



**PROFISSIONAIS**  
PARA ENERGIAS  
DO FUTURO

ENERGIA FOTOVOLTAICA

**ESPECIALISTA  
TÉCNICO EM  
ENERGIA SOLAR  
FOTOVOLTAICA**





# EXPEDIENTE

## COORDENAÇÃO DA INICIATIVA PROFISSIONAIS PARA ENERGIAS DO FUTURO E RESPONSÁVEL PELA PUBLICAÇÃO

Christoph Büdke

## COORDENAÇÃO DA PUBLICAÇÃO

Klaus Albrechtsen, Roberta H. Knopki e Uzoma Edward Madukanya (GIZ)

## AUTOR

Francisca Dayane Carneiro Melo

## REVISÃO

GT de Solar da Rede Energia do SENAI

## CAPA, PROJETO GRÁFICO E DIAGRAMAÇÃO

Estúdio Marujo

## REALIZAÇÃO

*O conteúdo desse material foi elaborado através de uma parceria entre a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI).*

## INFORMAÇÕES LEGAIS

*As idéias e opiniões expressas neste livro são dos autores e não refletem necessariamente a posição do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI) ou da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.*

*A duplicação ou reprodução de todo ou partes (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que SENAI e a GIZ sejam citados como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento por escrito do SENAI e da GIZ.*

# PROFISSIONAIS PARA ENERGIAS DO FUTURO

Profissionais para Energias do Futuro é uma iniciativa do projeto de cooperação técnica Sistemas de Energia do Futuro, dos governos brasileiro e alemão, e implementado sob coordenação do Ministério Minas e Energia (MME), do lado brasileiro e pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, do lado alemão. O tema educação profissional tem como principais parceiros o Ministério da Educação (MEC) e o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI).

O principal objetivo da iniciativa Profissionais para Energias do Futuro é ampliar a capacidade do sistema educacional brasileiro nos temas de energias renováveis e eficiência energética de maneira sistêmica e sustentável, visando atender a demanda do mercado por profissionais qualificados nas áreas de energia eólica, energia solar e eficiência energética. Destacamos ainda os objetivos específicos dessa iniciativa:

- Promoção do intercâmbio de conhecimento técnico entre Brasil e Alemanha nas três áreas temáticas: energia eólica, energia solar e eficiência energética;
- Definição da demanda do mercado por profissionais nessas áreas;
- Definição dos perfis de profissionais demandados pelo setor produtivo;
- Elaboração de currículos nas áreas temáticas;
- Capacitação de docentes das instituições parceiras;
- Elaboração de material didático;

- Apoio técnico a instalação de centros de treinamento das áreas especificadas;
- Apoio a implementação dos cursos pilotos com base nos currículos desenvolvidos;
- Colaboração na realização de eventos técnicos, científicos e tecnológicos nas áreas temáticas.

Para alcançar os objetivos, estão planejadas ações na esfera federal, junto a órgãos de governo e dos setores da educação e produtivo, que serão executadas de forma regional/ local junto às instituições parceiras. A equipe da iniciativa Profissionais para Energias do Futuro conta com profissionais multidisciplinares de todas as instituições envolvidas.

## SOBRE ESTE MATERIAL

Visando atender à necessidade de material técnico didático de boa qualidade e na língua portuguesa, a iniciativa Profissionais para Energias do Futuro elaborou 2 apostilas na área de energia solar fotovoltaica, que poderão ser utilizadas pelas instituições parceiras quando da implementação dos cursos nessa área. São elas:

- Instalador de sistemas fotovoltaicos
- Especialista técnico em sistemas fotovoltaicos

Ambas as apostilas foram elaboradas e revisadas por especialistas renomados nas áreas específicas, por meio de uma parceria entre a GIZ e o SENAI.

Por meio da:



Iniciativa da CNI - Confederação Nacional da Indústria

# SUMÁRIO

<b>1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – DIMENSIONAMENTO</b>	<b>7</b>	<b>1.15 BANDEIRAS TARIFÁRIAS</b>	<b>28</b>
<b>1.1 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA</b>	<b>7</b>	<b>1.16 FLUXO DE CAIXA</b>	<b>28</b>
<b>1.2 RECURSO SOLAR</b>	<b>10</b>	<b>1.17 TIR, VPL, PAYBACK E LCOE</b>	<b>29</b>
<b>1.3 TIPOS DE INSTALAÇÃO</b>	<b>12</b>	<b>1.18 AVALIAÇÃO SIMPLIFICADA</b>	<b>29</b>
<b>1.4 POSICIONAMENTO</b>	<b>14</b>	<b>1.19 PROJETO ENERGÉTICO</b>	<b>30</b>
<b>1.5 SOMBREAMENTO</b>	<b>14</b>	<b>1.20 SOFTWARES DE SIMULAÇÃO</b>	<b>30</b>
<b>1.6 COMPONENTES DA INSTALAÇÃO</b>	<b>16</b>	<b>1.21 ANÁLISE DO LOCAL DE INSTALAÇÃO</b>	<b>31</b>
1.6.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	16	<b>1.22 MODELAGEM 3D E SIMULAÇÃO</b>	<b>31</b>
1.6.2 INVERSOR	19	<b>1.23 POTÊNCIA FINAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>	<b>33</b>
1.6.3 STRINGBOX (CAIXAS DE JUNÇÃO)	20	<b>1.24 PROJETO ELÉTRICO</b>	<b>34</b>
1.6.4 ACESSÓRIOS DE INSTALAÇÃO	21	<b>1.25 INSTALAÇÃO E COMISSIONAMENTO</b>	<b>35</b>
<b>1.7 TENSÃO DE LIGAÇÃO</b>	<b>21</b>		
<b>1.8 CONDIÇÕES PRÉVIAS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO</b>	<b>22</b>		
<b>1.9 CONDIÇÕES ELÉTRICAS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO</b>	<b>22</b>	<b>2. USO DO SIMULADOR PVSYS PARA DIMENSIONAMENTO</b>	<b>38</b>
<b>1.10 ANÁLISE DE VIABILIDADE COMERCIAL</b>	<b>23</b>	<b>E ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
<b>1.11 CAPEX E OPEX</b>	<b>24</b>		
<b>1.12 FINANCIAMENTOS</b>	<b>24</b>	<b>3. DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA</b>	<b>62</b>
<b>1.13 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA E IMPOSTOS</b>	<b>25</b>	<b>FOTOVOLTAICO PARA UMA RESIDÊNCIA</b>	
<b>1.14 CUSTO DE DISPONIBILIDADE</b>	<b>27</b>		
		<b>4. DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UM USINA SOLAR</b>	<b>68</b>
		<b>– 30MWP (CARACTERÍSTICAS GERAIS)</b>	





# SISTEMAS FOTOVOLTAICOS – DIMENSIONAMENTO

O projeto de um sistema fotovoltaico envolve orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida e diversos outros fatores. Através do projeto pretende-se adequar o gerador fotovoltaico às necessidades definidas pela demanda. O dimensionamento de um sistema fotovoltaico (SFV) é o ajuste entre a energia radiante recebida do sol pelos módulos fotovoltaicos e a necessidade de suprir a demanda de energia elétrica.

Para que um empreendimento fotovoltaico seja bem sucedido, é necessário conciliar muitas variáveis e, possivelmente, a melhor relação custo/benefício não estará atrelada somente a um destes pilares: técnico, regulatório e comercial. Critérios técnicos e comerciais devem ser observados por projetistas, integradores, ou donos de empreendimentos, pois estes são em sua grande maioria subjetivos, de forma que a interpretação do real impacto que podem causar sobre um sistema fotovoltaico deve ser estudada caso a caso.

O desenvolvimento do projeto de um sistema fotovoltaico deve passar por diversas etapas desde a decisão inicial do investidor até a sua completa execução. De maneira geral é apresentado no fluxograma a seguir as etapas que contemplam um projeto de energia solar fotovoltaica partindo do pressuposto que o agente investidor está disposto a realizar o empreendimento e somente irá parar em caso de inviabilidade técnica ou comercial.

Conforme ilustrado no fluxograma, algumas etapas possuem pontos de decisão podendo ser reprovados conforme o resultado da ação anterior. Caso os estudos de viabilidade técnica ou comercial retornem com fatores limitantes, a proposta comercial deverá ser revista no sentido de cobrir a deficiência. Cabe ressaltar que os estudos podem tanto ser realizados pelo integrador ou por um consultor independente. Obviamente, caso os estudos sejam feitos pelo próprio integrador, o investidor deve dispor de meios de avaliar os resultados das análises.

Atestada a viabilidade do empreendimento conforme premissas discutidas com o investidor, o agente integrador deverá proceder para a execução do projeto do SFCR e posteriormente solicitação de acesso na concessionária local. A concessionária é responsável por avaliar tanto o projeto, como a instalação no momento da vistoria. Nesta última, a concessionária

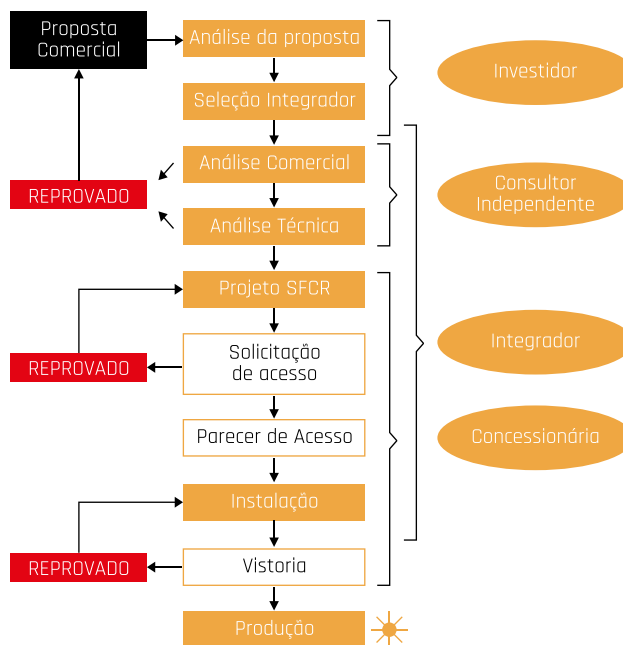


Figura 1. Fluxograma de atividades de um empreendimento fotovoltaico (Fonte: Costa T.M.G., 2015).

poderá reprová-la somente por critérios que influenciem a rede, como por exemplo, a falta de um elemento de proteção. Critérios de desempenho não são avaliados pela concessionária, cabendo ao investidor, assessorado ou não por um consultor, criticar os resultados finais obtidos em cada etapa.

## 1.1. ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA

Um sistema de geração fotovoltaica, independente da potência, demanda várias condições técnicas para o sucesso. O tipo e a posição da instalação, as condições prévias do local, o recurso solar, a seleção de componentes e diversos outros fatores irão influenciar o desempenho final da instalação. Mesmo que um local tenha vários condicionantes positivos como recurso solar adequado, bom posicionamento e componentes de qualidade, basta apenas um fator limitante para que o sistema se torne inviável. A tabela 1 contém fatores relevantes para a viabilidade de um sistema FV contém uma síntese dos principais aspectos e seu impacto relativo na viabilidade técnica de um empreendimento.



Item	Aspecto técnico	Descrição	Impacto
1	Recurso solar	Impacta tecnicamente e comercialmente a instalação do sistema fotovoltaico. O recurso solar em última instância será o determinante para um sistema seja considerado viável.	Alto
2	Tipos de Instalação	O tipo de instalação refere-se ao local da instalação: solo, telhado/laje ou ainda ambos. Instalações em solo ou laje tipicamente ocupam maior área, principalmente em locais com latitude elevada, devido principalmente ao sombreamento mútuo causado entre as mesas dos módulos.	Baixo
3	Posicionamento	O posicionamento diz respeito aos ângulos azimute e inclinação escolhidos para a instalação. Este ângulo altera o valor da energia incidente na superfície dos módulos. O posicionamento pode afetar sensivelmente a produção de energia de um sistema.	Médio
4	Sombreamento	O sombreamento aliado ao posicionamento é um dos fatores que mais influenciam a produção energética de um sistema fotovoltaico. Sombreamentos parciais podem afetar severamente a produção e em alguns casos causar danos irreversíveis aos módulos fotovoltaicos (efeito de <i>hot-spot</i> ).	Alto
5	Componentes de instalação	Esta avaliação diz respeito à qualidade dos componentes de uma instalação. Os principais equipamentos de uma instalação fotovoltaica são os módulos e o conversor de corrente contínua (inversor). O correto dimensionamento destes equipamentos também é de vital para o desempenho energético.	Médio
6	Tensão de ligação	O Brasil possui na distribuição dois padrões para a tensão de fornecimento para consumidores do Tipo B (Baixa Tensão), 220/127 e 380/220. O inversor, por ser um equipamento desenvolvido principalmente para as redes europeias, mesmo os modelos tropicalizados possuem tensão de ligação 380 volts para o caso trifásico e 220 volts para o caso monofásico.	Baixo
7	Condições prévias do local	Em todo empreendimento, antes de se proceder ao projeto executivo da instalação, será necessário conhecer as condições do local. O projetista deverá identificar rotas de cabos, espaços em quadros, tipo de instalação elétrica existente entre outros fatores importantes para o melhor aproveitamento da instalação existente.	Médio

Item	Aspecto técnico	Descrição	Impacto
8	Condições elétricas do local de instalação	A rede elétrica do local de instalação pode se tornar um problema difícil de resolver. Tipicamente, sistemas que pretendem se conectar em redes fracas, finais de linha ou com alta taxa de distorção harmônica pode sofrer com problemas de sincronização. A intensidade do distúrbio presente na rede elétrica pode se tornar um fator determinante na viabilidade do sistema. O distúrbio não precisa ser proveniente necessariamente da rede elétrica, podendo ser causado pelas cargas do local de instalação.	Médio
9	Tipo de rede acessada	Em alguns casos, o sistema simplesmente não poderá ser conectado devido a restrições técnicas da rede da concessionária. Em casos de redes subterrâneas reticuladas, o sistema de geração torna a complexidade de proteção tão grande, que este tipo de rede não pode aceitar injeção de potência no fluxo reverso.	Alto
10	Condições ambientais	As condições ambientais dizem respeito ao local da instalação. Ambientes urbanos tendem a possuir altos níveis de poluição e particulados suspensos. Existe uma perda associada à sujeira dos módulos fotovoltaicos. Outros fatores como presença ou não de animais silvestres podem impactar no tipo de instalação elétrica escolhida.	Baixo
11	Condições de segurança	Os empreendimentos fotovoltaicos são uma novidade, no entanto, quando estes se tornarem de conhecimento público, os módulos e demais equipamentos podem se tornar propensos a furtos e vandalismo. Em projetos que envolvem áreas públicas este problema pode se intensificar.	Baixo
12	Condições de operação e manutenção	Localidades muito afastadas podem se tornar um problema de manutenção. Hoje a utilização de energia solar em meio rural ainda não ganhou força regulatória ou comercial, mas pode se tornar uma realidade com a implementação de políticas mais agressivas que o modelo atual. Em instalações urbanas, locais de difícil acesso podem ser problemáticos, como grandes telhados industriais com grande altura. A manutenção nesses casos tende a ser necessariamente realizada por empresas especializadas. Por fim, é importante citar a necessidade de monitoramento dos sistemas, de acordo com a potência instalada podem requerer sistemas de automação mais complexos.	Médio

Tabela 1. Fatores relevantes para a viabilidade de um sistema FV

É abordado em seguida critérios técnicos, em alguns casos comerciais também são incluídos, quando não existe dissociação entre os mesmos, para a avaliação de cada um dos principais pontos destacados na Tabela anterior, em especial os itens de 1 a 8.

## 1.2. RECURSO SOLAR

O principal parâmetro técnico (e também comercial) é o recurso solar disponível no local de instalação. O mapa presente na Figura 2 disponível através da iniciativa SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) com base nos dados obtidos pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) mostra a média para o GHI (Global Horizontal Irradiation) para todo o território brasileiro baseado em dados de satélite medidos no período de 1995 a 2005. O mapa

mostra que todo o território possui um elevado índice de irradiação, variando de 4,5 a 6,5 kWh/m<sup>2</sup>.dia<sup>3</sup>. Este valor representa a média de energia que chega ao plano horizontal por dia, o que não reflete exatamente a energia absorvida pelo sistema fotovoltaico, uma vez que este nunca será instalado na horizontal. Para calcular a energia incidente nos módulos, é necessário um modelo de transposição do plano horizontal para o plano inclinado. Quanto maior a mudança no posicionamento, maior será o desvio com relação ao medido no plano horizontal. Diversos softwares comerciais possuem modelos que fazem a transposição do recurso solar para a posição de instalação do arranjo fotovoltaico, tais como PVSyst, PVSol, RetScreen, entre outros.

O recurso solar pode ser obtido de múltiplas fontes. Existem bases de dados públicas disponíveis na internet que podem ser acessadas com o intuito de

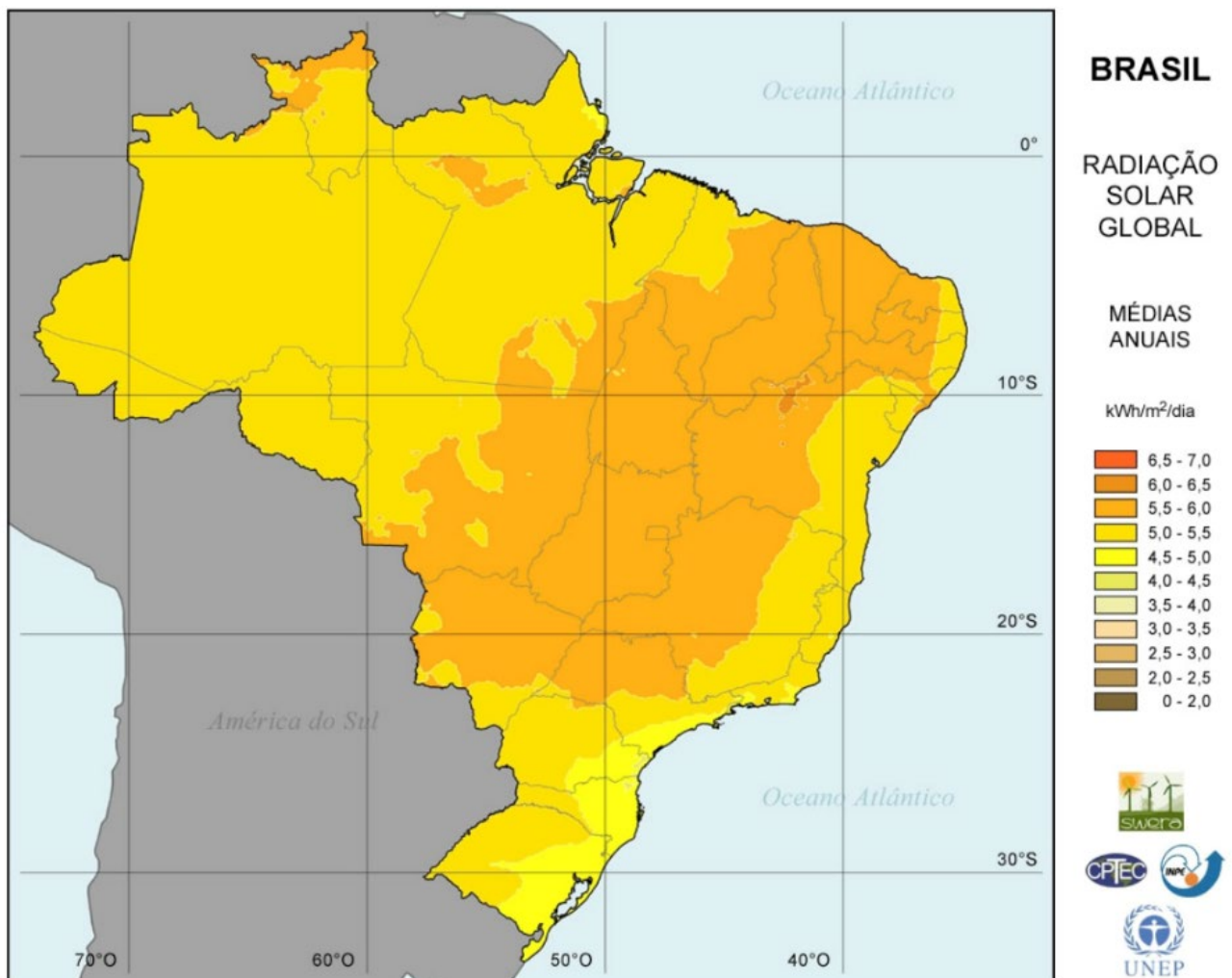


Figura 2. Mapa de Radiação Solar Global – Brasil (INPE 2015)

obter uma estimativa do recurso solar de uma determinada região. As bases de dados podem ser advindas de satélites, caso do Atlas Solar Brasileiro de 2006 (SWERA, 2006) ou através de interpolação de medições de estações solarimétricas em solo, como no caso do Atlas Solarimétrico do Brasil de execução pela UFPE (Universidade Federal de Pernambuco) e o CEPEL (CEPEL, 2001). Ambos os métodos possuem problemas na formatação dos dados. Para sistemas medidos somente por imagens de satélites, quanto menor a resolução da imagem, pior é a representatividade dos dados. Para os sistemas medidos localmente, a precisão diminui à medida que as isolinhas de radiação se afastam do ponto de medição. Outro ponto a se considerar consiste nos erros presentes em qualquer medição como perdas de dados, sensibilidade do elemento sensor, erros de integração e demais problemas comuns de medições através de sensores. Para os dados disponibilizados pelo Atlas Solar de 2006 (disponível pelo SWERA), o desvio médio relativo obtido pela medição do recurso via imagens de satélites em comparação com medições feitas através de sensores locais é da ordem de 5% a 7% (SWERA, 2006).

Outro ponto importante a ser observado é que o recurso solar possui variabilidade mensal. Quanto maior a latitude do sistema menor será a irradiação

nos meses de inverno. Os dados presentes na Figura 3 mostram as variações mensais para três capitais Brasileiras: Belo Horizonte (GHI Médio: 5,32 e Latitude: -19,9), Natal (GHI Médio: 5,26 e Latitude: -5,8) e Porto Alegre (GHI Médio: 4,62 e Latitude: -30,1). Natal possui uma curva flat revelando um perfil mais constante durante o ano. Já Belo Horizonte e principalmente Porto Alegre possuem uma elevada depressão nos meses de inverno. Para corrigir este efeito a melhor estratégia é inclinar o arranjo com a mesma angulação da latitude local, o que nem sempre é possível por limitações físicas do local de instalação.

O recurso solar irá determinar a potência da instalação fotovoltaica uma vez que são grandezas proporcionais. De toda forma, para se calcular a potência é preciso possuir a informação sobre o montante de energia que se pretende gerar. Um cálculo rápido para obter a potência do sistema é mostrado abaixo.

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}}{(GHI \times PR)}, \text{ onde:}$$

- P<sub>pv</sub>** – potência pico do sistema fotovoltaico em kWp;
- E<sub>pv</sub>** – energia demanda do sistema em kWh por ano;
- GHI** – recurso solar médio para o local de instalação – kWh/m2.ano;
- PR** – performance ratio ou taxa de desempenho

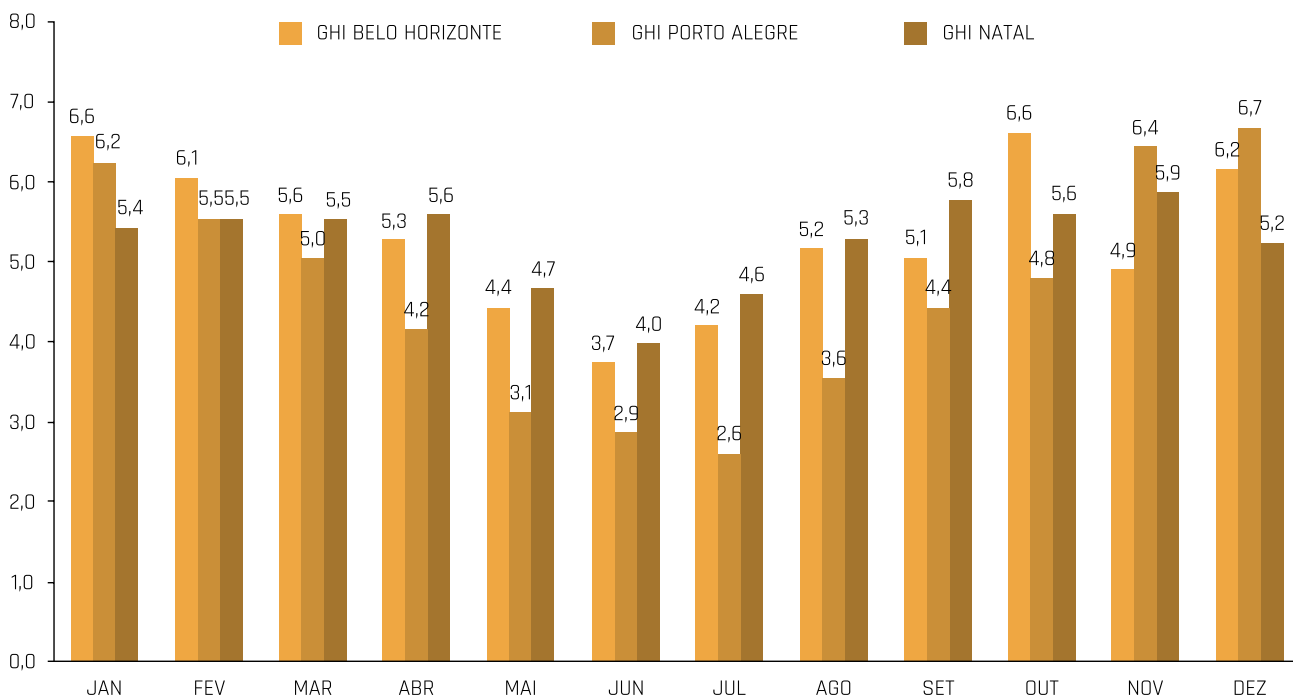


Figura 3. Variação do GHI para três localidades com atitudes diferentes

### 1.3. TIPOS DE INSTALAÇÃO

Sistemas fotovoltaicos são facilmente adaptados, podendo ser instalados em diversos tipos de superfície, desde que a mesma suporte o peso próprio dos painéis e da estrutura de fixação utilizada. Para cada projeto será necessário identificar o melhor local de instalação para o sistema fotovoltaico. A partir do projeto arquitetônico, fotos do local ou mesmo de visitas pode-se determinar quais espaços poderão levar a um melhor aproveitamento.

Definem-se três tipos de instalações: não integradas a edificações, integradas parcialmente a edificações e totalmente entregadas a edificações.

Outra possibilidade para a instalação de módulos fotovoltaicos está em sistemas de estacionamento conforme pode ser visto na Figura 4. Este tipo de iniciativa pode contribuir para o melhor aproveitamento do espaço urbano, uma vez que não muda a utilização inicial da área e não a afeta negativamente. No Brasil os primeiros estacionamentos fotovoltaicos foram instalados por empresas integradoras ou através de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.



Figura 4. Exemplo de estacionamento solar

#### Instalações não integradas a edificações

Sistemas instalados em áreas livres, como campos e áreas verdes. São utilizados sistemas de montagem em solo. É necessário atentar para que a distância entre as mesas dos módulos não provoque sombreamento mútuo.



#### Instalações parcialmente integradas a edificações ou BAPV (*Building Adopted Photovoltaics*)

Compõe a maioria dos sistemas instalados em telhado em todo o mundo. O sistema é adaptado à arquitetura do local de instalação com ajuda de suportes.



#### Instalações totalmente integradas a edificações ou BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*)

Em projetos específicos pode-se proceder com a integração total dos módulos a arquitetura do local de instalação. Em muitos casos substitui-se um elemento estrutural como telhas ou vidros de fachadas por módulos semitransparentes.



Tabela 2 . Tipos de instalações de sistemas fotovoltaicos

O tipo de instalação geralmente irá determinar o perfil de resfriamento dos módulos. Os módulos fotovoltaicos de tecnologia cristalina tendem a obter perdas muito significativas devido à temperatura, da ordem de 0,4% a 0,5% por grau Celsius (GTES, 2014). Para instalações não integradas, a temperatura de operação do módulo tende a ser próxima da NOCT (Nominal Operating Cell Temperature), nesta situação a perda por temperatura será menor que em uma situação semi-integrada (BAPV) ou totalmente integrada (BIPV). A condição NOCT refere-se a temperatura de trabalho do módulo quando submetido a irradiação de 800 W/m<sup>2</sup>, 20°C de temperatura ambiente e velocidade de vento incidente de 1 m/s.

A redução de eficiência por temperatura é considerada uma das maiores perdas de um sistema fotovoltaico. Entretanto, o problema está na forma de se contabilizar esta perda. A potência nominal de um módulo fotovoltaico é medida em condições STC (Standard Test Conditions), nesta condição a temperatura de operação da célula é de 25°C. Em condições normais de operação em países de clima tropical, um módulo devidamente conectado a rede elétrica tipicamente irá trabalhar com temperaturas superiores 40°C. Desta forma é possível inferir que o efeito da temperatura apesar de ser severo poderia ser considerado menor, bastando que para isso a potência nominal não fosse calculada a 25°C.

A fórmula para o cálculo da potência final em função da temperatura é dado a seguir.

O coeficiente  $\gamma$  que representa a perda por potência em função da temperatura normalmente é aproximado pelo valor de  $\beta_{V_{MP}}$ , uma vez que  $\alpha$  é centenas de vezes menor. Estes coeficientes são fornecidos pelos fabricantes dos módulos, assim como a temperatura nominal de operação (NOCT). É possível verificar que a potência NOCT é bem inferior à potência nominal. Os dados presentes na Tabela 3: Valores de operação de um módulo FV sob condições NOCT foram retirados de um grande fabricante de módulos mundial – Canadian Solar.

$$P_{MP}(T) = V_{MP_{STC}} \cdot I_{MP_{STC}} \cdot (1 + (\alpha + \beta_{V_{MP}}) \cdot \Delta T), \text{ onde:}$$

$\alpha$  – coeficiente de variação da corrente de curto circuito em função da temperatura. Este coeficiente é geralmente positivo e pequeno;

$\beta_{V_{MP}}$  – coeficiente de variação da tensão de máxima potência em função da temperatura. Este coeficiente é normalmente negativo para módulos Si-C e domina a soma dos coeficientes.

$\Delta T$  – variação de temperatura.

Electrical Data / NOCT*			
Electrical Data CS6P	250P	255P	260P
Nominal Max. Power (Pmax)	181 W	185 W	189 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.5 V	27.5 V	27.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.60 A	6.71 A	6.80 V
Open Circuit Voltage (Voc)	34.2 V	34.4 V	34.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.19 A	7.29 A	7.39 A
Temperature Characteristics			
Specification	Data		
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43% / °C		
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34% / °C		
Temperature Coefficient (Isc)	0.065 / °C		
Nominal Operating Cell Temperature	45 ± 2°C		

Tabela 3. Valores de operação de um módulo FV sob condições NOCT

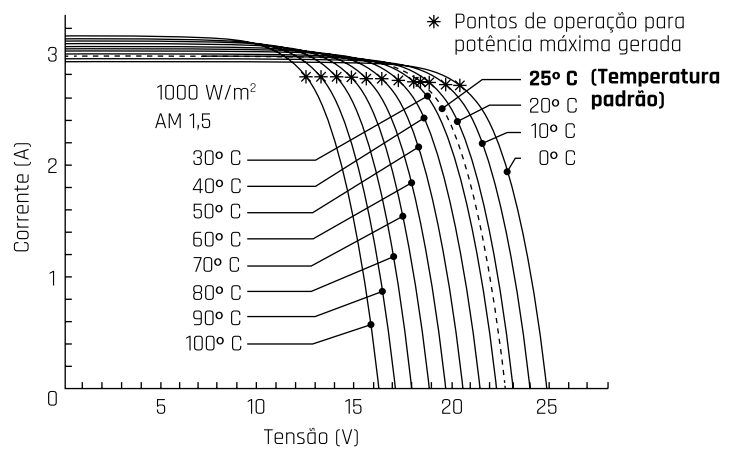


Figura 5. Efeito causado pela temperatura na célula (CEPEL, 2008).



### 1.4. POSICIONAMENTO

O posicionamento de um sistema fotovoltaico com relação aos ângulos de azimute e inclinação pode provocar perdas significativas na energia absorvida pelos módulos fotovoltaicos. Em sistemas sem rastreamento, o projeto deve considerar o melhor aproveitamento solar possível, para isso o ângulo de azimute deverá corresponder a  $0^\circ$  e a inclinação será igual à latitude do local de instalação. Na prática, raramente os telhados irão possuir azimute e inclinação perfeitos. Desta forma, caberá ao projetista avaliar qual a melhor dentre todas as opções disponíveis no local.

### 1.5. SOMBREAMENTO

Em uma instalação fotovoltaica conectada à rede, os módulos são ligados em série e paralelo para adequar os níveis de tensão e corrente à entrada dos inversores. Os módulos ligados em séries são denominados strings ou simplesmente séries. Um arranjo fotovoltaico é considerado um conjunto de módulos ligados em série ou paralelo conectados a um determinado conversor. Muitos fabricantes de inversores multi-string produzem equipamentos com mais de um MPPT (Maximum Power Point Tracking/Tracker ou rastreador do ponto de máxima potência). Desta forma, é importante salientar que um inversor pode ter vários arranjos, tanto quantos rastreadores possuir.

O sombreamento em instalações fotovoltaicas é extremamente prejudicial à produção energética. Isto por que a presença de sombra modifica a característica de tensão e corrente dos módulos conectados em série. O efeito do sombreamento parcial pode levar ao surgimento de vários máximos locais afetando o desempenho de todos os módulos conectados a um determinado rastreador de máxima potência. A Figura 6 evidencia o surgimento de máximos locais nas curvas IxV e PxV, o que pode levar ao MPPT trabalhar em pontos de menor produtividade.

Sombreamentos parciais advindos de grandes obstáculos, como por exemplo provocados árvores e edificações, apesar de diminuírem a potência do sistema não são tão prejudiciais quanto pequenos sombreamentos causados por pequenos objetos como folhas ou dejetos de pássaros. Quando uma pequena parte da célula encontra-se sombreada ela pode continuar conduzindo, porém a parte sobre influência da sombra passa a absorver potência elétrica. Este efeito denominado hotspot pode provocar queima dos circuitos impressos nas células ou do encapsulamento que normalmente protege a parte posterior

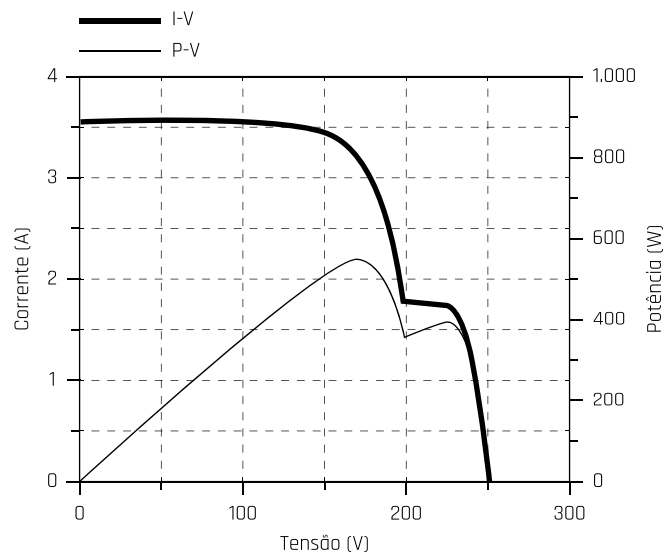


Figura 6. Efeito nas curvas IxV e PxV de uma série fotovoltaica com um dos módulos sobre sombreamento de 50%, (GTES, 2014).

do painel. É importante ressaltar que o hotspot pode ser causado por falhas de fabricação, não somente através de sombreamento.

Sombreamentos podem ser basicamente de dois tipos: sombreamentos distantes, causados por objetos muito distantes como montanhas ou prédios afastados do arranjo fotovoltaico; ou sombreamentos próximos, causados por obstáculos como árvores, caixas d'água, edificações ou partes delas, antenas, etc, que projetam uma imagem com contornos na superfície do arranjo fotovoltaico. Softwares de dimensionamento fotovoltaico como o PVSyst tratam os dois tipos de sombreamento de formas diferentes, pois eles produzem efeitos distintos nos módulos. Os sombreamentos próximos são mais prejudiciais e normalmente levam a grandes perdas de produção.

Conforme mostrado na Figura 7, para sistemas instalados em sheds – mesas de módulos dispostas com a mesma inclinação e em um mesmo sentido – é importante evitar o sombreamento mútuo causado pelas mesas que se localizam a frente das outras. A distância entre os módulos será definida em função da latitude e da inclinação dos módulos. Quanto maior o ângulo de inclinação maior será a sombra projetada e consequentemente menor será o aproveitamento da área.

A latitude influi diretamente nos ângulos de altura e azimute do sol durante o ano. Como regra prática pode-se utilizar o ângulo  $\alpha$  igual à menor elevação do sol em azimute  $0^\circ$ . A Figura 8 ilustra como identificar  $\alpha$  a partir do diagrama de caminho solar. Este ajuste deverá evitar a maior projeção de sombra possível no sentido de orientação dos módulos para uma in-

cidência direta, desde que o arranjo esteja voltado diretamente para o norte (caso do hemisfério sul). A distância 'D' dos módulos pode ser calculada a partir das equações abaixo.

$$H = C \times \sin \beta$$

$$D_1 = \frac{H}{\tan \alpha}$$

$$D_2 = C \times \cos \beta$$

$$D = D_1 + D_2$$

O caminho solar pode ser utilizado para calcular a projeção de sombras em qualquer época do ano. O software de dimensionamento solar PVSyst possibilita ao usuário modelar uma cena em três dimensões e calcular o efeito do sombreamento durante o ano. Este recurso é uma das melhores ferramentas disponíveis para estimar a perda por sombreamento, uma vez que este efeito é difícil de ser contabilizado em uma instalação real.

Quando o sombreamento é inevitável, pode-se reduzir seus efeitos utilizando-se inversores com diversos rastreados de máxima potência (MPPT), limitando o efeito do sombreamento aos módulos conectados àquele MPPT. Neste caso, deve-se segregar os módulos com influência de sombreamento a um mesmo MPPT.

O sombreamento possui um alto impacto na viabilidade técnica de um sistema fotovoltaico, podendo ser determinante na viabilidade econômica do mesmo.

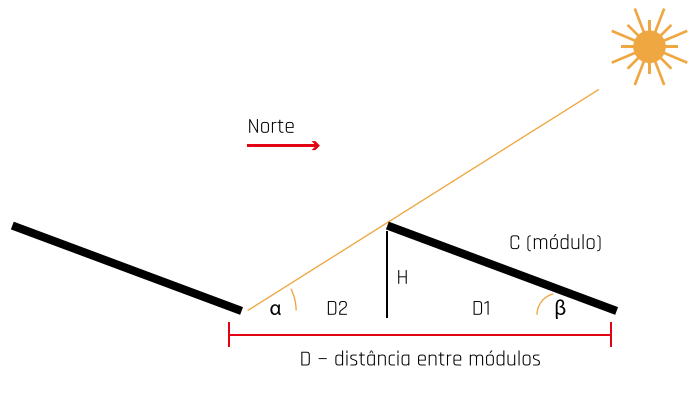


Figura 7. Sombreamento mútuo e distância mínima entre módulos

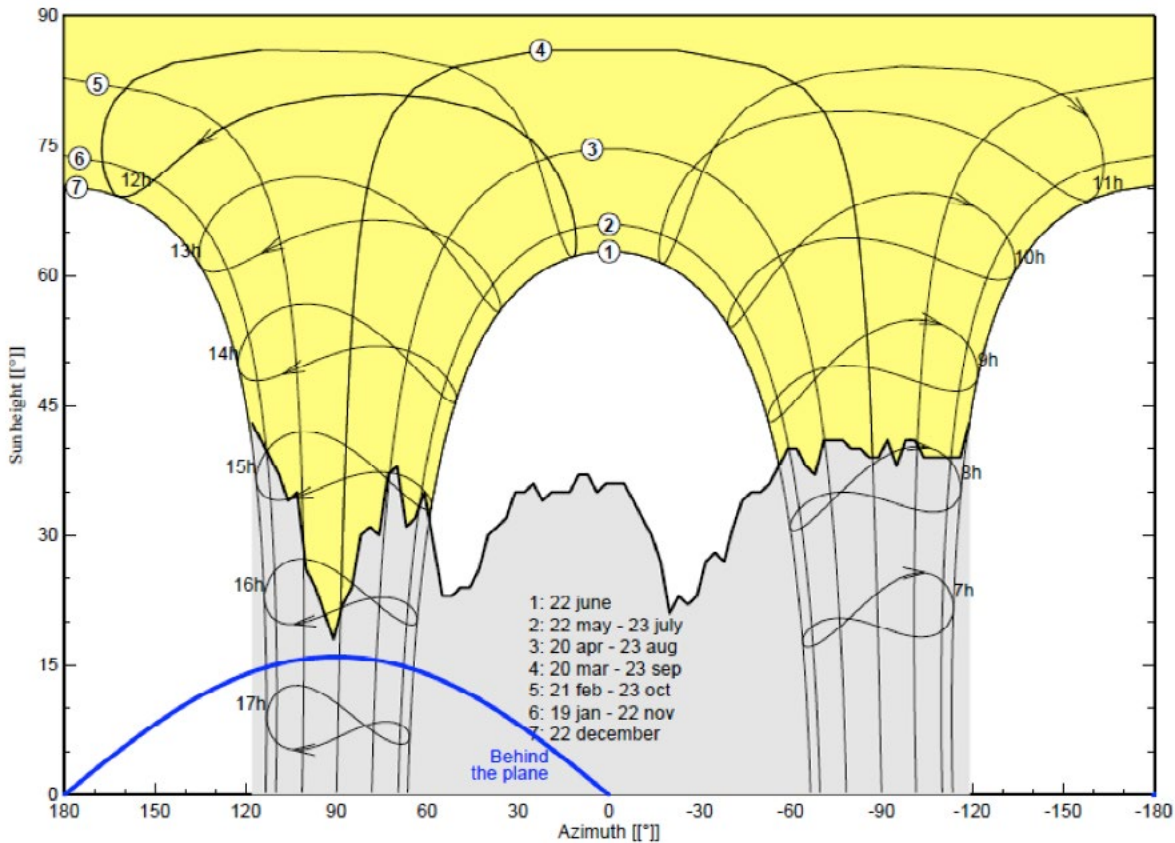


Figura 8. Caminho solar para a localização -19,00;-44,00.



## 1.6. COMPONENTES DA INSTALAÇÃO

A seleção de componentes de uma instalação fotovoltaica passa pela especificação de todos os elementos que serão utilizados durante a instalação, desde os módulos fotovoltaicos, inversores, suportes de fixação até cabos e conectores do encaminamento elétrico. Independente se o integrador ou instalador tenha especificado os equipamentos utilizados no empreendimento, dentro da análise técnica deverá ser averiguado se os equipamentos propostos cumprem os requisitos descritos nessa seção.

O primeiro ponto a se pensar durante esta etapa é no período de vida útil dos equipamentos. Um sistema solar irá funcionar, sofrendo manutenções periódicas, por até 20 anos. Por se tratar de uma tecnologia nova em comparação a outras fontes clássicas de geração, questões como a obsolescência e manutenção podem se tornar um ponto crítico. Será trata não especificamente as características técnica do equipamento (baseada em dados de módulo fotovoltaico), mas de critérios técnicos gerais que devem ser observados na especificação de compra.

### 1.6.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dentro do universo de módulos fotovoltaicos disponíveis, a tecnologia que possui a maior estabilidade e

comprovada durabilidade é a de módulos de silício cristalino (Si-C). O gráfico da Figura 9 mostra a evolução da eficiência de diversos tipos de tecnologia medido pela NREL (National Renewable Energy Laboratory). Conforme pode ser visualizado, as tecnologias multi-junção baseadas principalmente em concentradores (CPV) possuem a maior eficiência, porém são caros e dificilmente serão adaptados para o mercado residencial. Os módulos de filme fino continuam crescendo em eficiência, porém ainda não alcançaram custo compatível com o módulo de Si-C principalmente devido a escala de produção (IEA, 2014). Em última instância, existem as tecnologias emergentes, baseadas principalmente em substratos orgânicos. Esta nova tecnologia possui o potencial de produção ainda muito pequeno se comparado aos filmes finos, porém devem possuir preços extremamente acessíveis no médio e longo prazo.

Segundo (IEA, 2014) a maior parte da produção mundial ainda está concentrada na tecnologia de Si-C, sendo a China a principal fabricante de células e módulos no mundo, detendo respectivamente 58% e 65% da capacidade de produção mundial em 2013. Outro ponto interessante a se destacar está na sobrecapacidade de produção mundial. Em 2012 o número de instalações foi metade da capacidade de produção. Já em 2013, apesar do aumento de cerca de 25% no número de instalações, cerca de 20 GW de capacidade de produção ainda se encontravam ociosos.

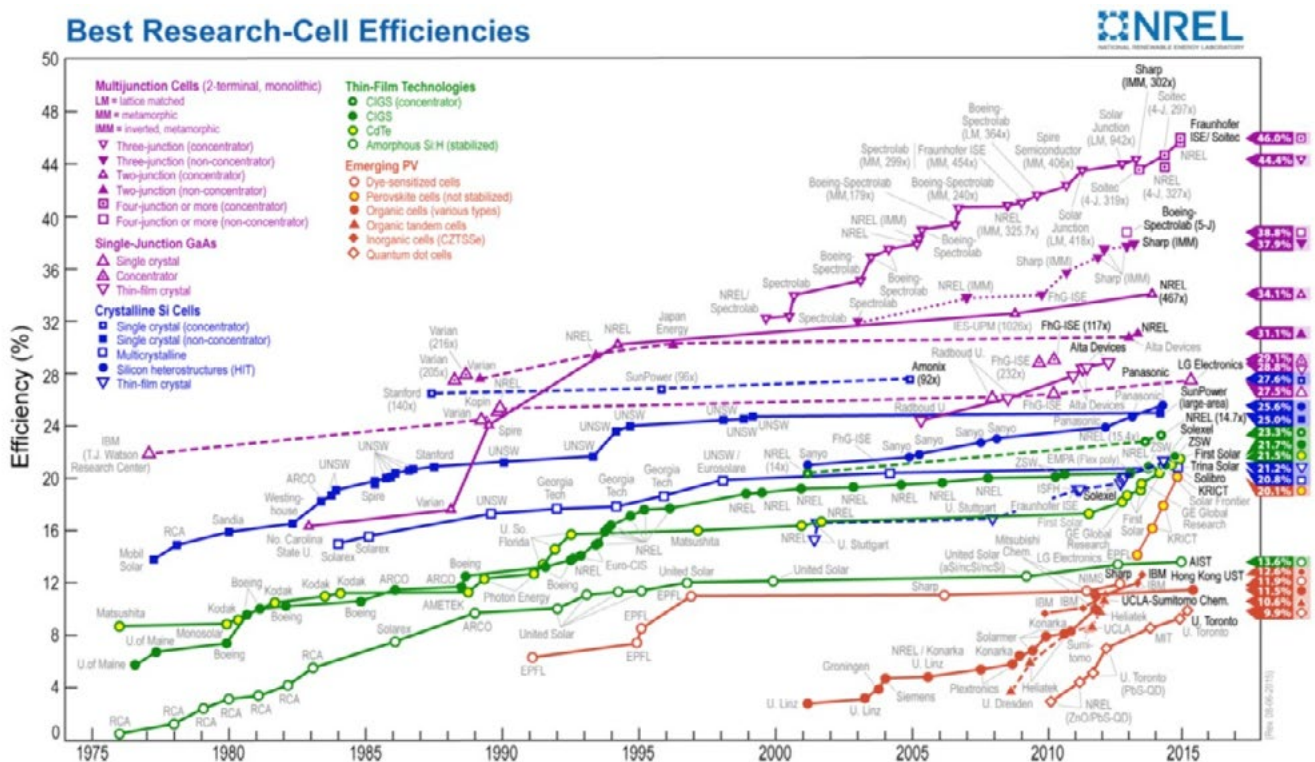


Figura 9. Gráfico de evolução da eficiência das células fotovoltaicas, (NREL, 2015).

Apesar de ser uma tecnologia consolidada, isso não implica que os módulos de Si-C são a prova de falhas, pelo contrário, os módulos possuem diversos tipos de falhas que são causadas por defeitos de fabricação que serão descobertos somente após anos de utilização em muitos casos. As falhas mais comuns deste tipo de tecnologia são listadas na Tabela 4.

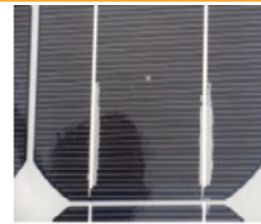
Em (NREL, 2012) encontram-se diversos estudos de casos onde a perda de desempenho do sistema estava atrelada intrinsecamente aos problemas relacionados acima. Pior que a perda de desempenho, é a perda material causada por incêndios ou problemas advindos da má seleção de módulos.

Em adição aos problemas discutidos, existem ainda casos onde as perdas podem ser devidas ao tipo de ligação dos equipamentos e condições ambientais. Várias instalações pelo mundo sofreram o fenômeno denominado Potencial Induced Degradation (PID). Este tipo de problema é causado por uma degradação excessiva devido a capacitâncias

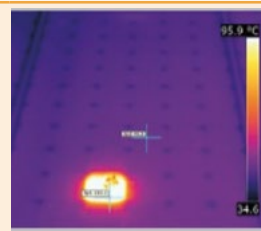
parasitas formadas entre o substrato e as células fotovoltaicas. Ocorre quando os componentes do sistema estão em diferentes potenciais elétricos. O PID em muitos casos é irreversível e pode comprometer completamente os módulos de uma instalação. Apesar de não ser um defeito inerente aos módulos, muitos fabricantes mundiais de células e módulos já ofertam a opção de equipamentos com proteção ao PID, ou PID-free modules. Vários laboratórios (TÜV, por exemplo) já fornecem testes para identificar se um módulo é propenso a PID. Porém, não existe uma certificação em vigor.

O número de fabricantes disponíveis no mercado mundial é maior que no mercado brasileiro. Porém, à medida que o mercado brasileiro se tornar atrativo, maior será a o interesse das empresas estrangeiras em consolidar market share por aqui. O responsável pela instalação deverá atentar para diversos fatores na hora da compra dos módulos, sendo que os principais a serem observados durante a seleção do módulo são:

**Delaminação** – ocorre tipicamente por má qualidade do encapsulante ou mesmo devido falha no processo de encapsulamento. Este efeito pode ser identificado visualmente e produz perdas severas de potência nominal no equipamento.



**Hotspots** – podem ocorrer não só por dejetos de pássaros ou pequenos sombreamentos no módulo, mas também por falhas de continuidade nos circuitos. Durante a operação e manutenção dos módulos é importante atentar para o surgimento destes pontos que podem estar em temperaturas muito altas podendo causar acidentes. Em séries de tensão elevada (maior que 600 V), os circuitos podem provocar arcs e em casos extremos incêndios.



**Diodos de by-pass** – estes dispositivos podem falhar e criar pontos quentes ou deixar de cumprir sua principal função de by-pass. Problemas no diodo podem inclusive gerar problemas nas células.



**Corrosão** – em ambientes com alto índice de maresia ou agentes corrosivos, as partes metálicas podem sofrer danos irreversíveis. Isso é particularmente preocupante quando em contato com elementos de fixação (suportes) dos módulos, podendo levar a acidentes.



Tabela 4. Problemas comuns aos módulos fotovoltaicos (NREL, 2012)

- Garantia contra defeitos de fabricação – tipicamente entre 5 e 10 anos;
- Garantia contra degradação ou perda de potência. Alguns fabricantes oferecem uma garantia de perda linear de potência dos módulos, de forma que este deve apresentar após 10 e 20 anos de operação, no mínimo 90% e 80% de sua potência nominal, respectivamente;
- Certificações internacionais:
  - IEC61215–certificação de qualidade dos módulos de Si-C;
  - IEC61646–certificação de qualidade dos módulos de filme fino;
  - IEC61730-1-2–certificação de segurança dos módulos;
- Selo ENCE INMETRO. O selo é obrigatório para a importação dos módulos e uma exigência para a comercialização dos mesmos no Brasil. Apesar de obrigatório, os testes realizados pelo INMETRO, bem como o critério de classificação quanto a eficiência são pouco fiáveis para qualificar o equipamento. Os testes do INMETRO se baseiam nos primeiros testes de eficiência e inspeção visual da Norma IEC 61215 e são realizados em uma amostra muito pequena. O fabricante pode facilmente enviar um modelo que “atende” aos critérios e comercializar outro equipamento com o selo provido pela entidade. Não há inspeções na fábrica.

Existe uma iniciativa no Brasil de produção de módulos nacionais conforme já mencionado. Empresas como a TECNOMETAL/DYA Solar possuem outras unidades de negócio que sustentam o setor solar, de forma que, enquanto estas estiverem saudáveis dentro do seu business principal, serão capazes de cumprir com os compromissos advindos da venda dos equipamentos na área solar. Diferentemente, empresas que tem o faturamento atrelado exclusivamente ao setor solar, como a GLOBO BRASIL, podem enfrentar forte concorrência e não sobreviver à agressividade do mercado.

Em muitos estudos a eficiência é tida como um parâmetro de qualidade do módulo. Caso os módulos analisados possuam o mesmo preço por watt, esse aspecto será pouco importante. O que irá diferenciar uma instalação com módulos de 17% ou 15% de eficiência é o montante de área ocupado pelos mesmos. Na maioria dos casos de instalações em telhados urbanos, a área não será um problema.

A potência pico conforme já relatado está relacionado ao desempenho máximo do módulo em condições que provavelmente não deverá existir durante

o seu funcionamento. Não obstante, é necessário procurar fabricantes que ofertem módulos com tolerância positiva de potência, tipicamente entre -0 e +5 Wp. Desta forma pode-se evitar uma boa parte de perdas por mismatch (perda por descasamento entre a potência dos módulos). Este tem sido o padrão adotado por diversos fabricantes mundiais de “primeira linha”. A título de comparação, no Brasil, a qualificação do módulo pelo INMETRO aceita desvios de -5% e +10%, o que é insuficiente para atestar a qualidade dos módulos e muito menos a similaridade de módulos de um mesmo lote de fabricação.

É importante notar que o desempenho dos módulos é caracterizado através de um equipamento que simula as condições STC, que tipicamente é de propriedade do fabricante. Ou seja, o cliente precisa confiar na qualidade dessa medida. Outra prática comum dos fabricantes é não contabilizarem o efeito do LID (Light Induced Degradation) no momento de classificar a potência do equipamento. O LID ocorre tipicamente em pouco tempo (cerca de 80 hrs) após a exposição dos módulos à luz solar e podem levar a perdas permanentes de até 1,5% da potência nominal dos mesmos.

Um ponto desconsiderado por muitos engenheiros e projetistas está no certificado de garantia de potência. Tipicamente somente instalações com alto nível de instrumentação serão capazes de identificar perdas de potência superior ao nível proposto pelo fabricante. Há de se considerar ainda os custos com a auditoria dos módulos e testes envolvidos no mesmo, bem como a perda de produção durante a execução dos testes.

Os módulos de Si-C comercialmente disponíveis são compostos por 36, 60 ou 72 células. O que irá diferenciar sua aplicação será o tipo de sistema envolvido. Os módulos de 36 células tipicamente serão utilizados em sistemas isolados conectados a baterias através de controladores de carga. Como a célula possui aproximadamente 0,5 V de tensão em circuito fechado, a tensão do módulo de 36 células será ideal na maior parte das aplicações com baterias estacionárias com elementos de 12 volts nominal ou associações destas. Os módulos de 60 células possuem aplicação mais comum nos sistemas conectados à rede entre poucos kW até dezenas de MW, sendo largamente utilizados nos sistemas residenciais e comerciais. Em face ao crescimento do mercado de grandes usinas (acima de 5 MW), os fabricantes passaram a incluir módulos de 72 células em seu portfólio. O módulo é mais pesado e possui dimensões que impossibilitam o manuseio por um único instalador. No entanto, em grandes instalações promovem ga-

nhos de escala tanto no custo quanto em armazenamento, velocidade de instalação, entre outros aspectos importantes.

Finalmente, tendo em vista que aproximadamente 50% do investimento em um sistema solar será utilizado na compra do módulo fotovoltaico, conclui-se que é melhor optar por módulos de fabricantes confiáveis do que em módulos de última geração, mas de um fabricante desconhecido. Dentro da análise de viabilidade técnica, deve-se escolher um componente adequado às condições elétricas, ambientais e físicas do local de instalação.

### 1.6.2. INVERSOR

O inversor fotovoltaico, assim como toda a instalação estará sujeito a um longo período de desgaste. Tipicamente, os equipamentos terão que ser substituídos antes do término de vida útil dos módulos fotovoltaicos, principalmente os equipamentos de menor porte e monofásicos.

Em uma instalação fotovoltaica, o inversor é o principal equipamento de interface com a distribuidora e por este motivo carrega a maior responsabilidade com relação ao sincronismo, proteções e monitoramento do sistema. Basta uma rápida pesquisa nas normas técnicas das concessionárias que disciplinam a conexão de sistemas de GD à rede para se notar que não se faz restrição à praticamente nenhum outro equipamento.

Os inversores serão responsáveis por diversas proteções tais como sub e sobretensão, sub e sobre-frequência, anti-ilhamento, além de prover sincronismo com a rede elétrica em sua operação conectada. Em sistemas conectados à rede elétrica o inversor irá funcionar como fonte de corrente e sua injeção será proporcional à quantidade de irradiação recebida dos módulos fotovoltaicos. Não serão discutidas as diversas topologias destes equipamentos devido à exaustiva documentação técnica a este respeito, inclusive já citada durante este texto.

Do ponto de vista normativo, o Brasil a exemplo de outros países criou e regulamentou normas técnicas próprias para os equipamentos utilizados em sistemas fotovoltaicos. As NBRs 16149 e 16150 são normas específicas para a avaliação do equipamento com relação a sua interface com a rede elétrica. O teste de anti-ilhamento é feito a partir dos procedimentos descritos na norma NBR IEC 62116. Assim como os módulos, os inversores passaram a possuir necessidade de etiquetagem segundo o disposto nas portarias do INMETRO sobre componentes de sistemas fotovoltaicos. No entanto, como a maior

oferta de equipamentos é de fabricantes estrangeiros, e existe limitação dos laboratórios brasileiros para testes, ficou estabelecido através da portaria INMETRO 357 que somente equipamentos até 10 kW seriam obrigatoriamente testados. A partir de 2016 estará findado o prazo dos fabricantes para obtenção dos certificados emitidos por laboratórios brasileiros, que passará a ser exigido na documentação técnica entregue junto à Solicitação de Acesso para a concessionária.

Os principais componentes sujeitos à falha nos inversores são os sistemas de refrigeração, capacitores e os Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT). Como todo equipamento eletro-eletrônico, a temperatura de operação é um fator chave para a vida útil destes equipamentos (ROCHA, 2014). Neste sentido, é importante verificar a que perfil de temperatura os equipamentos estarão sujeitos, adicionalmente deve-se verificar os perfis de umidade e corrosão. O problema é preocupante em países como o Brasil que possuem climas tropicais com vasta amplitude térmica durante os meses do ano. Esta apreensão pode ser vista em editais de contratação para construção de Usinas Fotovoltaicas, a exemplo do certame envolvendo o Estádio Mineirão, em Minas Gerais. O edital exigia que a sala de alocação dos inversores fosse refrigerada. Provavelmente, somente após a aparição de defeitos de curto prazo é que os fabricantes irão se sensibilizar para a necessidade de tropicalização de componentes.

Nos projetos desenvolvidos no Brasil, e de forma geral no mundo, é comum o sobredimensionamento da potência dos módulos com relação à potência do inversor. O fator de derate ou derating leva a um melhor aproveitamento da potência útil do inversor, uma vez que os momentos de máximo de geração dos módulos ocorrem geralmente somente durante um curto espaço de tempo. No entanto, este fator eleva o tempo em que o inversor passa em temperaturas mais altas, o que a longo prazo pode levar a um desgaste prematuro do equipamento.

Assim como os módulos, é importante que o fabricante escolhido seja confiável. Os principais pontos a serem observados na seleção do inversor serão:

- Certificações de produto. Para equipamentos até 10 kW, a partir de 2016 será obrigatório que o inversor possua o certificado do INMETRO. Diferentemente do certificado do módulo pelo INMETRO, o teste executado nos equipamentos será baseado nas Normas NBR 16149, 16150 e NBR IEC 62116, que são mais restritivas que os testes dos módulos. Para



equipamentos com potência superior a 10 kW, deverá se buscar equipamentos que possuam certificações internacionais de laboratórios de países com credibilidade como Alemanha, Itália, Áustria e Espanha. As principais normas internacionais que os inversores devem apresentar certificações são:

- Compatibilidade eletromagnética-família IEC61000;
- Segurança do equipamento – IEC62109-1-2;
- Avaliação de desempenho – IEC's 61683, 61727 e 62116 (anti-ilhamento);

De forma geral, o equipamento deverá possuir o Selo CE caso seja comercializado na Europa.

- Capacidade instalada fornecida. Se possível, deverá ser averiguado qual o montante em MW a empresa possui instalado e desde quando fornece sistemas similares. Empresas novas, principalmente no mercado asiático não possuem experiência comprovada no fornecimento de sistemas de eletrônica de potência, isso pode ser problemático principalmente para a manutenção de longo prazo;
- Certificado de garantia. Os fabricantes mundiais tipicamente fornecem um prazo de 5 anos de garantia para este equipamento. Problemas de fabricação normalmente deverão se apresentar durante este tempo, no entanto é possível avaliar a necessidade de garantia estendida de 10 ou 15 anos.
- Suporte local no Brasil. Ao proceder à compra através de um integrador, o mesmo será o segundo ou mesmo o terceiro envolvido no processo de compra do inversor. Caso o mesmo não seja autorizado a dar suporte no equipamento no Brasil, deve-se procurar qual empresa é responsável pela manutenção do equipamento no país. Em alguns casos pode-se descobrir que somente o concorrente do integrador realiza o serviço, ou em casos piores, que não existe suporte local.

Por fim, as condições de instalação determinarão o tipo e quantos inversores devem ser utilizados. Instalações com perfil de sombreamento complicado conforme já visto poderão exigir vários MPPTs para obter um aproveitamento energético satisfatório. Em situações onde o equipamento pode estar sujeito a falhas

prematuras ou sob condições de desgaste, pode ser prudente a utilização de vários equipamentos distribuídos no lugar de poucos equipamentos centrais, de forma a evitar perdas de geração da planta inteira em eventos de manutenção.

### 1.6.3. STRINGBOX (CAIXAS DE JUNÇÃO)

As caixas de junção são equipamentos que possuem a finalidade de agrupar strings (séries) em paralelo para que sejam encaminhadas às entradas do inversor. Adicionalmente podem oferecer algumas funções de proteção para surtos de tensão (através de dispositivos de proteção contra surto – DPS) e curto-circuito (através de fusíveis), além de função de manobra através de seccionadoras.

Estes equipamentos são praticamente obrigatórios em sistemas que utilizam grandes inversores centrais com potência superior a 50 kW. Porém no Brasil apesar de opcional, está sendo comum a sua utilização em sistemas de pequeno porte. A justificativa na maioria dos casos é devida principalmente à proteção de surto. Ressalta-se que tipicamente o stringbox irá duplicar (ou aumentar a proteção) estas funções para a maioria dos inversores comerciais.

O correto dimensionamento do equipamento é tão importante quanto a sua instalação. A aplicação da proteção contra surtos possui diversos critérios técnicos para sua correta seleção. Recomenda-se que o instalador possua conhecimento técnico dentro da área de proteção elétrica para evitar que a instalação seja ineficiente. Alguns fabricantes de equipamentos elétricos disponibilizam guias de aplicação (FINDER, 2012) onde se explicam os principais critérios para a aplicação de DPSs tanto do lado de corrente contínua quanto corrente alternada.

Outro ponto de preocupação está na mistura de circuitos de corrente contínua com circuitos de corrente alternada em caixas de junção. Se a correta isolamento dos circuitos não é provida, existe o risco de gerar diversos tipos de problemas caso os circuitos de corrente contínua do módulo sejam curto-circuitados com a instalação de corrente alternada. A Figura 10 evidencia este problema além de outros exemplos de mau dimensionamento da caixa de junção como: posicionamento e montagem do barramento de terra, identificação dos condutores, montagem do DPS e espaço interno.

### 1.6.4. ACESSÓRIOS DE INSTALAÇÃO

Os demais equipamentos da instalação são cabos, conectores, quadros de distribuição, materiais elétricos

em geral e suportes de instalação. Para os materiais elétricos as normas convencionais de instalações elétricas do Brasil irão cobrir praticamente todos os requisitos dos equipamentos. A NBR 5410 cobre a especificação da maioria dos elementos usados em BT e quando necessário a NBR 14039 deverá ser utilizada para a especificação de equipamentos de MT.

Deve-se atentar que os cabos desenvolvidos para sistemas fotovoltaicos são de um tipo especial e podem resistir a instalações expostas ao tempo. Dentre as principais características deste cabo devem estar inclusas certificações de equipamento atestando que o mesmo é não propagante de fogo, possui baixa emissão de fumaça ou gases tóxicos e livre de halogênio. Os cabos utilizados em instalações residenciais devem possuir isolamento para 1 kV e capa externa em PVC para proteção.

Para o mercado residencial, a maior parte dos sistemas será instalada sobre telhados. O grande número de variações construtivas leva a vários problemas de compatibilidade entre os telhados e os suportes disponíveis no mercado. Não é incomum a utilização de recursos não convencionais para garantir a estabilidade dos equipamentos. Desta forma, sempre que possível, deve-se optar por suportes adaptáveis como mostrado na Figura 11. Observe a presença de múltiplos pontos de fixação permitindo o ajuste tanto vertical quanto horizontal no encaixe entre as telhas.

## 1.7. TENSÃO DE LIGAÇÃO

No Brasil, a distribuição em redes de BT urbanas é feita nas tensões de 380 volts e 220 volts trifásicos. As redes rurais tipicamente possuem tensões 220 volts ou 110 volts com transformadores com tapes centrais. Desta forma, as tensões disponíveis para conexão são: 380 e 220 volts trifásico ou 220, 127 e 110 volts monofásico. Quanto ao número de fases, o fornecimento pode ser trifásico, bifásico ou monofásico. As concessionárias que atendem com tensão nominal de 380 volts normalmente disponibilizam redes monofásicas ou trifásicas. Já as concessionárias que trabalham com o padrão de 220 volts trifásico, disponibilizam redes monofásica, bifásicas ou trifásicas. Em sua grande maioria as redes de distribuição de BT são em estrela com neutro solidamente aterrado.

A maioria dos inversores disponíveis no mercado foi produzida para trabalhar em redes 400 volts trifásicos ou 230 volts monofásicos nos padrões europeus. Os fabricantes internacionais que possuem relações comerciais com o Brasil como Ingeteam,

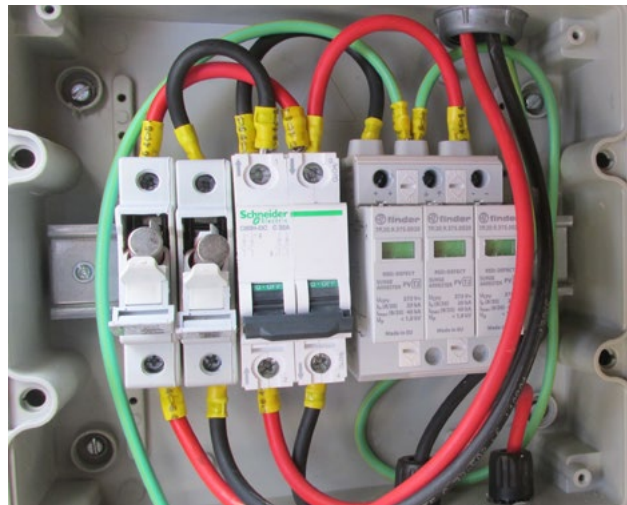


Figura 10. Stringbox



Figura 11. Suporte com capacidade de adaptação.

SMA, Fronius, entre outros já possuem configuração para o código de rede brasileiro. Portanto comercializam equipamentos em 380 volts trifásicos e 220 volts monofásicos. Esta mudança não impacta diretamente no hardware do equipamento e basta que sejam ajustados alguns parâmetros para que o mesmo funcione adequadamente. Tipicamente os inversores irão trabalhar em redes TN-S, onde o condutor de proteção é distribuído separadamente do condutor de neutro.

Para a ligação de equipamentos monofásicos em 220 volts, ambos os padrões brasileiros podem ser utilizados. No caso de redes 220 volts trifásicas, será necessário conectar o inversor entre duas fases. Logicamente é necessário que o local disponha de duas fases de atendimento. Caso o inversor seja 380 volts trifásico, será necessário utilizar um transformador abaixador para compatibilizar a tensão do inversor com a rede.

Do ponto de vista técnico, a tensão de ligação é considerada um critério de baixo impacto, pois dificilmente irá inviabilizar uma instalação.

## 1.8. CONDIÇÕES PRÉVIAS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

A avaliação das condições prévias do local (de instalação) passa por reconhecer e avaliar os principais pontos onde o sistema poderá ser efetivamente instalado. Com base no levantamento em campo é possível identificar fatores impeditivos como problemas estruturais ou limitações de potência em condutores e outros componentes elétricos. Para uma análise preliminar, o proprietário do sistema poderá fornecer os projetos arquitetônicos, estruturais e elétricos do local. Caso estes não estejam disponíveis, fotos da instalação elétrica existente, telhados e outros pontos podem ser utilizados para substituir a falta dos projetos.

Na vistoria do local deve se atentar para os seguintes aspectos elétricos da instalação local: rota para encaminhamento dos circuitos de corrente contínua e alternada, possíveis pontos de conexão, proteções existentes nos quadros de conexão (incluindo proteção contra surtos de tensão), tensão de ligação da rede, disponibilidade de fases e carregamento de cada quadro de distribuição interno, presença de transformadores, condições de aterramento, distribuição do neutro e condições gerais dos circuitos elétricos.

No exemplo hipotético da Figura 12, o nível L1 possui maior potência disponível que o nível L2. O ponto de conexão PC1 admite ligações trifásicas, enquanto o ponto PC2 disponibiliza somente duas fases para conexão. É necessário verificar ainda a capacidade de condução de corrente do condutor C2 caso se opte por uma instalação no quadro de distribuição de nível 2 e a proteção de corrente existente.

Do ponto de vista estrutural, a maior preocupação reside em instalações em telhados. Devido à grande quantidade de tipos diferentes de telhados é impossível prescrever uma norma geral para a avaliação dos mesmos. No entanto, é possível calcular os esforços causados pelo peso permanente aplicado e também a força de arrancamento devido ao vento. Esta última pode ser calculada através da NBR 6123.

## 1.9. CONDIÇÕES ELÉTRICAS DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

No Brasil, a regulação ainda não prevê punições ou mesmo mecanismos eficientes para medir a qualidade de energia fornecida pelas concessionárias. No Módulo 8 do PRODIST, são definidos apenas valores de referência para os principais distúrbios presentes

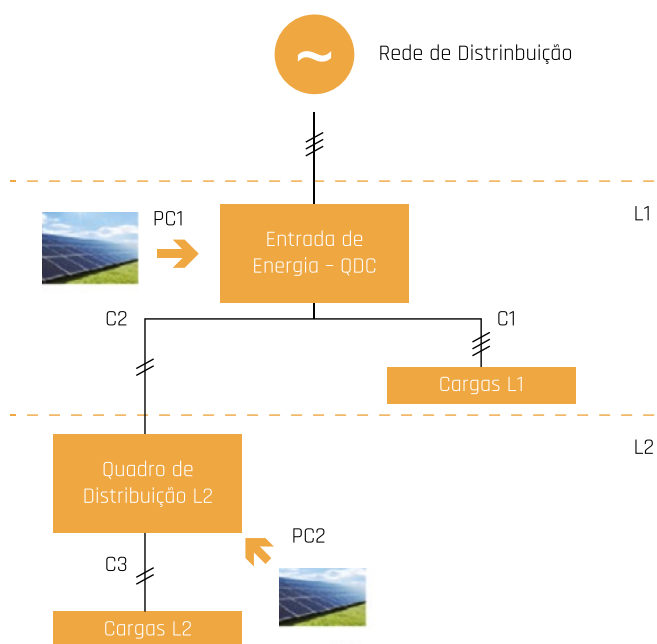


Figura 12. Exemplo de instalação com dois níveis de ponto de conexão

nas redes elétricas tais como índices de distorção harmônica, afundamentos, desequilíbrios, flutuações de tensão e fator de potência (FP). O regulador atua somente na variável continuidade, de maneira que a “qualidade” do serviço é atestada pelo índice de continuidade e pela frequência de interrupções. Os índices que medem esse desempenho são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Ao final de cada ciclo tarifário, os índices são averiguados e a concessionária pode sofrer sanções do regulador caso ultrapasse os valores permitidos pela legislação em vigor.

Os índices DEC e FEC são insuficientes para avaliar a qualidade de energia elétrica de uma rede, de maneira que para empreendimentos de grande porte pode ser necessário avaliar a condição de atendimento da rede anterior à instalação. Isso pode requerer analisadores de energia e campanhas de medição. Os locais mais propensos a este tipo de problema são redes fracas e finais de linha, onde a impedância dos alimentadores tende a ser alta e a relação X/R baixa. É bom ressaltar que dependendo da potência da geração o perfil de tensão pode ser alterado, principalmente com a utilização de inversores programados para trabalhar com FP unitário. Conforme mostrado em (SOUZA, 2014), existe também a tendência de que alimentadores com alta pe-

netração de GD levem a problemas de sobretensão nos momentos de pico de geração e descasamento com a curva de carga do local. Neste tipo de situação, o problema encontrado pode ser tão severo e ao mesmo tempo de difícil resolução uma vez que a instalação vizinha pode estar impossibilitando a conexão no local pretendido.

O distúrbio não necessariamente precisa ser advindo da rede elétrica. Em unidades industriais com alta presença de equipamentos motores, máquinas de solda, prensas, tornos, e equipamentos de grande porte e potência, a rede pode se tornar inóspita a conexão do gerador fotovoltaico.

Na análise técnica do SFCR, a presença destes distúrbios pode ser um fator limitante à instalação do sistema fotovoltaico, portanto é considerado um fator de alto impacto.

### 1.10. ANÁLISE DE VIABILIDADE COMERCIAL

Como todo investimento, os sistemas fotovoltaicos precisam ser rentáveis. Neste sentido, o custo do investimento, tempo de retorno, operação e manutenção devem ser bem equacionados.

Diferentemente do modelo FIT, o sistema de compensação de energia não irá remunerar o microgerador pela energia gerada em dinheiro. O que implica que toda a receita do investimento advém somente da economia gerada pelo sistema no ponto de aplicação. Dessa forma, questões como previsibilidade de consumo, destino dos créditos acumulados e custo de disponibilidade devem ser levados em consideração na hora de avaliar o fluxo de caixa.

É preciso reconhecer que o sistema de compensação não é atrativo para todos os consumidores. Tendo em mente somente os consumidores de BT, pode-se inferir que existe um valor de equilíbrio onde o custo do sistema seja atrativo para a quantidade de energia injetada. Isso advém do fato que quanto menor a energia consumida passível de ser compensada, menor será o sistema. Porém, sistemas de pequeno porte na faixa de 1 a 3 kW possuem custo consideravelmente elevado em relação ao montante de energia que produzem.

Outro ponto que precisa ser levado em consideração é o custo de disponibilidade. A cobrança da taxa mínima pode inviabilizar a instalação em uma residência de baixo consumo (< 200 kWh). Conforme evidenciado na Figura 13, supondo um consumidor trifásico com consumo mensal médio de 200 kWh

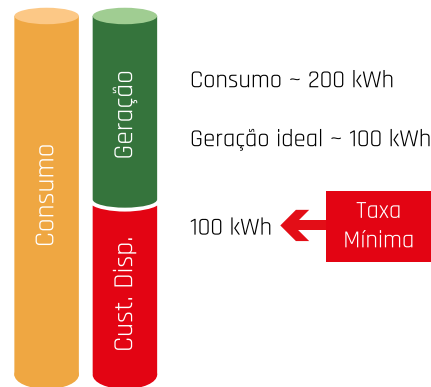


Figura 13. Exemplo de como o custo de disponibilidade afeta a viabilidade econômica do empreendimento.

por mês, a geração ideal máxima será a diferença entre a média do consumo e o custo de disponibilidade, neste caso a geração não pode exceder metade do valor gasto de energia sob o risco de ser tarifado sempre na tarifa mínima.

A preocupação com o custo de disponibilidade é exclusiva de consumidores de BT, microgeradores de forma geral. Para consumidores de MT, a tarifa cobrada é binômica, portanto a parcela mínima referente à remuneração da rede de distribuição será a demanda contratada.

Conforme já mencionado anteriormente, o mercado brasileiro está em formação e vários pontos da regulamentação ainda precisam de ajustes. No entanto, cabe destacar a conquista obtida recentemente pelo setor a respeito da retirada da cobrança de impostos na energia compensada. O convênio CONFAZ 16/2015 apesar de não retirar a cobrança do ICMS de imediato dos estados, faculta aos mesmos conceder a isenção do ICMS sobre as operações de compensação de energia. Até o momento os estados de Goiás, Pernambuco, São Paulo, Rio Grande do Norte, Ceará e Tocantins aderiram ao mesmo. O Estado de MG, desde 2013 possui uma legislação própria autorizando a isenção. Os tributos federais PIS e COFINS também foram reduzidos a zero pela Lei 13.169 publicada em outubro de 2015. Na prática, nos estados que já contam com a isenção do ICMS, a energia consumida irá possuir o mesmo valor monetário da energia compensada. Conforme será mostrado na composição tarifária, os impostos presentes na tarifa de energia podem representar até 40% da tarifa aplicada ao consumidor.



### 1.11. CAPEX E OPEX

Dentro dos estudos de viabilidade é necessário delimitar valores de CAPEX (capital expenditure) e OPEX (operational expenditure) para compor o fluxo de caixa do investimento. Para empreendimentos fotovoltaicos, o CAPEX é composto por todos os custos de aquisição de equipamentos, serviços e demais custos de instalação. Conforme pode ser observado na Figura 14, os módulos representam aproximadamente 50% do capital total investido.

O inversor irá variar sua parcela de representação quanto menor for o sistema, podendo alcançar até 30% em sistemas abaixo de 5 kW. O BOS (balance of system) diz respeito a todos os materiais necessário à completa instalação do sistema como cabos, conectores, suportes e demais acessórios. A parcela de instalação considera todos os custos com serviços do empreendimento incluindo projeto, instalação e comissionamento do sistema. Cabe ressaltar que esse valor não considera custos com deslocamentos, paradas imprevistas, entre outros custos não ordinários.

A Figura 15 contém dados de orçamentos de um integrador e fabricante de módulos coletados durante o ano de 2014. Conforme pode ser observado um sistema de 1,5 kWp pode custar até 50% mais caro por watt instalado que um sistema de 10 kWp, o que na prática pode tornar sistemas desse porte inviáveis economicamente.

Poucas instalações no Brasil possuem tempo de operação suficiente para criar uma massa de dados confiável para estimar com precisão o custo de operação e manutenção de uma planta de microgeração. No entanto, esse custo necessita ser contabilizado nos estudos de viabilidade econômica. Como regra geral, serão adotados dois custos principais – manutenção anual e custo de troca do inversor. Os eventos de manutenção anual incluem a manutenção nos elementos de fixação e parte elétrica, este custo é estimado em 0,5% do CAPEX por ano. Considera-se ainda que os inversores sejam trocados no 10º ano.

### 1.12. FINANCIAMENTOS

Atualmente as linhas de financiamento previstas no mercado brasileiro são poucas e em sua grande maioria inadequada para a comercialização de sistemas fotovoltaicos, principalmente para microgeradores. A Tabela 5 mostra as diversas linhas de financiamento

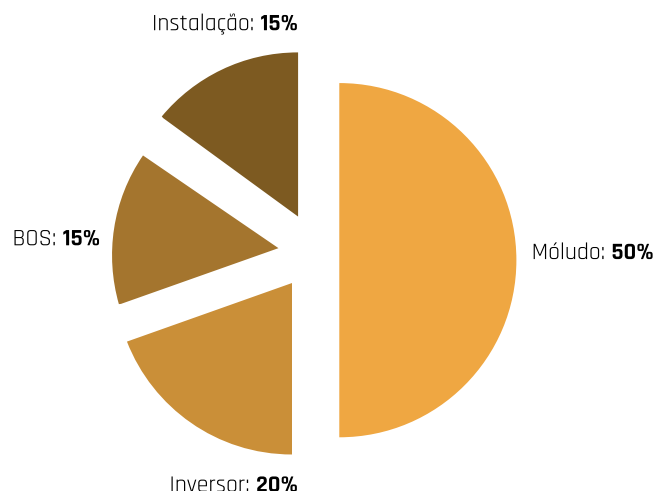


Figura 14. Custos aproximados por segmento

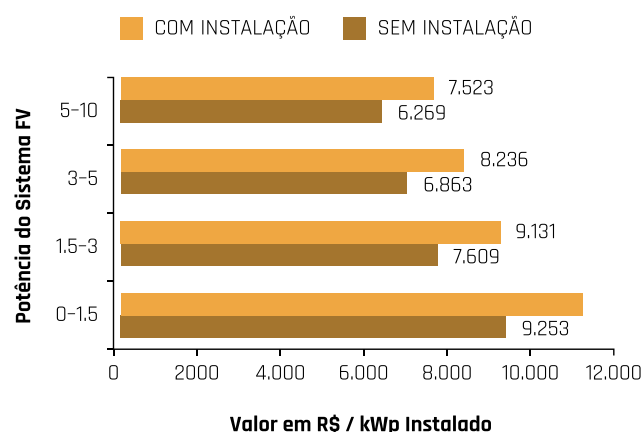


Figura 15. Custo do sistema com e sem instalação em R\$/kWp

disponíveis para clientes pessoa física e jurídica no Brasil. Dentre as linhas para pessoas físicas, destacam-se os financiamentos fornecidos pelo CONSTRUCARD da Caixa Econômica Federal e o CDC (Crédito Direto ao Consumidor) Eficiência Energética do Banco Santander. Estes financiamentos podem ser obtidos diretamente através dos bancos, sendo que os produtos do CONSTRUCARD devem ser cadastrados previamente pelos fornecedores.

Os financiamentos para empresas são mais atrativos, porém ainda precisam de maior incentivo. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a partir de 2014 lançou um plano de nacionalização progressiva para incluir os fabricantes de equipamentos fotovoltaicos no FINAME, programa de financiamento dedicado à comercialização de

Banco/linha	Taxa de Juros	Participação	Abrangência	Caência	Amortização	Tipo
CEF / Construcard	1,5% a.m.	100%	PF	até 6 meses	até 20 anos	PRICE
CEF / Producard	1.0% a.m.	100%	PJ	não há	até 3 anos	não informado
Santander / CDC	1,5% A 2,0% a.m.	100%	PF	até 3 meses	até 4 anos	não informado
BNDES / BK Finame	TJLP + 1,2% + spread*	Fator N x 70% ***	PJ	até 2 anos	até 5 anos	SAC
BNDES / Fundo Clima	4,5% a.a.	Fator N x 90% ***	PJ	até 2 anos	até 12 anos	SAC
BNB	8,53% a.a.**	até 100%	PJ	até 4 anos	até 12 anos	não informado

\* TJLP até dezembro de 2015 7%, spread irá variar de acordo com a instituição financeira tomadora do crédito;

\*\* o BNB possui um bônus de adimplência de até 15% no valor dos juros;

\*\*\* Fator N é o índice de nacionalização do produto segundo a regra prevista pelo banco.

Tabela 5. Características dos financiamentos disponíveis no Brasil

máquinas e equipamentos eficientes. O BNDES, por utilizar dinheiro da União só pode financiar equipamentos nacionais. Atualmente o banco possui em seu cadastro quatro fabricantes de módulos cristalinos – TECNOMETAL, GLOBO BRASIL, MINAS SOL e MULTISOLAR, um fabricante de módulos orgânicos – CSEM e três fabricantes de inversor solar – WEG, JEMA e GREENPOWER. Os fabricantes TECNOMETAL, MINAS SOL e MULTISOLAR também possuem cadastro para a venda de “kits” solares fotovoltaicos.

O financiamento do BNB é o mais atrativo dentre todos os presentes na Tabela 5, porém é dedicado somente a empresas do nordeste brasileiro, Vale do Mucuri em Minas Gerais e algumas localidades do Espírito Santo. O BNB financia tanto equipamentos nacionais quanto importados, porém, o mesmo só financia equipamentos importados para empresas com faturamento anual inferior a 16 milhões de reais.]

### 1.13. COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA E IMPOSTOS

Dentro do sistema de compensação de energia, a remuneração do microgerador estará atrelada à ta-

rifa de energia. Logo a viabilidade econômica irá variar de acordo com o estado que o empreendimento será realizado. A distribuição de energia conforme já descrito é um monopólio natural, o que implica que o consumidor precisa comprar energia obrigatoriamente da empresa que possui a concessão de sua área. A Figura 16 mostra um exemplo da composição de custo de uma tarifa da área de concessão da CEMIG para um cliente de BT. É possível notar que o maior custo da tarifa é representado pelos impostos (ICMS e PIS/COFINS). Os valores foram retirados diretamente da fatura de energia emitida pela CEMIG-D.

Quanto maior a tarifa, maior será a economia provida pelo sistema fotovoltaico e conseqüentemente maior será a sua viabilidade econômica. Como uma boa parcela da tarifa paga é referente aos impostos, é possível verificar o impacto que as isenções produzem.

A tarifa de cada concessionária é reajustada pela ANEEL ao menos uma vez por ano através do reajuste anual de tarifas. Aproximadamente a cada quatro anos a tarifa é revisada de forma ampla incluindo todos os custos, investimentos e demais gastos que podem ser atribuídos à tarifa de energia no processo de Revisão Tarifária. No sítio eletrônico da ANEEL é possível aces-

sar todas as Resoluções Homologatórias das concessionárias e obter a informação de todos os valores de tarifa regulados. A Figura 17 mostra a tarifa para os consumidores de BT de todas as 63 distribuidoras do país sem impostos em setembro de 2015.

Acima de 75 kW, o sistema de GD passa a ser conectado em MT e passa para a categoria de Minigerador (a partir da revisão da 482 conforme). No grupo A, a tarifa passa a ser binômica e divide em postos horários. O que significa que o consumidor paga uma parte referente à potência disponibilizada pela concessionária ou demanda contratada, além da energia que possui valor diferente de acordo com o posto horário. Os postos horários são divididos em Ponta e Fora Ponta. A Ponta geralmente acontece no período de 17:00 às 20:00, e o período Fora Ponta é composto pelos períodos complementares ao período de Ponta. Os clientes que contratam até 300 kVA de demanda da concessionária podem optar pelas modalidades Convencional, Verde ou Azul, acima deste valor o cliente obrigatoriamente deverá escolher entre a modalidade Verde ou Azul. De acordo com a modalidade o custo entre o kWh da Ponta pode ser equivalente a até oito vezes o valor do kWh Fora Ponta, isso porque os custos de distribuição no período de Ponta são maiores e indicam maior uso do sistema.

O ICMS é cobrado de acordo com a classe do consumidor: Residencial, Comercial, Industrial, Poder Público e Rural. Existem ainda diferentes taxas de acordo com o consumo. Por exemplo, MG possui isenção de ICMS para consumidores residenciais e rurais com consumo até 90 kWh, acima deste valor cobra-se 30% e 18% respectivamente sobre o consumo faturado. No Ceará, clientes residenciais com consumo até 140 kWh são isentos de ICMS, todas as outras faixas e classes são tarifadas em 27%. O PIS e

o COFINS são impostos federais e possuem alíquota somada de 9,25%. No entanto a sua aplicação na fatura de energia elétrica varia de acordo com a receita da concessionária além de outros fatores. Na média histórica retirada do site da CEMIG, o PIS/COFINS possui alíquota de 6%, este valor será utilizado nos estudos de viabilidade econômica nesta dissertação.

Em síntese, para compor a tarifa do cliente é necessário verificar a Tarifa Base pelo site da ANEEL e o ICMS de acordo com a região de concessão. O sítio eletrônico da ABRADEE possui uma seção de banco de dados do setor elétrico com informação da alíquota de ICMS de cada classe de consumo e estado. Para calcular a tarifa de aplicação dos estudos de viabilidade econômica pode-se utilizar a equação abaixo.

$$T = \frac{T_{base}}{(1 - ICMS - PIS - CONFINS)}, \text{ onde:}$$

T – tarifa de aplicação; T<sub>base</sub> – tarifa base sem impostos

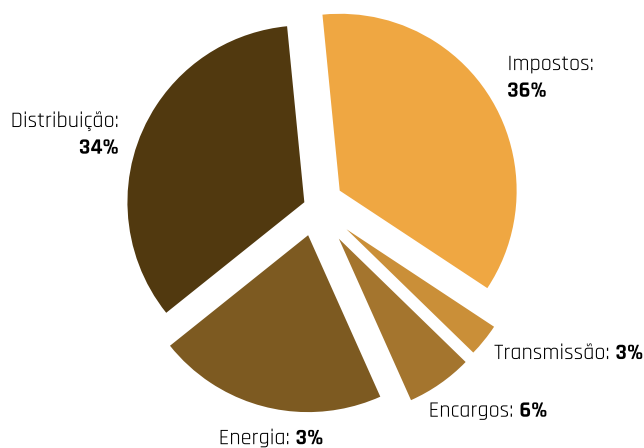


Figura 16. Composição dos custos de uma tarifa faturada para consumidor residencial

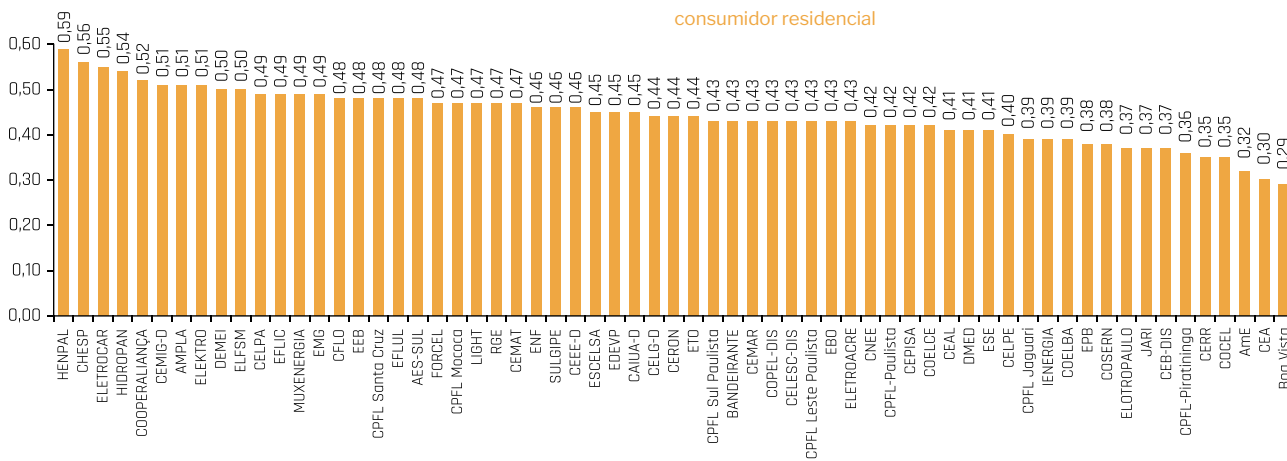


Figura 17. Tarifa residencial de BT para as 63 distribuidoras do país.

### 1.14. CUSTO DE DISPONIBILIDADE

Conforme destacado, para os consumidores de BT é necessário averiguar o impacto do custo de disponibilidade. Este deve ser levado em consideração na hora de dimensionar o sistema fotovoltaico. Em casos onde o consumo for próximo da geração o cliente será tarifado sobre o CD e pode na prática “doar” kWh para a concessionária, o que não é desejável. O custo de disponibilidade foi instituído pela REN-414 e serve como forma de remunerar a concessionária mesmo que não haja consumo em uma unidade consumidora ativa.

O custo de disponibilidade é cobrado em kWh, portanto também está atrelado à tarifa vigente da concessionária. O valor a ser faturado irá depender do número de fases que o cliente é atendido: clientes monofásicos, bifásicos e trifásicos são faturados em 30, 50 e 100 kWh respectivamente.

Ao se analisar a fatura de energia do cliente deve ser levada em consideração não somente o último valor de kWh faturado, mas também a média e variação do consumo. Toda fatura de energia elétrica é obrigada a disponibilizar o consumo medido nos últimos 12 meses por força de regulamentação.

No exemplo da Figura 18, a geração e o consumo possuem exatamente a mesma média – 263,5 kWh

por mês. O perfil de geração foi modelado com base no GHI medido em Belo Horizonte. Como em vários meses o consumo se aproxima da geração, o cliente é faturado diversos meses pelo CD. Nesta situação, aproximadamente 30% do que é gerado pode ser considerado como pagamento extra, ou seja, é faturado dentro do CD e não gera nenhum crédito para o microgerador.

Este ponto foi amplamente discutido durante a revisão da REN. Pelo fato de ser atrelado a um custo em kWh, o CD que se trata de uma taxa pode ser facilmente confundido por energia, o que de fato não é. Portanto nem a concessionária pode abater o saldo de créditos do microgerador para completar os valores do CD, nem esse pode se apoderar da “energia” cobrada pelo CD.

### 1.15. BANDEIRAS TARIFÁRIAS

O mecanismo de bandeiras tarifárias foi instituído pela Resolução Normativa no 547, de 16 de Abril de 2013. Durante o ano de 2014 não foram cobradas, pois estavam somente em teste pela agência reguladora. A partir de 2015 passaram a ser cobradas e foram reajustadas para compor não só os custos da

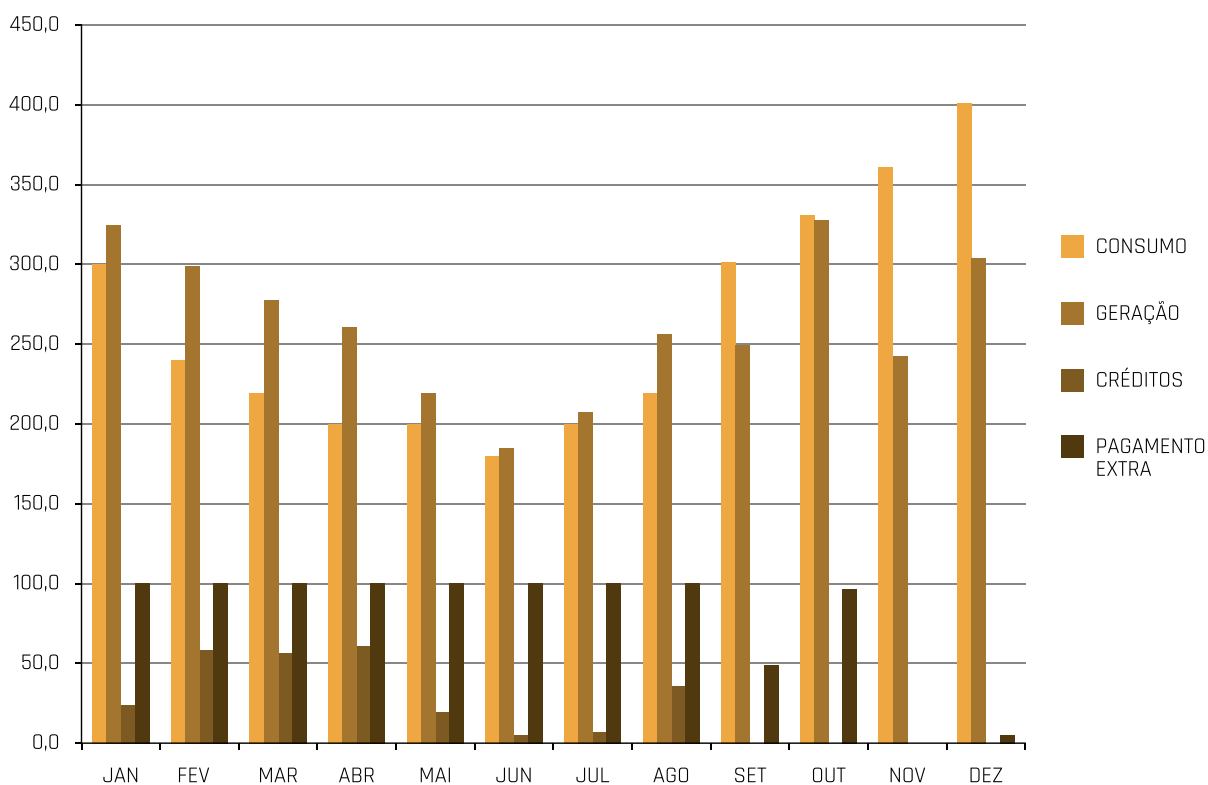


Figura 18. Exemplo da influência do custo de disponibilidade no dimensionamento do gerador fotovoltaico.

geração térmica, bem como todos os custos relativos a problemas hidrológicos do país.

A demanda energética brasileira subiu consideravelmente nos últimos anos, e o número de reservatórios não acompanhou a mesma expansão. Desta forma, principalmente a partir de 2004 a matriz tem se tornado cada vez mais dependente das usinas térmicas. Estas possuem várias vantagens, mas são mais caras que as usinas hidroelétricas, base da geração elétrica do Brasil. Conforme explicado anteriormente, os ajustes nas tarifas dos consumidores é sempre anual. Portanto não existe um mecanismo rápido para passar o custo de energia para os consumidores que pode variar mensalmente ou até mesmo em períodos menores. Com o custo crescente da compra de energia por parte das distribuidoras, o mecanismo foi criado para cobrir os custos não previstos com a geração térmica.

A cor da bandeira é definida mensalmente. O custo das bandeiras tarifárias varia de acordo com a bandeira que se encontra em vigor. Para bandeira verde não há acréscimo na conta, bandeira amarela soma-se o custo de 2,5 reais por 100 kWh e para bandeira vermelha 4,5 reais por 100 kWh consumidos. É importante ressaltar que sobre a cobrança incidem-se todos os impostos. No endereço eletrônico da ANEEL encontram-se todas as informações pertinentes à cobrança, porque foi criada e demais características do sistema.

Para os estudos de viabilidade técnica é preciso levar em consideração a utilização ou não do acréscimo nas projeções de tarifa. Por exemplo, a tarifa do consumidor residencial B1 homologada para a COELCE (com vigência até Abril de 2016) é de 0,42 reais por kWh consumido. O acréscimo da bandeira vermelha representa 10,8% a mais de receita (ou “economia” para o gerador). Analogamente, a tarifa fora de ponta para o consumidor A4, cujo custo é de 0,36 reais por kWh consumido, sobe aproximadamente 18,5% considerando a bandeira vermelha.

Neste sentido, como se trata de uma receita dependente do cenário hidrológico é difícil prever sua aplicabilidade no estudo de viabilidade. Caso o estudo incorpore o valor da bandeira, poderá estar superestimando a rentabilidade do sistema, porém, ignorar a mesma pode ser exatamente a diferença entre ter ou não viabilidade. Cabe ainda ressaltar que não existe massa de dados suficiente para compor um estudo estocástico dessa variável e como ela se comportará nos próximos anos.

## 1.16. FLUXO DE CAIXA

A melhor forma de se analisar um investimento é através do fluxo de caixa do mesmo. Para tanto, é necessário que sejam levantados os fluxos de receita e despesas ao longo do tempo de vida útil do equipamento. Tendo em vista os períodos de garantia dos equipamentos e da potência residual dos módulos fotovoltaicos o mais indicado é analisar o fluxo de caixa do empreendimento por 20 anos. É importante notar que como o sistema possui um período de payback elevado, análises com períodos mais curtos podem levar a resultados pessimistas.

Para determinar a arrecadação do sistema deve-se conhecer o fluxo de energia durante 20 anos. Para tanto, determina-se a geração do primeiro ano de funcionamento através de um software ou utilizando-se apresentada anteriormente. Para o segundo ano em diante é necessário incluir a degradação do sistema, tipicamente de 0,7% ao ano. Considera-se no estudo que toda a energia gerada pelo microgerador será convertida em receita.

As despesas serão atribuídas ao CAPEX e OPEX da operação de crédito do investidor. Caso se considere a utilização de financiamentos é necessária incluir as parcelas de amortização no fluxo de caixa.

## 1.17. TIR, VPL, PAYBACK E LCOE

Todo investimento necessita de formas de comparação para avaliação de rentabilidade. Para tanto são necessárias figuras de mérito que forneçam parâmetros comparativos entre as opções do investidor. Os principais parâmetros utilizados para avaliar a viabilidade de um sistema fotovoltaico são a TIR (Taxa Interna de Retorno), VPL (Valor Presente Líquido), payback (ou tempo de retorno de investimento) e o LCOE (levelised cost of energy). Este último fornece uma estimativa para o custo equivalente da energia durante o tempo de vida do gerador.

Diversos sites, livros e apostilas de economia contem informações detalhadas de como calcular e utilizar os parâmetros TIR, VPL e payback, portanto este conhecimento não será repetido aqui. No entanto o conceito de LCOE não é comum fora do setor energético e deve ser bem entendido para que faça sentido durante a análise de viabilidade.

Em FRAUNHOFER, 2013, o LCOE é utilizado para comparar o custo de produção de energia de diferen-

tes tecnologias de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis como eólica e biogás. O LCOE pode ser calculado a partir da fórmula abaixo:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+i)^t}}, \text{ onde:}$$

- n** – número de períodos;
- i** – taxa mínima de atratividade ou WACC;
- OPEX<sub>t</sub>** – custo de operação para o ano t;
- M<sub>t</sub>** – produção de energia para o ano t

Assumindo que os dados de entrada para o cálculo do LCOE estejam corretos, este pode ser utilizado para calcular a paridade tarifária para os clientes de micro e minigeração ou o valor mínimo pelo qual a energia tem que ser remunerada em um leilão de energia.

### 1.18. AVALIAÇÃO SIMPLIFICADA

Em muitos casos não será possível realizar todos os cálculos e análises mencionadas anteriormente, seja por falta de informações ou por não existir a necessidade real de avaliação com tantos detalhes. No entanto, pode ser interessante para o integrador avaliar o potencial de um cliente para geração fotovoltaica com pouco esforço.

O intuito de se ter um método para realização rápida de orçamentos reside no fato de que os clientes de GD normalmente possuem visões distorcidas do valor do sistema ou mesmo não possuem noção alguma do valor envolvido em uma instalação. Em um primeiro momento o preço irá afastar a maioria dos clientes. Desta forma, obter esta informação de imediato, mesmo que estimada, pode evitar custos para o integrador desnecessários de avaliação e emissão de propostas.

Para proceder com essa análise simplificada, o primeiro passo é calcular de forma aproximada a geração de um módulo para todo o território nacional. Veja que o intuito não é possuir um número exato, mas sim uma estimativa do potencial de geração de um único módulo ( a estimativa mais acurada pode ser obtida com uso de programa dedicado a simulação de sistemas fotovoltaicos, como por exemplo o PVsyst). O modelo escolhido será aquele que o inte-

grador normalmente comercializa. Como exemplo, suponha a adoção de um módulo de 245 Wp convencional de 60 células. Levando em conta um GHI médio para o território brasileiro é de 5 kWh/m2.dia e um desempenho da instalação da ordem de 80%, pode-se aproximar a geração de um único módulo por 30 kWh mensais.

A segunda informação deverá ser fornecida pelo cliente e será referente à fatura de energia do mesmo. Supondo que o cliente tenha conhecimento do consumo médio mensal. Utiliza-se a seguinte fórmula para definir a potência do sistema:

$$P_{pv} = 245W_p \times \left( \frac{(E_m - CD)}{30 \text{ kWh}} \right), \text{ onde:}$$

- P<sub>pv</sub>** – Potência do sistema fotovoltaico em Wp;
- E<sub>m</sub>** – Energia consumida por mês. Este valor pode ser a média do consumo ou mesmo o último valor conhecido pelo cliente;
- CD** – Custo de Disponibilidade

Para o caso de clientes de MT, o consumo a ser considerado será somente a parcela referente ao posto horário Fora Ponta. Como não existe CD para clientes de MT, deve-se suprimir o mesmo da equação de potência. O limite de potência para clientes de BT na regulamentação atual é a Carga Instalada da UC. Este limite será substituído pela potência disponibilizada pela concessionária. O limite de MT é a demanda contratada.

Caso o cliente não possua a informação sobre o consumo, a partir do valor pago em R\$ é possível estimar **XX**. Para tanto o integrador deverá consultar o site da ANEEL e calcular o preço da tarifa com impostos.

$$E_m = \frac{F}{T}, \text{ onde:}$$

- F** – valor em R\$ da fatura de energia para clientes de BT;
- T** – tarifa de aplicação.

Para estimar o custo de uma instalação pode-se utilizar uma referência de custo como exposto na Figura 15 - Custo do sistema com e sem instalação em R\$/kWp, (COSTA, 2015), ou uma referência interna de propriedade do integrador.

$$C_{pv} = C_n \times P_{pv}$$



$C_{pv}$  é o custo em R\$ do sistema e  $C_n$  o custo normalizado em R\$/Wp. Como já descrito, o custo de uma instalação fotovoltaica varia de acordo com a potência. Isso ocorre porque os custos fixos de mobilização, projeto e transporte são diluídos quanto maior a potência do sistema.

### 1.19. PROJETO ENERGÉTICO

O projeto energético consiste na determinação do potencial de geração de energia de uma instalação fotovoltaica. Diferentemente das estimativas apresentadas até, o cálculo por este método visa aperfeiçoar a máxima captação de energia disponível no local de instalação. Para tanto são utilizados recursos de softwares específicos do setor fotovoltaico, pesquisa de bases de dados, análises técnicas do local de instalação e quando possível modelagem 3D da cena de sombreamento.

Durante o projeto energético busca-se maximizar o PR (performance ratio) ou taxa de desempenho. Este índice adimensional é calculado dividindo-se a máxima geração obtida através de simulação pela máxima geração teórica desconsiderando-se o efeito das perdas. Durante a etapa de projeto as únicas formas de melhorar o PR são através de modificações estruturais tais como a substituição de componentes, por exemplo, trocando-se um inversor por outro com maior eficiência ou melhorando o perfil de resfriamento dos módulos evitando a perda acentuada por temperatura. Limitações de potência também podem levar a diminuição do PR, tais como o subdimensionamento do inversor. Em (ALMEIDA, 2012) encontra-se uma metodologia para cálculo do PR bem como da produtividade da planta fotovoltaica. Este método pode ser utilizado caso o projetista não possua um software específico do setor fotovoltaico disponível. Cabe ainda ressaltar que o PR é uma figura de mérito do sistema fotovoltaico e diz respeito somente à qualidade da instalação fotovoltaica, podendo ser utilizado para comparar instalações em qualquer lugar do globo.

O PR real pode ser medido através da instrumentação do gerador fotovoltaico e serve para acompanhar o desempenho da planta durante a sua vida útil. Mudanças no PR podem indicar falhas como curto-circuitos, hot-spots entre outros problemas de operação na planta fotovoltaica (NREL, 2012).

### 1.20. SOFTWARES DE SIMULAÇÃO

Como os modelos matemáticos para cálculo da geração fotovoltaica, transposição de dados entre o plano horizontal e inclinado, modelos de equipamentos e circuitos, bem como outros aspectos são complexos, é desejável que o projetista possua um software específico para a realização deste cálculo.

Dos softwares destacados na Figura 19, três possuem versões completas pagas: PVSyst, PVSol e solergo. O PVSyst, possui uma ampla comunidade de usuários e é respeitado tanto no setor acadêmico quanto no setor industrial. O “RetScreen” é uma ferramenta gratuita e possui algumas limitações para o cálculo da produção energética além de não possuir uma ferramenta de modelagem 3D, imprescindível para o cálculo da perda por sombreamento.

A Tabela 6 mostra a comparação de três bases de dados públicas disponíveis para o território brasileiro. Duas são participantes do projeto SWERA, baseadas em observações de dados de satélite, disponibilizadas pelo INPE e NASA (National Aeronautics and Space Administration). A base de dados do CRESESB/CEPEL está disponível através do software SunData, acessado através do site do CRESESB. Conforme mostrado em (COSTA, 2014) e (MONTEIRO, 2014) os dados disponíveis na base de dados do INPE possuem alta variação com relação aos dados do CRESESB. Os dados do INPE são resultados obtidos de um modelo mais preciso, portanto possuem maior confiabilidade do ponto de vista de previsão de geração (MONTEIRO, 2014). Devido a todas as incertezas nos processos de obtenção de dados, bem como da variação anual do recurso solar, será impossível ter um dado 100% preciso. Por fim é possível in-



Figura 19. Software de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

ferir que a escolha da base de dados será um critério pessoal do projetista.

Destaca-se novamente que o recurso solar varia anualmente, dessa forma, mesmo medições no local de instalação podem não ser representativas caso não contemplem um período suficiente de medições (tipicamente superior a 10 anos). Quando os dados possuem anos de medições é possível estimar a produção solar pelos índices P50 e P90. Para tanto é necessário obter tanto a média quanto a variação dos dados de entrada. O valor P50 representará a média dos valores enquanto o índice P90 indicará que até 90% dos valores atingiram no mínimo o valor de energia previsto no P90. No cálculo do P90, as demais incertezas envolvidas no projeto devem ser levadas em consideração como incertezas no modelo do módulo fotovoltaico e seus parâmetros, eficiência do inversor, degradação de longo termo, entre outras.

Para os projetos de microgeração, não é necessário proceder a uma análise tão complexa a ponto de se calcular os índices de produção P50 e P90, bastando somente que a base de dados escolhida seja adequada para a simulação. Neste sentido sugere-se a utilização da base de dados do INPE e disponível através do endereço eletrônico do NREL (NREL, 2015a). O “site” possui uma interface gráfica amigável que permite não só visualização dos mapas de radiação, mas também permite realizar procuras de locais por nome, comparação entre bases de dados, além de possuir base de dados de temperatura. Esta última também será importante para o cálculo de produção energética.

### 1.21. ANÁLISE DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

Essa etapa diz respeito à verificação de possíveis agentes externos que possam causar sombreamentos no arranjo fotovoltaico e características físicas do local de instalação. Poderá ser feita inicialmente através de desenhos arquitetônicos caso estejam disponíveis ou através de imagens de satélite de forma aproximada. Para os desenhos arquitetônicos pode não ser possível divisar sombreamentos advindos de obstáculos vizinhos.

Uma poderosa ferramenta para esse tipo de verificação é o Google Earth (quando este se encontra atualizado). Através das imagens de satélite é possível verificar o norte geográfico, fontes de sombreamento tais como prédios, árvores e outros obstáculos

Mês	GHI (kWh / m <sup>2</sup> . dia)		
	SUNDATA – CRESESB / CEPEL	SWERA – INPE (Hi-Res)	SWERA – NASA (Low-Res)
Janeiro	4,28	6,57	5,62
Fevereiro	5,56	6,06	5,84
Março	4,06	5,61	5,31
Abril	4,28	5,30	4,98
Maio	3,69	4,43	4,47
Junho	3,72	3,75	4,41
Julho	3,97	4,20	4,57
Agosto	4,36	5,18	5,17
Setembro	4,69	5,05	5,42
Outubro	4,44	6,62	5,59
Novembro	4,81	4,95	5,31
Dezembro	4,33	6,17	5,23
Mínimo	3,69	3,75	4,41
Média	4,35	5,32	5,16
Máximo	5,56	6,62	5,84

Tabela 6. Comparação entre bases de dados de irradiância.

próximos além de se obter as dimensões aproximadas das estruturas ou telhado que irá abrigar o sistema fotovoltaico.

### 1.22. MODELAGEM 3D E SIMULAÇÃO

Com todas as informações obtidas nas etapas anteriores é possível proceder com a modelagem tridimensional do gerador. Essa etapa será importante



para definir o perfil de sombreamento bem como delimitar as áreas dos diversos arranjos fotovoltaicos.

No software PVsyst é possível utilizar até duas inclinações em um arranjo heterogêneo no mesmo diagrama 3D, no entanto devido a perda de precisão no cálculo de produção de energia, sugere-se que cada posição seja analisada separadamente.

Para exemplificar os efeitos do sombreamento, mostra-se um projeto de sistema fotovoltaico com potência pico de 6,36 kWp em Natal/RN. A Figura 20 mostra o modelo 3D para o arranjo fotovoltaico voltado para o noroeste. Devido à característica do telhado, parte dos módulos deve ser alocada acima do arranjo principal.

Pelo diagrama de caminho do sol observado na Figura 21, é possível ver que existe sombreamento considerável (acima de 5%) em todas as épocas do ano (Janeiro a Dezembro) para o período da manhã, englobando inclusive períodos de grande produção energética – entre 08:00 e 10:00 da manhã.

A Figura 22 mostra o mesmo arranjo, projetado em posição distinta, voltado para o sudeste. Apesar de não estar em sua posição ideal com relação ao azimute, a melhora do perfil de sombreamento consequentemente levou a um incremento no PR. A pro-

dução energética se mostrou ligeiramente superior à primeira configuração. Os principais parâmetros discutidos podem ser visualizados na Tabela 7.

Para executar a simulação de produção é preciso definir os diversos arranjos fotovoltaicos da instalação, mesmo que seja único. Softwares como o

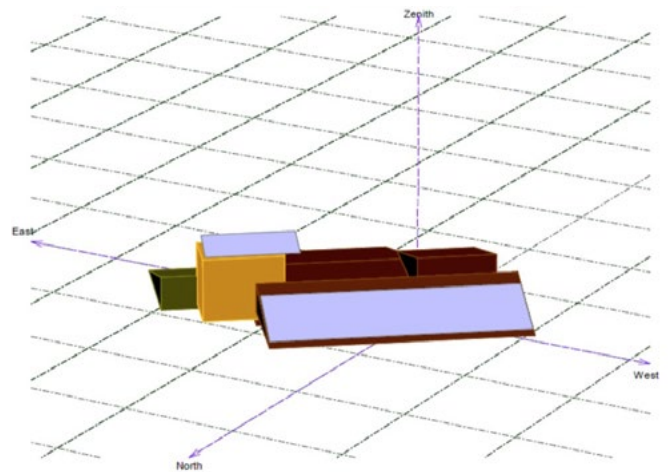


Figura 20. Exemplo de sistema modelado com arranjo fotovoltaico na posição noroeste.

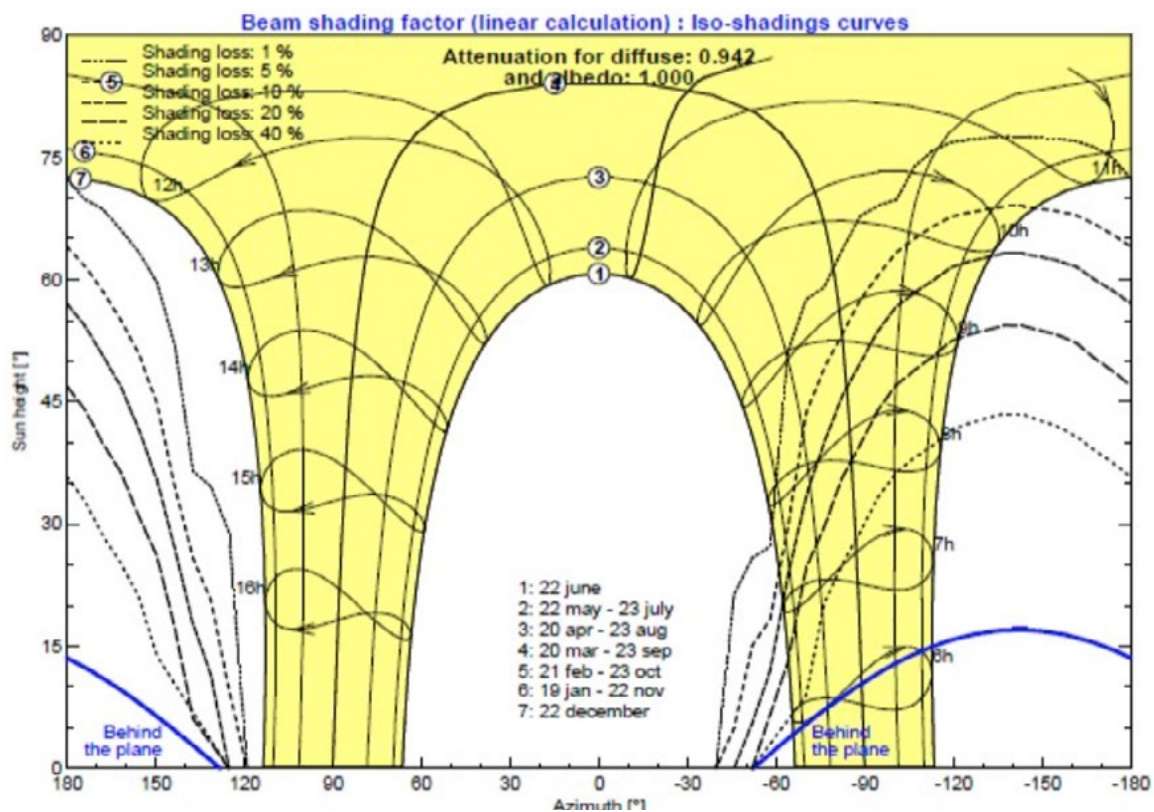


Figura 21. Diagrama de caminho do sol

PVSyst possuem em sua base de dados interna informações de centenas de fabricantes de módulos e inversores. Cada elemento de sua base possui o modelo do equipamento, curvas de eficiência, coeficientes de potência, entre outros parâmetros técnicos. Para o público em geral e em alguns casos até mesmo para o projetista, os modelos serão considerados “caixas-pretas”, de forma que a única informação relevante será em última instância quem produziu o modelo sendo disponibilizado.

Ao se escolher os parâmetros de simulação o PVSyst irá pedir aos usuários as seguintes informações:

- área ou potência do arranjo fotovoltaico – caso seja inserido uma cena 3D a área deverá ser compatível com a informada no modelo;
- modelo do módulo fotovoltaico;
- modelo do inversor.

A partir dessas informações o programa irá sugerir uma configuração de arranjo (tipicamente única) e já permitirá ao usuário executar a simulação. No caso de usuários experimentados, diversos outros parâmetros poderão ser inseridos tais como:

- temperatura de operação do arranjo;
- presença de cabeamento CA não desprezível (será incluída uma perda no sistema);
- perdas por sujidade;
- arranjos heterogêneos. O software permite também “subdividir” inversores com mais de um MPPT além de permitir configurações de módulos específicas. Esse recurso é muito importante quando se utiliza inversores com MPPT desequilibrados – caso do SMA Sunny Tripower;
- entre outros

Depois de realizada a simulação, o software irá entregar um relatório com os principais parâmetros técnicos e resultados gerais como produção ao longo dos meses,

PR e perdas. O que irá diferir um bom projeto energético dos demais é a capacidade do projetista em identificar e modelar corretamente as perdas. Haja vista que para estimar a capacidade de produção basta um único cálculo, enquanto que para definir corretamente o PR diversos modelos e cálculos são necessários.

### 1.23. POTÊNCIA FINAL DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A definição da potência não passa por somente um critério técnico objetivo. Como ponto de partida pode-se utilizar a equação de potência fornecida para estimar a potência do sistema a partir da demanda de energia. No entanto, ao inserir os dados específicos do local de instalação nos softwares, bem como características dos módulos e inversores, perfil de temperatura e demais parâmetros de produção o cálculo inicial será aperfeiçoado e, conseqüentemente, pode não corresponder à primeira estimativa. Dessa forma, o processo de definição da potência pode requerer uma análise iterativa. Ao final da simulação, caso a

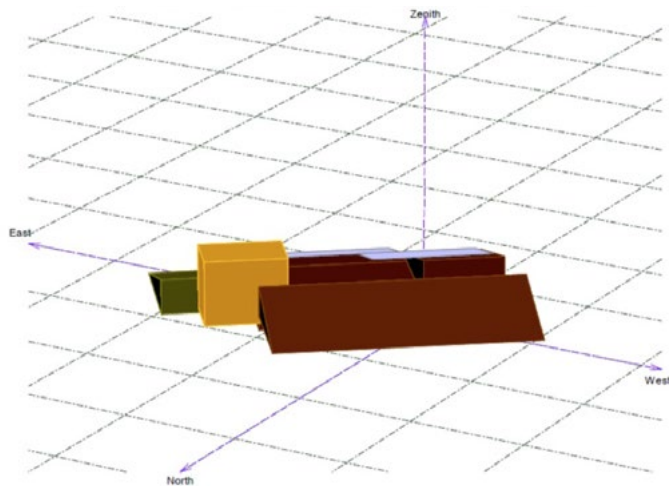


Figura 22. Exemplo de sistema modelado com arranjo fotovoltaico na posição sudoeste

Pos. Arranjo	Inclinação	Azimute	Produção Final	PR	Perda por Sombreamento
Noroeste	17°	38°	8.678 kWh/ano	71,90%	4,30%
Sudeste	17°	-142°	8.710 kWh/ano	74,90%	0,10%

Tabela 7. Parâmetros energéticos para uma instalação em Natal com arranjo em posições distintas

produção não atinja a meta estabelecida, deverá ser feita alterações no arranjo fotovoltaico até que se chegue a um valor ideal.

Porém, conforme visto, o sistema poderá ter outros limitantes:

- Potência disponibilizada (segundo a nova redação da REN-482 após AP 26) pela concessionária. Para clientes de BT, a potência disponibilizada é calculada a partir da tensão de fornecimento e corrente do elemento de proteção geral da UC. Para os clientes de MT, o limite será a demanda contratada pelo consumidor;
- Área. Nem toda área disponível para alocação do sistema fotovoltaico é adequada. É necessário verificar questões como o posicionamento final dos módulos e sombreamentos. Em alguns casos a área disponível será inferior a necessária para alocação dos módulos;
- Fator econômico. Em alguns casos o cliente possui um target financeiro que irá limitar a potência do sistema ao tamanho do orçamento.

#### 1.24. PROJETO ELÉTRICO

O projeto elétrico de um sistema fotovoltaico deve conter todas as informações técnicas referentes aos arranjos fotovoltaicos, inversores, condutores, quadros e demais equipamentos elétricos. Obviamente os resultados encontrados no projeto energético deverão ser utilizados para nortear o desenvolvimento do projeto elétrico. Os principais documentos constantes no projeto de microgeração fotovoltaica são o diagrama unifilar, arranjo físico, memorial descritivo e folhas de dados dos equipamentos principais.

Através do diagrama unifilar e do arranjo físico deverá ser possível identificar todos os elementos de proteção do sistema, bem como o encaminhamento dos circuitos de corrente contínua e alternada. Devem ser delimitados possíveis pontos de interferência com a instalação existente no local, bem como indicados os pontos de acoplamento do sistema com a rede interna. Todos os equipamentos elétricos devem ser dimensionados de acordo com suas capacidades nominais de corrente e tensão, isso implica que, mesmo que o módulo não opere em sua capacidade máxima na maior parte do tempo, o dimensionamento dos circuitos deverá ser realizado para a máxima corrente admissível no projeto.

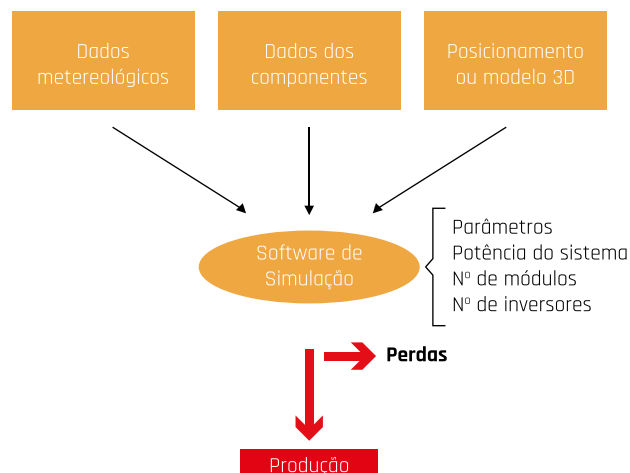


Figura 23. Processo de simulação realizada pelo software PVsyst.

Devem ser respeitados todos os itens normativos presentes nas Normas Técnicas das concessionárias acessadas além das normas de instalações elétricas brasileiras. Atualmente o Brasil não possui uma Norma Técnica para instalações de sistemas fotovoltaicos específica. As seguintes normativas devem ser seguidas durante a execução do projeto:

- NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão;
- NBR 14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;
- NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com rede elétrica de distribuição;
- NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
- Norma técnica da concessionária acessada. Ex: Cemig:
  - ND. 5.30 - Requisitos para a conexão de Acessantes ao sistema de distribuição Cemig – conexão em baixa tensão;
  - ND. 5.31 - Requisitos para a conexão de Acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição Cemig – conexão em média tensão.
- NR 10 - SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE.

Caso seja necessário, deverão ser consultadas normas de especificação, seleção e dimensionamento de componentes elétricos tais como a NBR 5356 para transformadores de potência e NBR IEC 60439-1 para quadros elétricos TTA/PTTA. Porém, na maior parte dos projetos de microgeração as normas citadas cobrirão todos os aspectos técnicos necessários para a completa execução do projeto.

O arranjo físico deverá conter o posicionamento dos módulos, a indicação física do encaminhamento dos circuitos, a localização do inversor, o ponto de acoplamento com a rede interna e a posição da medição. Não é necessária a representação de todos os circuitos da edificação, bastando identificar os circuitos que de alguma interajam com o sistema, tais como circuitos no mesmo bandejamento, quadros compartilhados e circuitos de medição.

O diagrama unifilar deverá conter no mínimo as seguintes informações:

- especificação do módulo fotovoltaico (informações da folha de dados);
- especificação do inversor (idem ao módulo);
- especificação de transformadores, quadros ou demais sistemas exclusivos do sistema fotovoltaico;
- notas de instalação referentes aos equipamentos do sistema;
- número de módulos em série e paralelo;
- tensão e corrente máximas dos arranjos fotovoltaicos;
- legenda de componentes;
- tensão, número de fases e frequência nominal da rede elétrica;
- selo do integrador e informações sobre o projetista;
- referência de documentos utilizados como base.

Assim como no arranjo físico, não é necessário representar os circuitos de carga da edificação no diagrama unifilar, basta indicar onde os mesmos se iniciam. A representação no unifilar deverá conter todo o circuito desde o módulo até a conexão com a rede elétrica.

O memorial descritivo servirá como principal documento de consulta para os profissionais que não estão envolvidos diretamente na elaboração do projeto. Sendo assim deverá conter informações sobre o consumidor e local de instalação, características do fornecimento, especificação dos equipamentos, sistemas de proteção, aterramento e SPDA, certifi-

cações de equipamentos e informações de produção energética.

Por fim, todo projeto de engenharia no território nacional deve ter um responsável técnico. Deverá ser entregue junto à documentação da concessionária a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) assinada pelo engenheiro responsável pelo projeto. Este deverá ser assinado por profissional habilitado das disciplinas de Engenharia Elétrica, Controle e Automação ou Eletrônica.

### 1.25. INSTALAÇÃO E COMISSIONAMENTO

A última etapa que compete ao integrador será a instalação e comissionamento do sistema fotovoltaico. Durante estas atividades recomenda-se que o serviço seja acompanhado por profissional treinado, principalmente durante a atividade de comissionamento, que pode exigir a tomada de decisões rápida em casos de faltas nos equipamentos.

Todo o serviço deverá ser executado por pessoal qualificado ou advertido, BA4 e BA5 conforme norma NBR 5410. As principais NR (Normas Regulamentadoras do Ministério do Trabalho Federal) que devem ser seguidas durante todo o processo de instalação são a NR 10 e a NR 35 (Trabalho em Altura). Oportunamente outras normas podem ser recomendadas tais como NR 11 (Transporte, Movimentação, Armazenagem e Manuseio de Materiais) e NR 15 (Atividades e Operações Insalubres). O integrador deve apresentar ao cliente as certificações comprovando o treinamento dos trabalhadores para as normas exigidas.

Como regras gerais os seguintes pontos devem ser observados:

- devem ser cumpridos todos os procedimentos de segurança da empresa instaladora;
- o acesso aos materiais deve ser monitorado;
- os suportes metálicos, quinas dos módulos e demais estruturas metálicas devem ser instaladas de forma a não provocarem acidentes. Deve-se evitar a utilização de materiais com arestas cortantes;
- os módulos não devem ser conectados logo após a instalação nos suportes. Somente depois que todo o encaminhamento CC estiver pronto é que se deve proceder a interligação dos módulos;
- todo circuito conectado ao módulo fotovoltaico deve ser considerado uma linha viva enquanto houver claridade solar. Mesmo em dias



nublados ou chuvosos a tensão de uma série pode atingir valores elevados e, possivelmente, letais;

- nunca curto-circuitar as extremidades de um circuito em série de módulos. A desconexão na presença de claridade solar pode gerar arcos elétricos e possivelmente ferir alguma pessoa;
- deve ser respeitado o grau de proteção de cada equipamento. Alguns inversores possuem grau de proteção IP 65, o que indica que podem ser instalados em ambientes externos, ainda assim devem ser protegidos de radiação solar direta e chuva sempre que possível.
- todos os trabalhadores devem estar devidamente equipados com EPIs (Equipamentos de Proteção Individual) tais como luvas, óculos de proteção, botinas e capacete. Para trabalhos em altura deverá ser provido linhas de segurança, coletes, dispositivos de ancoragem e demais materiais anti-queda.

Ao final da atividade de montagem e instalação o profissional responsável deverá realizar uma inspeção final. Consistindo em:

- **Sistema de corrente contínua:**
  - verificação da tensão de operação contínua e máxima de todos os componentes do circuito;
  - verificação se componentes possuem proteção classe II ou isolamento equivalente;
  - verificação quanto à montagem dos condutores. Devem ser minimizadas as chances de falta a terra ou curto circuito. Os condutores devem ser protegidos contra radiação solar, vento e temperatura;
  - caso um arranjo possua mais de duas strings em paralelo, deve-se prover proteção contra corrente reversa em série com cada circuito da string. O condutor utilizado deve ser capaz de conduzir a corrente de falta das strings.
  - caso utilizados, os diodos de bloqueio devem suportar ao menos duas vezes a tensão de circuito aberto das strings ao qual está conectado;
  - caso o sistema possua aterramento em um dos pólos, deve-se verificar se há isolamento galvânica no inversor com o intuito de evitar-se corrosão galvânica.
- **Proteção contra choques elétricos e sobre-tensão:**
  - Verificara aplicação do dispositivo DR (dispositivo Diferencial Residual). Caso a instalação possua DR, atentar para a corrente mínima de sensibilização do dispositivo. Dispositivos DR de alta sensibilidade (30 mA por exemplo) tendem a ser acionados pelo sistema fotovoltaico;
  - para evitar sobre-tensões nos circuitos CC, deve-se evitar que a instalação dos condutores formem laços indutivos de grande área. Não há necessidade de trançar os condutores!
  - verificar se os módulos e estruturas foram corretamente conectados ao terra da edificação;
- **Sistema de corrente alternada:**
  - Verificar se os equipamentos e condutores possuem a correta isolamento;
  - verificar se os parâmetros operacionais do inversor correspondem ao código de rede brasileiro;
  - caso necessário, checar a qualidade da tensão do local quanto a presença de harmônicos, desequilíbrios, entre outros fatores prejudiciais ao sincronismo;
  - caso a instalação possua gerador de back-up (diesel por exemplo), deve-se garantir que o mesmo nunca ficará em paralelo com o inversor.
- **Rotulagem e identificação:**
  - todos os equipamentos pertencentes ao sistema fotovoltaico devem estar identificados;
  - caixas de junção (stringbox) devem conter a indicação que as partes que se encontram dentro do equipamento estão vivas enquanto houver claridade solar;
  - o inversor deve conter aviso sobre a tensão residual dos capacitores CC. Uma vez desligado o equipamento não pode ser manuseado por pelo menos 10 minutos (tempo de descarga dos capacitores);
  - o principal dispositivo de proteção do lado CA deve estar identificado, geralmente esse dispositivo estará no ponto de acoplamento comum com a rede elétrica interna;
  - o digrama unifilar deverá estar exposto no local de instalação do inversor para consulta a todo momento.

A atividade de comissionamento deverá ser realizada após a inspeção. Para que possam ser identificados possíveis problemas nos módulos ou inversores é sugerido que se faça o comissionamento em horário de sol pleno em dias pouco nublados. O responsável pelo comissionamento deverá manter anotações de todos os resultados encontrados. As atividades do comissionamento deverão incluir ao menos:

- verificação da documentação. Desenhos, manuais, especificações, certificados de garantia, listas de equipamentos e demais documentos importantes deverão ser checados no início do comissionamento;
- inspeção visual. Todos os componentes do sistema devem ser inspecionados visualmente: módulos, inversores, circuitos, quadros, sistemas de aterramento, etc.
- testes operacionais:
  - continuidade dos circuitos;
  - polaridade na entrada CC do inversor;
  - corrente e tensão nominais;
  - corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto;
  - ilhamento;
  - tempo de reconexão;
  - testes recomendados pelo fabricante do inversor, caso aplicável;
  - isolamento dos circuitos de corrente contínua.

A norma brasileira NBR 16274 e a norma internacional IEC 62446 contém detalhes de como realizar os testes descritos bem como o correto procedimento de comissionamento dos sistemas.

## USO DO SIMULADOR PVSYST PARA DIMENSIONAMENTO E ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A seguir será feito um percurso passo a passo pelas telas do software PVsyst com o intuito de evidenciar o processo a ser adotado para o dimensionamento e simulação de sistemas fotovoltaicos.

Software foi desenvolvido pela Universidade de Genebra (Suíça) e engloba diversos níveis de complexidade permitindo ao usuário trabalhar desde um estágio inicial de representação, com o conceito pré-projeto até um detalhado sistema de simulação de forma completa, podendo este ser simulado para situação de conexão ou não à rede elétrica e também para sistemas fotovoltaicos destinados ao

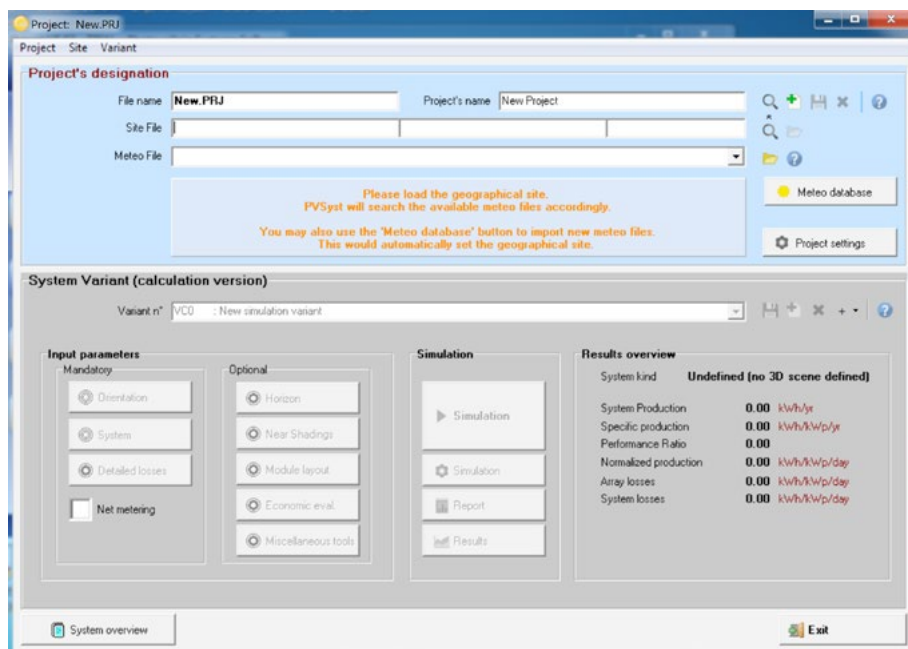
bombeamento de água. O programa apresenta ainda uma ferramenta adicional para a construção tridimensional de obstáculos e edificações no entorno do sistema para obter as limitações no horizonte e aqueles objetos que possam projetar sombras no momento da operação do sistema fotovoltaico. O PVsyst permite também a avaliação econômica do sistema: o usuário adiciona o custo de cada componente à base de dados existentes e o programa pode projetar os custos de produção de energia em adição a uma série de parâmetros técnicos, fornecidos no fim da simulação.



**1.** Ao lado, tela inicial de abertura do PVsyst. Nela se escolhe o nível do projeto, de forma preliminar ou para uma análise completa, também é possível nessa tela acessar o banco de dados meteorológicos e de componentes para sistemas fotovoltaicos.

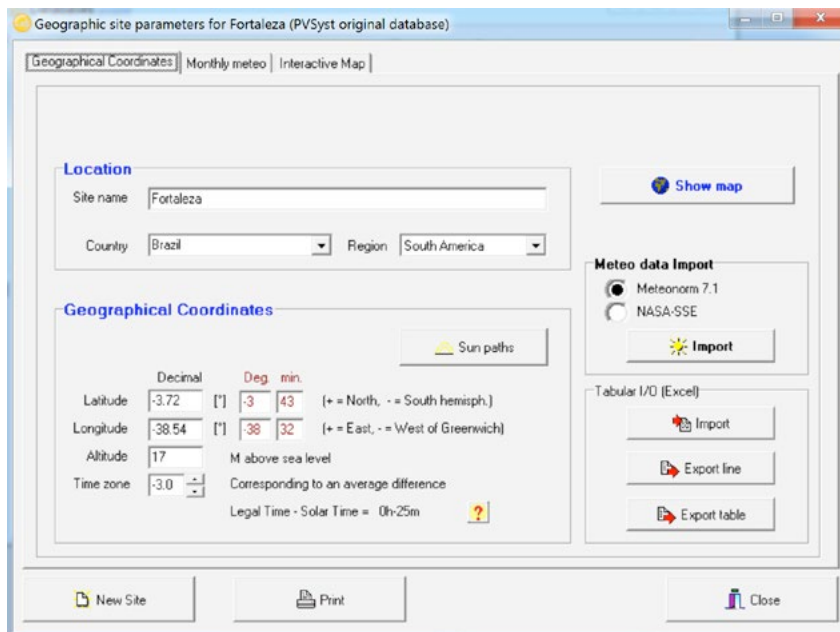


2. Como o objetivo é a elaboração de um projeto solar completo, ou escolher project design temos disponíveis as seguintes possibilidades de configuração de sistemas fotovoltaicos: conectados à rede, isolados, para bombeamento ao sistema em rede DC.

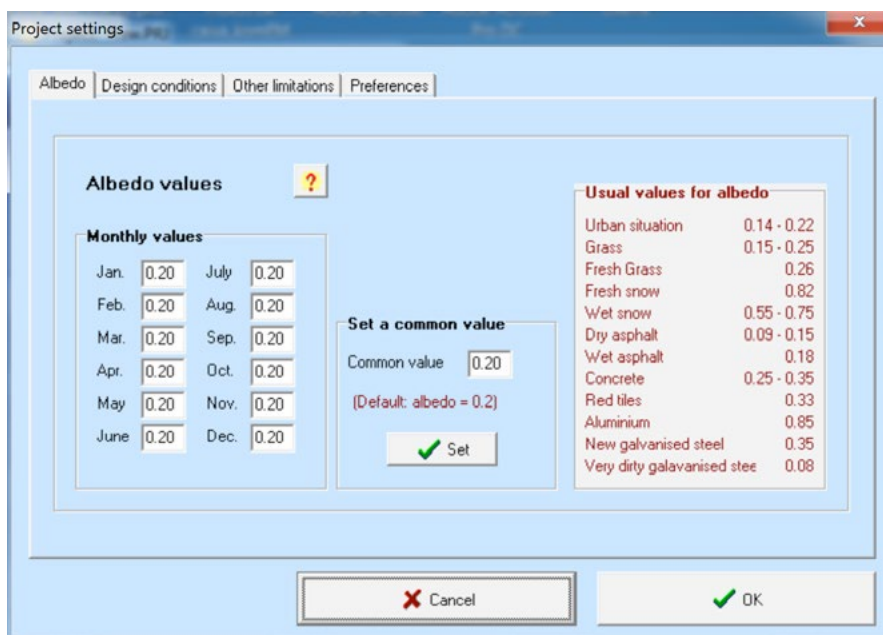


3. Em um novo projeto fotovoltaico, por exemplo a ser conectado à rede elétrica, tem-se a tela abaixo, na qual é preciso definir alguns parâmetros para que seja possível realizar a simulação do sistema fotovoltaico desejado.

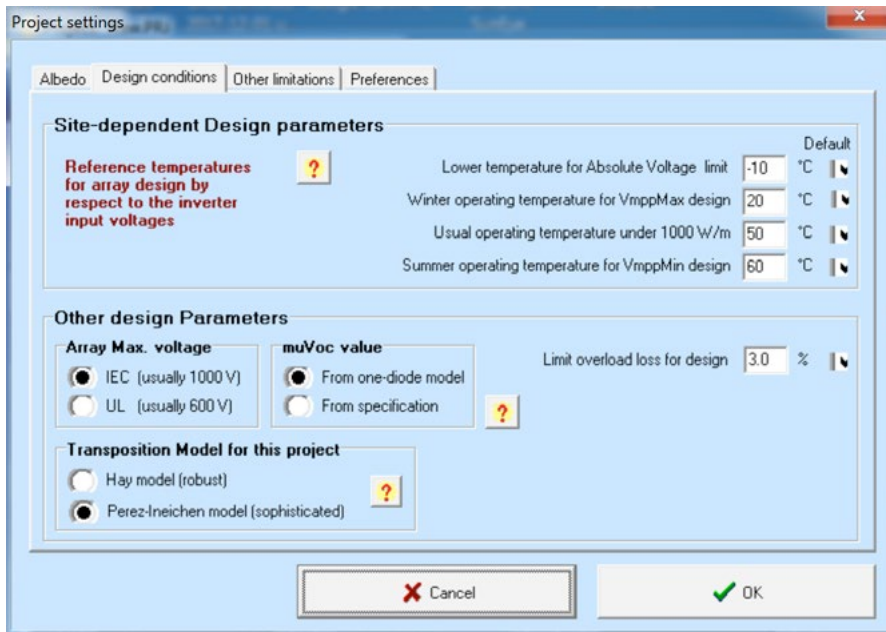




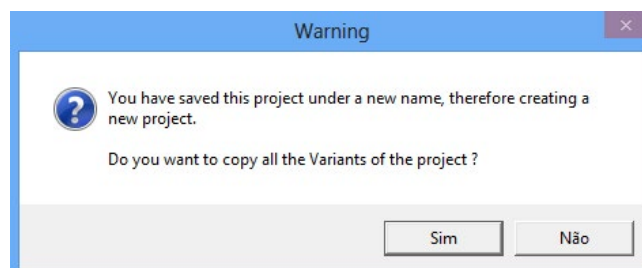
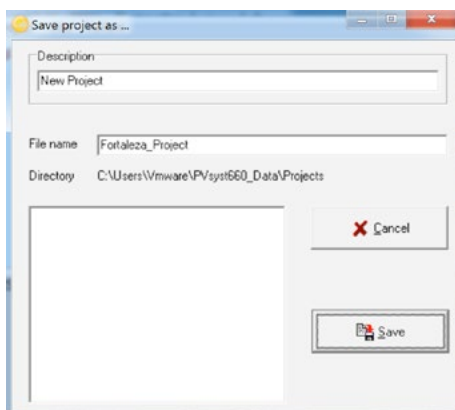
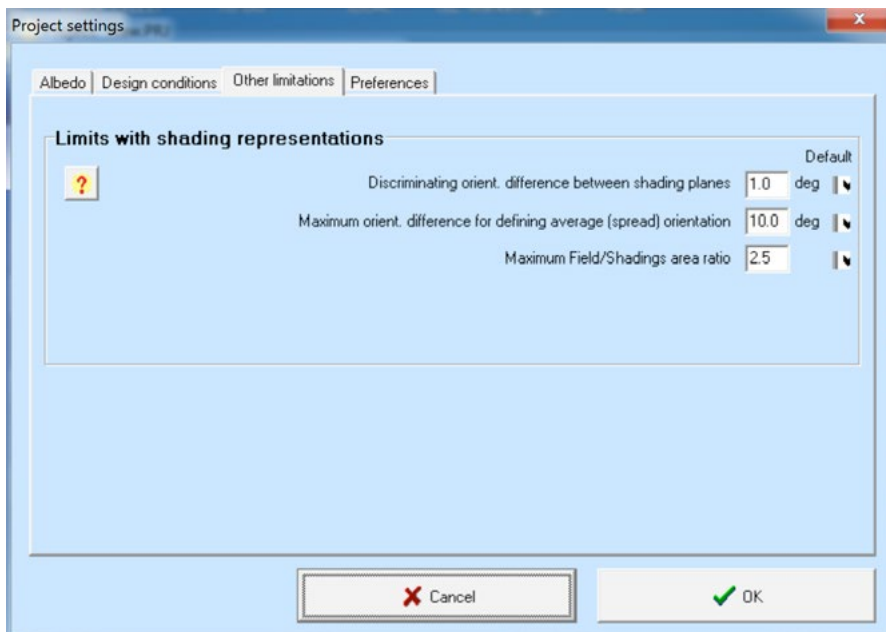
4. A primeira definição parte da identificação do local a ser destinado ao sistema fotovoltaico, identificando sua localização geográfica e atrela a está obrigatoriamente uma referência de valores de Irradiância local. O PVsyst possui uma ampla base de dados de módulos e inversores, e um banco de dados de irradiação de 22 localidades na Suíça e de 200 localidades do resto do mundo onde o Brasil é contemplado com 14 localidades.

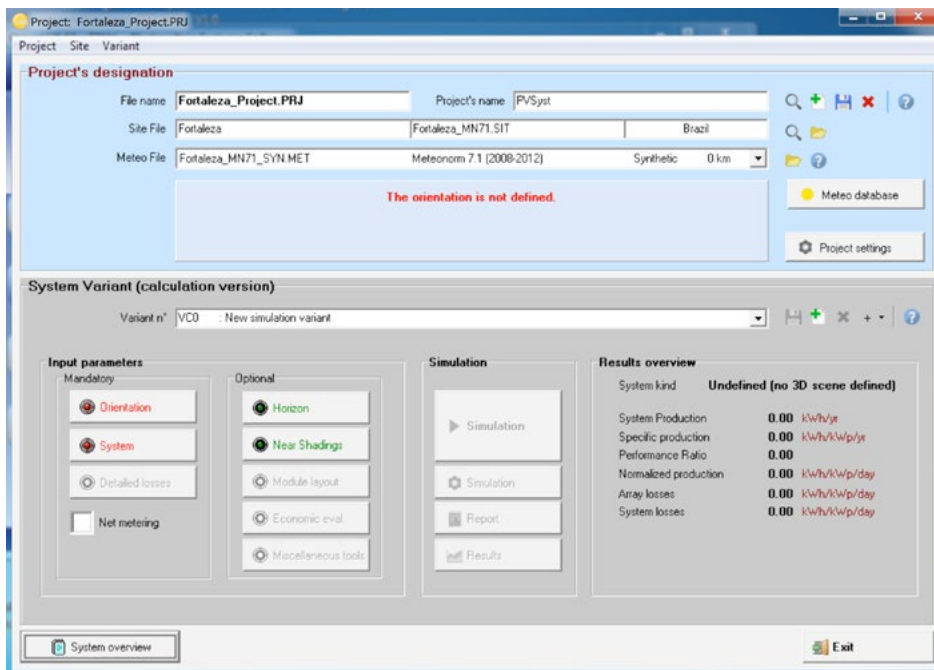


5. Valores de albedo podem ser estabelecidos pelo projetista variando mensalmente.

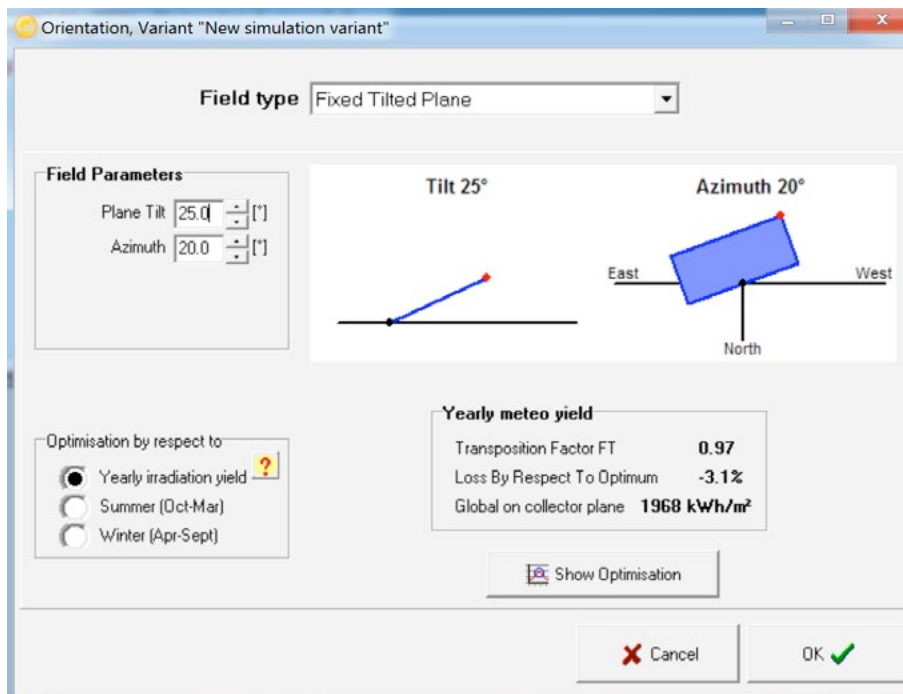


6. Campo de entrada de informação sobre a temperatura média do local onde o sistema fotovoltaico será instalado considerando o sistema fotovoltaico operando.

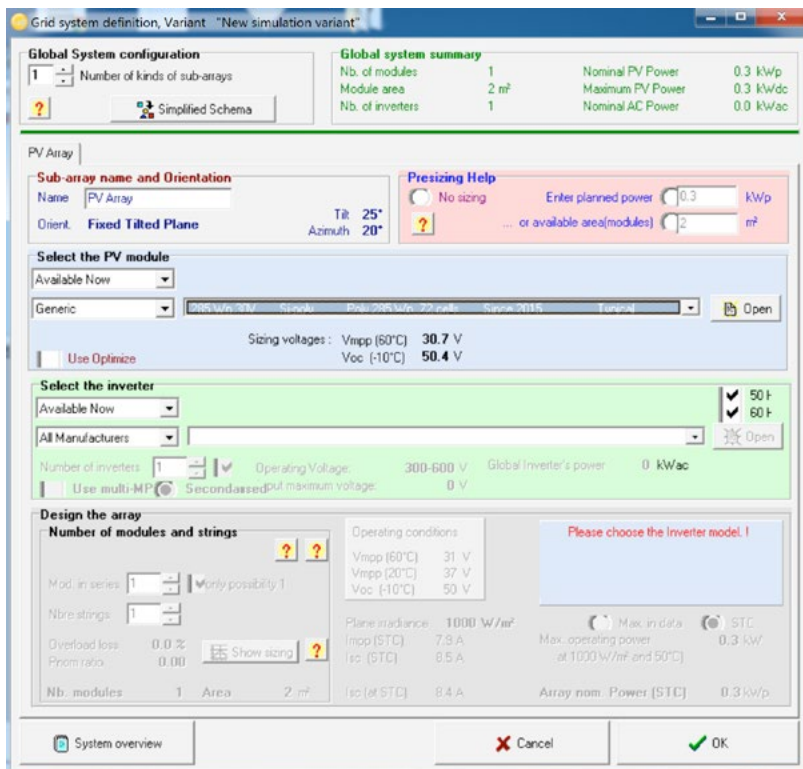




7. Após o projeto salvo, é dado prosseguimento ao dimensionamento do sistema fotovoltaico, que necessita ter definido sua orientação, inclinação e sua estrutura de fixação.



8. Para sistemas em solo (sistemas fotovoltaicos de maior porte, geralmente usinas solares) é oportuna a escolha do projetista que a orientação dos módulos fotovoltaicos seja voltada para o norte, sem desvio, ou seja com azimute 0o, e inclinação próxima ao valor da latitude local. Já para sistemas em telhado, o mesmo passa a ter um limitador de posicionamento e as condições possíveis devem ser analisadas pelo projetista para que seja escolhido dentre as faces do telhado disponível a que apresentar melhor rendimento, conforme ilustrado anteriormente no item posicionamento.

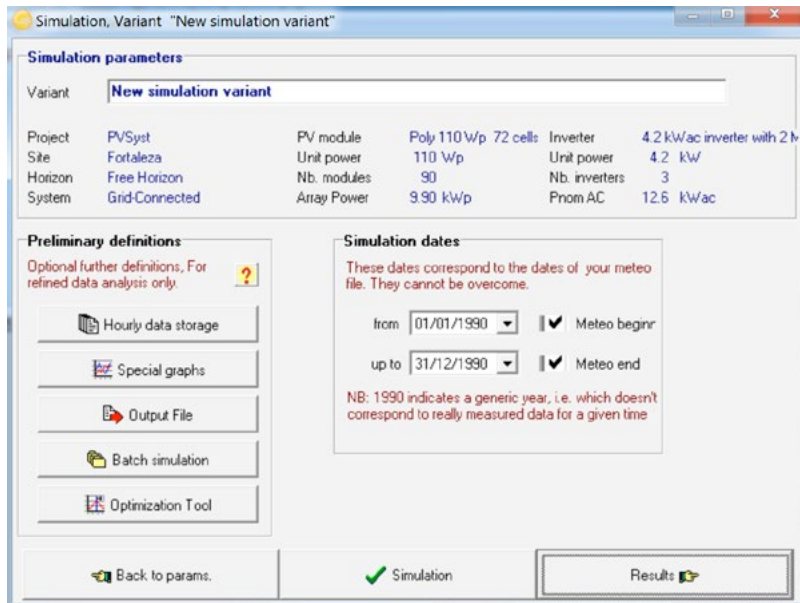


9. Informado o tipo de fixação (com ou sem rastreamento - em um ou dois eixos), a orientação do sistema e o desvio azimutal do sistema fotovoltaico, avança para a escolha da potência do sistema.

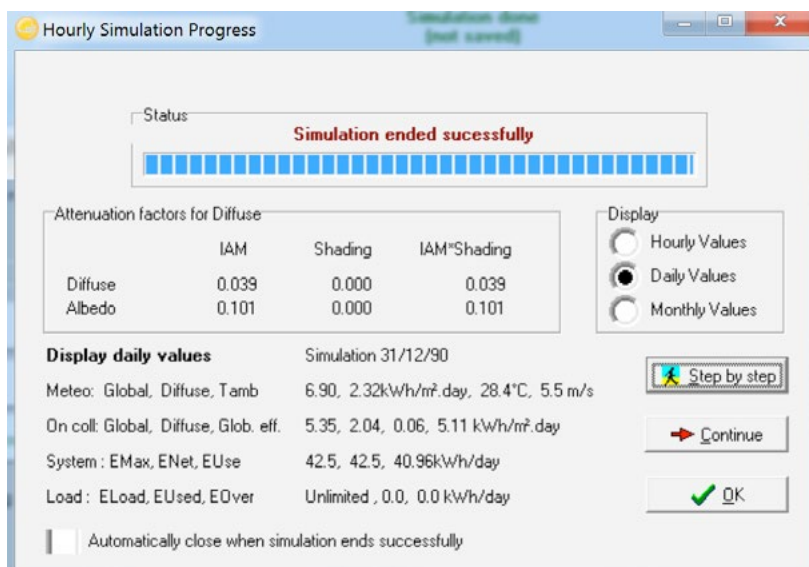


10. Essa definição pode ser tomada em função da área disponível (telhado ao solo), ou de um valor de potência a ser instalado, o que via de regra é considerado para sistemas em telhado e/ou sistemas caracterizados como de microgeração, visto comumente se partir de um valor de consumo que a unidade consumidora requisita da concessionária que deve ser agora parcial ou integralmente, salvo as considerações realizadas anteriormente, como por exemplo o custo de disponibilidade do sistema, gerada pelo sistema fotovoltaico.





**11.** Após se chegar a um valor de potência a ser instalada do sistema fotovoltaico, faz-se a escolha de qual será módulo fotovoltaico será considerado na simulação dentre os diversos modelos (marcar, potência, tecnologia e fabricantes) de já disponíveis no banco de dados do PVsyst (é possível também cadastrar novos modelos no software). Com o módulo escolhido, o software irá automaticamente realizar a contabilização de quantos unidades são necessárias para se obter a potência instalada outrora informada e indicar a concepção das associações destes. Com isso, o que se deve proceder é a escolha do(s) inversor(es) que seja(m) compatível(is) com o arranjo fotovoltaico definido (sistema serie/ paralelo), de modo que se tenha o atendimento dos níveis de operação do inversor e que este seja escolhido para atuar majoritariamente em plena carga, ou a melhor situação possível para reduzir perdas com o superdimensionamento do inversor.



**12.** Com isso já é possível realizar a simulação do sistema fotovoltaico e ter o valor estimado da energia elétrica a ser produzida pelo sistema fotovoltaico dentre outros parâmetros que constam num relatório gerado, como por exemplo a geração mensal, a taxa de desempenho do sistema fotovoltaicos, os valores de corrente (nominal, MPPT máximo e mínimo e de curto-circuito) e tensão (nominal, MPPT máximo e mínimo e de circuito aberto) do sistema como um todo, que será útil para as definições de outros componentes, como cabos e sistema de proteção. Exemplo de um relatório de simulação do PVsyst será mostrado no exercício mais à frente.

O PVsyst, como já mencionado, apresenta ainda uma ferramenta adicional para a construção tridimensional de obstáculos e edificações no entorno do sistema para obter as limitações no horizonte e aqueles objetos que possam projetar sombras no momento da operação do sistema fotovoltaico.

Mesmo frisando novamente que sistemas fotovoltaicos, seja em solo ou em telhados, devem ser prioritariamente livres de sombreamentos, e como nem sempre isso é possível, mas deve ser fortemente evitada, pois interferem fortemente no rendimento do sistema fotovoltaico, iremos proceder como a análise de sombreamento usando o PVsyst.

Atualmente, não é possível importar cenas de sombreamento 3D em PVsyst de outros pacotes de software como Autocad ou SketchUp. A razão para isto é, que a estrutura de base de dados em PVsyst é muito diferente de programas de CAD padrão, e não é fácil para converter estes formatos de forma totalmente automática. O trabalho é contínuo em fornecer um filtro de importação para o formato SketchUp.

Considere como exemplo a edificação, cuja a planta baixa e detalhes podem ser vista ao lado.

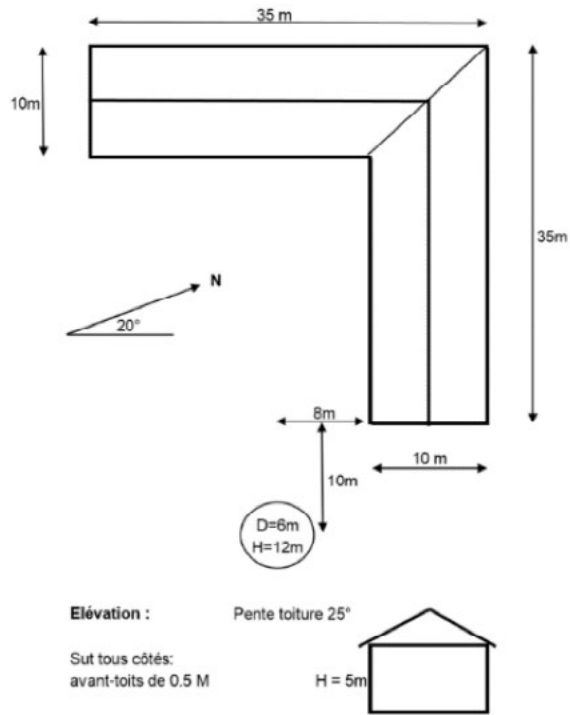
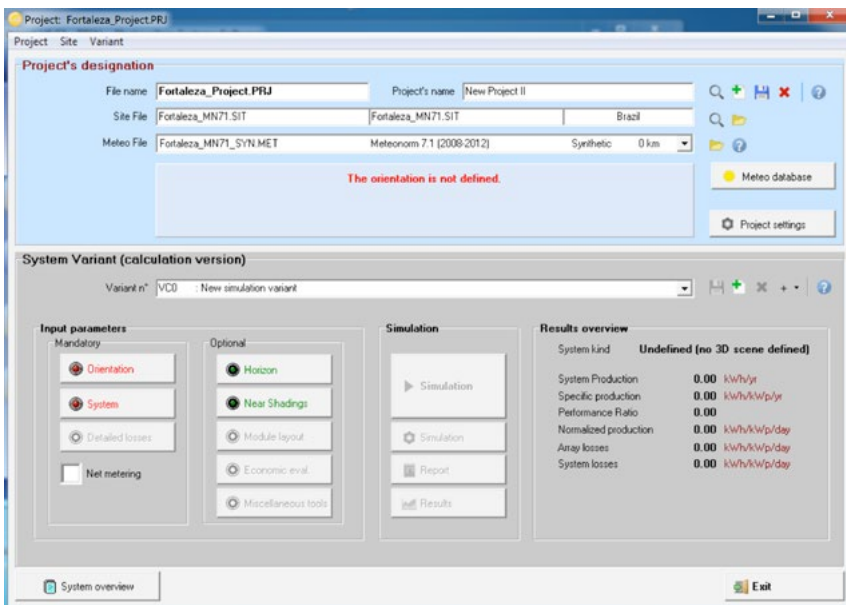
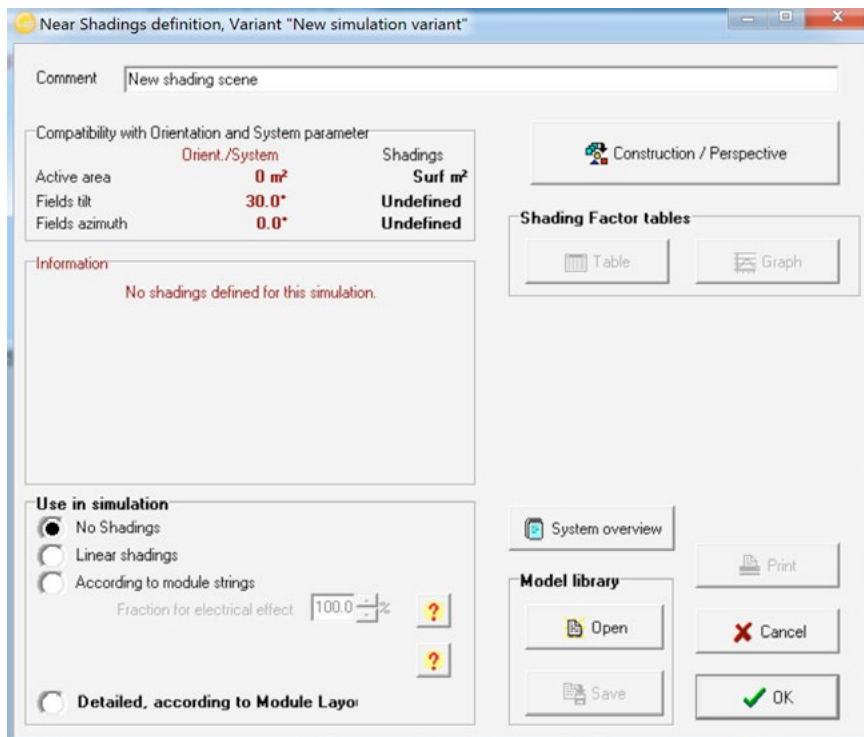


Figura 24. Exemplo de edificação.

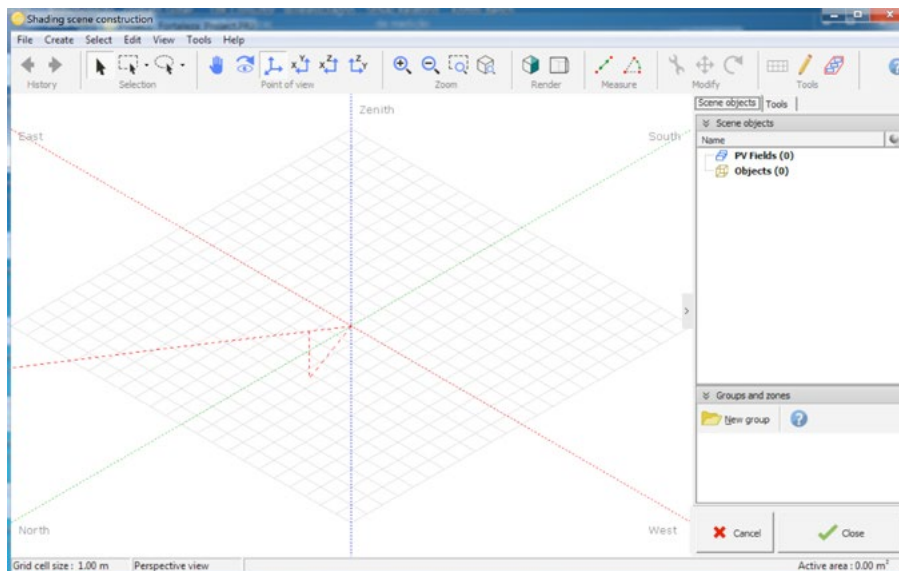


13. No PVsyst após realizado os item para a criação do projeto fotovoltaico ou pelo menos, definido sua localização e dados de irradiância e o referido já salvo é feito uso da janela "Project Design", clique no botão "Near Shadings" para definir a a cena 3D.

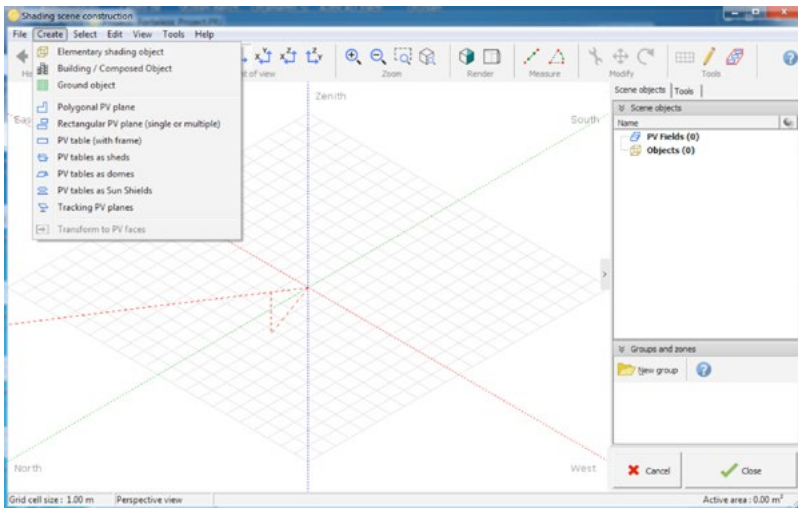




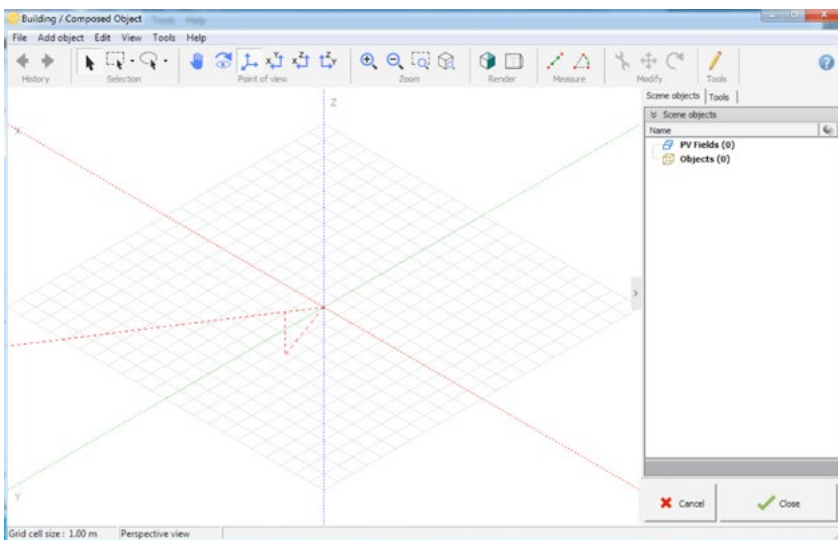
14. A caixa de diálogo “Near Shadings definition” será aberta, e aqui se clica em “Construction/Perspective”.



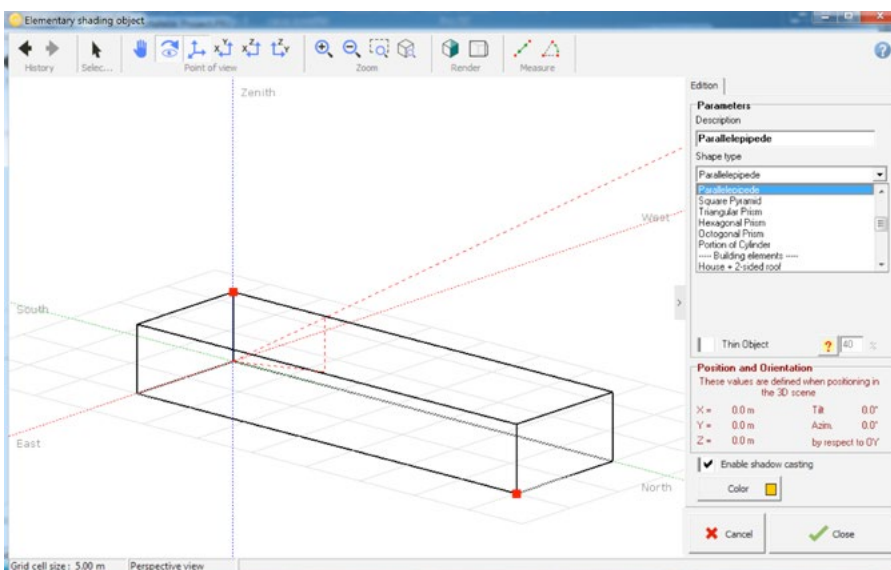
15. Ao clicar “Construction/Perspective” obtém-se a janela 3D principal, onde será construída “cena”.



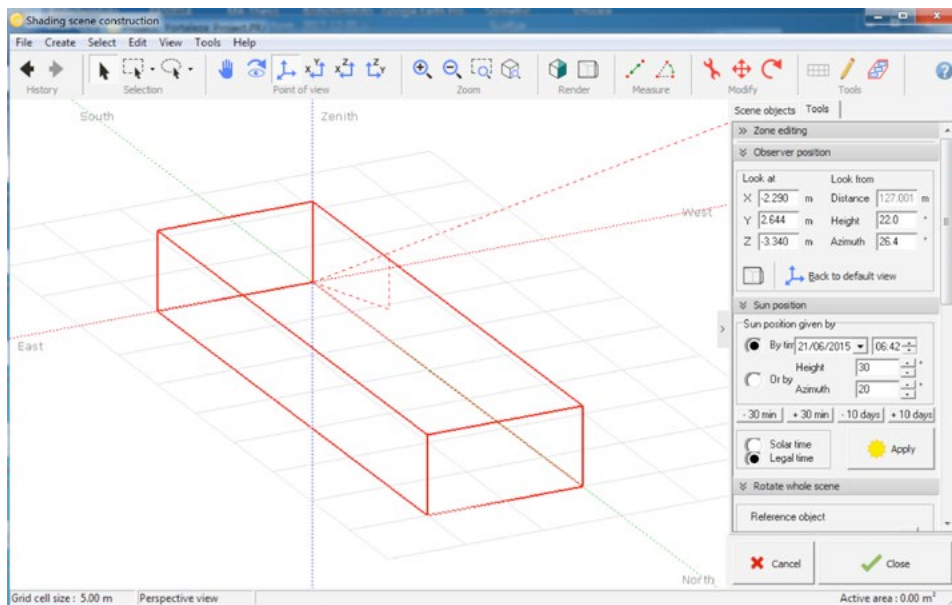
16. Para construir um edifício, cujo o exemplo tomado como base é formado por um conjunto de objetos elementares que serão depois agrupados e usado como um único objeto na cena 3D principal. Para isso a partir do menu principal, escolha “Object” / “New...” / “Building/Composed object”.



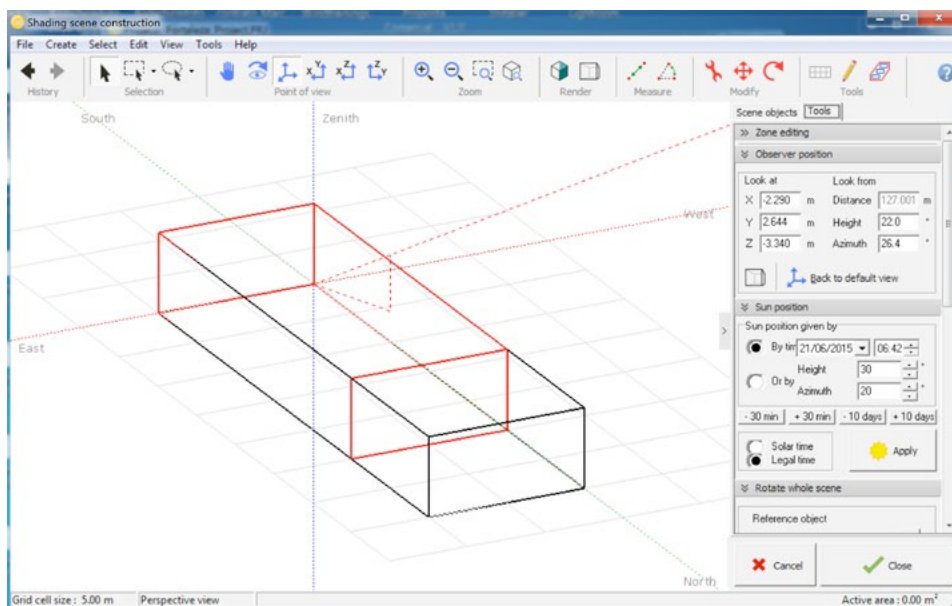
17. Isto irá abrir uma janela 3D secundária no sistema de referência para o novo objeto para identificação das coordenadas do edifício.



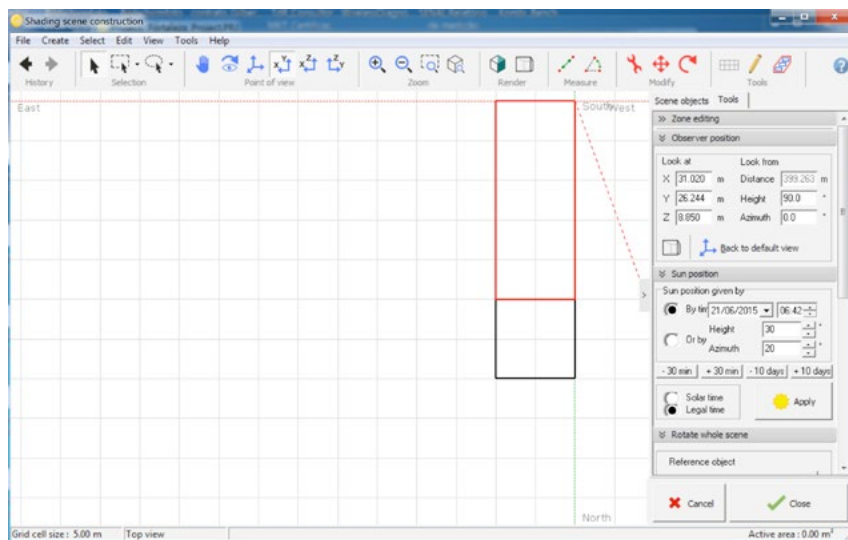
18. A partir do menu, escolha “Elementary object” / “New object”. Clicar em “Parallelepiped” e definir os tamanhos (Largura = 10m, comprimento = 35m, altura = 5m).



19. Clique em 'OK' para colocar o paralelepípedo no sistema de coordenadas do objeto definido como edifício.



20. A partir do menu, escolha novamente 'Elementary object' / 'New object'. Selecione 'Parallelepiped' e defina os tamanhos da segunda ala (Largura = 10m, comprimento = 25m, altura = 5m). Clique em 'OK', isto irá colocar o paralelepípedo no sistema de coordenadas do objeto, novamente posicionado na origem.



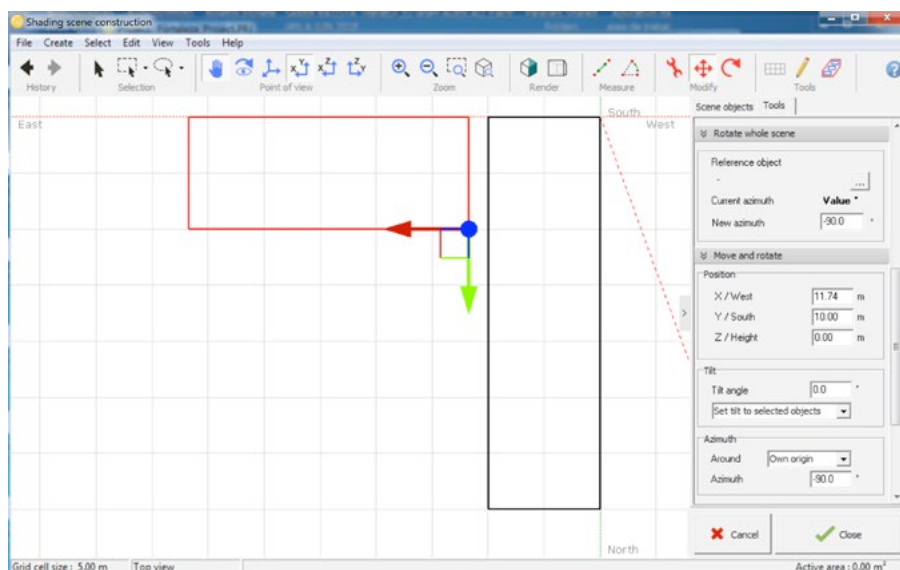
21. Para posicionar esta segunda parte do objeto é necessário que clicar sobre as suas fronteiras (lembre-se: os objetos não possuem interior). O objeto quando selecionado se torna vermelho.

Clique no botão **'Top View'** (os cinco botões superior a esquerda são para o posicionamento do observador).

Para ampliar ou reduzir os botões de **'Zoom'**.

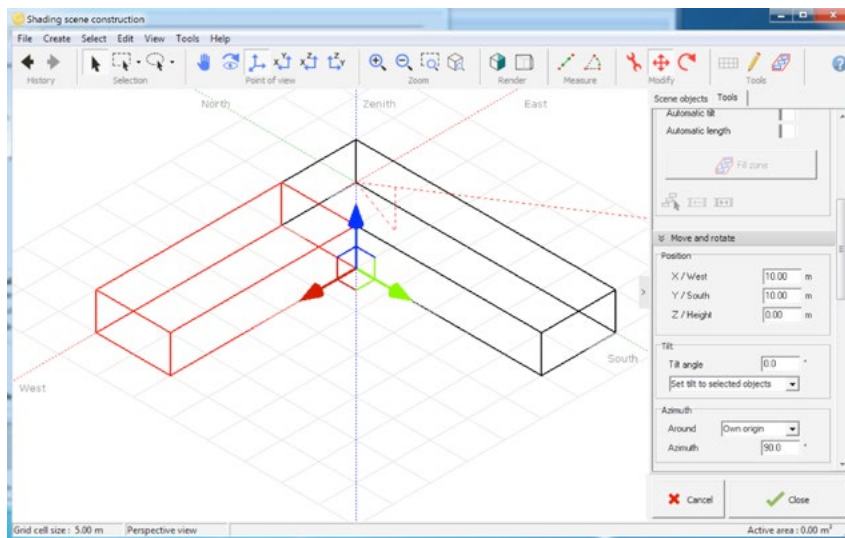
Você também pode voltar ao centro da cena, clicando em qualquer lugar na cena – mas não em um objeto – e arrastar para o plano da cena.

Clique no botão da ferramenta de posicionamento para alternar a caixa de diálogo **'Object positioning'**.



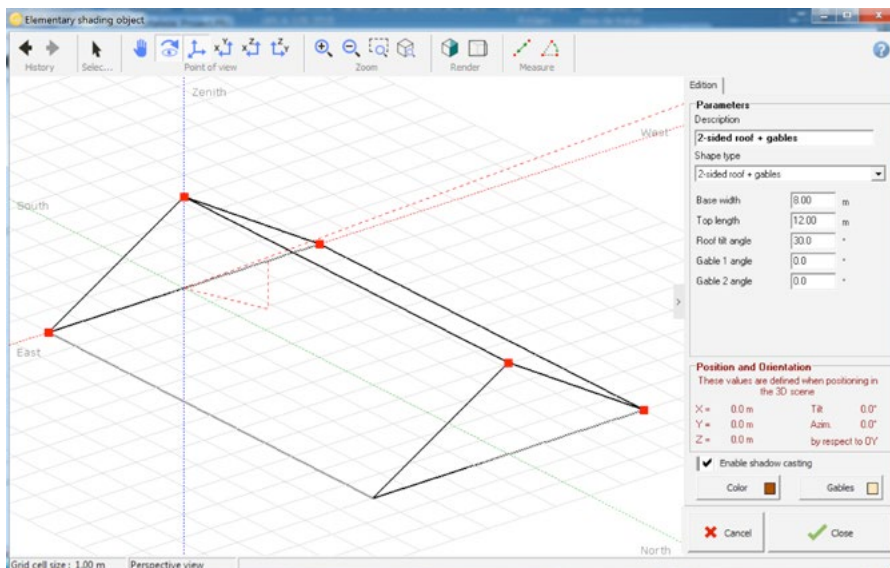
22. Agora, você pode clicar e arrastar o ponto vermelho e deslocar o objeto selecionado com o mouse, e o ponto de violeta para girá-lo. Mover e girar o objeto grosseiramente para o seu lugar como segunda ala, perpendicular ao primeiro paralelepípedo.



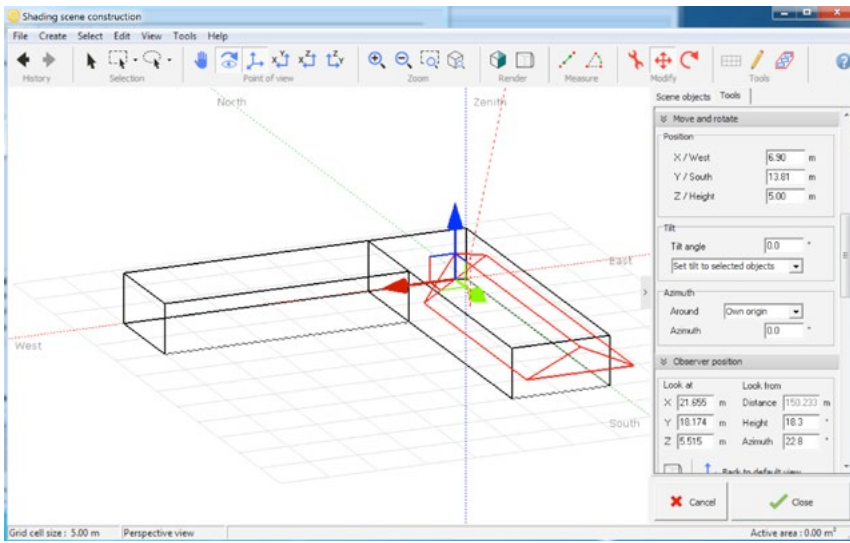


**23.** O mouse não vai permitir que você obtenha um posicionamento preciso. Mas depois que o objeto for colocado grosseiramente, o ‘objeto de posicionamento’ de diálogo exibirá o deslocamento aproximado e rotação, e agora você pode ajustar com precisão os valores exatos de acordo com o desenho. No nosso caso você vai colocar  $X = 10.00\text{m}$ ,  $Y = 10.00\text{m}$ , e não se esqueça  $\text{Azimuth} = 90,0^\circ$ . Evite a interpenetração dos objetos. Isso muitas vezes cria problemas para o cálculo de tons

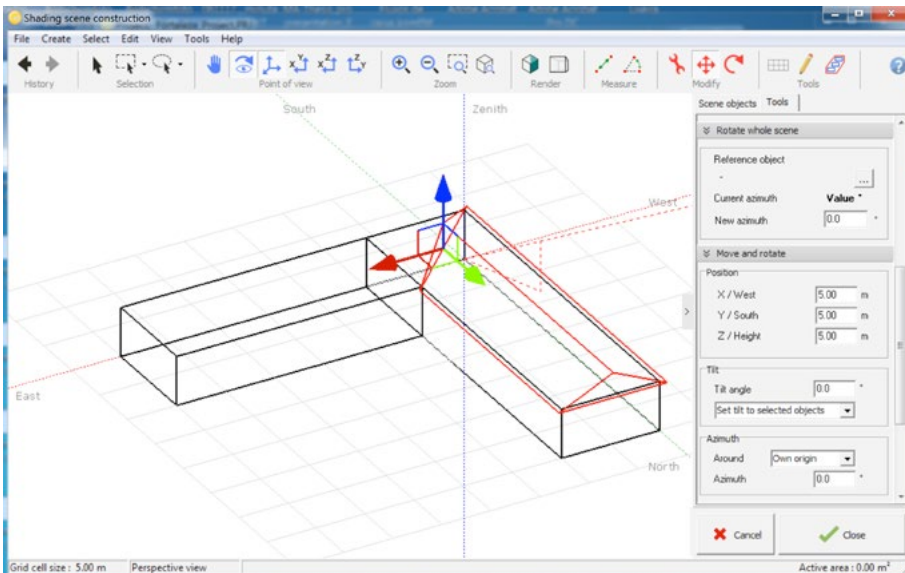
Se você clicar no botão ‘Standard Perspective’ ou pressionar F2, o edifício agora deve ter esta aparência.



**24.** Para adicionar o telhado é necessário ir em Menu principal ‘Elementary Object’ / ‘New object’ e escolha ‘2-sided roof + Gables’.

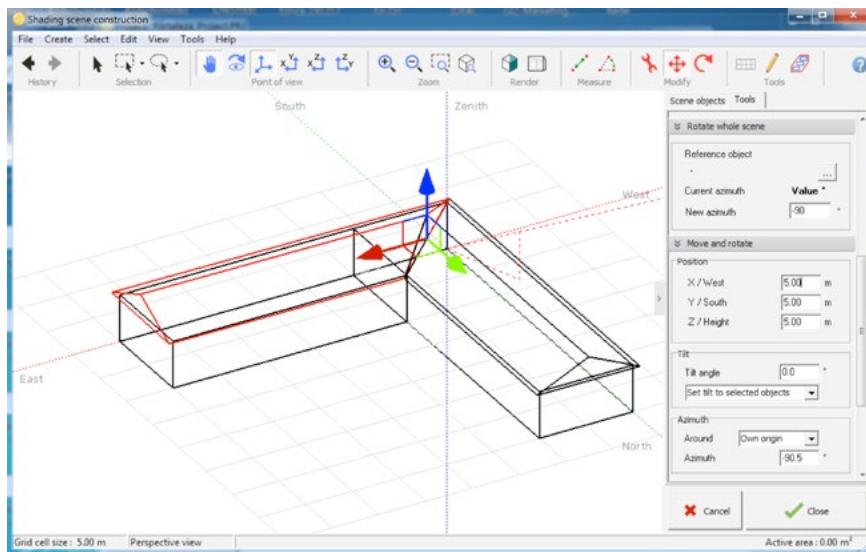


25. Defina os tamanhos: ‘Base width’ = 11m, ‘Top length’ = 30.5 m (para beirais), ‘Roof tilt’ = 25°, e ‘Gable1 angle’ = -45° e click ‘Ok’



26. Isso vai colocar o telhado em cena no edifício. Primeira posição com o mouse e, em seguida, fornecer os valores exatos como antes (X = 5m, Y = 5m, e Z = 5m, altura da construção).

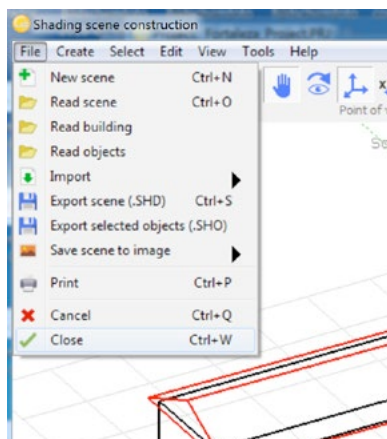




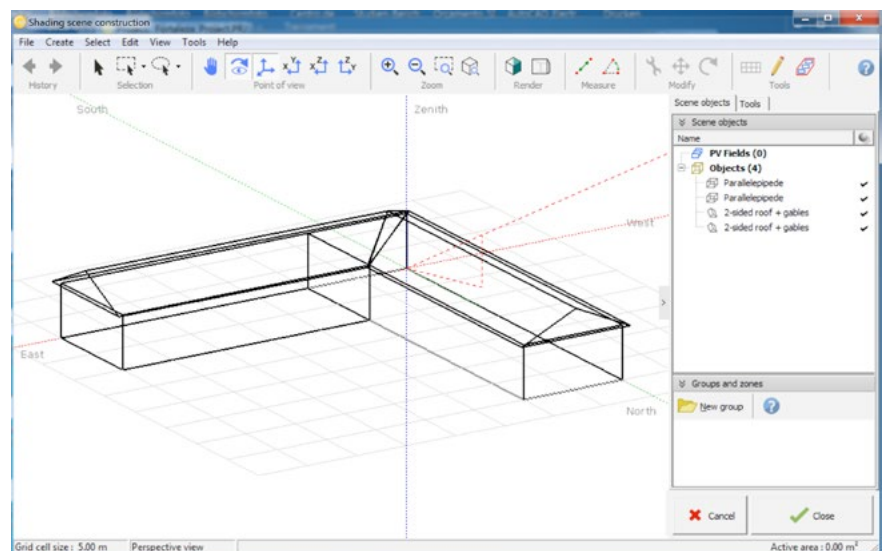
27. Para a segunda ala do telhado você poderia proceder da mesma forma. Você também pode reutilizar o telhado que você acabou de criar: ‘Edit’ / ‘Copy’, e ‘Edit’ / ‘Paste’. Você vai obter uma segunda instância do objeto selecionado.

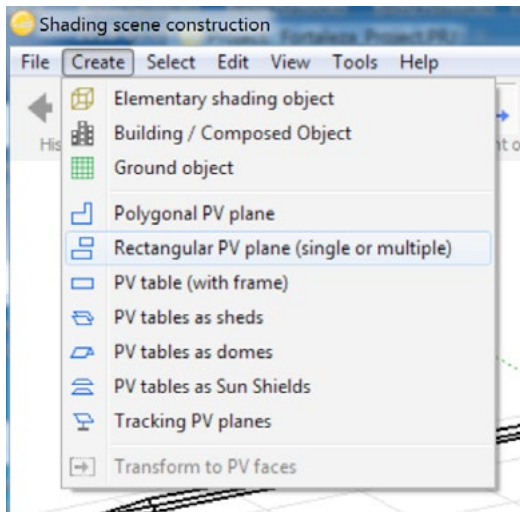
Posicione este objeto usando o mouse novamente em primeiro lugar e, em seguida, inserindo os valores exatos na caixa de diálogo ‘Object Positioning’ (certifique-se de que o novo azimuth é exatamente 90°).

Agora, o corte de 45° da empena ainda não está correto. Para modificar o objeto selecionado, você pode: ou escolha ‘Elementary Object’ / ‘Modify’, ou, mais facilmente, clique duas vezes no objeto em sua fronteira. Alterar -45° para + 45° e clique em OK.

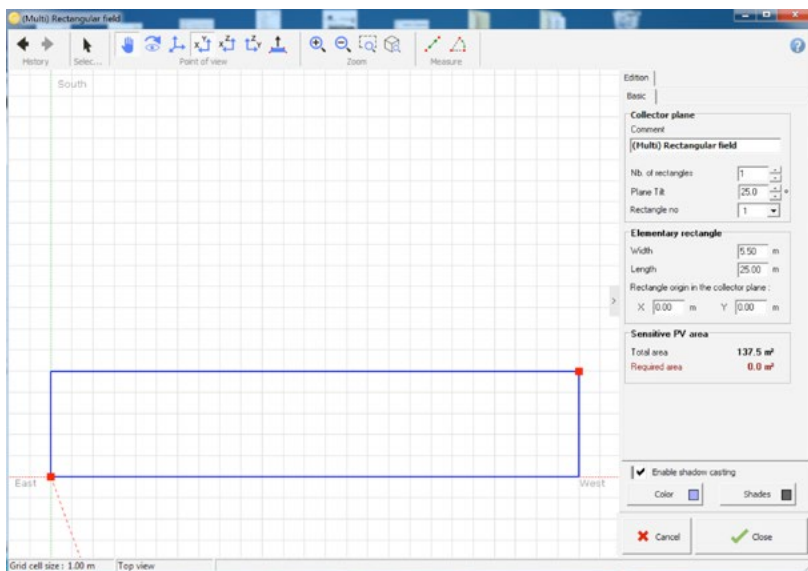


28. Agora que a construção foi concluída, você pode incluí-la no cenário 3D principal, escolhendo ‘File’ / ‘Close and Integrate’ no menu principal.

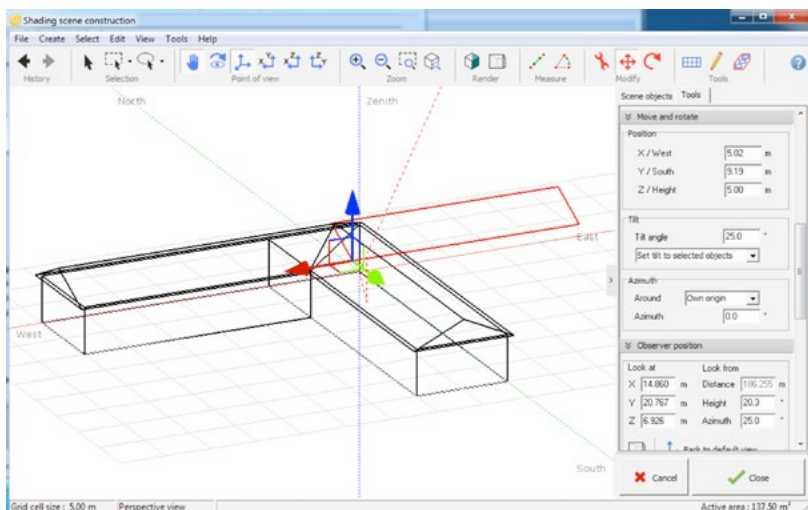




29. O plano PV a ser adicionado não pode ser integrado em objetos de construção, porque o elemento plano PV (zonas sensíveis) é tratado de modo diferente pelo programa. Ele tem de ser posicionado no edifício dentro da cena 3D principal. Na cena 3D principal, escolha: "Object" / "New..." / "Rectangular PV plane".



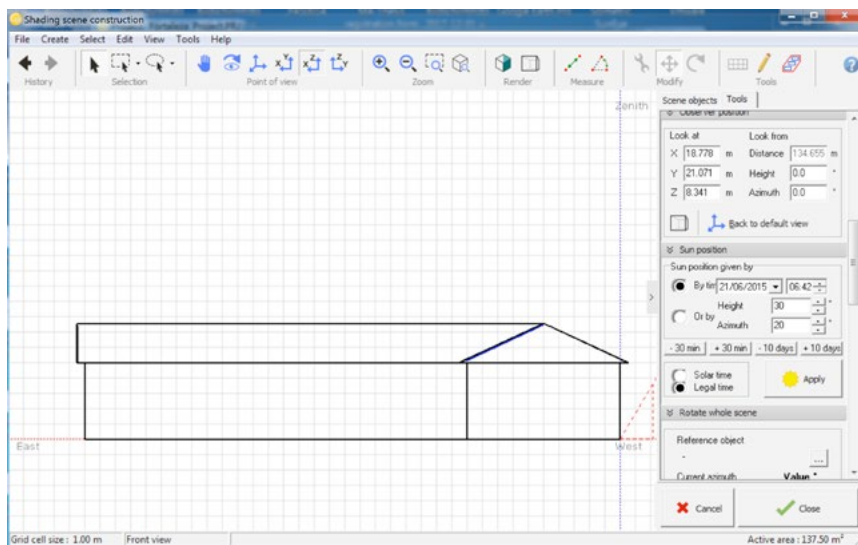
30. Em seguida definir os tamanhos: "Nb de retângulos" = 1, "Tilt" = 25°, "Width" = 5.5m, "Length" = 25 m.



31. Nesta fase, não há nenhuma relação com o tamanho real dos módulos fotovoltaicos em sua definição de sistema. O programa irá apenas verificar no final da construção 3D que a área sensível do PV na cena é maior do que a área dos módulos fotovoltaicos definidos em "Sistema". Nenhuma verificação é feita para atestar se os painéis podem ser organizados de tal forma que eles se encaixem na área sensível na cena 3D. O detalhamento dos arranjos dos módulos precisa ser definido na parte "Módulo Layout" do projeto.

Clique em "OK". O plano será alinhado à origem da cena 3D.

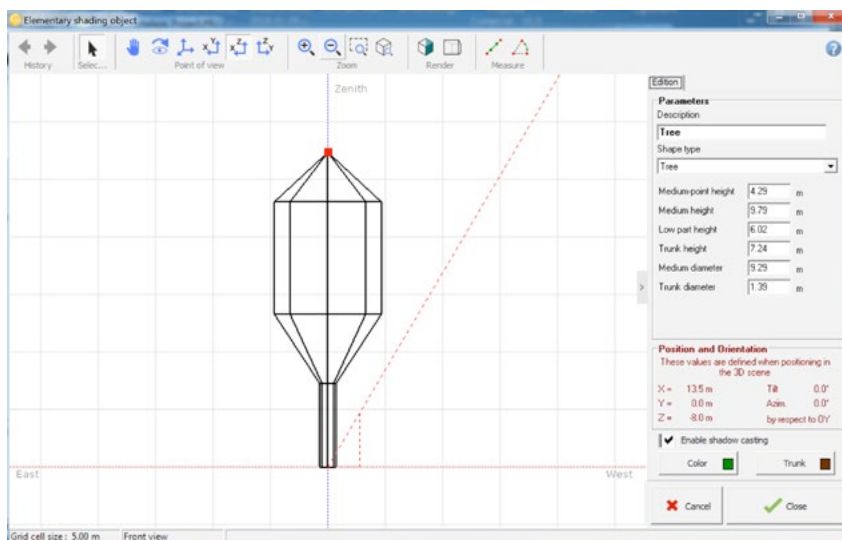
Para posicioná-lo, clique novamente em "Top View", posicione globalmente com o mouse. Agora você não tem referências rigorosas e não precisa ajustar os valores, mas tome cuidado para não sobrepor o outro telhado. E verifique o valor do azimute (deve ser exatamente 90°).



**32.** Posicionamento vertical: agora o campo está no chão. Clique no botão do observador “Front View”, e posicione o plano no telhado, arrastando o ponto vermelho com o mouse. Lembre-se sempre de deixar alguns espaçamentos entre qualquer área ativa e outros objetos (mínimo de 2 cm). Se você colocar o plano abaixo do telhado, ele irá ser permanentemente sombreado.

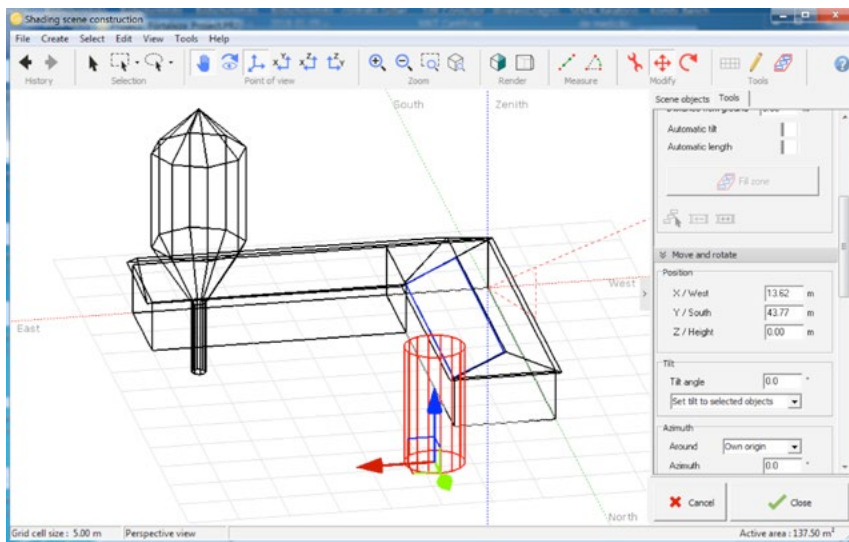
#### ADICIONANDO MAIS SOMBREAMENTOS DE OBJETOS

No nosso exemplo, agora vamos adicionar um silo e uma árvore na cena. Estes são “Elementary shading objects” que serão posicionados diretamente dentro da cena 3D principal.

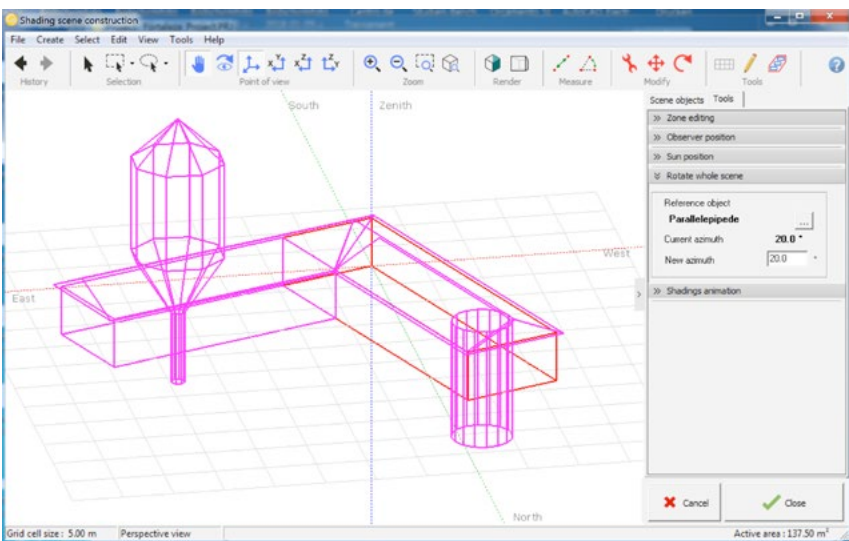


**33.** Na cena principal selecione “Object” / “New...” / “Elementary shading object” / “Portion of cylinder”. De acordo com o desenho, definir Raio = 3m, ângulo de abertura de 360°, Nb de segmentos = 16, Altura = 12m. Clique em “OK”.

Agora adicione uma árvore no pátio, selecionando “Object” / “New...” / “Elementary shading object” / “Tree”. Para definir forma e tamanho da árvore, selecione “Front View” na barra de ferramentas. Em seguida clique nos pontos vermelhos com o mouse e arraste-os para ajustar forma e tamanho da árvore.



34. Posicione-a ao seu gosto no pátio (lembre-se sempre em projetos futuros, uma árvore não tem um tamanho definitivo, o sombreamento pode variar devido ao crescimento da árvore, ou ela pode ser podada).



35. Geralmente se constrói uma cena no sistema de referência no ponto central e depois disso, com o botão ‘Rotate whole scene’ executa a rotação final do cenário global para atender a orientação real da instalação com relação à direção de cardinal.

Na caixa de diálogo ‘Rotate Whole Scene’, definir o novo azimute (aqui + 20°, oeste). Isto irá rotacionar toda a cena em 20° na direção oeste.



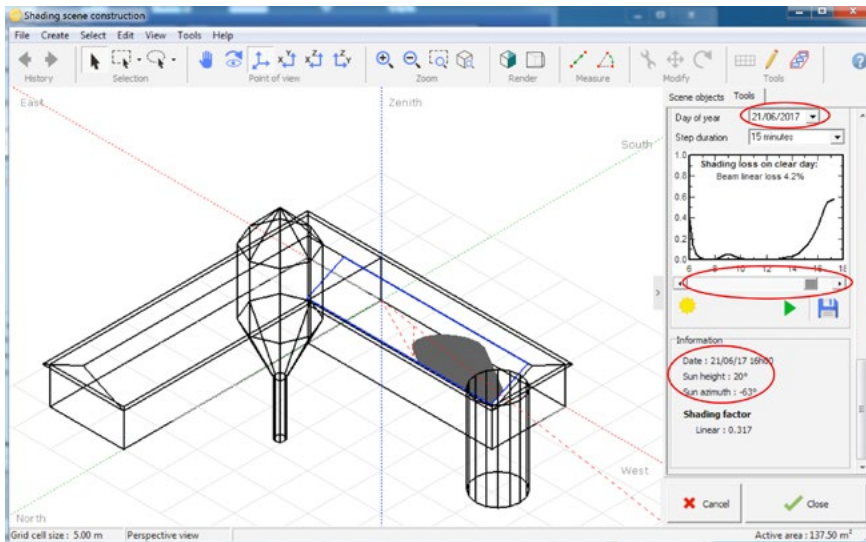
36. Se depois for precisar reposicionar ou adicionar um novo objeto na cena, é mais fácil girar para trás para o sistema de coordenadas original. Para fazer isso, selecione um objecto que se encontra alinhado com a coordenada de sistema no qual se quer trabalhar e coloque um valor de 0° ou 90° e ‘Rotate whole scene’. Faça as modificações e, em seguida, aplique a rotação inversa

Agora que a cena 3D contem todos os potenciais obstáculos e área

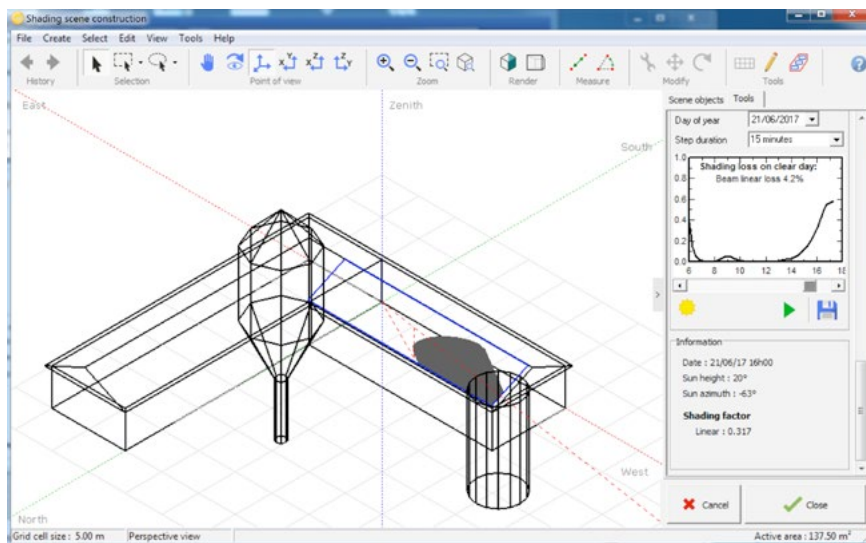
de painel sensível, está pronta para uma primeira análise de sombreamento, por meio do teste de sombreamento e animação.

Utilize o botão ‘Shadow animation over one day’. A ferramenta ‘Shadow animation’ irá aparecer e aqui você clica em ‘Play/Record animation’. As sombras serão mostradas para o conjunto do dia selecionado. Após a execução você tem uma barra de rolagem para rever uma ou outra situação.

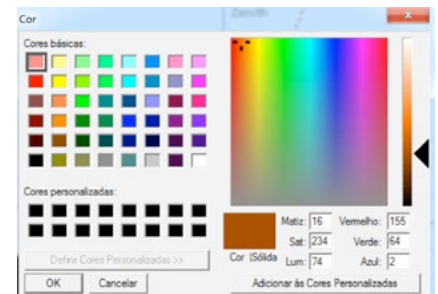
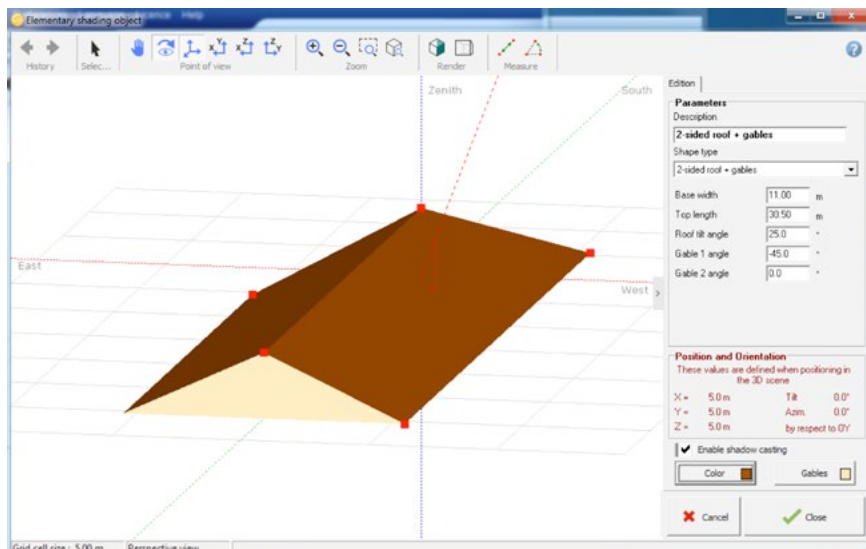


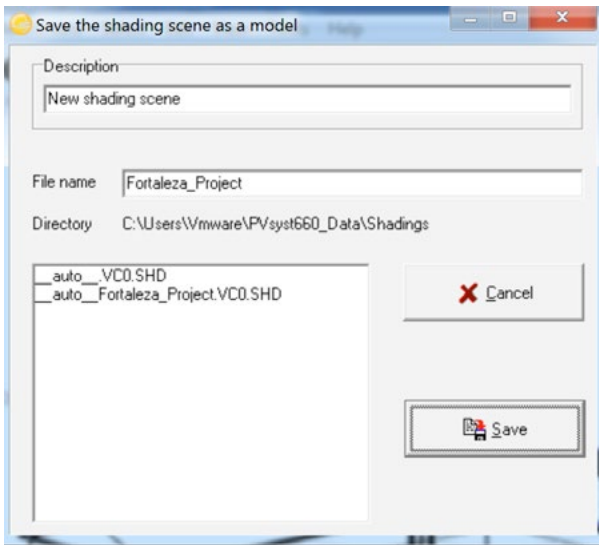


37. Para cada intervalo de tempo, a data/hora, e a posição do sol e o fator de sombreamento são apresentados na parte inferior da janela da cena 3D. É oportuno avaliar as duas situações extremas do ano, 21 de Junho e 21 de dezembro, para avaliar o sombreamento.



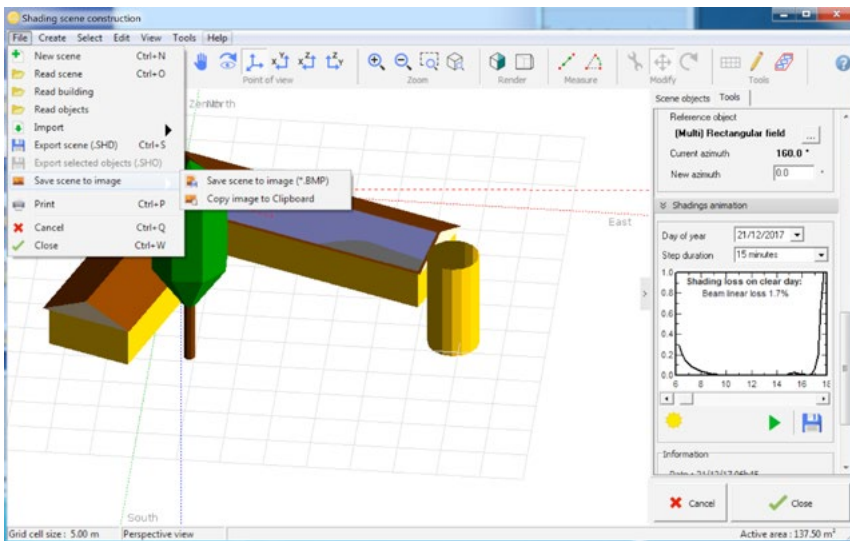
38. Se houver alguma sombra que você não entende bem, você pode clicar no botão "View from the sun direction" na barra de ferramentas na parte superior. A animação será mostrada na perspectiva do sol. Desta forma, você vai entender imediatamente qual objeto lança que sombra sobre o sistema fotovoltaico.





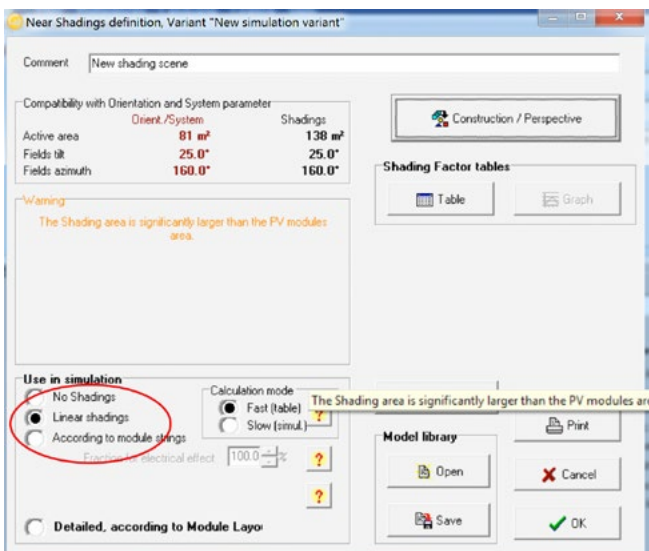
39. Se você fizer alguma manipulação ruim, você pode desfazê-lo com o botão "Undo" da barra de ferramentas superior.

É aconselhável periodicamente salvar a cena de sombreamento usando "File" / "Save scene" como um arquivo \*.shd. Isto permitirá retroceder no caso de um modificação indesejada e evitar a perda de trabalho em caso de um acidente.



40. A cena final (utilizada na simulação) será armazenada juntamente com o seu "MyProject.Vci" arquivo. Ela não precisa de um arquivo \*.SHD.

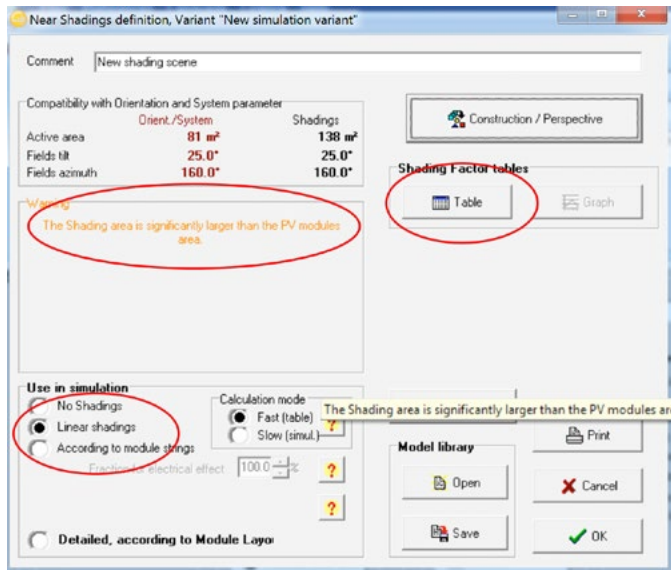
Esta cena vai aparecer no relatório final. Se desejar ter uma visão específica da cena no relatório, pode solicitá-lo através "File" / "Save scene view" / "Keep this view for the report".



USANDO A CENA 3D NA SIMULAÇÃO

41. Sua cena de sombreamento agora está pronta para a simulação, basta escolher "File" / "Close" e na próxima caixa de diálogo selecionar "Linear shadings" na caixa "Use in simulation".





42. Agora, o programa verifica a compatibilidade da cena 3D com as outras definições do sistema fotovoltaico.

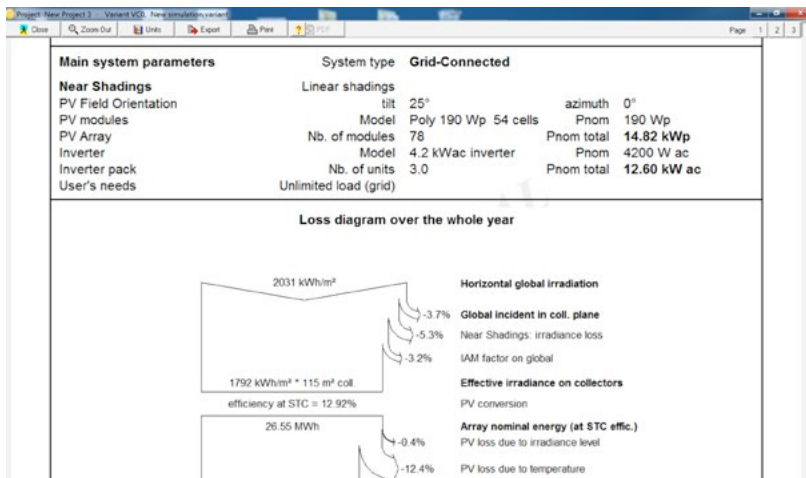
A orientação do plano deve corresponder ao definido na parte 'Orientation'. Se isso não acontecer, há um botão para corrigir os parâmetros de 'Orientation' de acordo com a construção 3D.

A área sensível deve ser grande o suficiente para posicionar os módulos fotovoltaicos definidos no sistema de definições. Este é um teste difícil, que verifica apenas a área total e não leva em conta tamanhos e posições geométricas individuais dos módulos. Um aviso será emitido se a área total dos painéis exceder o total da área sensível da cena 3D. Se a área total dos painéis for muito menor do que a área sensível definida na cena 3D, também ocorrerá um aviso. O limiar para este aviso é muito mais elevado (fator 1,5) para permitir o espaçamento entre os painéis fotovoltaicos. Os limiares para ambas as advertências são definidos nos 'Hidden Parameters' e pode ser modificado se necessário.

Quando tudo estiver correto, o programa irá pedir-lhe para calcular a tabela dos fatores de sombreamento. Clique no botão 'Table'.

Azimuth	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007	0.024	0.007	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.071	0.183	0.222	0.183	0.050	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.311	0.329	0.331	0.312	0.120	0.060	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.003	0.320	0.330	0.325	0.322	0.183	0.154	0.019	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
20°	0.000	0.000	0.000	0.001	0.004	0.004	0.001	0.283	0.275	0.251	0.280	0.203	0.324	0.097	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10°	Behind	Behind	0.000	0.001	0.091	0.091	0.067	0.204	0.142	0.132	0.163	0.175	0.443	0.374	0.000	0.000	0.000	Behind	Behind
2°	Behind	Behind	Behind	Behind	0.179	0.712	0.675	0.557	0.216	0.061	0.083	0.175	0.443	0.380	0.000	Behind	Behind	Behind	Behind

43. A tabela é um cálculo do fator de sombreamento (fração sombreada da área sensível, 1 = sem sombreamento, 0 = totalmente sombreada), para todas as posições sobre o céu do hemisfério 'visto' pelo plano PV. Ele permite que o cálculo do fator de proteção para o difuso e albedo (que são integrais do presente fator de sombreamento ao longo de um segmento esférico). Para cada valor de hora em hora, o processo de simulação interpolará esta tabela - de acordo com a posição do sol - para avaliar o fator de sombreamento corrente do componente.



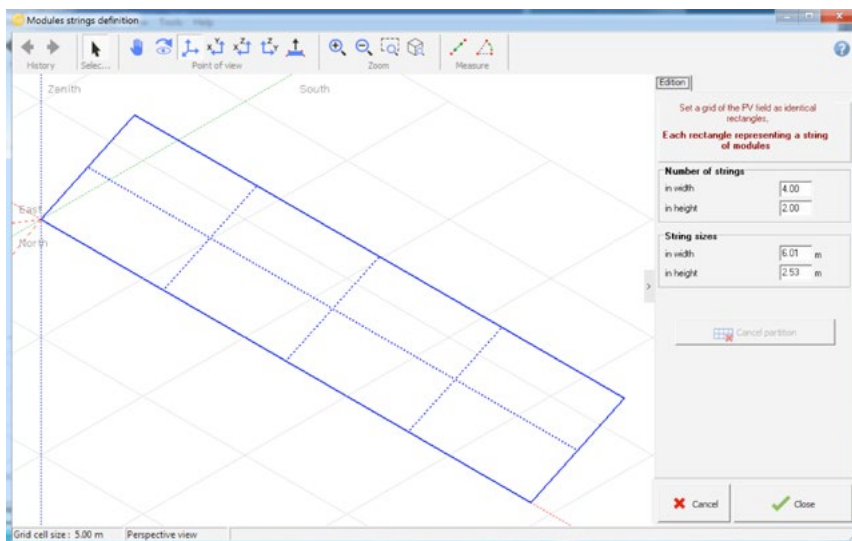
44. Isto também permite a construção do gráfico iso-sombreamentos, que dá uma visão sintética dos tempos do dia e estações do ano onde as sombras são particularmente problemáticas. A linha 1%, por exemplo, mostra todas as posições do sol (ou tempo no ano) para os quais a perda de sombreamento é de 1%, ou seja, o limite de sombreamentos.

Clicar em "OK" irá incorporar os efeitos de sombreamento na próxima simulação. No diagrama final em perda do relatório, haverá uma perda específica para os "Near Shadings". Esta perda reflete o fato de que um fração da área sensível será sombreada em determinados momentos do dia e do ano.

EFEITO ELÉTRICO: PARTIÇÃO EM STRINGS DO MÓDULO

Quando uma célula PV é sombreada, a corrente em toda a cadeia é afetada (em princípio, a corrente da cadeia é a corrente na célula mais fraca). Não há cálculo preciso possível para este complexo fenômeno no PVsyst. Vamos apenas supor que quando uma string

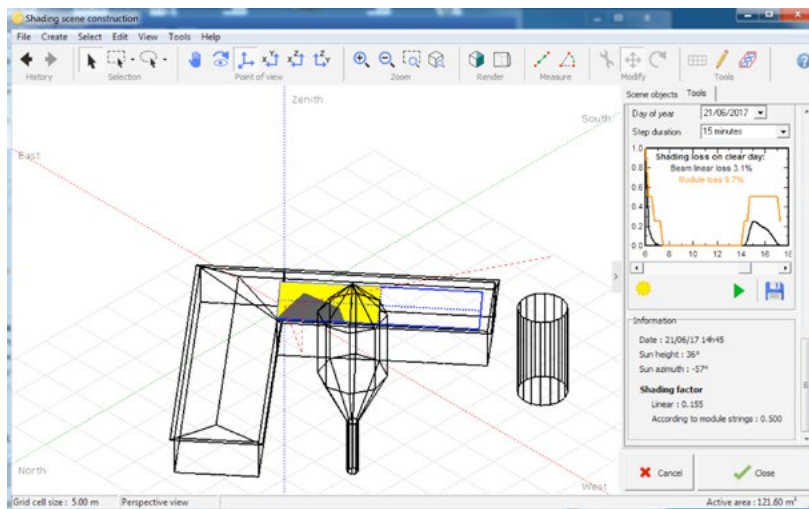
é atingida por uma sombra, toda a cadeia é considerada "inactiva" sobre o componente do feixe. Este é um limite superior para o efeito de sombreamento: a verdade deve situar-se entre o limite baixo - o que chamamos de "sombreamento Linear" - que representa o déficit de irradiância, e este limite superior (partição em cadeias de módulos), representando o efeito elétrico.



SIMULAÇÃO MAIS REALISTA "DE ACORDO COM MÓDULOS STRINGS":

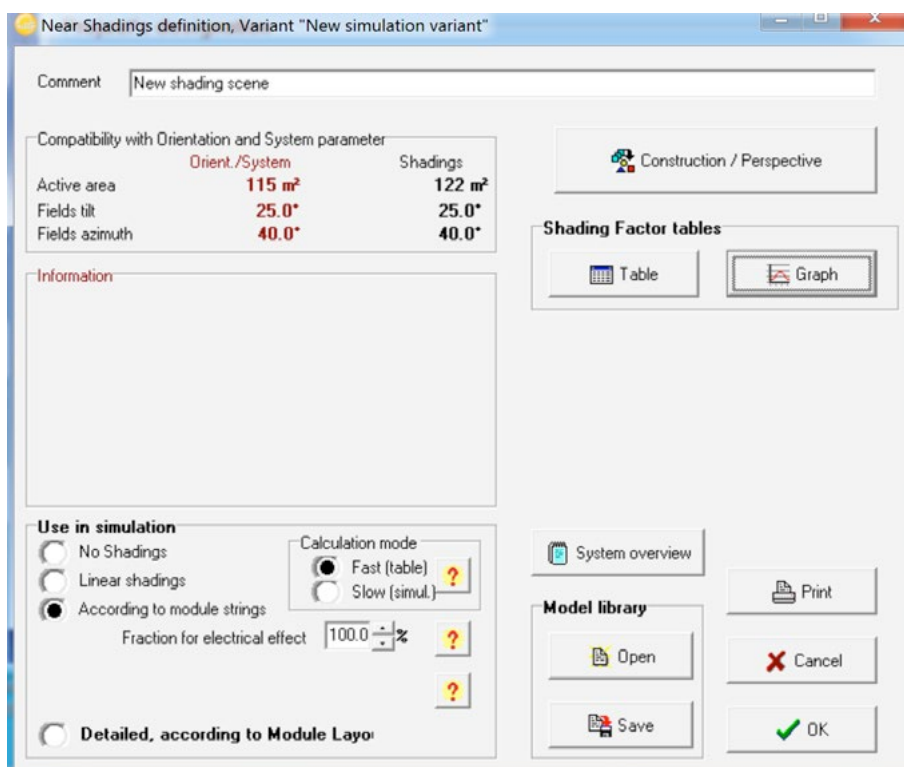
45. Volte para a definição "Near shadings", o botão "Construction/Perspective" e aperte o botão "Partition in module chains" à esquerda.

Aqui é possível dividir a área destinada ao sistema fotovoltaico em vários retângulos equivalentes, cada um representando a área de uma cadeia completa (não um módulo). Se existir vários subcampos, é preciso fazer isso para cada subcampo retângulo.

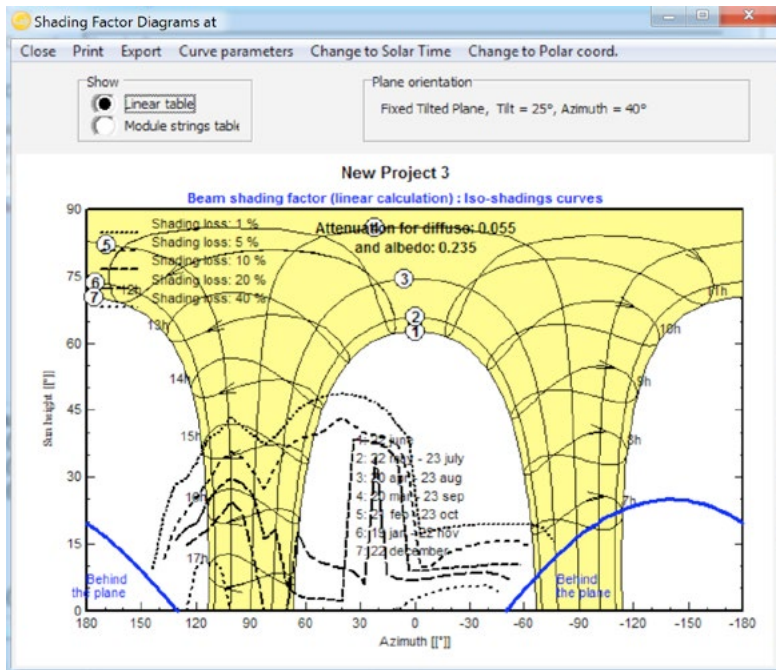


46. O fato de ter que usar retângulos para limitar a área de um string, reduz as possibilidades de modular arranjos complexos de painéis com várias strings, e isso dificulta a representação do exato arranjo dos módulos num sistema fotovoltaico. Uma vez que o impacto sobre a simulação não é muito elevado, uma estimativa grosseira deve ser suficiente para produzir bons resultados. Para verificar o impacto que a construção imperfeita no arranjo de painéis gera nas strings é preciso realizar simulações com diferentes configurações e examinar a variação dos resultados.

Ao executar a animação de sombreamento, os retângulos parcialmente sombreados agora aparecerão em amarelo. O fator de proteção melhorada é a soma das áreas cinzentas e amarelas, em relação à área do sistema todo.

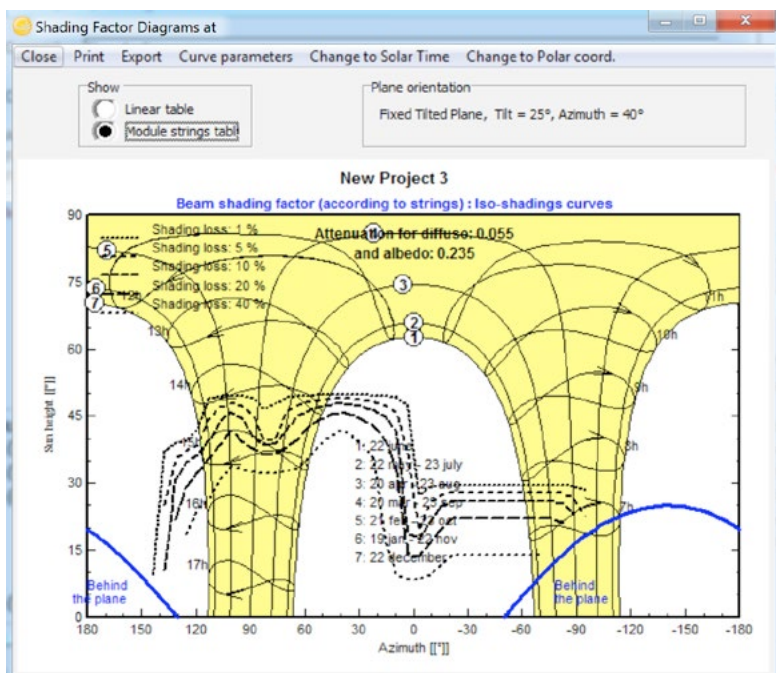


47. Para usar a construção em 3D na simulação é preciso, como antes, ir a caixa de diálogo 'Near shadings' e escolher 'According to module strings' nas opções campo 'Use in simulation'.



48. Será solicitado mais uma vez a realização do calcular das tabelas de fator de sombreamento, após o qual é possível abrir o gráfico demonstrado ao lado para comparar os resultados de um sombreamento melhorado com o caso “Linear shadings”.

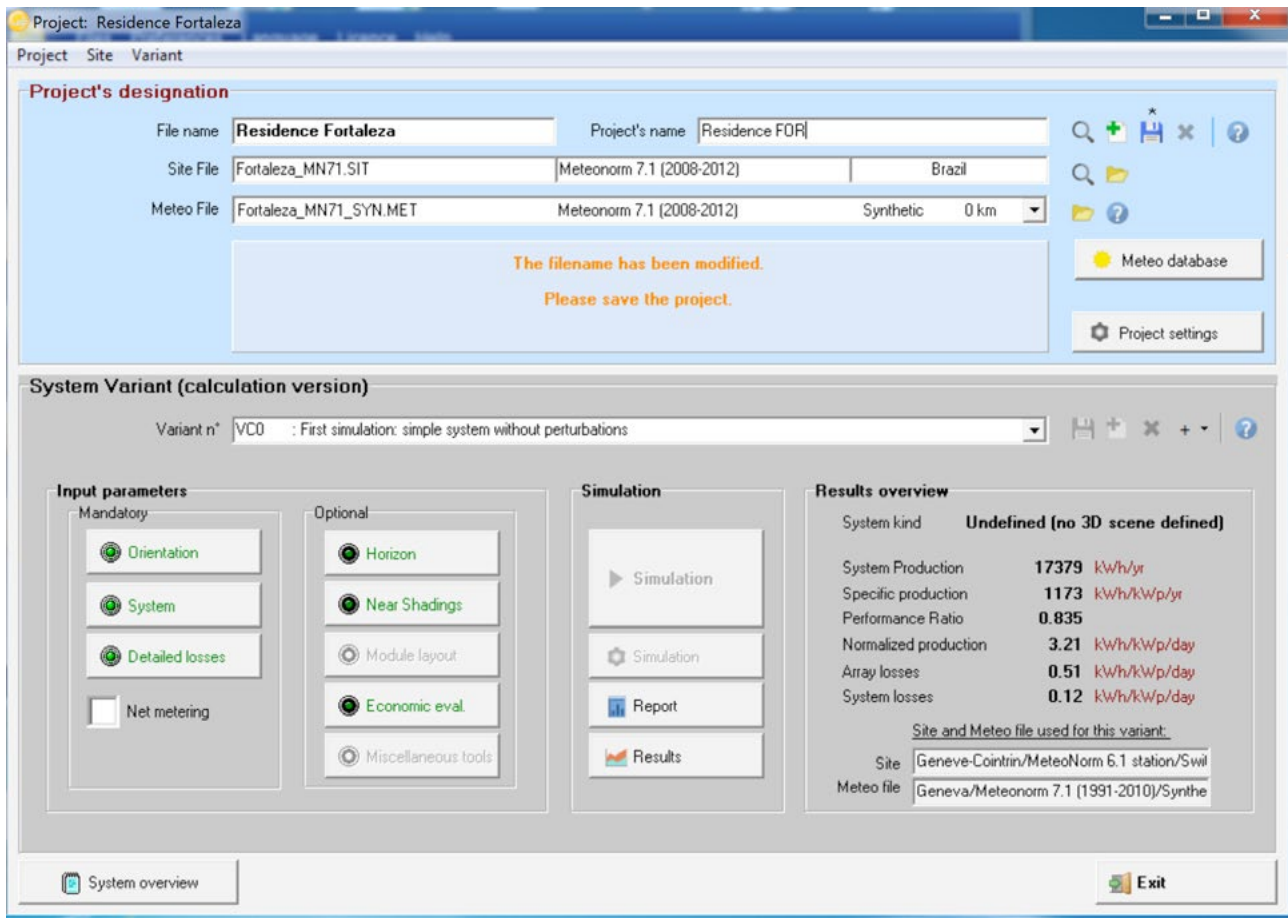
“Fraction for Electrical effect”: esta é a maneira como as partes amarelas serão tratadas na simulação. Um valor 100% vai retirar da produção total elétrica estas áreas da simulação. Isto é o limite superior do efeito de sombreamento. Executar uma simulação com esse valor.



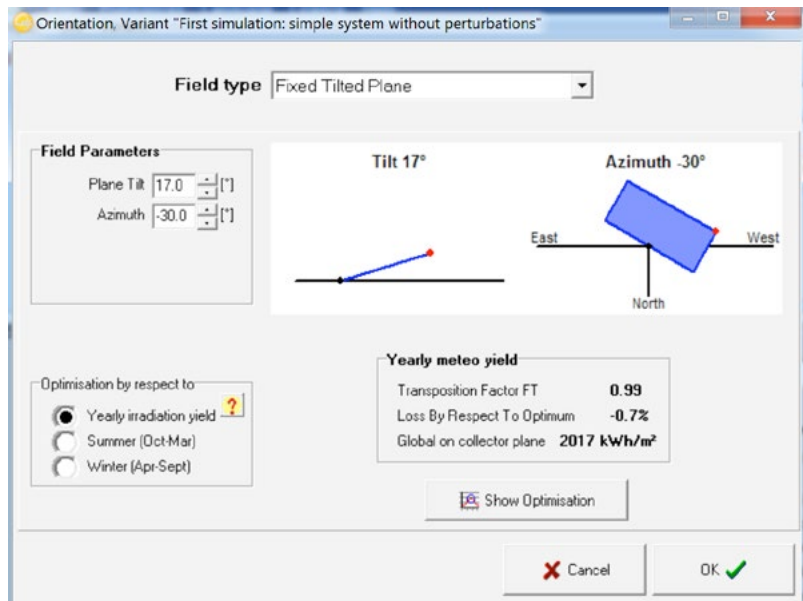




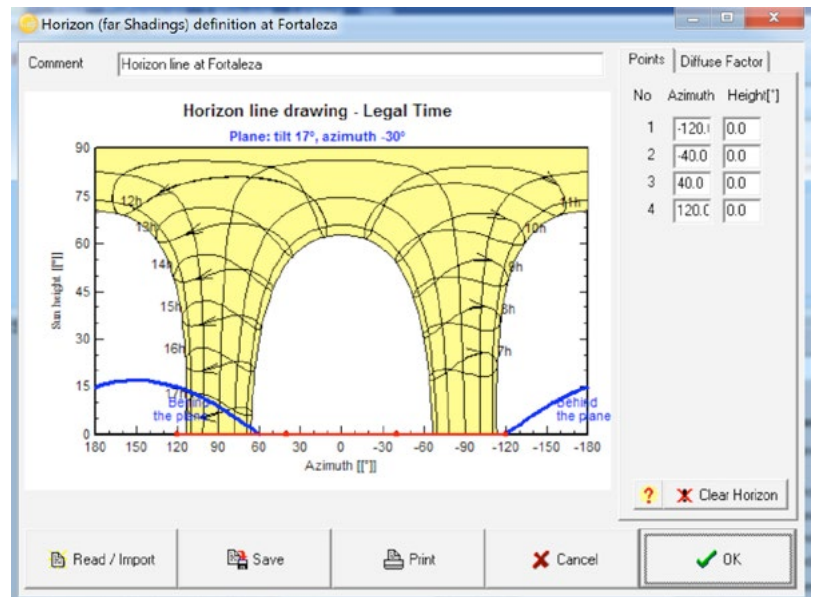




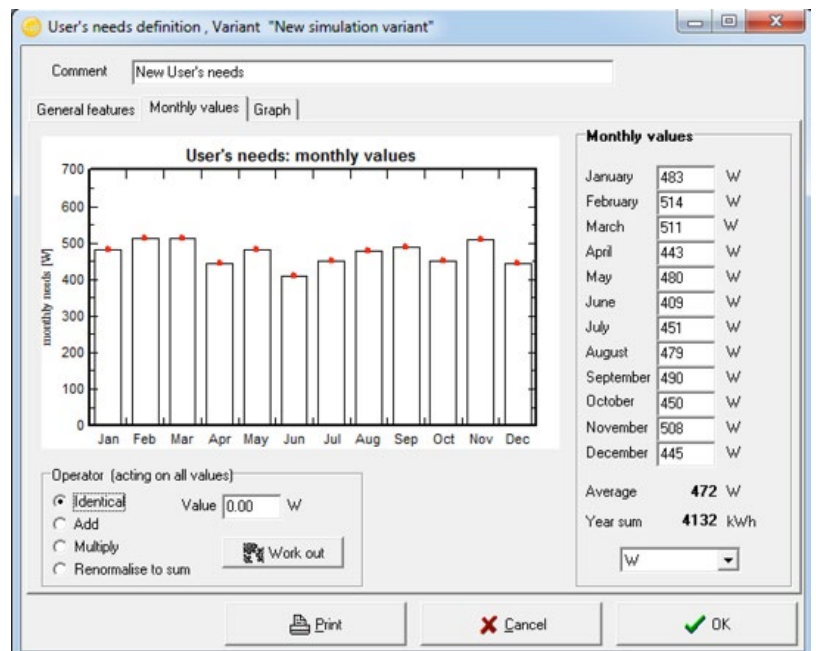
O sistema fotovoltaico apresenta inclinação de 17° e desvio azimutal de -30°, condições estas limitadas pelo telhado da residência.



É possível pelo PVsyst definir o consumo de energia da unidade consumidora (valor histórico da conta de energia) para que o programa calcule quanto de energia é consumida e injetada na rede.



Conforme resultados obtidos da estimativa de produção de energia do sistema, verifica-se que o mesmo apresenta uma produção de 4.720 KWh/ano, taxa de desempenho de 78,9% e fator de capacidade de 17,9%. A seguir o relatório da simulação realizada no PVsyst.



PVSYST V6.47		13/09/16	Page 1/3										
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>													
<b>Project : Residência Fortaleza</b>													
<b>Geographical Site</b>	<b>Fortaleza</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>										
<b>Situation</b>	Latitude 3.7°S	Longitude	38.5°W										
Time defined as	Legal Time	Time zone	UT-3										
	Albedo	Altitude	17 m										
<b>Meteo data:</b>	<b>Fortaleza</b>	MeteoNorm 7.1 - Synthetic											
<b>Simulation variant : New simulation variant</b>													
	Simulation date	13/09/16 22h48											
<b>Simulation parameters</b>													
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt 17°	Azimuth	-30°										
<b>Models used</b>	Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm										
<b>Horizon</b>	Free Horizon												
<b>Near Shadings</b>	No Shadings												
<b>PV Array Characteristics</b>													
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>KC 120</b>										
Original PVsyst database	Manufacturer	Kyocera											
Number of PV modules	In series	25 modules	In parallel 1 strings										
Total number of PV modules	Nb. modules	25	Unit Nom. Power 120 Wp										
Array global power	Nominal (STC)	<b>3000 Wp</b>	At operating cond. 2468 Wp (70°C)										
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	349 V	I mpp 7.1 A										
Total area	Module area	<b>23.3 m²</b>	Cell area 20.9 m²										
<b>Inverter</b>													
Original PVsyst database	Model	<b>IG Plus A 3.0-1-277</b>											
Characteristics	Manufacturer	Fronius USA											
	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 3.0 kWac										
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 3.0 kWac										
<b>PV Array loss factors</b>													
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s										
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	926 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC										
Module Quality Loss			Loss Fraction 2.5 %										
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP										
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param.	0.05										
<b>User's needs :</b> monthly values													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
359352	345408	380184	318960	357120	294480	335544	356376	339120	334800	365760	331080	*18184	W

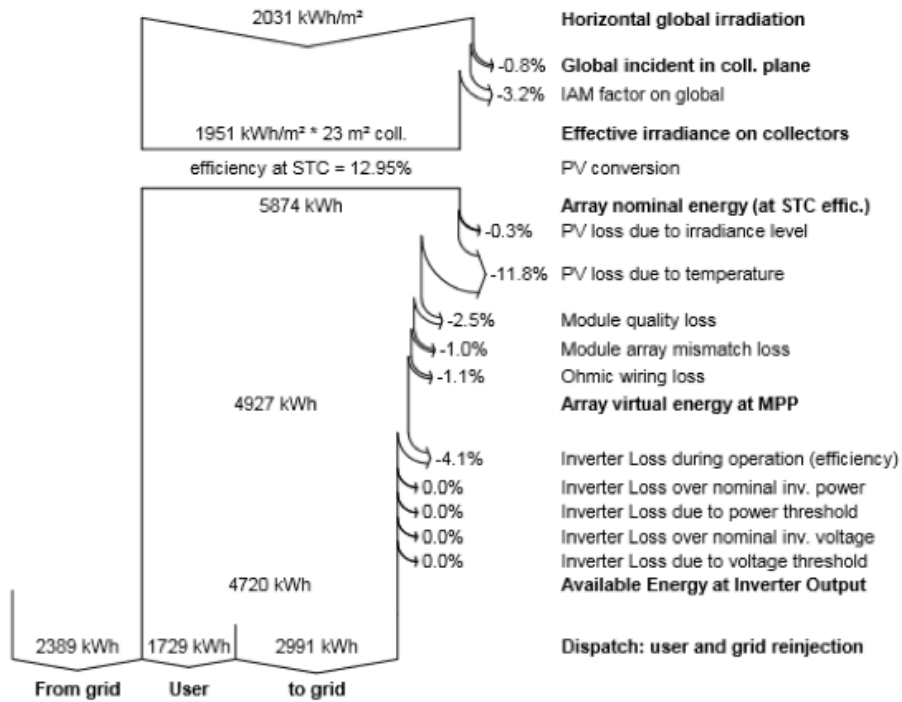
PVSYST V6.47		13/09/16	Page 2/3					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>	<b>Residência Fortaleza</b>							
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>							
<b>Main system parameters</b>	<b>System type</b>	<b>Grid-Connected</b>						
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth -30°					
PV modules	Model	KC 120	Pnom 120 Wp					
PV Array	Nb. of modules	25	Pnom total <b>3000 Wp</b>					
Inverter	Model	IG Plus A 3.0-1-277	Pnom 3000 W ac					
User's needs	monthly values		global 4118 kWh/year					
<b>Main simulation results</b>	<b>System Production</b>	<b>Produced Energy</b>	<b>4720 kWh/year</b>					
		<b>Performance Ratio PR</b>	<b>78.09 %</b>					
		<b>Specific prod.</b>	<b>1573 kWh/kWp/year</b>					
		<b>Solar Fraction SF</b>	<b>41.99 %</b>					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p><b>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3000 Wp</b></p> </div> <div style="text-align: center;"> <p><b>Performance Ratio PR</b></p> </div> </div>								
<b>New simulation variant</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E Load</b>	<b>E User</b>	<b>E_Grid</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh
<b>January</b>	165.1	27.72	149.5	143.6	366.8	359.4	147.3	203.1
<b>February</b>	143.6	27.66	135.7	130.8	333.9	345.4	141.5	177.6
<b>March</b>	145.1	27.31	142.4	137.7	348.4	380.2	145.5	187.0
<b>April</b>	136.1	26.56	139.6	135.0	344.6	319.0	129.5	199.8
<b>May</b>	156.3	27.18	167.8	163.0	411.0	357.1	149.5	244.5
<b>June</b>	149.8	26.26	165.7	160.8	409.0	294.5	126.6	265.7
<b>July</b>	176.4	26.69	194.9	189.6	476.1	335.5	148.3	309.0
<b>August</b>	192.0	26.83	204.3	199.0	495.8	356.4	156.9	319.7
<b>September</b>	187.2	26.74	188.4	183.0	457.8	339.1	145.9	293.9
<b>October</b>	200.8	27.40	189.6	183.8	459.3	334.8	141.4	299.0
<b>November</b>	190.7	27.32	171.9	165.9	421.3	365.8	156.7	246.7
<b>December</b>	188.2	28.02	165.2	158.8	402.6	331.1	140.2	245.3
<b>Year</b>	<b>2031.3</b>	<b>27.14</b>	<b>2015.0</b>	<b>1950.8</b>	<b>4926.6</b>	<b>4118.2</b>	<b>1729.1</b>	<b>2991.2</b>
<b>Legends:</b>	GlobHor	Horizontal global irradiation		EArray	Effective energy at the output of the array			
	T Amb	Ambient Temperature		E Load	Energy need of the user (Load)			
	GlobInc	Global incident in coll. plane		E User	Energy supplied to the user			
	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		E_Grid	Energy injected into grid			

### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** Residência Fortaleza  
**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	17°	azimuth	-30°
PV modules	Model	KC 120	Pnom	120 Wp
PV Array	Nb. of modules	25	Pnom total	<b>3000 Wp</b>
Inverter	Model	IG Plus A 3.0-1-277	Pnom	3000 W ac
User's needs	monthly values		global	4118 kWh/year

#### Loss diagram over the whole year





## DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UM USINA SOLAR - 30MWP (CARACTERÍSTICAS GERAIS)

- Área total destinada ao Projeto: 22 ha
- Potência Nominal por etapa: 30 MWp
- Potência do painel fotovoltaico: 250 Wp
- Fabricante do módulo solar: Yingli
- Modelo de painel fotovoltaico: YL250C-29b
- Tecnologia: Policristalino
- Inversores: IngeconSun
- Modelo do inversor: 500LT

O dimensionamento do sistema fotovoltaico, no caso, a usina de 30MWp é feito de forma modular, fazendo uso do painel fotovoltaico do fabricante Yingli de 250 W e do inversor IngeconSun, onde a unidade básica da Usina Solar é composta por um conjunto de 20 painéis de 250 W ligados em série, conforme esquema demonstrativo a seguir.

### Unidade Básica

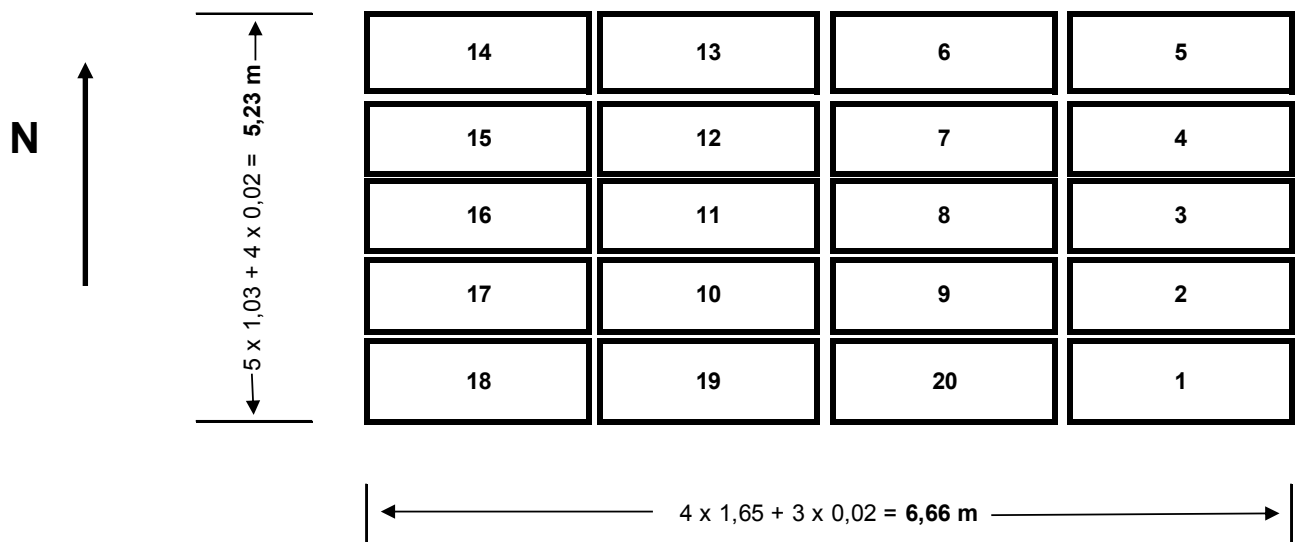


Figura 27. Estrutura Modular utilizada na Central.

Esta unidade básica, por sua vez, será agrupada em conjuntos de 100 unidades em paralelo de forma a produzir conjuntos de 500 kWp.

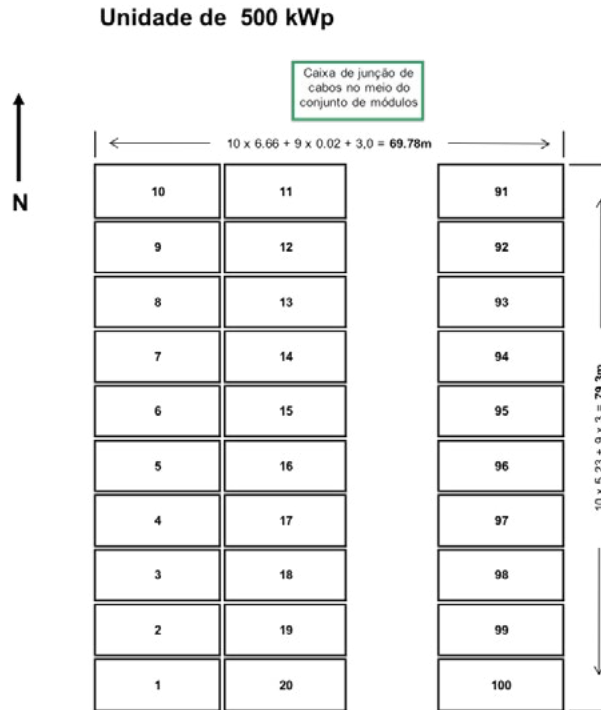


Figura 28. Agrupamento das estruturas modulares para se obter 500 kWp.

Cada conjunto de 500 kWp será agrupado em conjuntos de 2 unidades conectadas em paralelo formando um grupo de 1,0 MWp de potência, conforme apresentado ao lado.

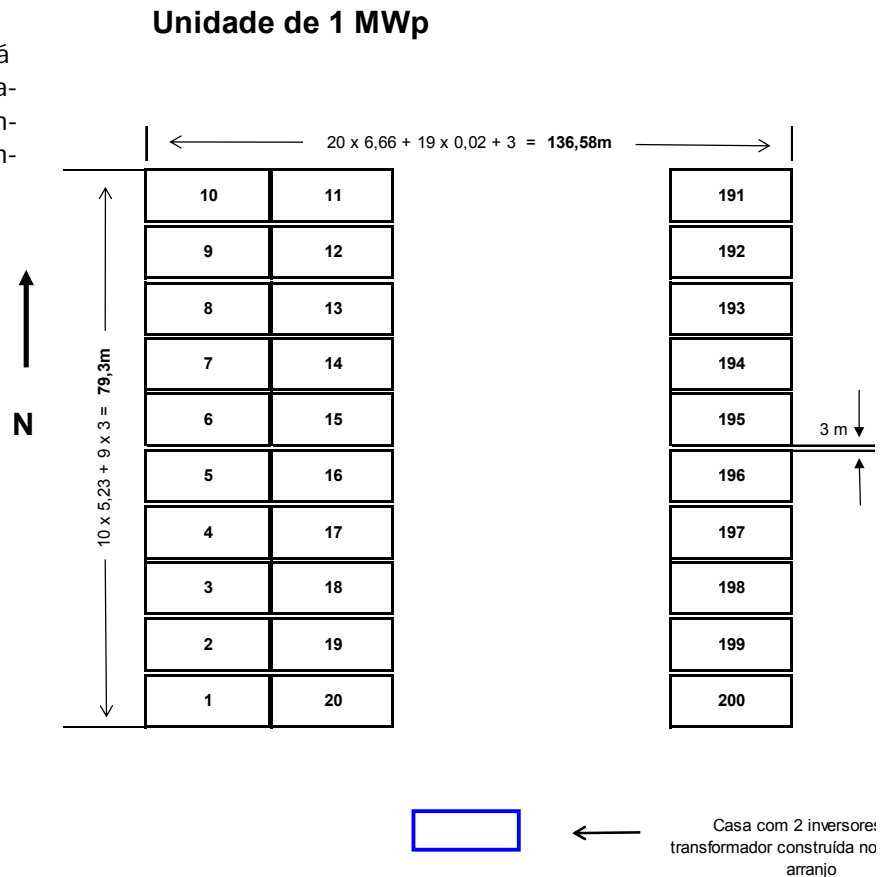


Figura 29. Agrupamento para se obter 1,0 MW.

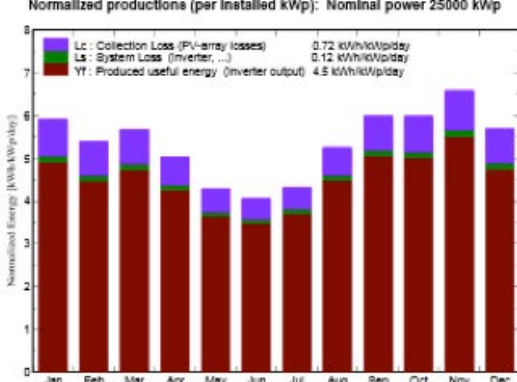
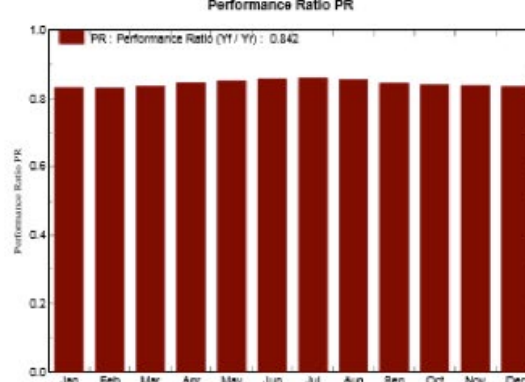
Tipo	Detalhe	Quantidade de painéis fotovoltaicos
Estrutura modular	-	20
Módulo de 500,00 kWp	100 estruturas modulares	2000
Módulo de 1,0 MWp	2 módulos de 500 kWp	4000
Central Geradora de 30,0 MWp	30 módulos de 1,0 MWp	120.000

Tabela 8. Quantidade de módulos FV em acordo com capacidade nominal.

Finalmente os grupos de 1,0 MWp serão agrupados em paralelo de forma a produzir a potência nominal desejada de 30,0 MWp que compõe a Usina Solar

Com o uso do PVsyst tem-se a estimativa de produção de energia elétrica oriunda dessa usina de 30MWp considerando a mesma, apenas a título de exemplo, sendo instalada em Petrolina. Abaixo relatório da simulação realizada.

PVSYST V6.47		13/09/16		Page 1/3																			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>																							
<b>Project :</b> <b>Grid-Connected Project at Petrolina</b>																							
<b>Geographical Site</b>		<b>Petrolina</b>		<b>Country</b> <b>Brazil</b>																			
<b>Situation</b>		Latitude   9.4°S		Longitude   40.5°W																			
Time defined as		Legal Time   Time zone UT-3		Altitude   377 m																			
		Albedo   0.20																					
<b>Meteo data:</b>		<b>Petrolina</b>		MeteoNorm 7.1 - Synthetic																			
<b>Simulation variant :</b> <b>New simulation variant</b>																							
		Simulation date		13/09/16 23h41																			
<b>Simulation parameters</b>																							
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt   0°		Azimuth   0°																			
<b>Models used</b>		Transposition   Perez		Diffuse   Perez, Meteonorm																			
<b>Horizon</b>		Free Horizon																					
<b>Near Shadings</b>		No Shadings																					
<b>PV Array Characteristics</b>																							
<b>PV module</b>		Si-poly   Model <b>YL250P-29b</b>																					
Original PVsyst database		Manufacturer   Yingli Solar																					
Number of PV modules		In series   20 modules		In parallel   5000 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules   100000		Unit Nom. Power   250 Wp																			
Array global power		Nominal (STC) <b>25000 kWp</b>		At operating cond.   21250 kWp (60°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp   513 V		I mpp   41391 A																			
Total area		Module area <b>162360 m²</b>		Cell area   145980 m²																			
<b>Inverter</b>																							
Original PVsyst database		Model <b>Ingecon Sun 500 TL U X208 Indoor</b>																					
Characteristics		Manufacturer   Ingeteam																					
		Operating Voltage   350-820 V		Unit Nom. Power   500 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters   47 units		Total Power   23500 kWac																			
<b>PV Array loss factors</b>																							
Thermal Loss factor		Uc (const)   29.0 W/m²K		Uv (wind)   0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res.   0.22 mOhm		Loss Fraction   1.5 % at STC																			
LID - Light Induced Degradation				Loss Fraction   1.3 %																			
Module Quality Loss				Loss Fraction   -0.8 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction   1.0 % at MPP																			
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>20°</td> <td>40°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>80°</td> <td>85°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.96</td> <td>0.88</td> <td>0.80</td> <td>0.67</td> <td>0.43</td> <td>0.00</td> </tr> </table>				0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°	1.00	1.00	1.00	0.96	0.88	0.80	0.67	0.43	0.00
0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°															
1.00	1.00	1.00	0.96	0.88	0.80	0.67	0.43	0.00															
<b>User's needs :</b>		Unlimited load (grid)																					

PVSYST V6.47		13/09/16	Page 2/3					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>		<b>Grid-Connected Project at Petrolina</b>						
<b>Simulation variant :</b>		<b>New simulation variant</b>						
<b>Main system parameters</b>		System type <b>Grid-Connected</b>						
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth 0°					
PV modules	Model	YL250P-29b	Pnom 250 Wp					
PV Array	Nb. of modules	100000	Pnom total <b>25000 kWp</b>					
Inverter	Ingecon Sun	500 TL U X208 Indoor	Pnom 500 kW ac					
Inverter pack	Nb. of units	47.0	Pnom total <b>23500 kW ac</b>					
User's needs	Unlimited load (grid)							
<b>Main simulation results</b>		Produced Energy <b>41080 MWh/year</b> Specific prod. <b>1643 kWh/kWp/year</b>						
System Production		Performance Ratio PR <b>84.22 %</b>						
<p>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 25000 kWp</p> 		<p>Performance Ratio PR</p> 						
<b>New simulation variant</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	183.4	25.44	183.4	177.3	3918	3812	13.16	12.80
February	150.9	25.56	150.9	146.0	3221	3134	13.15	12.79
March	175.7	25.41	175.7	170.3	3770	3668	13.22	12.86
April	151.0	24.45	151.0	145.8	3279	3193	13.38	13.02
May	132.6	23.65	132.6	127.6	2897	2821	13.46	13.10
June	121.8	22.47	121.8	117.2	2680	2610	13.55	13.20
July	133.9	22.39	133.9	129.3	2953	2876	13.58	13.23
August	162.8	22.29	162.8	157.4	3572	3477	13.51	13.15
September	179.6	22.89	179.6	174.4	3895	3769	13.36	12.99
October	185.4	24.12	185.4	179.9	3997	3889	13.28	12.92
November	197.4	24.57	197.4	191.9	4245	4130	13.24	12.88
December	176.6	25.32	176.6	171.5	3784	3682	13.20	12.84
Year	1951.1	24.04	1951.1	1888.6	42210	41080	13.32	12.97
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			

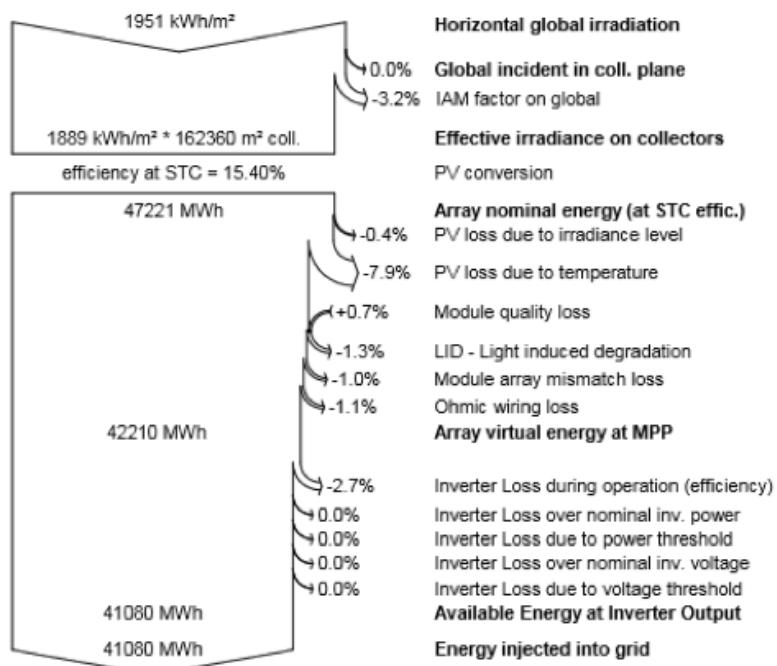


### Grid-Connected System: Loss diagram

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

<b>Main system parameters</b>	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	0°	azimuth	0°
PV modules	Model	YL250P-29b	Pnom	250 Wp
PV Array	Nb. of modules	100000	Pnom total	<b>25000 kWp</b>
Inverter	Ingecon Sun 500 TL U X208 Indoor		Pnom	500 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	47.0	Pnom total	<b>23500 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)			

#### Loss diagram over the whole year







## PARCEIROS DA INICIATIVA PROFISSIONAIS PARA ENERGIAS DO FUTURO



Por meio da:

