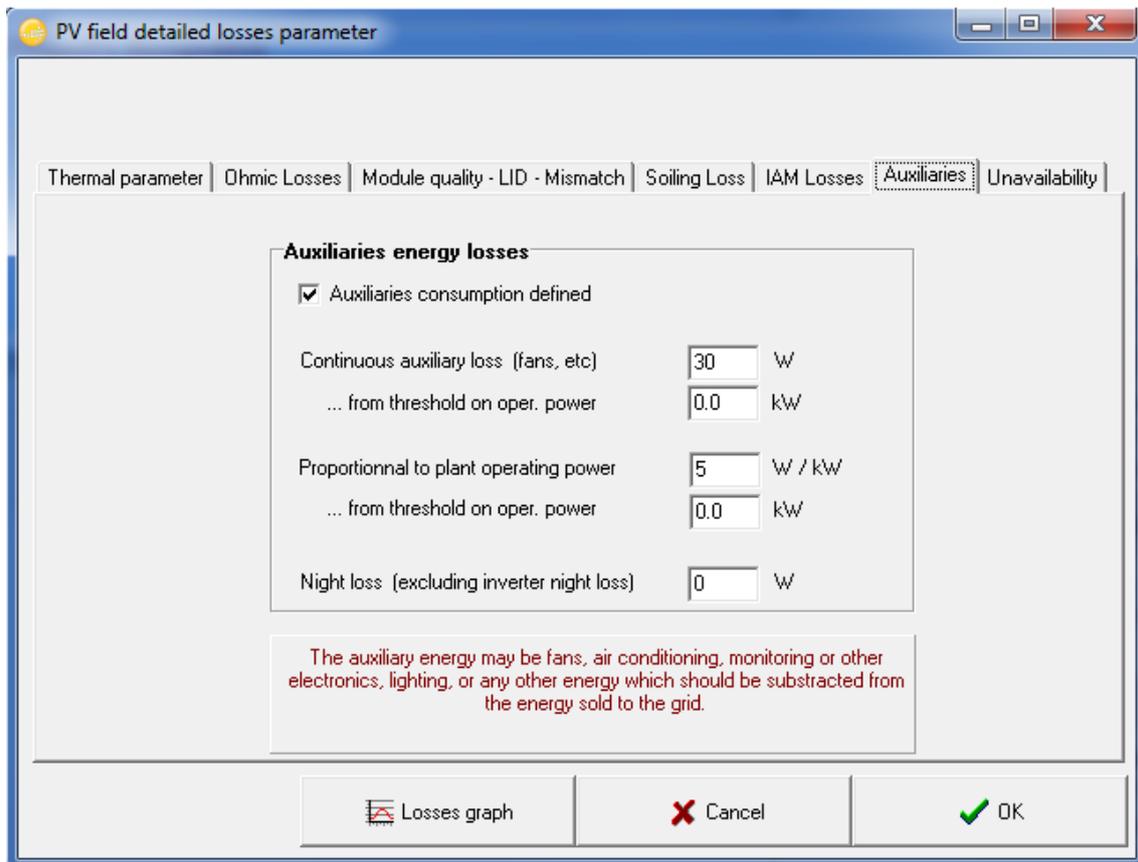


Figura 21: Especificações das perdas energéticas auxiliares.

### 3.6.7 PERDAS DEVIDAS À INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA

Na Figura 22 é mostrada a possibilidade de adicionar momentos em que o sistema ficará indisponível. Sendo possível definir randomicamente quais dias do ano serão. Isso é feito supondo algum reparo ou qualquer outro motivo que leve a indisponibilidade do sistema.

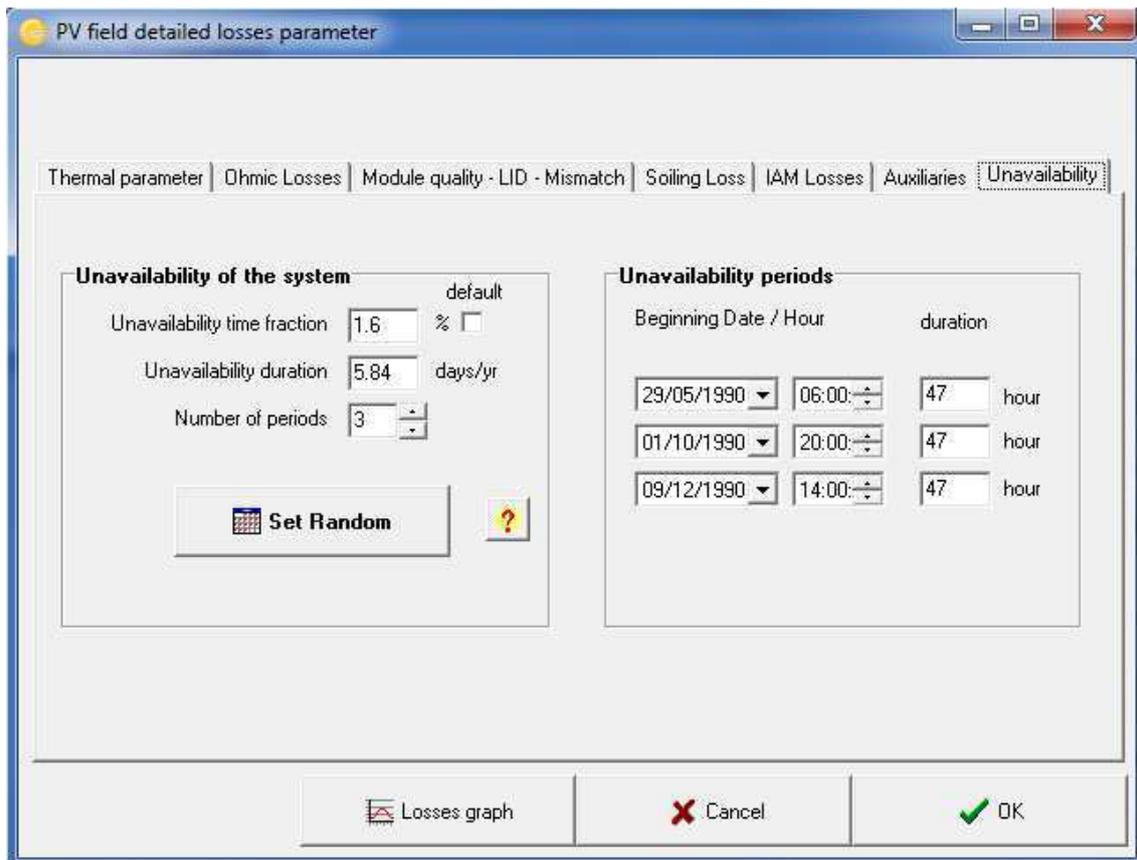


Figura 22: Especificações das perdas devidas à indisponibilidade do sistema.

### 3.7 BALANÇO FINANCEIRO

A avaliação econômica é levada em conta considerando-se que o projeto tem duração de 30 anos e que será feito um empréstimo para custeá-lo, que será pago durante o tempo de duração do projeto com uma taxa de 5% por ano. Para converter os valores em dólar para real foi usada a cotação do dia 29 de janeiro de 2015 de R\$/US\$ 2,689, dia que foi realizado o estudo de caso. Não foi considerado impostos incidentes na importação dos equipamentos, esses valores foram embutidos nos custos diversos, também não foi considerado nenhum subsídio.

Cada um dos 98 módulos fotovoltaicos teve custo de R\$ 610,40 (US\$ 227,00) [17], sendo considerado o preço para integração e suporte 10% do valor do módulo. O inversor custou R\$ 64.486,78 (US\$ 23.975,00) [18]. Foi considerado R\$ 1.344,50 (US\$ 500,00) para configuração e instalação do projeto e R\$ 1.344,50 (US\$ 500,00) com custos diversos, o gasto anual de manutenção e operação foi suposto de R\$ 1.344,50/ano (US\$ 500,00/ano). O valor total do empreendimento é de

R\$ 133.038,20. O custo anual é de R\$ 9.998,83/ano, sendo o custo de produção de energia 0,25 R\$/kWh.

**Economic evaluation**

**Project and Simulation variant**

Project: Grid-Connected Project at Patos  
 Simulation: New simulation variant  
 PV Array, Pnom = 25.0 kWp System: Grid-Connected System  
 PV module: CS6K - 255P Inverter: PowerGate Plus PVS-30-480

Values:  
 Global  By Wp  
 By piece  By m²

**Investment**

PV modules	98 units of 255 Wp	610.40	Real / pc
Supports / Integration		61.85	Real / pc
Inverter	1 unit of 30.0 kW	64468.78	Real / pc
Settings, wiring, ...		1344.50	Real
Others, miscellaneous...	<input type="button" value="Details"/>	1344.50	Real
Substitution underworth		- 0.00	Real
<b>Gross investment, (excl. taxes)</b>		<b>133038.2</b>	<b>Real</b>

**Financing**

Taxes	<input type="text" value="0.00"/> %	0.00	Real
Subsidies	- <input type="text" value="0.00"/>	0.00	Real
<b>Net investment</b>		<b>133038.27</b>	<b>Real</b>
Annuities		8654.33	Real / yr
Running Costs, Maintenance, insur.		1344.50	Real / yr
<b>Total yearly cost</b>		<b>9998.83</b>	<b>Real / yr</b>

**Loan**

Duration:  Years  
 Rate:  %  
 Ann. factor 6.51 %cap./yr

**Currency**

**Energy cost**

Produced Energy	<b>40.8</b> MWh / year
Yearly cost	<b>9999</b> Real / year
Energy cost	<b>0.25</b> Real / kWh

Figura 23: Avaliação econômica.

A tarifa para venda de energia foi considerada fixa, segundo o valor de venda da Energisa Paraíba 0,368 R\$/kWh. Outros tipos de tarifação poderiam ter sido considerados. Levou-se em conta uma quebra anual de produção de 0,1%.

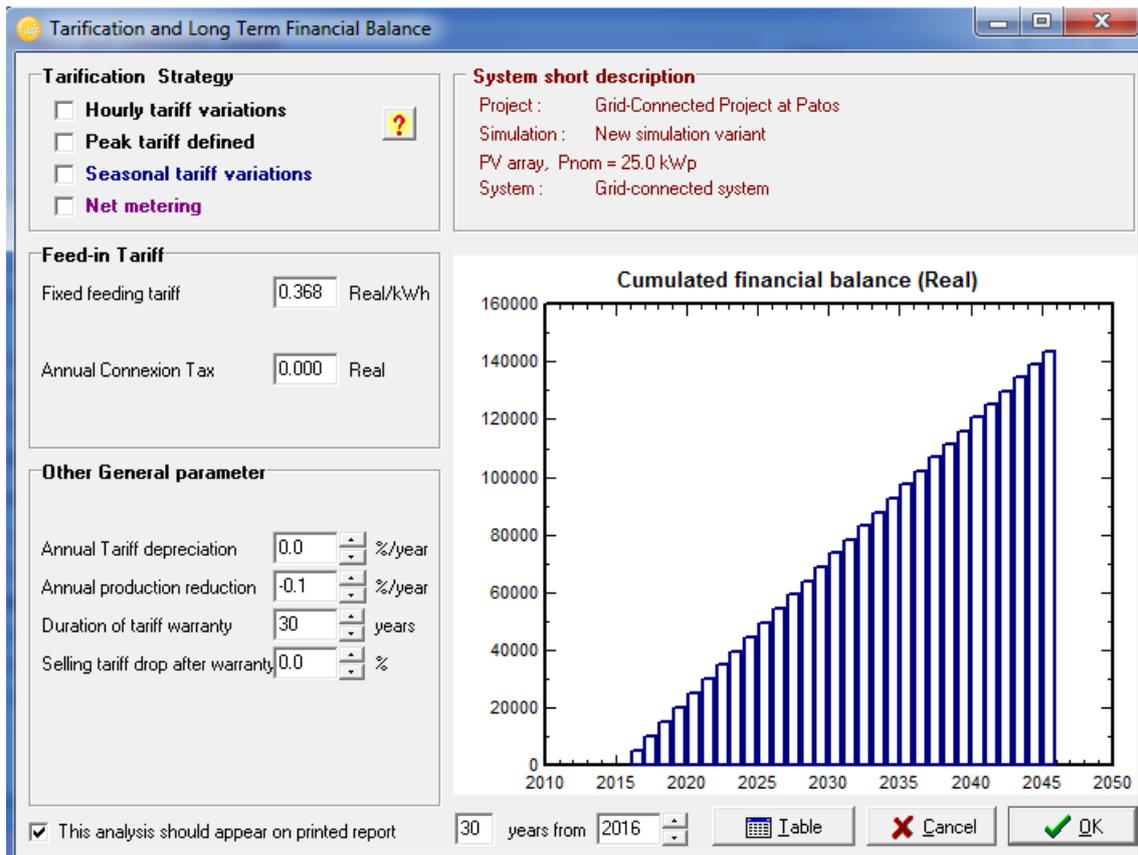


Figura 24: Balanço financeiro ao longo prazo e a tarifação.

## 4 RESULTADOS

A partir da simulação do sistema com todos os parâmetros e condições definidas obtiveram-se os resultados que serão apresentados neste Capítulo. Na Figura 25 é mostrado o diagrama de perdas da instalação durante um ano, sendo que no topo é mostrada a radiação global horizontal, que é  $2.183 \text{ kWh/m}^2$ , dada em potência por área. Sendo descontadas as perdas devidas à orientação dos painéis, ao sombreamento à distância, ao sombreamento próximo, à modificação do ângulo de incidência e a poluição tem-se  $2.045 \text{ kWh/m}^2$ , que será multiplicado pela área utilizada pelos painéis  $160 \text{ m}^2$ .

Depois de considerar a eficiência dos módulos FV, de  $15,55\%$ , obtém-se  $54,03 \text{ MWh}$ . Continuando a análise são mostrados mais fatores responsáveis por perdas, ressaltando as perdas devidas à temperatura como a mais significativa, subtraindo  $8,9\%$  da energia. Descontando-se as perdas nos módulos FV devidas aos níveis de radiação, à temperatura, à qualidade do módulo, à degradação induzida pela luz e ao efeito joule será entregue à entrada do inversor  $44,44 \text{ MWh}$ . Seguida pela perda do inversor durante a operação será disponível na saída do mesmo  $42,30 \text{ MWh}$ . Finalmente a energia que será disponível para rede ao final de um ano, descontada perdas auxiliares, indisponibilidade do sistema, efeito joule da conexão à rede e do transformador, será  $40,78 \text{ MWh}$ .

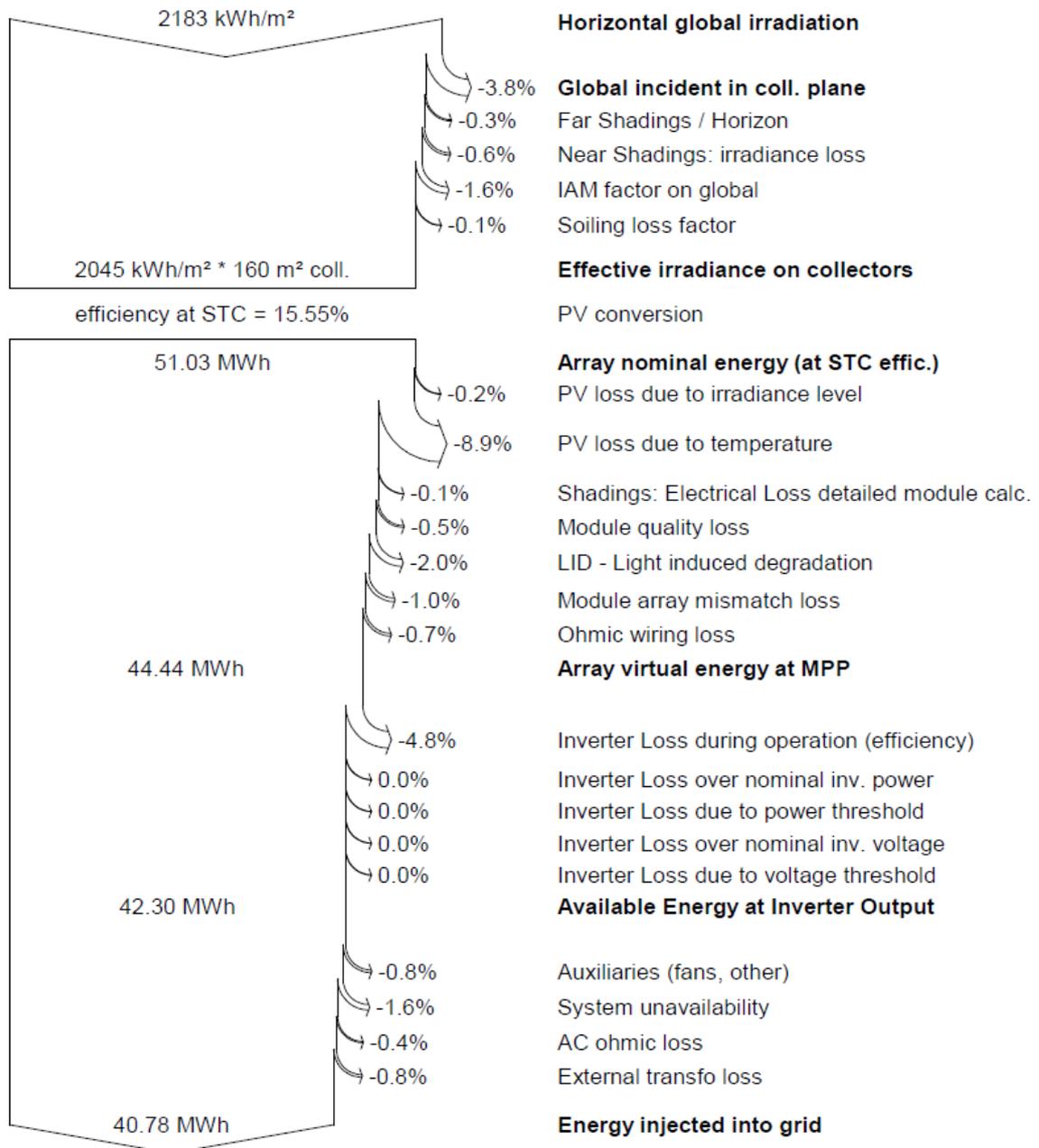


Figura 25: Diagrama de perdas durante um ano inteiro.

Na Figura 26 são mostradas as produções de energia normalizada por mês, especificando as perdas na captação solar em roxo, e as perdas no sistema instalado de interface com a rede em verde. A energia produzida efetivamente é apresentada na cor bordô.

Nota-se que a produção é maior entre abril e agosto. Apesar dos meses de novembro e dezembro terem altas taxas de radiação solar, sua produção decaiu em função das altas temperaturas.

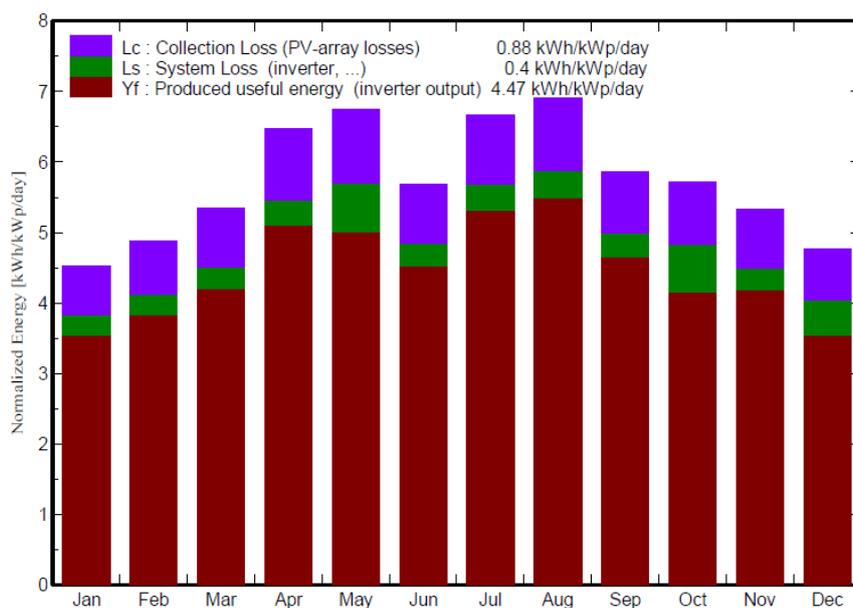


Figura 26: Produção normalizada de energia por mês.

Na Figura 27 é visto o balanço financeiro durante os 30 anos de empreendimento. Percebe-se uma queda gradual na arrecadação com o passar nos anos, devido à queda de produção advinda do envelhecimento do sistema. Durante a duração do projeto o retorno anual foi sempre superior a R\$ 4.000,00.

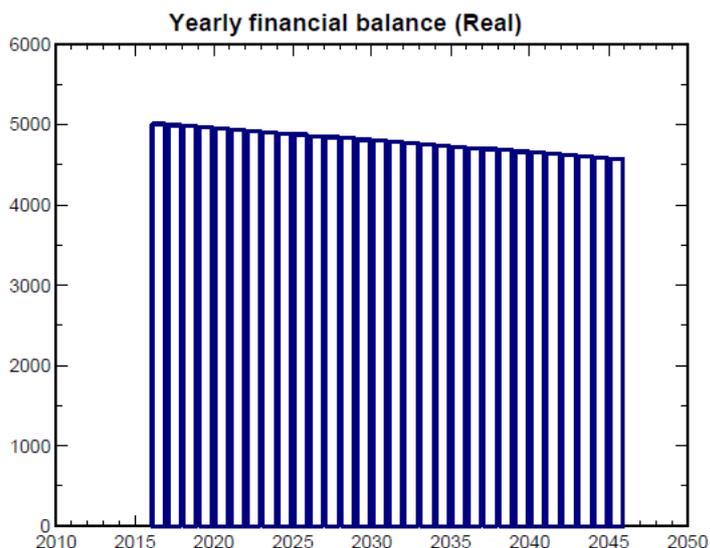


Figura 27 : Balanço financeiro anual durante os 30 anos de empreendimento.

Nas Figura 28 e Figura 29 é visto o balanço financeiro acumulado durante os 30 anos devido à venda de energia, descontados a parcela do empréstimo e a taxa de operação. Ao fim de 2045 o valor acumulado com a venda de energia é R\$ 143.706,00.

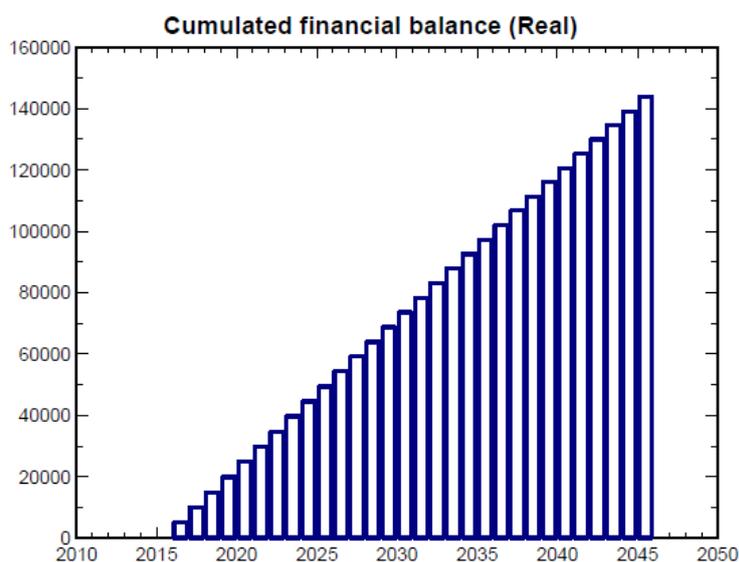


Figura 28: Balanço financeiro acumulado durante os 30 anos.

A Figura 29 tem na primeira coluna o ano em análise, na segunda o valor a ser pago do empréstimo já com a taxa de 5%, na terceira os custos de operação, na quarta coluna é mostrado o quanto de energia foi vendida no ano, na quinta coluna quanto foi a

balança do ano em questão e na sexta coluna a balança acumulada de todo os anos anteriores. Todos os valores exibidos estão em reais.

**Long term economic balance**

Year	Loan 5.0 %	Running costs	Sold energy	Yearly Balance	Cumul. Balance
2016	8654	1345	15007	5008	5008
2017	8654	1345	14992	4993	10001
2018	8654	1345	14977	4978	14978
2019	8654	1345	14962	4963	19941
2020	8654	1345	14947	4948	24889
2021	8654	1345	14932	4933	29822
2022	8654	1345	14917	4918	34739
2023	8654	1345	14902	4903	39642
2024	8654	1345	14887	4888	44530
2025	8654	1345	14872	4873	49403
2026	8654	1345	14857	4858	54260
2027	8654	1345	14842	4843	59103
2028	8654	1345	14827	4828	63931
2029	8654	1345	14812	4813	68743
2030	8654	1345	14797	4798	73541
2031	8654	1345	14782	4783	78324
2032	8654	1345	14767	4768	83091
2033	8654	1345	14752	4753	87844
2034	8654	1345	14736	4738	92582
2035	8654	1345	14721	4723	97304
2036	8654	1345	14706	4708	102012
2037	8654	1345	14691	4693	106705
2038	8654	1345	14676	4678	111382
2039	8654	1345	14661	4663	116045
2040	8654	1345	14646	4648	120693
2041	8654	1345	14631	4633	125325
2042	8654	1345	14616	4618	129943
2043	8654	1345	14601	4603	134546
2044	8654	1345	14586	4588	139133
2045	8654	1345	14571	4573	143706

Figura 29: Balanço econômico a longo prazo.

O relatório gerado pelo software contendo resultados detalhados está em Anexo a este trabalho.

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou a realização de um estudo de caso de implantação de uma Unidade Captadora de Energia Fotovoltaica na região de Patos, onde foi possível constatar e definir os fatores responsáveis por perdas em todo o processo de captação, além de possibilitar tomadas de decisões que influenciaram diretamente no aproveitamento energético do empreendimento.

Através da análise econômica foi possível ter uma noção financeira do quanto de energia seria vendida por ano considerando ainda uma diminuição de produção ao longo do tempo. Ao fim dos 30 anos estipulados pelo projeto o balanço foi positivo, mostrando que o projeto foi rentável.

Apesar deste estudo de caso ter mostrado de forma limitada o uso do software, é possível realizar vários tipos de projetos com os mais diversos tipos de sistemas e nos mais variados tipos de regiões. É ainda possível adicionar mais fonte de perdas, refinar os dados referentes a custo e venda de energia, a fim de tornar o projeto mais fiel à realidade de um empreendimento.

Como tarefa futura, propõe-se a elaboração de um tutorial para o PVsyst em português, que possa ser utilizado em futuros minicursos e aprendizado de terceiros sobre o tema. Esse tutorial será direcionado a usuários que nunca tiveram contato com o software.

## REFERÊNCIAS

- [1] Igor Smale Barros Barbosa, "Dimensionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico Isolado" Trabalho de Conclusão de Curso, UFCG, Campina Grande, 2014.
- [2] The New York Times Calvin S. Fuller, 92, Chemist; Was Co-inventor of Solar Cell. Disponível em:  
<http://www.nytimes.com/1994/11/02/obituaries/calvin-s-fuller-92-chemist-was-co-inventor-of-solar-cell.html>.  
Acessado em 05 de janeiro de 2015 às 15h20.
- [3] Cássio Araújo do Nascimento, "Princípio de Funcionamento da Célula Fotovoltaica" Monografia, UFLA, Lavras, 2004.
- [4] Solstício Energia: Mercado Fotovoltaico. Disponível em:  
<http://www.solsticioenergia.com.br/sobre-energia-solar/mercado-fotovoltaico/>  
Acessado em 05 de janeiro de 2015 às 9h21.
- [5] EPIA - European Photovoltaic Industry Association. "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018". Bruxelas, 2014..
- [6] Câmara Notícias. Disponível em:  
<http://www2.camara.leg.br/camaranoticias/noticias/59255.html>  
Acessado em 05 de janeiro de 2015 às 10h25.
- [7] Elton Fagundes Bertoi, "Análise dos Incentivos à Microgeração Distribuída sob a Perspectiva da Viabilidade Econômica dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede" Monografia, UFRGS, Porto Alegre, 2012.
- [8] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos" Rio de Janeiro, CRESESB, 1999.
- [9] Solstício Energia: Sistema Fotovoltaico. Disponível em:  
<http://www.solsticioenergia.com.br/wp-content/uploads/2013/05/sistema-fotovoltaico1.png>  
Acessado em 05 de janeiro de 2015 às 9h35.

[10] Roman, E.; Alonso, R.; Ibanez, P.; Elorduizapatarietxe, S.; Goitia, D. Intelligent PV Module for Grid- Connected PV Systems. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*. Volume: 53. Issue: 4 Publication Year: 2006, Pages: 1066 - 1073.

[11] The German Energy Society (DGS), *Planning and installing photovoltaic systems: A guide for installers, architects and engineers*, Second edition ed. Berlin: Earthscan.

[12] Antonio Luque and Steven Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Second Edition ed.: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.

[13] Meteonorm. Disponível em:  
<http://meteonorm.com/en/features>  
Acessado em 09 de janeiro de 2015 às 16h20.

[14] NASA-SSE. Disponível em:  
<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>  
Acessado em 05 de janeiro de 2015 às 17h00.

[15] PVsyst: Software for Photovoltaic Systems. Disponível em:  
<http://www.pvsyst.com/en/>  
Acessado em 15 de novembro de 2014 às 15h30.

[16] Antonio B. de Oliveira Neto, Lidja N. T. Alves, Matheus. D. de Lucena, Tarso V. Ferreira, “Um Algoritmo Baseado em PDI para Localização de Regiões Propícias à Instalação de Usinas Solares.” *Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Foz do Iguaçu - PR, Brasil.

[17] Pvpower. Canadian Solar 255W Poly Solar Panel. Disponível em:  
<http://www.pvpower.com/canadian-solar-255w-poly-solar-panel.aspx>  
Acessado em 24 de janeiro de 2015 às 13h15.

[18] Pvpower. SatCon PVS30 inverter 30kW Grid Tied 480VAC. Disponível em:  
<http://www.pvpower.com/satcon-pvs-30-inverter-30kw-grid-tied-480vac-60hz-3-phase.aspx>  
Acessado em 24 de janeiro de 2015 às 13h25.

# ANEXO

## RELATÓRIO FINAL

## Grid-Connected System: Simulation parameters

**Project :** **Grid-Connected Project at Patos**

<b>Geographical Site</b>	<b>Patos</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	Latitude 7.0°S	Longitude	37.3°W
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT-3
	Albedo	Altitude	276 m
<b>Meteo data:</b>	<b>Patos</b>	Synthetic - Meteonorm 6.1	

**Simulation variant :** **New simulation variant**

Simulation date 31/01/15 20h08

### Simulation parameters

<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt	30°	Azimuth	0°
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse	Erbs, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°		
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)		

### PV Array Characteristics

<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>CS6K - 255P</b>		
		Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules		In series	14 modules	In parallel	7 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	98	Unit Nom. Power	255 Wp
Array global power		Nominal (STC)	<b>24.99 kWp</b>	At operating cond.	22.26 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	375 V	I mpp	59 A
Total area		Module area	<b>160 m<sup>2</sup></b>	Cell area	143 m <sup>2</sup>

### Inverter

	Model	<b>PowerGate Plus PVS-30-480</b>			
	Manufacturer	Satcon			
Characteristics	Operating Voltage	305-600 V	Unit Nom. Power	30.0 kWac	

### PV Array loss factors

Array Soiling Losses

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	71 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss			Loss Fraction	0.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, user defined profile				

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.92	0.73	0.00

### System loss factors

AC wire loss inverter to transfo	Inverter voltage	480 Vac tri		
	Wires	5 m 3x2 mm <sup>2</sup>	Loss Fraction	0.6 % at STC
External transformer	Iron loss (Night disconnect)	24 W	Loss Fraction	0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	96.5 mOhm	Loss Fraction	1.0 % at STC
Unavailability of the system	5.8 days, 3 periods		Time fraction	1.6 %

**User's needs :** Unlimited load (grid)

<b>Auxiliaries loss</b>	Constant (fans)	30 W	... from Poper thresh.	0.0 kW
	Proportional to Poper	5.0 W/kW	... from Poper thresh.	0.0 kW

## Grid-Connected System: Horizon definition

**Project :** Grid-Connected Project at Patos  
**Simulation variant :** New simulation variant

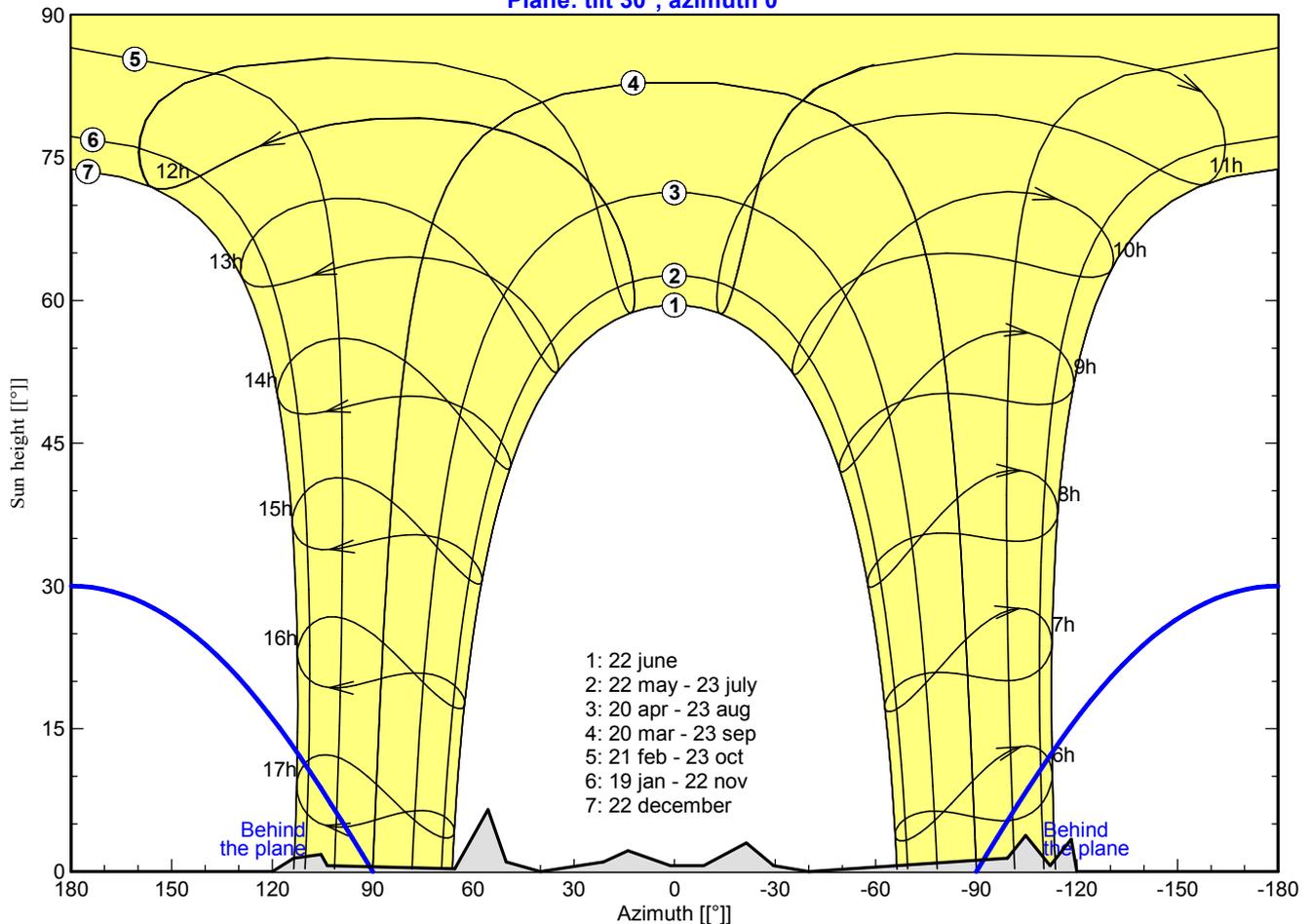
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 255P	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	98	Pnom total <b>24.99 kWp</b>
Inverter	Model	PowerGate Plus PVS-30-480	30.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°	Diffuse Factor	0.99
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.95

Height [°]	0.0	3.4	0.6	3.8	1.4	0.0	0.6	3.0	0.6	0.6
Azimuth [°]	-120	-118	-112	-105	-99	-40	-29	-21	-9	1
Height [°]	2.2	1.0	0.0	1.0	6.5	0.3	0.6	1.8	1.4	0.0
Azimuth [°]	14	21	40	50	56	66	104	105	114	120

### Horizon

Plane: tilt 30°, azimuth 0°



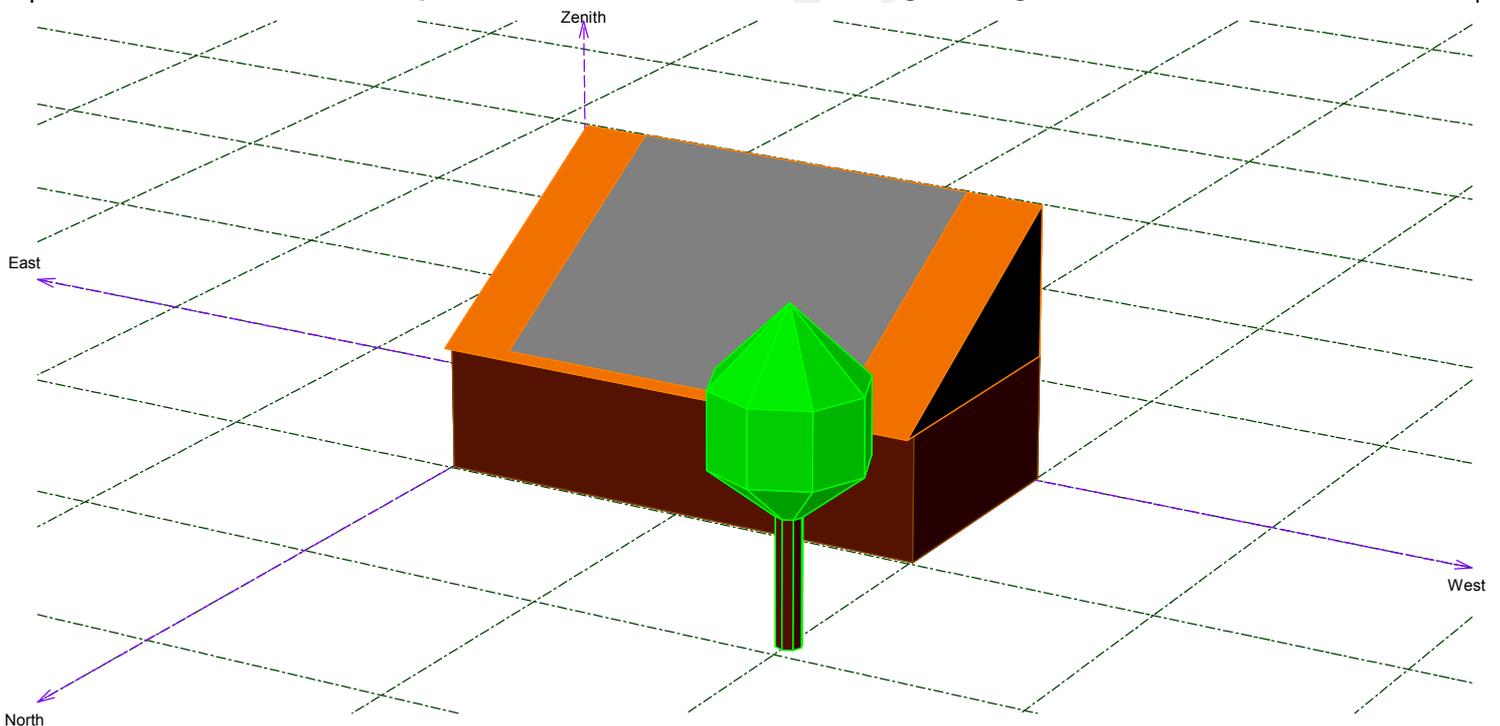
## Grid-Connected System: Near shading definition

**Project :** Grid-Connected Project at Patos

**Simulation variant :** New simulation variant

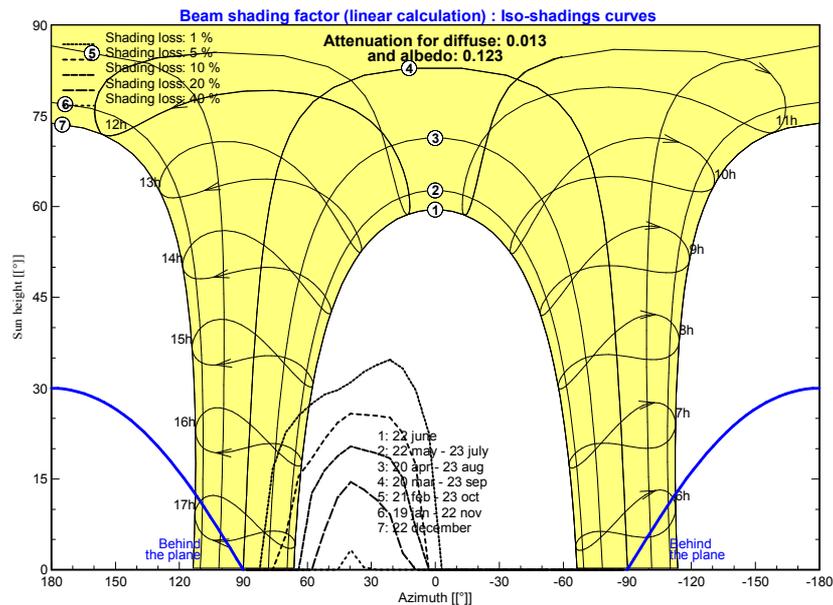
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 255P	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	98	Pnom total <b>24.99 kWp</b>
Inverter	Model	PowerGate Plus PVS-30-480	30.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Perspective of the PV-field and surrounding shading scene**



### Iso-shadings diagram

Grid-Connected Project at Patos



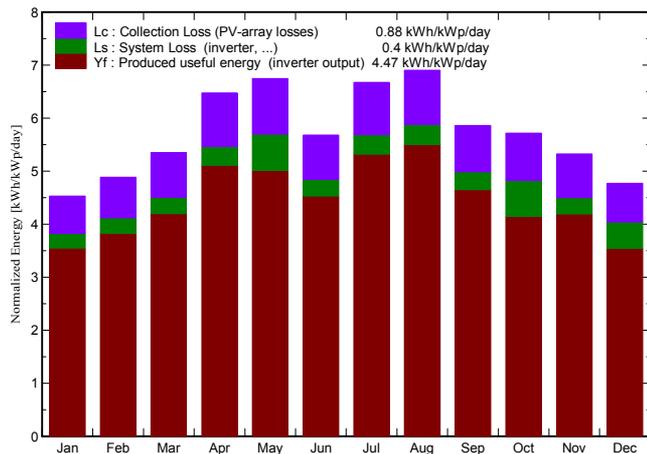
## Grid-Connected System: Main results

**Project :** Grid-Connected Project at Patos  
**Simulation variant :** New simulation variant

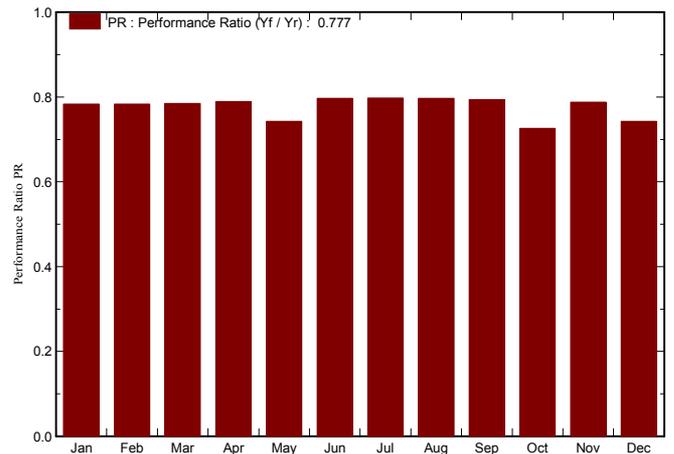
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 255P	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	98	Pnom total <b>24.99 kWp</b>
Inverter	Model	PowerGate Plus PVS-30-480	30.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

<b>Main simulation results</b>			
System Production	<b>Produced Energy</b>	<b>40.78 MWh/year</b>	Specific prod. 1632 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	77.7 %	
Investment	Global incl. taxes	133038 Real	Specific 5.32 Real/Wp
Yearly cost	Annuities (Loan 5.0%, 30 years)	8654 Real/yr	Running Costs 1345 Real/yr
Energy cost		<b>0.25 Real/kWh</b>	

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 24.99 kWp**



**Performance Ratio PR**



### New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	182.3	26.95	140.4	134.8	2.964	2.749	13.16	12.21
February	162.6	27.10	136.9	132.3	2.883	2.680	13.13	12.21
March	176.3	26.98	165.8	161.2	3.494	3.253	13.14	12.23
April	183.6	26.43	194.3	190.2	4.096	3.832	13.14	12.29
May	179.3	25.83	209.3	205.8	4.415	3.886	13.15	11.57
June	142.6	24.74	170.4	167.0	3.637	3.396	13.30	12.42
July	171.9	24.27	206.9	203.3	4.406	4.124	13.27	12.42
August	192.7	24.28	214.1	210.4	4.554	4.264	13.26	12.41
September	178.6	25.15	175.9	171.6	3.739	3.489	13.25	12.37
October	203.1	25.95	177.3	172.4	3.742	3.217	13.16	11.31
November	208.8	26.54	159.7	154.3	3.376	3.146	13.18	12.28
December	200.9	26.86	147.9	142.2	3.130	2.745	13.19	11.57
Year	2182.6	25.92	2099.0	2045.5	44.435	40.780	13.20	12.11

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

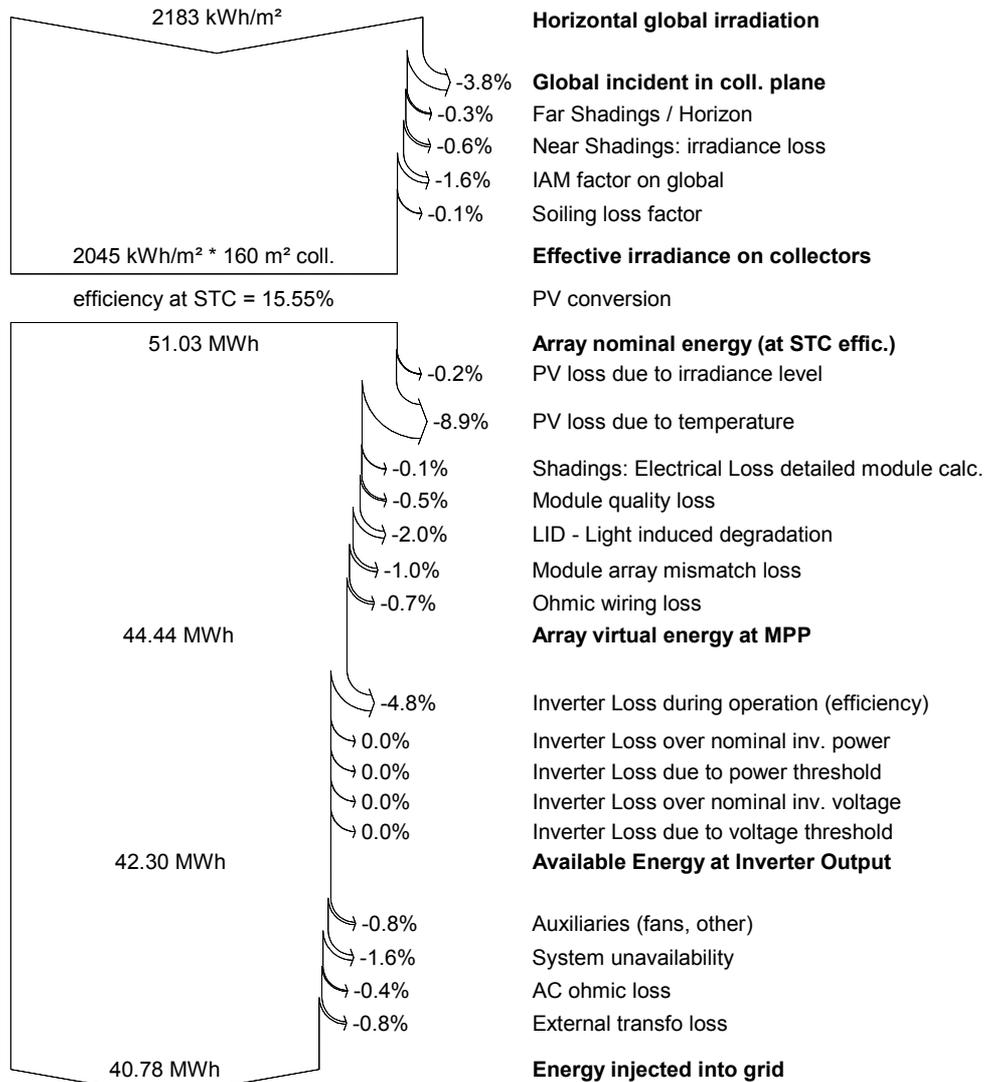
## Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :**                    **Grid-Connected Project at Patos**

**Simulation variant :**    **New simulation variant**

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°	
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)	
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth 0°
PV modules	Model	CS6K - 255P	Pnom 255 Wp
PV Array	Nb. of modules	98	Pnom total <b>24.99 kWp</b>
Inverter	Model	PowerGate Plus PVS-30-480	30.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

### Loss diagram over the whole year



## Grid-Connected System: Economic evaluation

**Project :**                   **Grid-Connected Project at Patos**

**Simulation variant :**   **New simulation variant**

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°		
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6K - 255P	Pnom	255 Wp
PV Array	Nb. of modules	98	Pnom total	<b>24.99 kWp</b>
Inverter	Model	PowerGate Plus PVS-30-480		30.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

### Investment

PV modules (Pnom = 255 Wp)	98 units	610 Real / unit	59819 Real
Supports / Integration		62 Real / module	6061 Real
Inverter (Pnom = 30.0 kW ac)	1 units	64469 Real / unit	64469 Real
Settings, wiring, ...			1345 Real
Transport and assembly			1345 Real
Substitution underworth			0 Real
<b>Gross investment</b> (without taxes)			<b>133038 Real</b>

### Financing

Gross investment (without taxes)		133038 Real
Taxes on investment (VAT)	Rate 0.0 %	0 Real
Gross investment (including VAT)		133038 Real
Subsidies		0 Real
<b>Net investment (all taxes included)</b>		<b>133038 Real</b>
Annuities	( Loan 5.0 % over 30 years)	8654 Real/year
Annual running costs: maintenance, insurances ...		1345 Real/year
<b>Total yearly cost</b>		<b>9999 Real/year</b>

### Energy cost

Produced Energy	40.8 MWh / year
Cost of produced energy	0.25 Real / kWh



## Grid-Connected System: CO2 Balance

**Project :** Grid-Connected Project at Patos

**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>		
<b>Horizon</b>	Average Height	1.1°		
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)		
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	CS6K - 255P	Pnom	255 Wp
PV Array	Nb. of modules	98	Pnom total	<b>24.99 kWp</b>
Inverter	Model	PowerGate Plus PVS-30-480		30.0 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

<b>Produced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>45.98 tCO2</b>		
	Source:	Detailed calculation from table below		
<b>Replaced Emissions</b>	<b>Total:</b>	<b>99.1 tCO2</b>		
	System production:	40.78 MWh/yr	Lifetime:	30 years
			Annual Degradation:	1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	81 gCO2/kWh		
	Source:	IEA List	Country:	Brazil
<b>CO2 Emission Balance</b>	<b>Total:</b>	<b>40.0 tCO2</b>		

### System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg
Quantity	26.5 kWp	1040 kg
Subtotal [kgCO2]	45421	562

