



**Universidade Federal de Santa Maria – UFSM  
Educação a Distância da UFSM – EAD  
Universidade Aberta do Brasil – UAB**

**Curso de Pós-Graduação em Eficiência Energética Aplicada aos  
Processos Produtivos**

**Polo: Camargo**

**ESTUDO DE VIABILIDADE PARA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA  
FOTOVOLTAICO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM APLICAÇÃO  
EM GALPÕES INDUSTRIAIS**

NOGUEIRA, Ricardo Urgel<sup>1</sup>

DOS SANTOS, Ísis Portolan<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Pós-graduando do Curso de Eficiência Energética Aplicada aos Processos Produtivos. Universidade de Santa Maria, Santa Maria, RS

<sup>2</sup> Doutora em Engenharia Civil. Professora Orientadora. Universidade de Santa Maria, Santa Maria, RS

**RESUMO:**

O Setor Industrial tem como desafio o aumento da produção com menor custo operacional de forma a manter-se no mercado competitivamente. Cada vez mais se torna essencial o investimento em tecnologias que proporcionem eficiência nos processos tanto de ponto de vista da qualidade, produtividade e fundamentalmente na redução do consumo energético ou das perdas envolvidas. Um dos principais custos de produção refere-se ao consumo de energia elétrica que vem crescendo em função do aquecimento econômico e fruto da melhoria na qualidade de vida, porém aspectos negativos são causados, como o esgotamento dos recursos energéticos e a necessidade de expansão do Setor Elétrico para atender a demanda de energia. Portanto, torna-se importante a aplicação de fontes renováveis na matriz energética atual contribuindo assim com menor impacto no fornecimento de energia pelo Setor Elétrico. A proposta deste trabalho é verificar a viabilidade técnica e econômica na implantação de um sistema solar fotovoltaico integrado em galpões, devido as grandes áreas de cobertura e fachadas disponíveis deste tipo de construção, além de avaliar a interligação do sistema solar fotovoltaico com a rede elétrica local. Pretende-se comparar as eficiências de alguns modelos de painéis e calcular a estimativa de redução de consumo de energia elétrica na edificação estudada. Alguns fatores também devem ser analisados para a seleção da tecnologia a ser utilizada, tais como, aspectos construtivos, potencial de geração fotovoltaica, custo de instalação, vida útil e outras implicações técnicas e normativas.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos, Geração Distribuída, Galpões.

**ABSTRACT:**

The Industrial Sector is challenged to increase production to lower operating costs in order to keep the market competitively. Increasingly becomes essential investment in technologies that provide both process efficiency point of view of quality, productivity and ultimately in reducing energy consumption or losses involved. One of the main

costs of production refers to electricity consumption has been growing due to the economic boom and the result of improvements in quality of life, but negatives are caused, as the depletion of energy resources and the need for expansion of the Sector electricity to meet the energy demand. Therefore, it becomes important to use renewable energy sources in the current matrix so with less impact on the power supply by Power Sector contributing. The purpose of this study is to assess the technical and economic viability in the implementation of an integrated photovoltaic system in warehouses, because the coverage of large areas and facades available this type of construction, and to evaluate the interconnection of the solar photovoltaic system with the local power grid. The aim is to compare the efficiencies of some models of panels and calculate an estimated reduction of energy consumption in the building studied. Some factors should also be analyzed for selecting the technology to be used, such as constructive aspects, potential for photovoltaic generation, installation cost, useful life and other technical and normative implications.

**Keywords:** Photovoltaic Systems, Distributed Generation, Sheds.

## 1 INTRODUÇÃO

A aplicação de sistemas fotovoltaicos ainda é pouco difundida nos complexos industriais, principalmente no Brasil. As edificações no setor, com predominância de galpões, sejam eles diretamente ligados à manufatura dos produtos industriais, para fins de armazenamento ou ainda de uso administrativo, possuem em função das suas características, grandes áreas de cobertura e de fachada, tendo este tipo de construção um grande potencial para a utilização dos painéis fotovoltaicos integrados à arquitetura. Pretende-se, portanto, realizar um estudo de caso de um galpão existente como modelo, avaliando todas as implicações construtivas, a conexão com o sistema elétrico, custos, tempo de retorno do capital investido e outras questões pertinentes com a intenção de verificar a viabilidade técnica e econômica desta implantação.

No Brasil o desenvolvimento da área de tecnologia fotovoltaica é um tanto tímida,

diferentemente no que se vê em países como Alemanha, China, Espanha e Itália onde há uma política forte de incentivos da utilização das fontes renováveis em todos os segmentos. Na Alemanha, a integração de películas e vidros fotovoltaicos em fachadas e coberturas já vem sendo adotados. Em Moers, próxima a cidade de Duisburg, uma indústria de reciclagem de materiais de construção Riedel Recycling, instalou em um galpão 11.000 módulos de células fotovoltaicas, revestindo uma cobertura de 9.500 m<sup>2</sup> com filme de CdTe (Telureto de Cádmio) com uma potência instalada de 837 kWp (SUPSI, 2014). Na Figura 1 mostra esta instalação.

A empresa proprietária do sistema considera que apesar dos custos envolvidos na aquisição dos equipamentos, instalação e manutenção, os seguintes ganhos foram auferidos:

- Remuneração da energia elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico;
- Menor dependência do sistema elétrico da concessionária;
- Emissões evitadas de CO<sub>2</sub> pela não utilização de energia elétrica produzida nas termelétricas;
- Substituição de telhas de amianto existentes, material nocivo ao meio ambiente e a saúde das pessoas que a manipulam;
- Os módulos na cobertura proporcionaram uma estética atraente à edificação e está sendo utilizada como referência na aplicação da tecnologia integrada a construção;
- A técnica proporcionou uma melhor utilização da iluminação natural no interior do galpão;





Figura 1 – Aplicação de células fotovoltaicas em galpão. (Fonte: <http://www.bipv.ch/index.php/en/industrial-s-en/item/596-riede>)

Percebe-se no Brasil, um campo fértil para adoção da geração FV em função das grandes áreas disponíveis dos parques industriais, sujeitas às menores perdas por sombreamento devido o distanciamento de edifícios verticais e outras elevações dos centros urbanos, flexibilidade da interligação do sistema FV ao sistema elétrico local e principalmente pelos índices de irradiância no país bem superiores a Europa, aonde já se vem adotando com eficiência.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Energia Fotovoltaica

A utilização da energia solar é fruto de várias pesquisas há muitos anos. No século XIX, surgiram os primeiros estudos do efeito fotovoltaico pelo cientista francês Edmond Becquerel (1820-1891) que demonstrou a conversão da energia solar em elétrica ao observar que a exposição à luz de eletrodos de platina ou de prata resultava no surgimento de uma tensão elétrica entre estes.

O efeito fotovoltaico acontece quando os elétrons absorvem a energia dos fótons rompendo a banda de valência<sup>3</sup> e entrando na banda de condução<sup>4</sup>, onde terão a

---

<sup>3</sup> Banda de Valência: Banda de energia formada ocupada por elétrons semilivres, nesta banda que se acumulam as lacunas eletrônicas.

<sup>4</sup> Banda de condução: Banda de energia ocupada por elétrons livres onde se dá a condução elétrica.

liberdade de interagir eletronicamente com a sua vizinhança, provocando o deslocamento de cargas e originando desta forma a corrente elétrica. (CORDELLA, 2014)

O dispositivo elétrico capaz de converter a luz diretamente em energia elétrica é denominada célula fotovoltaica. Esta conversão se dá pela excitação dos elétrons causada pela absorção de energia dos fótons que incidem em determinada área da placa fotovoltaica.

A célula fotovoltaica é constituída de junções P-N, que são camadas de cristais puros onde são inseridos materiais dopantes do tipo positivo (P) e negativo (N), estabelecendo um campo elétrico que define a direção do fluxo de elétrons estimulados pela energia luminosa. Na Figura 2 temos a constituição das junções de uma célula fotovoltaica.

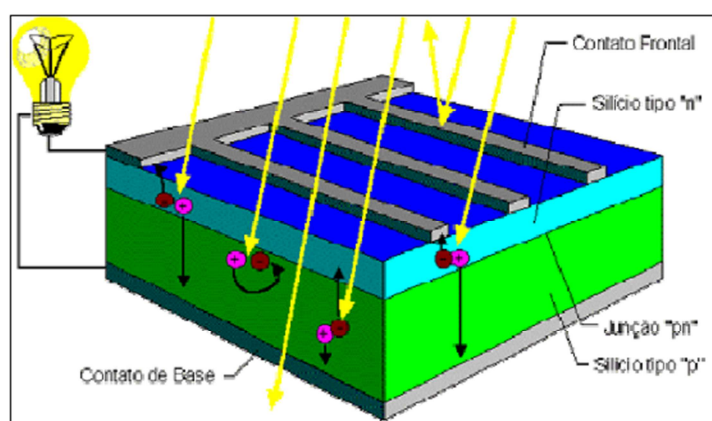


Figura 2 – Representação esquemática de uma célula fotovoltaica (Fonte: CRESESB, 2004).

A associação destas células solares constitui o módulo fotovoltaico, que por sua vez, as composições destes módulos são conhecidas como painéis ou placas solares. De acordo com o projeto do módulo fotovoltaico, este fornecerá tensão e corrente específica para alimentar uma determinada carga elétrica ou para alimentar a rede elétrica convencional.

## 1.2 Contexto Atual da Produção de Energia Fotovoltaica

A produção mundial de energia solar estimada está na ordem dos 139 GWp

(REN21, 2014), sendo destes, 98% conectados a rede. Pela primeira vez, dentre as fontes de energia, a de origem solar foi a que teve o maior crescimento na capacidade adicional da matriz energética mundial, que qualquer outra tecnologia para geração elétrica, representando, por exemplo, a 47% da nova capacidade elétrica da União Europeia. Mais de 25% desta capacidade correspondem as usinas solares construídas na Espanha, Alemanha e Estados Unidos, e estão espalhando por outros países. A figura 3 mostra a evolução da energia fotovoltaica de 1995-2011 e na figura 4 apresenta-se a geração per capita no mundo.

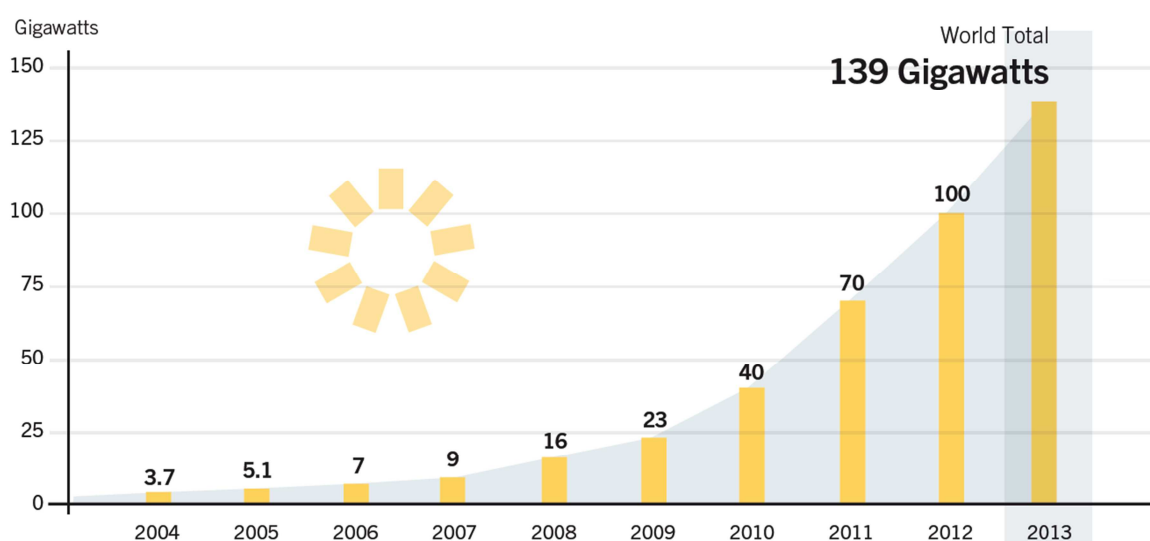


Figura 3 – Capacidade Mundial da Geração de Energia Solar FV. (Fonte: Renewable Energy Policy Network – REN21, 2014)

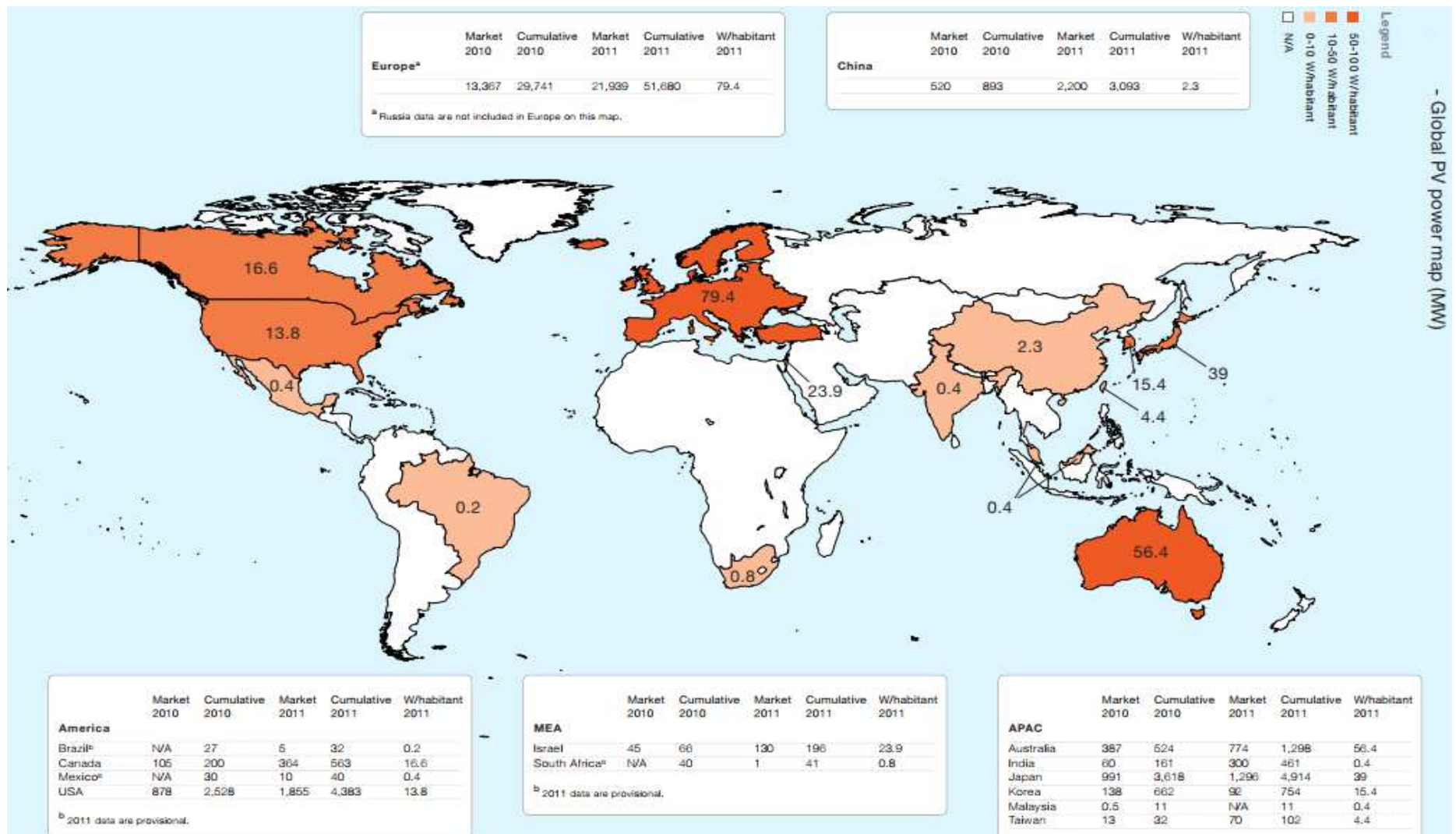


Figura 4 – Produção de Energia FV per capita mundial (W/habitante). (Fonte: European Photovoltaic Industry Association - EPIA, 2015).

Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica, (ANEEL, 2014), o Brasil possui somente 108 mini e microgeradores de energia solar, com potência total instalada de 9.355,46 kW, reflexo ainda do custo elevado de instalação e das taxas cobradas dos estados brasileiros sobre a geração de energia elétrica distribuída. Contudo, avanço na política de incentivos vem ocorrendo como a promulgação da Lei Estadual nº 20.824 de 31/07/13 do estado de Minas Gerais, artigos 77 e 78, (Governo do Estado de Minas Gerais, 2013) que prevê isenção de ICMS para materiais utilizados nas obras civis na geração elétrica através da energia solar e no fornecimento de energia elétrica produzida por usinas solares, um passo importante no incentivo às fontes renováveis, porém ainda infelizmente não extensiva a mini e microgeradores.

### **1.3 Características Sistemas Fotovoltaicos.**

#### **1.3.1 Células Fotovoltaicas de Silício Policristalino (p-Si)**

As células de silício policristalino possuem um baixo custo de produção por utilizarem menos energia na sua fabricação, contudo seu rendimento na conversão de energia elétrica (comercialmente entre 12% e 14%, sendo nas condições de laboratório em torno de 18%) é inferior comparando-se com as células de silício monocristalino (m-Si). A redução do rendimento elétrico é causada pela imperfeição do cristal, devido ao sistema de fabricação (GHENSEV, 2006). O processo de purificação do silício para a produção das células p-Si é semelhante ao processo na obtenção do m-Si, o que permite obtenção de níveis de eficiência compatíveis. As formas de preparação são por corte de lingotes, fitas ou por deposição de substrato em filme, através de processos de vaporização ou de imersão. A depender da técnica de fabricação os cristais possuirão características particulares, variando o tamanho, morfologia e concentração de impurezas (BRITO, 2004).

#### **1.3.2 Células Fotovoltaicas de Silício Monocristalino**

As células de silício monocristalino juntamente com as de silício policristalino são as tecnologias mais largamente utilizadas como conversor direto de energia solar em eletricidade e a sua fabricação é um processo básico muito bem constituído.

A fabricação da célula de silício começa com a extração do cristal de dióxido de silício. Este material é desoxidado em grandes fornos, purificado e solidificado. Este processo atinge um grau de pureza em 98 e 99% o que é razoavelmente eficiente

sob o ponto de vista energético e custo. Este silício para funcionar como células fotovoltaicas necessita de outros dispositivos semicondutores e de um grau de pureza maior devendo chegar na faixa de 99,9999% (KAZMERSKI, 1999).

Para se utilizar o silício na indústria eletrônica além do alto grau de pureza, o material deve ter a estrutura monocristalina e baixa densidade de defeitos na rede. O processo mais utilizado para se chegar as qualificações desejadas é chamado “processo Czochralski”. O silício é fundido juntamente com uma pequena quantidade de dopante, normalmente o boro que é do tipo p. Com um fragmento do cristal devidamente orientada e sob rígido controle de temperatura, vai-se extraindo do material fundido um grande cilindro de silício monocristalino levemente dopado. Este cilindro obtido é cortado em fatias finas de aproximadamente 300  $\mu\text{m}$  (GHENSEV, 2006). Após o corte e limpeza de impurezas das fatias, devem-se introduzir impurezas do tipo N de forma a obter a junção. Este processo é feito através da difusão controlada onde as fatias de silício são expostas a vapor de fósforo em um forno onde a temperatura varia entre 800 a 1000  $^{\circ}\text{C}$ . Dentro da gama de células fotovoltaicas que utilizam o silício como material base, as m-Si são, em geral, as que apresentam as maiores eficiências. Um painel solar que use estas células solares obtidas com o processo descrito atinge uma eficiência de até 15% podendo chegar em 18% em células feitas em laboratórios (BRITO, 2004).

### 1.3.3 Células Fotovoltaicas de Silício Amorfo (a-Si)

As células a-Si são as que apresentam o custo mais reduzido, mas em contrapartida o seu rendimento elétrico é também inferior em relação as demais que utilizam cristais de silício (aproximadamente 8% a 10%, ou 13% em laboratório) (GHENSEV, 2006).

As células a-Si são películas muito finas, o que permite em função das características diferenciadas serem integradas nas edificações (BIPV – Build Integrated Photovoltaics). A sua flexibilidade, leveza, transparência, variedade de cores, constitui em um material de versátil aplicação, além do aproveitamento energético.

Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos. A utilização de silício amorfo para uso em fotocélulas tem mostrado grandes vantagens tanto nas propriedades elétricas quanto no processo de fabricação. Por apresentar uma absorção da radiação solar na faixa do visível e podendo ser fabricado mediante deposição de



diversos tipos de substratos, o silício amorfo vem se mostrando uma forte tecnologia para sistemas fotovoltaicos de baixo custo. Mesmo apresentando um custo reduzido na produção, o uso de silício amorfo apresenta duas desvantagens: a primeira é a baixa eficiência de conversão comparada às células mono e policristalinas de silício; em segundo, as células são afetadas por um processo de degradação logo nos primeiros meses de operação, reduzindo assim a eficiência ao longo da vida útil. Por outro lado, o silício amorfo apresenta vantagens que compensam as deficiências acima citadas, são elas: processo de fabricação relativamente simples e barato; possibilidade de fabricação de células com grandes áreas; baixo consumo de energia na produção. (BRITO, 2004)



Figura 5 – Células Fotovoltaicas. Da esquerda para a direita, Silício: Monocristalino, Policristalino e Amorfo. (Fonte: [http://processo-industrial.blogspot.com.br/2014\\_01\\_01\\_archive.html](http://processo-industrial.blogspot.com.br/2014_01_01_archive.html))

#### 1.3.4 Efeito da irradiância nos módulos FV

Conforme definição, irradiância solar é a “Potência radiante (radiação solar) incidente por unidade de superfície sobre um dado plano.” (CEPEL, 2014).

A irradiância solar incidente afeta o desempenho dos módulos fotovoltaicos, variando linearmente o valor da corrente gerada. A expressão abaixo indica esta dependência e a figura 6 apresenta este efeito na curva tensão e corrente (VI).

$$I_{sc} = [I_{sc}(stc) \times G] / 1000 \quad (1)$$

Onde:

$I_{sc} (A)$  – corrente de curto-circuito do módulo, para irradiância  $G$  e uma temperatura de  $25^{\circ} C$ ;

$I_{sc_{stc}}$  (A) – corrente de curto-circuito do módulo nas condições padrões de ensaio STC<sup>5</sup>;  
 $G$  (W/m<sup>2</sup>) – irradiância incidente sobre o módulo;  
1000 (W/m<sup>2</sup>) – irradiância STC.

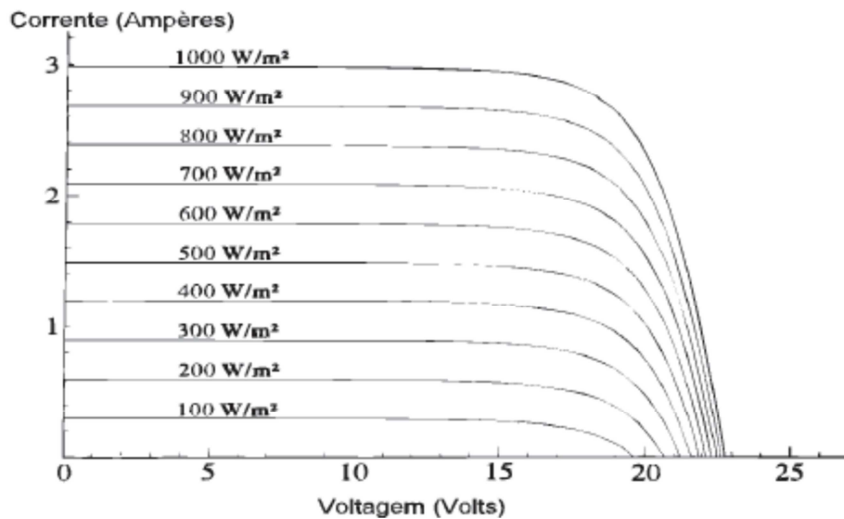


Figura 6 - Efeito da Irradiância no módulo FV (Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014).

#### 1.3.5. Curva Tensão x Corrente - VI

Para determinar a curva Tensão x Corrente deve ser observadas as condições de irradiância e temperatura no módulo fotovoltaico.

Dois valores importantes para este levantamento são a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. (Fonte: Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Petrobras, 2013.)

<sup>5</sup> STC: Sigla em inglês de “Standard Test Conditions”, ou seja, Condições Padrões de Ensaio, que define os valores normalizados de teste da célula fotovoltaica, considerando irradiância solar de 1.000 W/m<sup>2</sup> sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 (Espessura da massa atmosférica que a radiação solar penetra) e temperatura de 25° C.



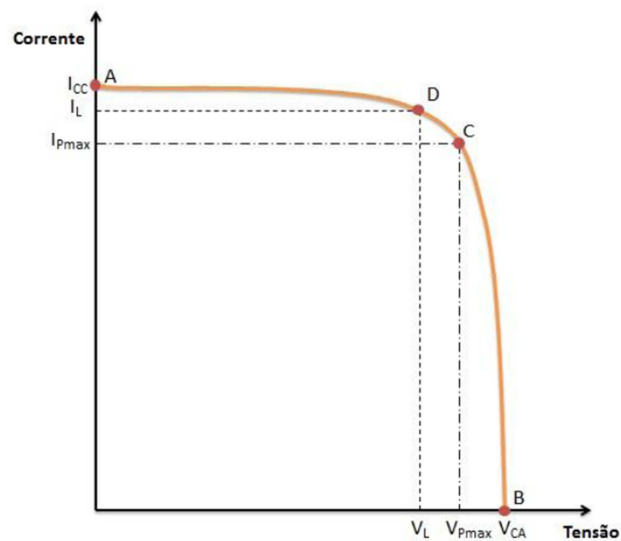


Figura 7 – Curva VI (RAMOS, 2007)

### 1.3.6 Corrente de Curto Circuito ( $I_{cc}$ )

Para medir a corrente de curto-circuito deve-se unir os terminais de saída quando o módulo FV se encontrar sob radiação, ignorando o diodo e as correntes de fuga abaixo da tensão zero entre os terminais. (Fonte: Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Petrobras, 2013.)

### 1.3.7 Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )

É a tensão máxima do sistema, é medida com o módulo sob radiação com os terminais abertos. (Fonte: Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Petrobras, 2013.)

### 1.3.8 Potência máxima ( $P_{max}$ )

É o produto da corrente máxima  $I_{Pmax}$  pela tensão máxima  $V_{Pmax}$ . (Fonte: Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Petrobras, 2013.)

$$P_{pmax} = I_{pmax} \times V_{pmax} \quad (2)$$

### 1.3.9 Corrente de carga ( $I_L$ ) e Tensão de carga ( $V_L$ )

É obtida de acordo com a variação de carga conectada ao sistema FV. Varia desde quando se tem uma impedância nula (corrente de curto-circuito) até uma impedância

finita onde se obtém a corrente nula e a tensão de circuito aberto. Com a variação da tensão em função da corrente de carga tem-se a curva VI, utilizada para o dimensionamento do sistema FV. (Fonte: Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Petrobras, 2013.)

### 1.3.10 Temperatura

A temperatura tem sua influência devido à variação do comportamento elétrico do material semiconductor. O aumento da temperatura da célula resulta em uma perda significativa de rendimento de geração de energia e como parte da energia da radiação absorvida é dissipada na forma de calor, a temperatura da célula tende a ser ainda maior que a temperatura ambiente. (Fonte: Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Petrobras, 2013.)

$$T_{célula} = T_{ar} + (NOCT - 20) \times S/80 \quad (3)$$

$T_{célula}$ , é a temperatura da célula a que se quer calcular;

$T_{ar}$  é a temperatura do ar;

$S$  é a irradiância em  $mW/cm^2$ ;

$NOCT$  - Temperatura nominal de operação da célula (dado de fabricante).

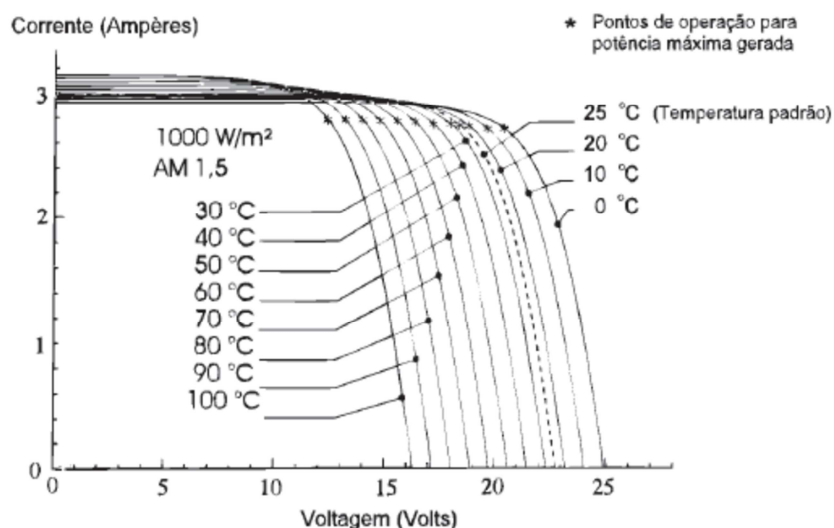


Figura 8 - Efeito da Temperatura no módulo FV (Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014).

### 1.3.11 Fator de Forma

Definido como a relação entre os retângulos formados entre os valores de potência máxima e da tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito. (Fonte: Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica, Universidade Petrobras, 2013.)

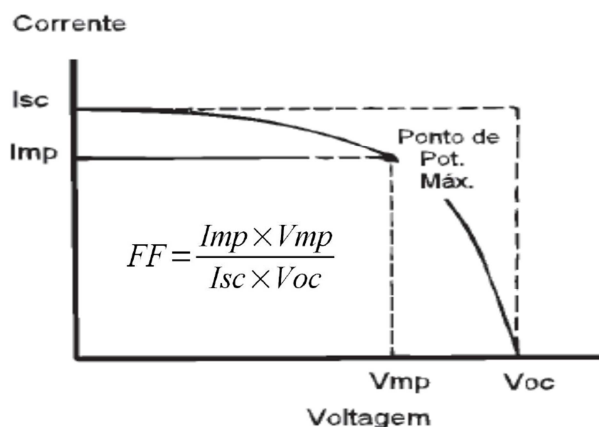


Figura 9 – Fator de Forma (Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014).

## 3 OBJETIVOS

### 3.1 Objetivo geral

Este estudo pretende, como objetivo geral, verificar a viabilidade técnica e econômica na implantação de um sistema solar fotovoltaico integrado a uma edificação industrial do tipo galpão e a sua interligação com a rede elétrica local.

### 3.2 Objetivo específico

O trabalho está estruturado com intuito de atender os seguintes objetivos específicos:

- Avaliação das normas, legislações, resoluções e outras condições técnicas aplicáveis ao objeto de estudo;
- Pesquisa de tipos de células fotovoltaicas, equipamentos e materiais utilizados disponíveis comercialmente no Brasil;

- Dimensionamento da edificação, do potencial de radiação solar e do potencial de geração fotovoltaica;
- Análise de viabilidade técnica e econômica;
- Outros itens pertinentes e intangíveis de forma trazer subsídios aos gestores na adoção da solução.

## **4 METODOLOGIA**

### **4.1 Normas e Legislações**

Para o desenvolvimento do trabalho será realizada uma pesquisa para identificação de normas, legislações e outros requisitos relacionados ao dimensionamento e instalação dos sistemas fotovoltaicos em geração distribuída, verificando as necessidades de atendimento legal dos sistemas fotovoltaicos no Brasil.

### **4.2 Análise dos tipos de módulos FV**

Pretende-se pesquisar dados técnicos de equipamentos e materiais para subsidiar o estudo de viabilidade comparando os tipos de módulos fotovoltaicos disponíveis no Brasil, inversores e outros dispositivos mais adequados para a aplicação pretendida. A análise dos módulos será através de consulta às especificações, manuais técnicos dos fabricantes e o cadastro de módulos certificados pelo INMETRO.

### **4.3 Dimensionamento Sistema FV**

O dimensionamento será através de simulação utilizando o software *PVSyst* a partir da modelagem da planta de cobertura.

Como o projeto é de uma edificação ainda a ser construída, será calculada a demanda elétrica com base no consumo estimado.

Serão avaliados três tipos de módulos, silício amorfo, policristalino e monocristalino, comparando a geração produzida de cada tecnologia, bem como custo e requisitos de instalação.

#### **4.4 Estudo de viabilidade técnica e econômica**

O estudo de viabilidade técnica e econômica será baseado nos valores adquiridos no mercado, tarifa de energia elétrica praticada, dados de consumo e energia produzida e pela vida útil dos módulos e equipamentos.

### **5 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

#### **5.1 Normas e Legislações**

Esta pesquisa visa conhecer as principais normas e legislações aplicadas aos Sistemas Fotovoltaicos com Conexão a Rede Elétrica de Distribuição. As sínteses dos seus conteúdos são descritas a seguir, porém deve-se conhecer e atender as recomendações e procedimentos em sua íntegra.

##### **5.1.1 ABNT NBR 16.149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.**

Tem como escopo o estabelecimento das recomendações e requisitos específicos para a conexão dos Sistemas FV com a rede elétrica de distribuição.

Um dos requisitos importantes para a conexão da rede é a qualidade da energia fornecida pelo Sistema FV. A norma estabelece as condições operativas do Sistema FV com relação aos parâmetros: tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência de forma garantir os padrões normativos de qualidade.

A norma também fornece informações e considerações para uma operação segura tanto para as pessoas quanto para os equipamentos na conexão com a rede elétrica.

Como requisito, o controle externo do Sistema FV deve ser por telecomando a partir da definição de protocolos de comunicação estabelecidos pela resolução normativa específica.

Outra consideração abordada pela norma é a suportabilidade as subtensões decorrentes de faltas na rede elétrica que deve ser garantida pelos equipamentos.

### **5.1.2 ABNT NBR 16.150 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.**

Esta norma especifica os procedimentos de ensaio para verificação de conformidade dos equipamentos do Sistema FV empregados na conexão a rede de distribuição elétrica com os requisitos estabelecidos na norma ABNT NBR 16149.

A norma estabelece quais os instrumentos para a medição dos requisitos de qualidade dos equipamentos do Sistema FV e suas classes de exatidão necessárias.

A norma aborda os requisitos dos equipamentos para simulações das condições de funcionamento do Sistema FV de forma analisar o atendimento aos requisitos normativos da ABNT NBR 16149.

E principalmente estabelece os procedimentos de ensaio e critérios de aceitação dos equipamentos do Sistema FV para a certificação de conformidade dos parâmetros estabelecidos por norma.

### **5.1.3 ETA-002 - Especificação Técnica da Concessionária de Energia – AMPLA – Conexão de Acessante a Rede de Distribuição com Sistema de Compensação de Energia – Geração Distribuída.**

Tem como objetivo estabelecer os requisitos para a conexão ao sistema de distribuição da concessionária de energia elétrica AMPLA, dos consumidores que façam a adesão de compensação de energia, em conformidade com as recomendações regulatórias existentes.

São apresentados os procedimentos de acesso, os critérios técnicos e operacionais, o relacionamento operacional e as condições de conexão dos consumidores na modalidade de compensação de energia.

Define também as obras e instalações necessárias de responsabilidade do acessante e da concessionária de forma garantir a segurança de pessoas, equipamentos e a continuidade operacional do sistema elétrico.

Os requisitos de qualidade da energia injetada na rede elétrica da concessionária pelo acessante são abordados em conformidade com as normas técnicas vigentes.

#### **5.1.4 NBR IEC 62116 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.**

Fornece um procedimento de ensaio para avaliação do desempenho dos inversores utilizados nos Sistemas FV conectados à rede elétrica das medidas de prevenção de ilhamento.

São definidos os instrumentos de medição e equipamentos de simulação a serem utilizados nos ensaios de desempenho dos inversores.

Também são descritos os procedimentos de ensaio, os critérios de aceitação e as informações constantes nas documentações fornecidas pelo laboratório credenciado para certificação de conformidade dos inversores dentro dos requisitos normativos.

#### **5.1.5 Resolução normativa 482 da ANEEL.**

Estabelece as condições gerais para o acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica pela microgeração e minigeração distribuída, o regramento para os acessantes que aderirem à modalidade de compensação de energia e demais procedimentos.

No capítulo I a resolução descreve as disposições gerais e define:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. (Resolução Normativa 482, ANEEL, 2012).

O capítulo II define as condições para o acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica indicando as adequações necessárias principalmente de responsabilidade das distribuidoras.

Os critérios para o sistema de compensação de energia é abordado no capítulo III determinando a forma de faturamento da energia líquida e outras providências.

A medição do balanço de energia elétrica é descrito no capítulo IV, definindo as responsabilidades perante aos custos envolvidos e as adequações necessárias.

No capítulo V estabelece as responsabilidades a danos ao sistema elétrico e o

capítulo VI as disposições finais.

#### **5.1.6 NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão.**

Norma que estabelece as condições a que devem satisfazer as instalações elétricas de baixa tensão, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens.

#### **5.1.7 NR 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade.**

Norma regulamentadora do Ministério do Trabalho e Emprego (MTE) que define os requisitos e condições mínimas, objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam com instalações elétricas e serviços de eletricidade.

#### **5.1.8 NR 35 – Trabalho em altura.**

Norma regulamentadora do MTE que define quais requisitos mínimos e as medidas preventivas para a realização de trabalho em altura, envolvendo desde o planejamento do serviço, como a organização e sua execução, com intuito de garantir a segurança e a saúde do trabalhador seja de forma direta ou indiretamente com esta atividade.

#### **5.1.9 IEC 62446:2009 – Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.**

Norma que define o mínimo de informação e documentação necessária para ser entregue ao cliente após a instalação e conexão de um sistema FV. Este padrão também descreve os testes de comissionamento, critérios mínimos de inspeção e a documentação prevista para garantir a instalação segura e correta operação do sistema. O documento também pode ser utilizado para os testes periódicos a serem realizados.

#### **5.1.10 IEC 60364-7-712:2002 – Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.**

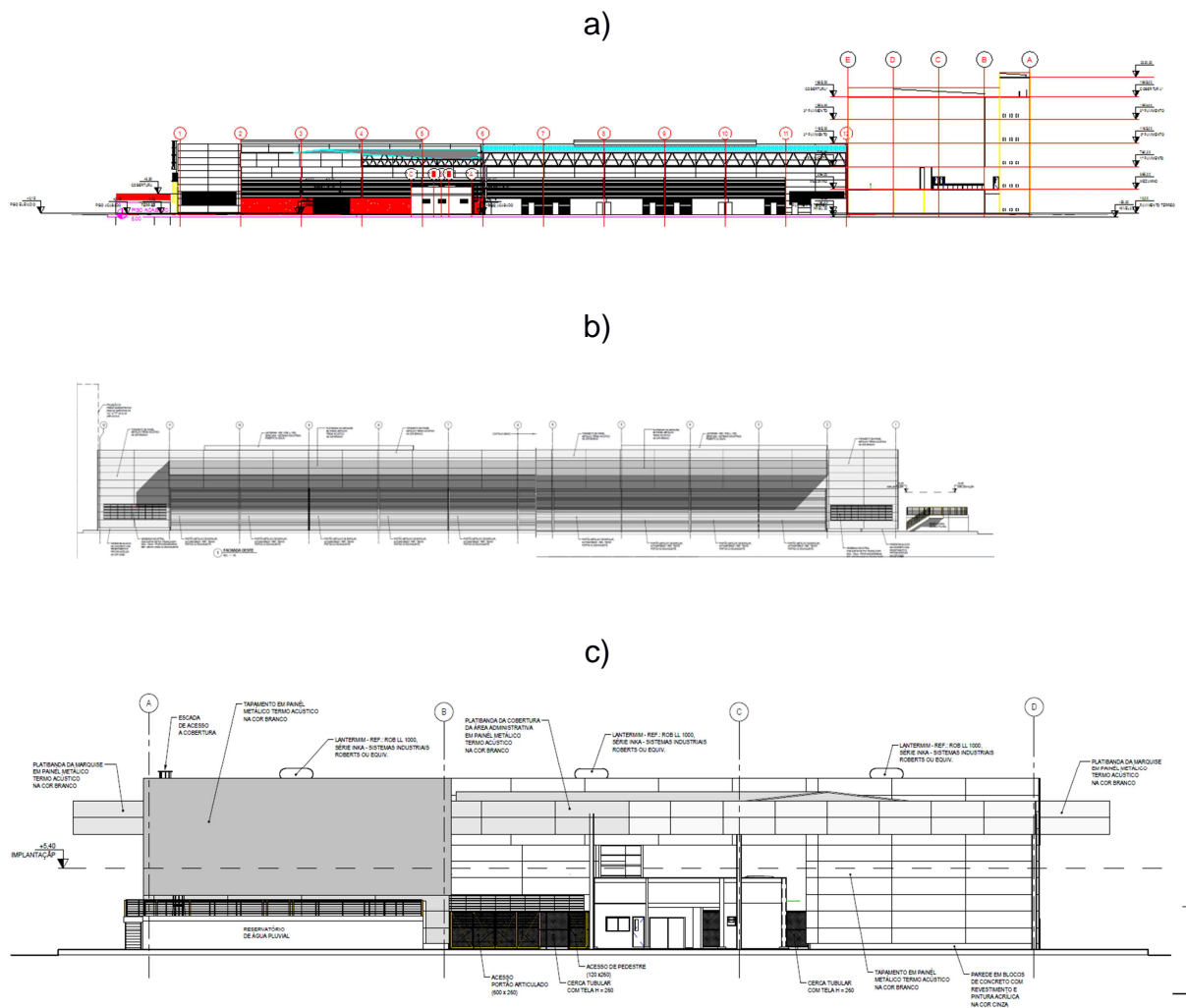
Aplica-se às instalações elétricas dos sistemas FV, incluindo sistemas com módulos

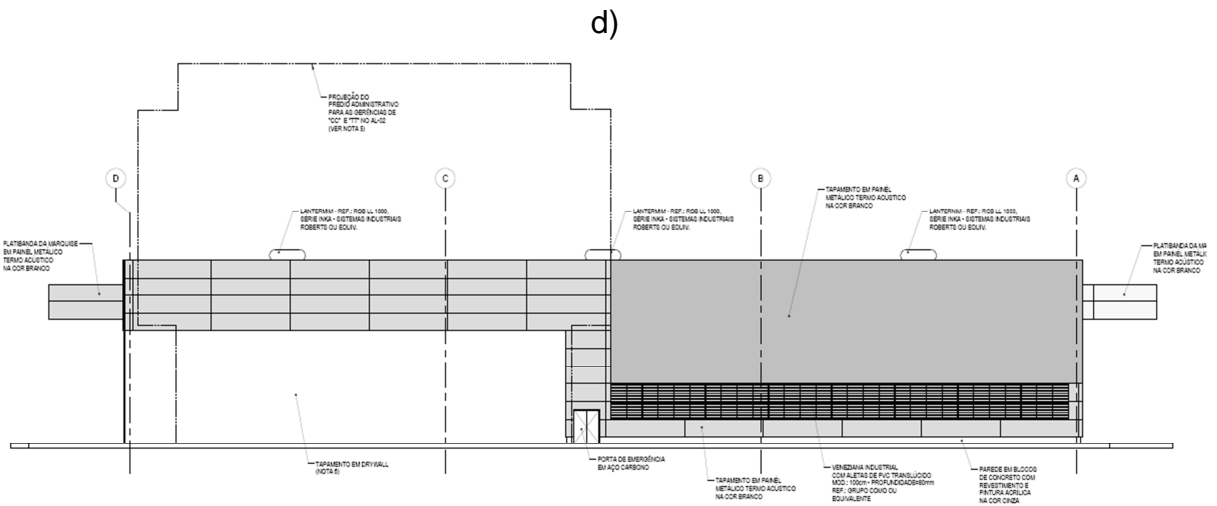


em corrente alternada.

## 5.2 Dados da edificação

Como projeto piloto para a implantação de sistemas fotovoltaicos, foi selecionado um galpão a ser construído com a finalidade de consolidação de cargas e expedição de materiais do complexo industrial localizado em uma das bases operacionais da PETROBRAS em Macaé, RJ, latitude: 22° 22' 15" e longitude: 41° 47' 13". A escolha foi devido à orientação da edificação, grande área de cobertura e fachada (figuras 10 e 11), infraestrutura disponível para interligação a rede elétrica local e pelo desenvolvimento atual do projeto executivo permitindo preparar o galpão para futura instalação dos módulos FV e equipamentos necessários.





Figuras 10 a, b, c e d – Plantas das fachadas e elevações prédio administrativo adjacente – sem escala. a) Fachada Leste, b) Fachada Oeste, c) Fachada sul e d) Fachada Norte.

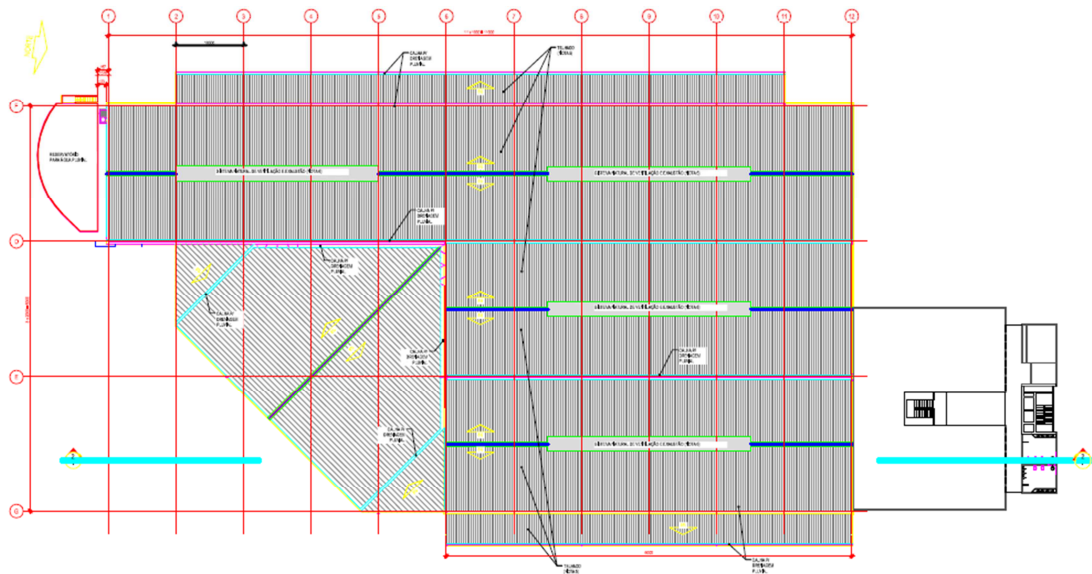


Figura 11 – Planta de cobertura – sem escala.

### Dados referentes ao galpão

Área de cobertura: 5.663,89 m<sup>2</sup>;

Áreas das fachadas: Norte – 335 m<sup>2</sup>, Sul – 335 m<sup>2</sup>, Leste – 1.165 m<sup>2</sup> e Oeste – 1.165 m<sup>2</sup>;

Inclinação telhado: 8%

Tipo de estrutura da cobertura: Estrutura metálica plana com telha termo-acústica;

Local da instalação: Macaé-RJ;

Coordenadas: 22° 22' 15" S 41° 47' 13" O.

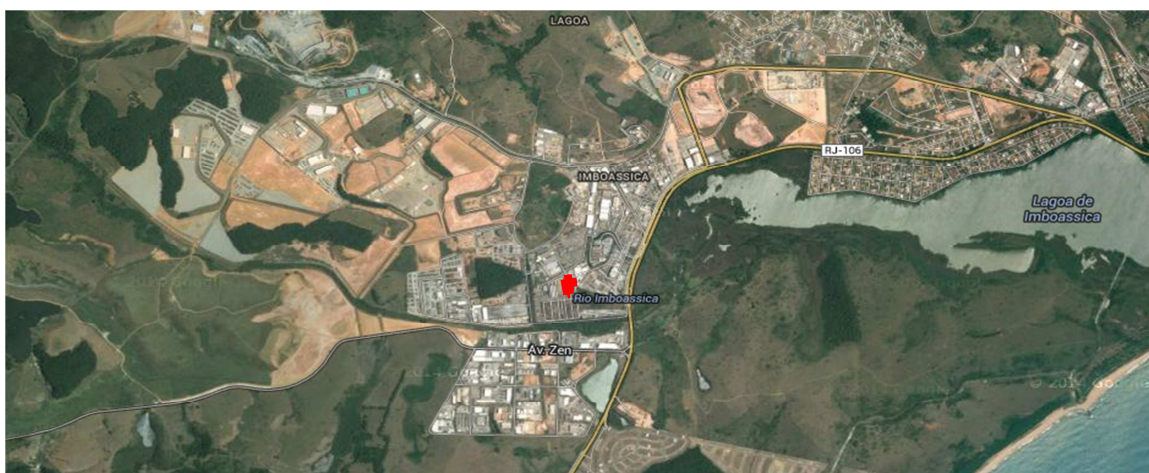


Figura 12 – Local da Instalação (Fonte: Imagem Google Maps, 2014).

### 5.3 Dados climáticos

Para melhor aproximação do comportamento real do Sistema FV nas simulações de desempenho são considerados os dados climáticos monitorados no local. Como referências serão utilizados os dados climáticos médios mensais para a cidade de Macaé fornecidos na página do Instituto de Meteorologia (INMET) conforme figura 13.

Dados climáticos - Macaé												
Meses	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Temperatura máxima média (°C)	30,7	31,7	30,5	29,0	27,2	26,1	26,3	26,8	26,8	27,5	28,2	29,6
Temperatura mínima média (°C)	22,4	22,7	22,4	21,0	18,4	17,3	17,3	17,7	18,4	19,8	20,7	21,9
Umidade relativa do ar (%)	81	80	83	83	80	78	76	77	79	81	82	83
Número de dias com chuva	15	8	14	17	12	11	9	8	10	15	17	17
Precipitação mensal total (mm)	216	113	134	142	62	40	50	33	72	133	196	176
Notas:	1. A temperatura mínima chega a 12°C nos meses de maio a julho. 2. Média dos últimos 8 anos.											
Fonte:	INMET											

Figura 13 – Dados Climáticos Macaé-RJ. (Fonte: INMET, 2014).

### 5.4 Irradiância

Os dados da irradiância global horizontal incidente<sup>6</sup> para o local de estudo pode ser encontrado em alguns sítios especializados. Um destes sítios é o programa das Nações Unidas denominado SWERA, sigla em inglês de *Solar and Wind Energy*

<sup>6</sup> Quantidade resultante da soma das irradiações solares: direta, difusa e albedo para o plano horizontal da superfície terrestre.

*Resource Assessment* (Levantamento de Recursos Energéticos Solar e Eólica) onde se tem o acesso das informações disponíveis referentes ao Atlas Brasileiro de Energia Solar, com mapas e dados solarimétricos através da indicação da latitude e longitude da localização sob pesquisa.

Desta forma como indicada na figura 14, temos o resultado da consulta com os valores médios mensais da irradiância global horizontal para o município de Macaé-RJ (Informações destacadas nos retângulos vermelhos da figura 14).

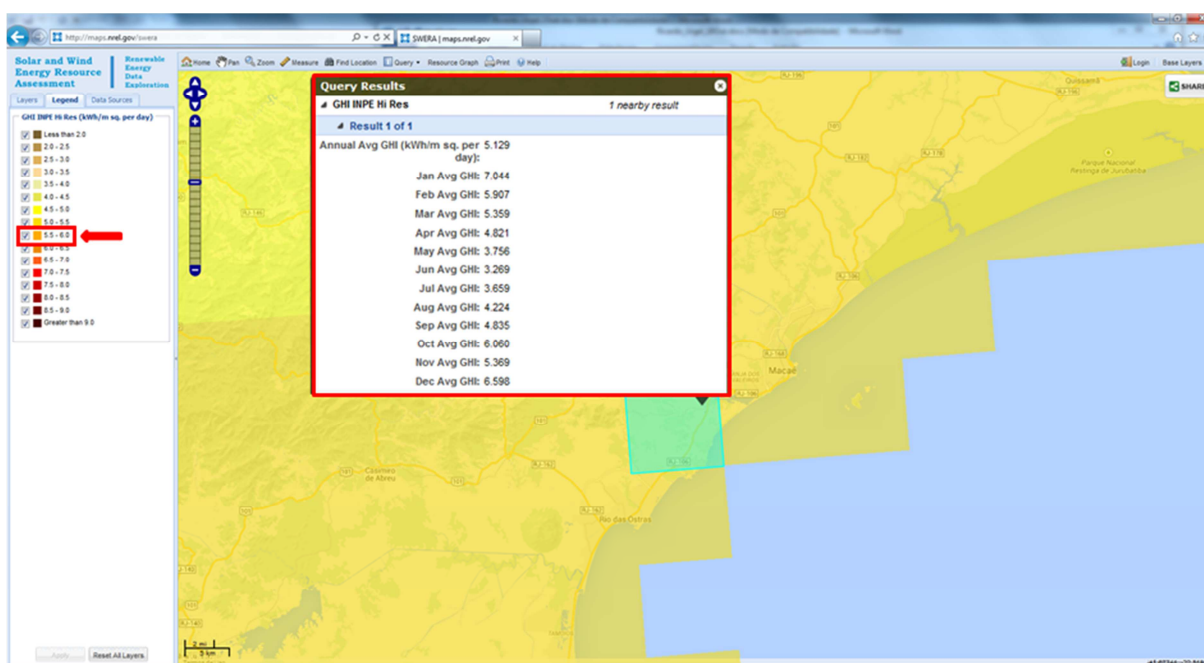


Figura 14 – Resultado pesquisa irradiância média mensal global horizontal para o município de Macaé-RJ. (SWERA, 2014)

### 5.5 Cálculo da irradiância média mensal em função das características da edificação.

Para a obtenção da radiação solar ou irradiância mensal em função das características da cobertura, inclinação e azimute do posicionamento dos módulos FV e a partir dos dados extraídos do programa SWERA da localização e informações climáticas do INMET (Figuras 15 e 16), foi utilizado o software *Radiasol* inserindo manualmente estas informações.

Entrada Manual de Dados - Alterando

Entre com os dados da localização do sistema:

Latitude: Longitude: Nome:

-22,2 41,4 Macae

Mês	Radiação*	Umidade Relativa	Temp. Máxima	Temp. Média	Temp. Mínima
Janeiro	7,04	81	30,7	26,0	22,4
Fevereiro	5,91	80	31,7	26,0	22,7
Março	5,36	83	30,5	26,0	22,4
Abril	4,82	83	29,0	25,0	21,0
Maio	3,76	80	27,2	23,0	18,4
Junho	3,27	78	26,1	22,0	17,3
Julho	3,66	76	26,3	22,0	17,3
Agosto	4,22	77	26,8	22,0	17,7
Setembro	4,84	79	26,8	22,0	18,4
Outubro	6,06	81	27,5	23,0	19,8
Novembro	5,37	82	28,2	24,0	20,7
Dezembro	6,60	83	29,6	25,0	21,9

\* Radiação em kWh/m<sup>2</sup>-dia

Figura 15 - Entrada Manual de Dados. (Fonte: Software Radasol)



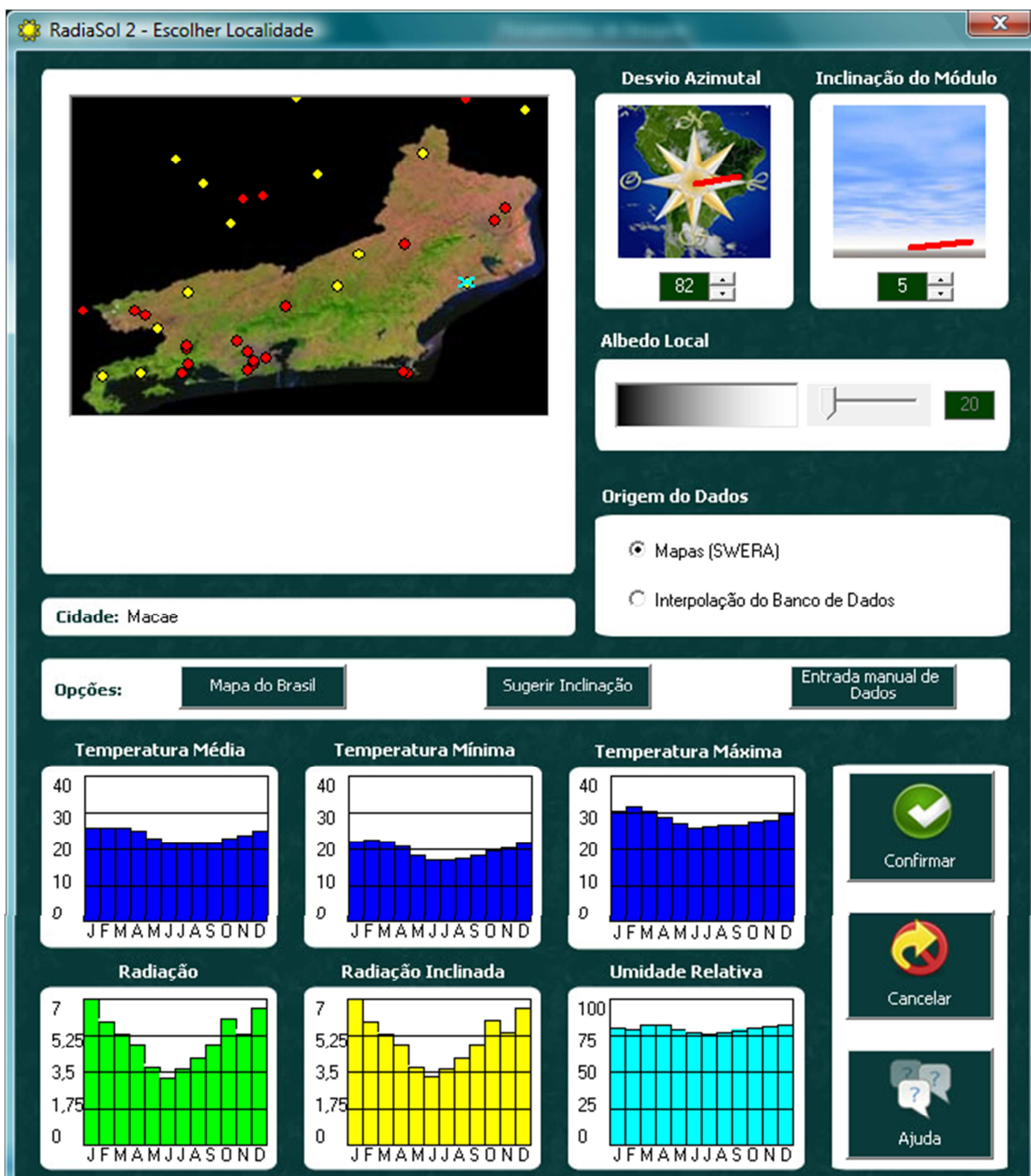


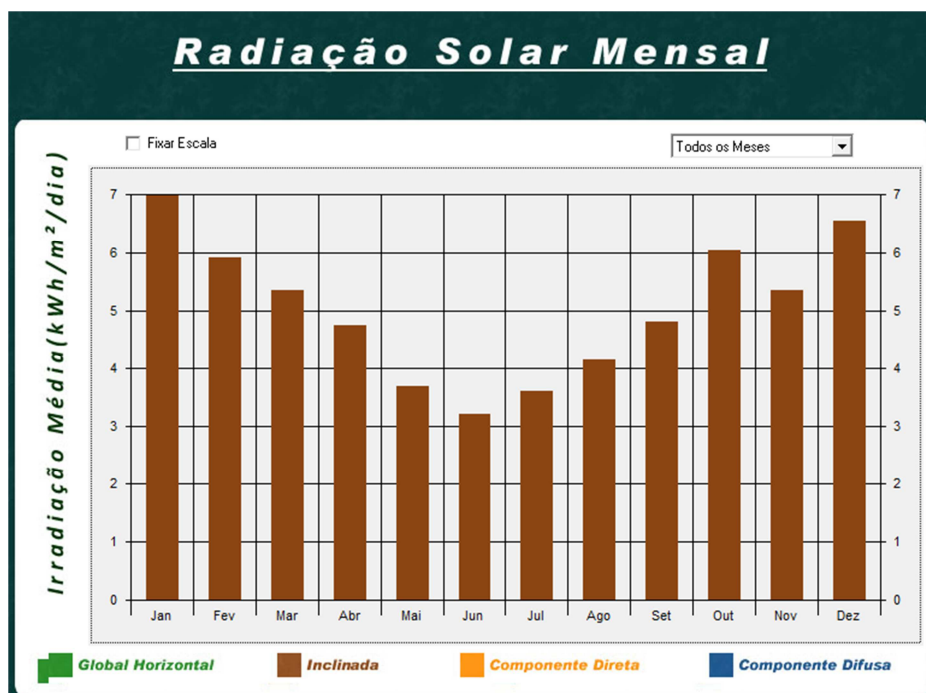
Figura 16 – Entrada de dados climáticos do local, azimute, inclinação e radiação. (Fonte: Software RadiaSol)

Como resultado temos os valores médios (Tabela 1) para a irradiação inclinada total estimada pelo software RadiaSol. Praticamente (Figura 17) as duas orientações estudadas (azimutes  $98^{\circ}$  e  $-82^{\circ}$ ) tiveram valores semelhantes.

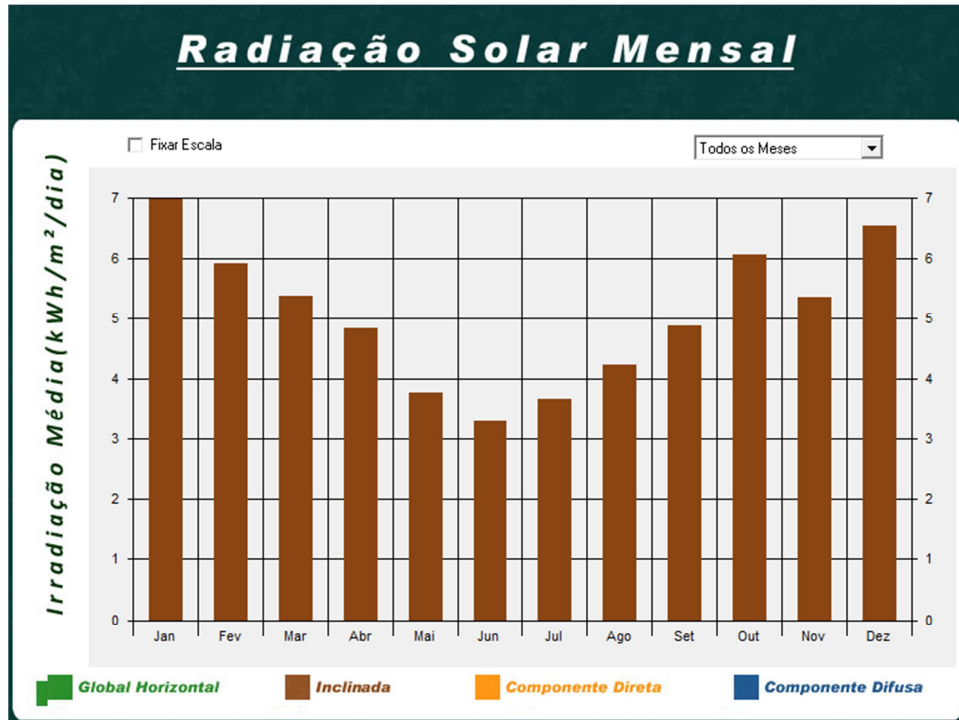
Tabela 1 – Irradiação total para inclinação 5° e azimutes 98° e -82°.

Irradiação Média (kWh/m <sup>2</sup> /dia) - Inclinação 5°		
Mês	Azimute 98°	Azimute -82°
1	7,0	6,99
2	5,9	5,9
3	5,34	5,37
4	4,75	4,83
5	3,69	3,77
6	3,22	3,29
7	3,59	3,67
8	4,15	4,22
9	4,8	4,87
10	6,03	6,06
11	5,35	5,35
12	6,55	6,53

a)



b)



Figuras 17 a e b – Radiação solar mensal plano inclinado 5° obtido pelo software Radiasol. (Dados da cidade de Macaé-RJ, telhado com duas orientações, a) azimute 98° e b) -82°).

Abaixo temos o gráfico das irradiações global horizontal, inclinada, direta e difusa obtidos no software *Radiasol*.



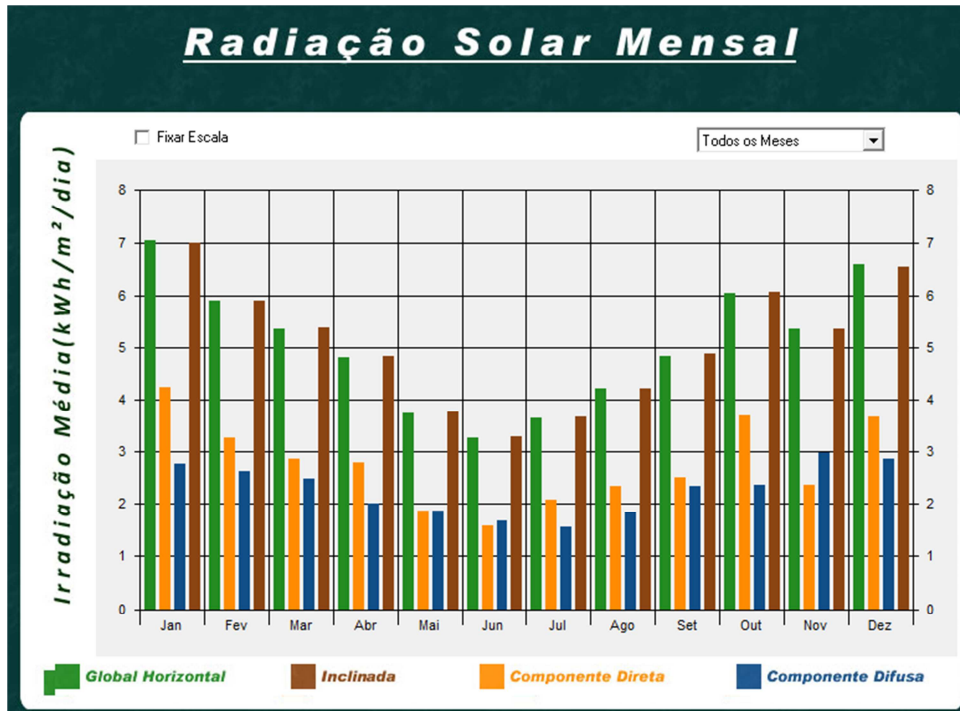


Figura 18 – Irradiação global horizontal, inclinada, direta e difusa pelo software Radiasol.

### 5.6 Consumo de Energia Elétrica

O complexo industrial composto de galpões, prédios e pátios de armazenagem segundo o projeto elétrico desenvolvido terá uma demanda em torno de 750 kVA, com funcionamento 24 h/dia a ser fornecida pela Central de Utilidades Elétrica (CUE) anexa ao galpão sob estudo.

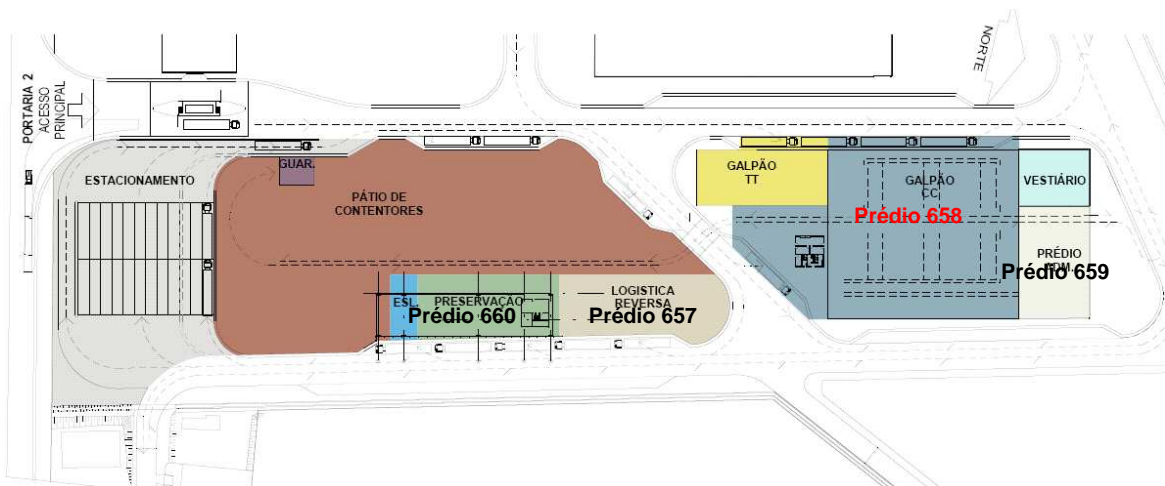


Figura 19 – Planta geral complexo industrial

Tabela 2 – Cálculo demanda prevista para o complexo industrial.

Demanda máxima complexo industrial (CC&TT)	
Local	Demanda (kVA)
Prédio 660 e Pátio	90
Portaria 2	40
Prédio 657 (Galpão)	80
Prédio 658 (Galpão)	80
Prédio 659 (Admin. e Vestiário)	450
Prédio 654 (CUE)	10
<b>Total</b>	<b>750</b>

Este complexo industrial está localizado no interior de uma Base Operacional da Petrobras e para análise do comportamento do consumo de energia elétrica foi extraído o gráfico abaixo (Figura 20) do Sistema de Monitoramento de Energia - Web Energy – do consumo mensal no ano de 2013 como referência.

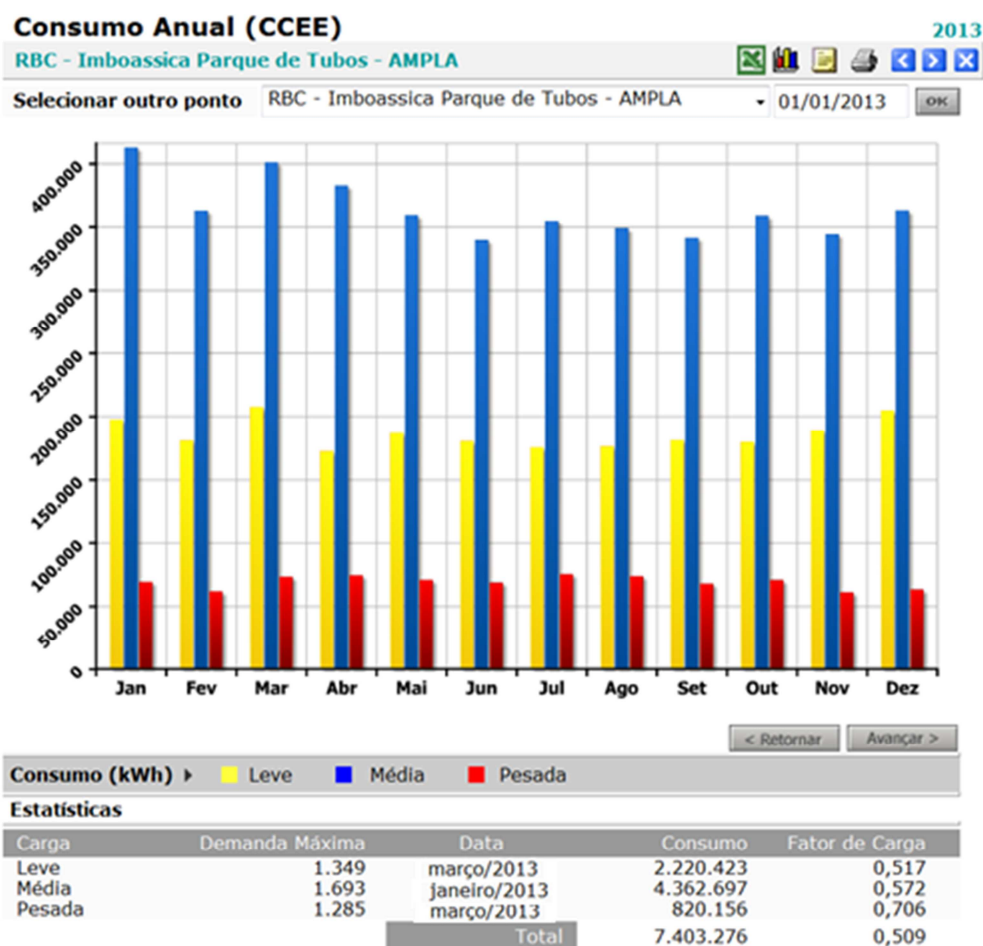


Figura 20 – Consumo de energia elétrica mensal do Ano 2013 da Base Operacional - Parque de Tubos, Macaé-RJ. (Fonte: Sistema de Monitoramento de Energia WebEnergy).

Tabela 3 – Horários dos Patamares de Carga Leve, Média e Pesada (Fonte: ONS, Módulo 5, Submódulo 5.5, 2010)

Patamar de carga	Sem horário de verão		Com horário de verão	
	2ª feira a Sábado	Dom/Fer	2ª feira a Sábado	Dom/Fer
Pesada	18 às 21 h	-	19 às 22 h	-
Média	07 às 18 h 21 às 24 h	17 às 22 h	07 às 19 h 22 às 24h	18 às 23 h
Leve	00 às 07 h	00 às 17 h 22 às 24 h	00 às 07 h	00 às 18 h 23 às 24 h

Portanto, para estimar a energia consumida pelo complexo industrial, onde será instalado o sistema FV, serão utilizados como referência os consumos máximos e fatores de carga registrados no ano de 2013 da Base Operacional (Figura 19) nos intervalos de medições conforme estabelecido na Tabela 3.

Temos que:

$$F_c = E_{cons.}/(P \times h) \quad (4)$$

Onde,

$F_c$  é o fator de carga;

$E_{cons.}$  é o consumo de energia medido no intervalo em kWh;

$P$  é a demanda máxima no intervalo em kW;

$h$  é a duração do intervalo em horas;

Considerando a demanda máxima do complexo como sendo 750 kW (OBS: Para fins de cálculo foi considerado fator de potência unitário) calculamos para os intervalos de carga leve, média e pesada respectivamente a energia estimada do complexo utilizando como base os fatores de carga da Base Operacional.

Carga Leve,

$$E_{cons.leve} = 0,517 * 750 ** \times 7 = 2.714,25 \text{ kWh}$$

\* Fator de carga leve utilizada da Base Operacional;

\*\* Demanda máxima do complexo em kW;

*\*\*\* Intervalo do período de carga leve, como a máxima registrou-se em Março/13, este mês não estava compreendido no horário de verão do ano de 2013. Foi considerado 7 horas para a duração entre segunda a sábado conforme tabela 3.*

Carga Média,

$$E_{cons.média} = 0,572 * x 750 ** x 14 = \mathbf{6.006,00 kWh}$$

*\* Fator de carga média utilizada da Base Operacional;*

*\*\* Demanda máxima do complexo em kW;*

*\*\*\* Intervalo do período de carga média, como a máxima registrou-se em Janeiro/13, este mês estava compreendido no horário de verão do ano de 2013. Foi considerado 14 horas para a duração entre segunda a sábado conforme tabela 3.*

Carga Pesada

$$E_{cons.pesada} = 0,706 * x 750 ** x 3 = \mathbf{1.588,50 kWh}$$

*\* Fator de carga pesada utilizada da Base Operacional;*

*\*\* Demanda máxima do complexo em kW;*

*\*\*\* Intervalo do período de carga pesada, como a máxima registrou-se em Março/13, este mês não estava compreendido no horário de verão do ano de 2013. Foi considerado 3 horas conforme tabela 3.*

Somando os três valores estimados dos patamares de carga temos como resultado uma energia consumida máxima para o complexo de 10.308,75 kWh. Cabe ressaltar que as máximas média e pesada/leve ocorreram em meses diferentes, mas para fins de estimativa o que se quer obter é uma ordem de grandeza de energia consumida, sendo o erro introduzido neste cálculo não interferirá no dimensionamento do Sistema FV em questão.

A energia consumida calculada reflete o máximo de consumo diário esperado pelo complexo, porém historicamente este consumo tem um comportamento variável em função do mês. De acordo com os dados da figura 19 foi calculado o consumo mensal pelo resultado aproximado da soma da energia elétrica consumida de carga pesada, média e leve medida na Base Operacional. A variação percentual mensal em função do máximo consumo, medido no mês de Março/13, foi encontrada a fim

de se obter o consumo mensal estimado do complexo. O valor de consumo mensal será  $10.308,75 \times 30 \text{ dias} = 309.262,50$  (OBS: número de dias em média no mês, novamente foi introduzido um erro pois domingos e feriados são de carga leve, assim o valor final deverá ser ligeiramente inferior não acarretando maiores prejuízos para este estudo).

Tabela 4 – Cálculo estimado da energia elétrica consumida total da Base Operacional.

Mês (2013)	Consumo kWh Base Operacional	Variação mensal	Consumo kWh Complexo	Consumo kWh Total
Janeiro	6.700.000	0,9926	306.972	7.006.972
Fevereiro	6.000.000	0,8889	274.900	6.274.900
Março	6.750.000	1,0000	309.263	7.059.263
Abril	6.150.000	0,9111	281.772	6.431.772
Mai	6.100.000	0,9037	279.482	6.379.482
Junho	5.700.000	0,8444	261.155	5.961.155
Julho	5.900.000	0,8741	270.318	6.170.318
Agosto	5.800.000	0,8593	265.737	6.065.737
Setembro	5.750.000	0,8519	263.446	6.013.446
Outubro	6.050.000	0,8963	277.191	6.327.191
Novembro	5.900.000	0,8741	270.318	6.170.318
Dezembro	6.300.000	0,9333	288.645	6.588.645
<b>Total</b>	<b>73.100.000</b>		<b>3.349.198</b>	<b>76.449.198</b>

### 5.7 Seleção dos tipos de tecnologias de módulos FV

Os critérios a serem considerados para a escolha do tipo de módulo FV a ser utilizado na instalação são basicamente:

- Custo;
- Eficiência;
- Associação dos módulos em função dos níveis de tensão e corrente exigidos;
- Geração de energia elétrica fornecida;

### 5.7.1 Tipos de módulos FV

Para efeito comparativo foram selecionados três tipos de módulos fotovoltaicos, cujas características obtidas em catálogos de fabricantes, um do tipo Silício Policristalino (p-Si), um do tipo Silício Monocristalino (m-Si) e um de Silício Amorfo (a-Si) conforme tabela 5.

Tabela 5 – Características técnicas dos módulos FV pesquisados.

FABRICANTE	MODELO	TIPO	DIMENSÕES				Voc (V)	Isc (A)	Vpmp (V)	Ipmp (A)	Pstc (W)	Tstc (° C)
			C (mm)	L (mm)	A (m <sup>2</sup> )	PESO (kg)						
Yingli Green Energy do Brasil S.A.	YL250P-29b	p-Si	1640	990	1,634	18,5	37,6	8,92	29,8	8,39	250	46
PANASONIC	VBHN220AA01	m-Si	1580	798	1,26	16,0	52,3	5,65	42,7	5,17	220	46
Gadir Solar	a-SIR.105	a-Si	1300	1100	1,43	25,5	138	1,22	105	1	105	46

### 5.7.2 Preços médios

Módulo silício policristalino: R\$ 3,60 / Wp (Fonte: [www.neosolar.com.br](http://www.neosolar.com.br))

Módulo silício monocristalino: R\$ 7,56 / Wp ( U\$ 660,00/ módulo , cotação dólar R\$ 2,52. Fonte: [www.freecleansolar.com](http://www.freecleansolar.com))

Módulo silício amorfo: R\$ 2,83 / Wp (Fonte: [www.enfsolar.com](http://www.enfsolar.com))

### 5.7.3 Eficiência média

De modo simplificado foi calculado a Eficiência média dos módulos selecionados da seguinte forma:

$$Ef(\%) = 1000 \frac{kW}{m^2} / \left( \frac{P_{stc}}{A} \right) \quad (5)$$

Onde,

*Ef(%)* é a eficiência do módulo;

*1000 kW/m<sup>2</sup>* é a constante da irradiância global no plano horizontal;

*P<sub>stc</sub>* é a potência do módulo nas condições padrões de teste;

*A* é a área efetiva do módulo.

Calculando as eficiências conforme (5), temos:

Módulo silício policristalino: 15,29%

Módulo silício monocristalino: 17,46%

Módulo silício amorfo: 7,34%

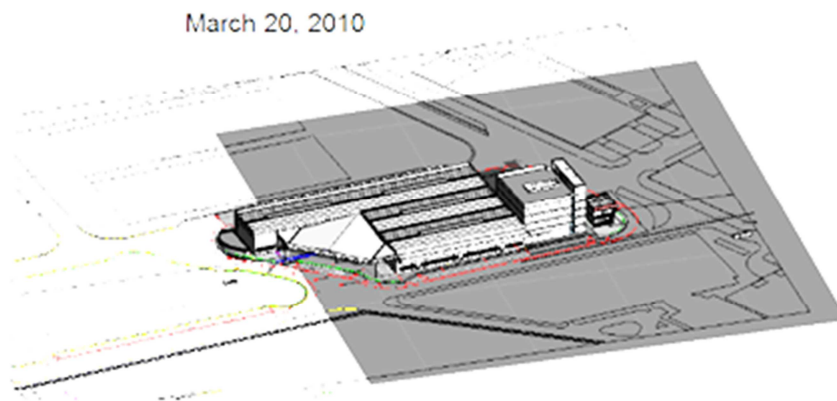
#### 5.7.4 Estudo de Sombreamento

Para que seja definido o local de instalação dos módulos é importante realizar o estudo de sombreamento a fim de evitar redução de geração de energia dos módulos em função da queda da irradiância incidente no módulo devido o sombreamento.

É importante lembrar que o sol varia sua posição ao longo do ano e, portanto as projeções de sombras devem ser analisadas.

Utilizando como recurso do software *Ecotect Analysis* (Autodesk, 2013) foram simuladas as sombras nas edificações no decorrer de um ano, para fins comparativos seguem as figuras representando os dias que ocorrem os solstícios (verão e inverno) e equinócios (primavera e outono).

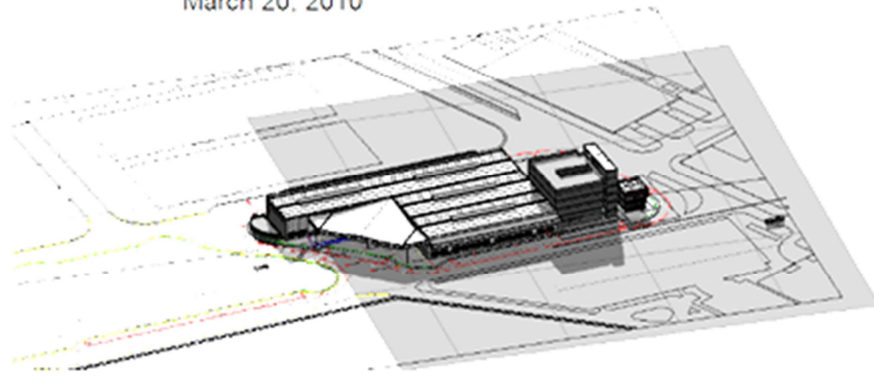
a) 20 de Março às 09:00 h.



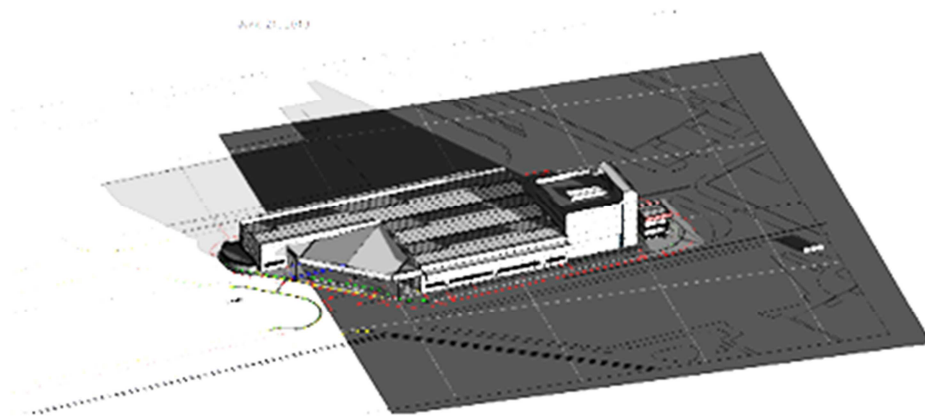


b) 20 de Março às 15:00 h

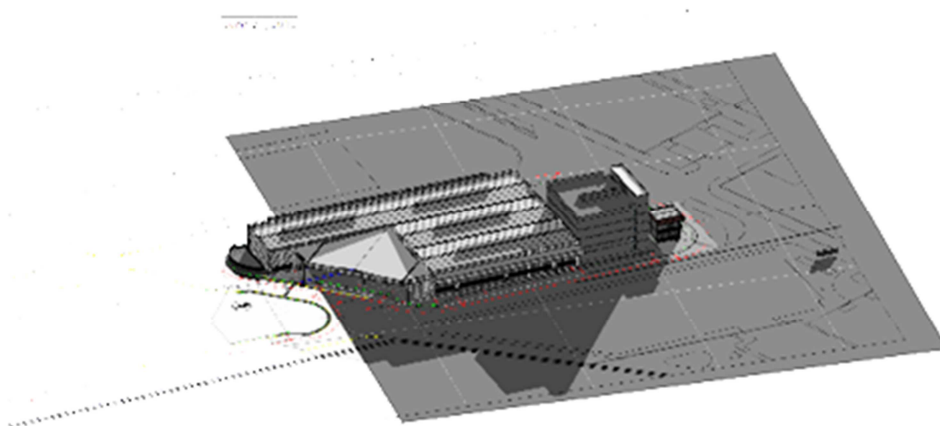
March 20, 2010



c) 21 de Junho às 07:00 h.



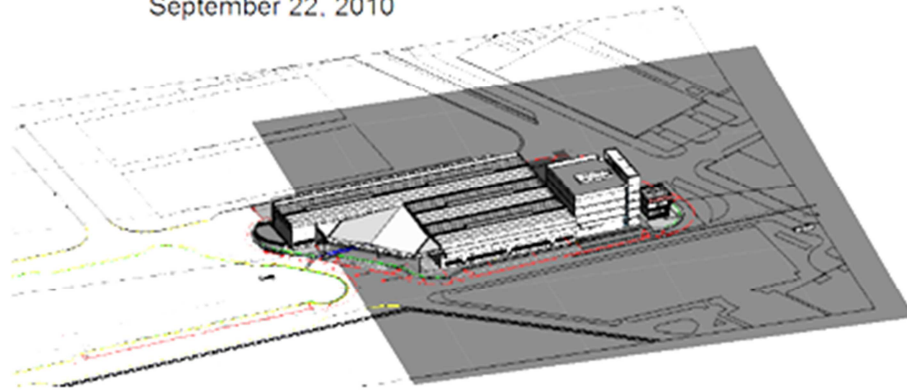
d) 21 de Junho às 15:00 h





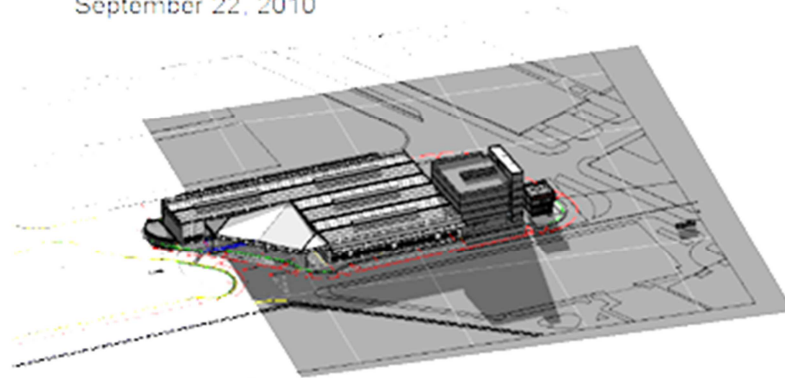
e) 22 de Setembro às 07:00 h.

September 22, 2010



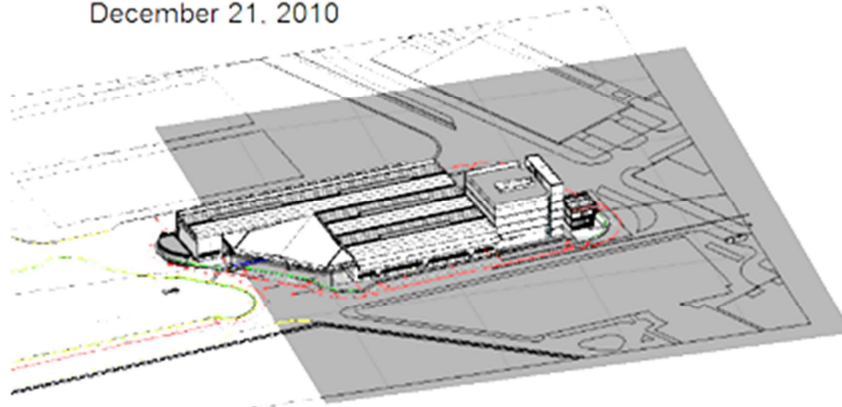
f) 22 de Setembro às 15:00 h

September 22, 2010

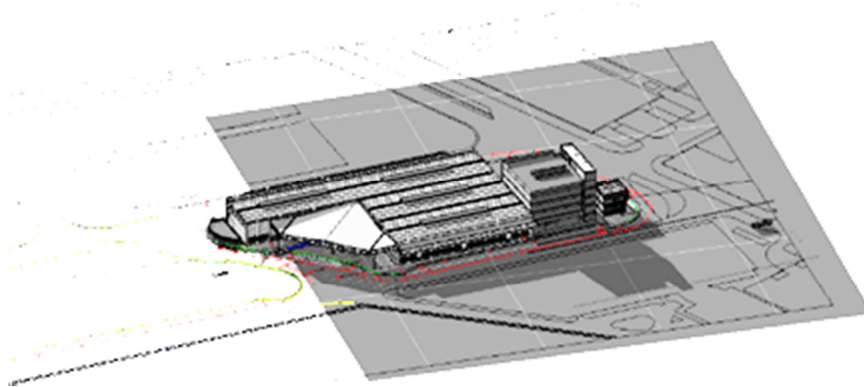


g) 21 de Dezembro às 07:00 h.

December 21, 2010



h) 21 de Dezembro às 15:00 h.  
December 21, 2010



Figuras 21 a, b, c, d, e, f, g e h – Simulação sombreamento. (Fonte: Ecotect Analysis)

Conclui-se que parte do telhado do galpão é impactada pela projeção do prédio ao lado durante os meses de inverno e sugere-se que os módulos sejam dispostos nas áreas livres de sombreamento. Também deve ser levado em conta um distanciamento entre os módulos afim que a sombra de um módulo não prejudique o desempenho dos módulos próximos.

#### 5.7.5 Associação série e paralelo

##### **Cálculo da quantidade de módulos em série.**

A tensão nominal do Sistema FV para interligação a rede local é de 480 V.

Sabendo os valores de tensão para potência máxima dos módulos temos as quantidades de módulos na associação série a seguir:

Módulo p-Si:  $480/29,8 = 17,10 =$  aproximação para 18 módulos em série

Módulo m-Si:  $480/42,27 = 11,36 =$  aproximação para 12 módulos em série

Módulo a-Si:  $480/105 = 4,57 =$  aproximação para 5 módulos em série

##### **Cálculo da quantidade de módulos em paralelo.**

Em função da área útil da cobertura livre de sombreamento será calculada a quantidade de módulos em paralelo possível, sabendo a quantidade de módulos em série anteriormente encontrada. A área útil foi dividida em quatro áreas menores de aproximadamente 295 m<sup>2</sup> cada, resultado dos 90 m de extensão do telhado vezes

3,28 m (largura do módulo mais espaço para manutenção e para evitar sombreamento entre módulos) totalizando 1.180 m<sup>2</sup>.

Módulo p-Si:  $1180/(1,634 \times 18)$  = aproximação para 40 módulos em paralelo

Módulo m-Si:  $1180/(1,26 \times 12)$  = aproximação para 78 módulos em paralelo

Módulo a-Si:  $1180/(1,43 \times 5)$  = aproximação para 165 módulos em paralelo

Total de módulos

Módulo p-Si:  $18 \times 40 = 720$  módulos

Módulo m-Si:  $12 \times 78 = 936$  módulos

Módulo a-Si:  $5 \times 165 = 825$  módulos

A potência de cada sistema:

Módulo p-Si:  $720 \times 250 = 180$  kWp

Módulo m-Si:  $936 \times 220 = 205,92$  kWp

Módulo a-Si:  $825 \times 105 = 86,625$  kWp

O custo somente com relação a compra dos módulos será:

Módulo p-Si =  $180 \text{ kWp} \times \text{R\$}3,60 = \text{R\$} 648.000,00$

Módulo m-Si =  $205,92 \text{ kWp} \times \text{R\$}7,56 = \text{R\$} 1.556.755,20$

Módulo a-Si =  $86,625 \text{ kWp} \times \text{R\$}2,83 = \text{R\$} 245.148,75$

### 5.7.6 Geração de energia

Para calcular a geração fornecida por cada tipo de módulo FV foi considerado os dados da irradiação média para Macaé no plano inclinado de 5° e azimutes 98° e - 82°, em função da eficiência e área do módulo.

$$E_{mês} = 0,8 \times P \times G \times 30 \quad (6)$$

Onde,

*E<sub>mês</sub> é a energia gerada mensal (kWh);*

*0,8 é o fator de rendimento do sistema FV em função das perdas de cabeamento, conexões e de conversão do inversor comumente utilizado nas literaturas (RUTHER, 2004; ZOMER, 2010);*

*P é a potência instalada do sistema FV (kWp);*

*G é a irradiação solar no plano de instalação do módulo (kWh/m<sup>2</sup>/dia);*

*30 é o número médio de dias no mês.*

Devido a metade dos módulos estarem na posição azimutal de 98° e a outra metade na posição azimutal -82°, o cálculo da geração de energia elétrica do Sistema FV de cada tecnologia será a soma destes conjuntos, apresentado na tabela 6.

Tabela 6 – Geração fornecida dos módulos FV em estudo em função da irradiação do plano inclinado de 5°.

Geração fornecida					
Mês	Irradiação média Plano inclinado 5° e azimute 98° (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Irradiação média Plano inclinado 5° e azimute - 82° (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	p-Si (kWh/mês)	m-Si (kWh/mês)	a-Si (kWh/mês)
Janeiro	7,00	6,99	30.218	34.570	14.543
Fevereiro	5,90	5,90	25.488	29.158	12.266
Março	5,34	5,37	23.134	26.465	11.133
Abril	4,75	4,83	20.693	23.673	9.958
Mai	3,69	3,77	16.114	18.434	7.755
Junho	3,22	3,29	14.062	16.086	6.767
Julho	3,59	3,67	15.682	17.940	7.547
Agosto	4,15	4,22	18.079	20.683	8.701
Setembro	4,80	4,87	20.887	23.895	10.052
Outubro	6,03	6,06	26.114	29.875	12.568
Novembro	5,35	5,35	23.112	26.440	11.123
Dezembro	6,55	6,53	28.253	32.321	13.597
		<b>Total</b>	<b>261.835</b>	<b>299.539</b>	<b>126.008</b>

Comparando os três módulos do custo de aquisição em relação à energia gerada durante o ano, temos:

Módulo p-Si: 648.000,00 / 261.835 = R\$ 2,47 de custo/ Wh produzido . ano

Módulo m-Si: 1.556.755,20 / 299.539 = R\$ 5,20 de custo / Wh produzido

Módulo a-Si: 245.148,75 / 126.008 = R\$ 1,95 de custo / Wh produzido

OBS: Cabe ressaltar que o resultado acima foi para uma simples comparação não sendo levado em conta a vida útil dos equipamentos e outros custos envolvidos.

Tabela 7 – Comparativo entre a demanda mensal do complexo e a geração mensal de cada sistema.

Mês	Consumo Complexo (kWh)	p-Si (kWh/mês)	m-Si (kWh/mês)	a-Si (kWh/mês)
Janeiro	306.972	30.218	34.570	14.543
Fevereiro	274.900	25.488	29.158	12.266
Março	309.263	23.134	26.465	11.133
Abril	281.772	20.693	23.673	9.958
Maio	279.482	16.114	18.434	7.755
Junho	261.155	14.062	16.086	6.767
Julho	270.318	15.682	17.940	7.547
Agosto	265.737	18.079	20.683	8.701
Setembro	263.446	20.887	23.895	10.052
Outubro	277.191	26.114	29.875	12.568
Novembro	270.318	23.112	26.440	11.123
Dezembro	288.645	28.253	32.321	13.597
<b>Total</b>	<b>3.349.199</b>	<b>261.836</b>	<b>299.540</b>	<b>126.010</b>

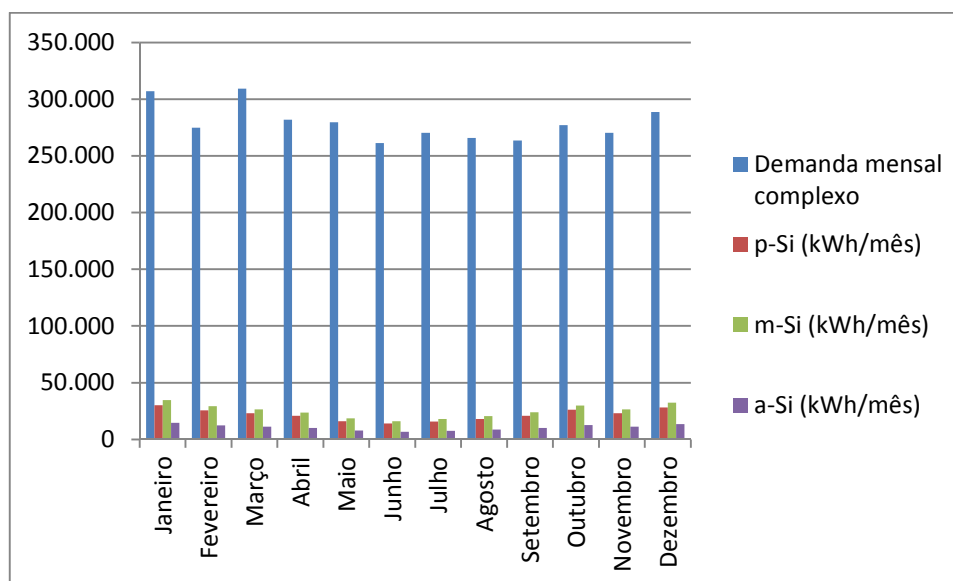


Figura 22 – Gráfico comparativo demanda e geração FV das tecnologias estudadas.

Critério de escolha da tecnologia: Melhor relação de geração FV e consumo de energia em função do custo por Wp gerado.

Módulo p-Si:  $(261.836 / 3.349.199) / R\$2,47 = \underline{\underline{3,16\%}} / R\$$

Módulo m-Si:  $(299.540 / 3.349.199) / R\$5,20 = 1,71\% / R\$$

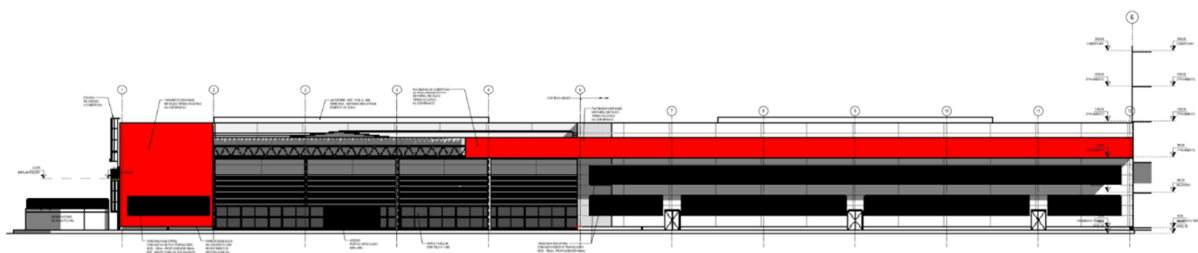
Módulo a-Si:  $(126.010 / 3.349.199) / R\$1,95 = 1,95\% / R\$$

Concluindo, o módulo a ser utilizado na cobertura será o de Silício Policristalino pela melhor relação geração de energia fornecida em função do consumo, eficiência e custo satisfatórios, deve-se também ser observada a vida útil dos módulos e o custo evitado de tarifa de energia durante todo este período, que será levantado no estudo de viabilidade técnica e econômica.

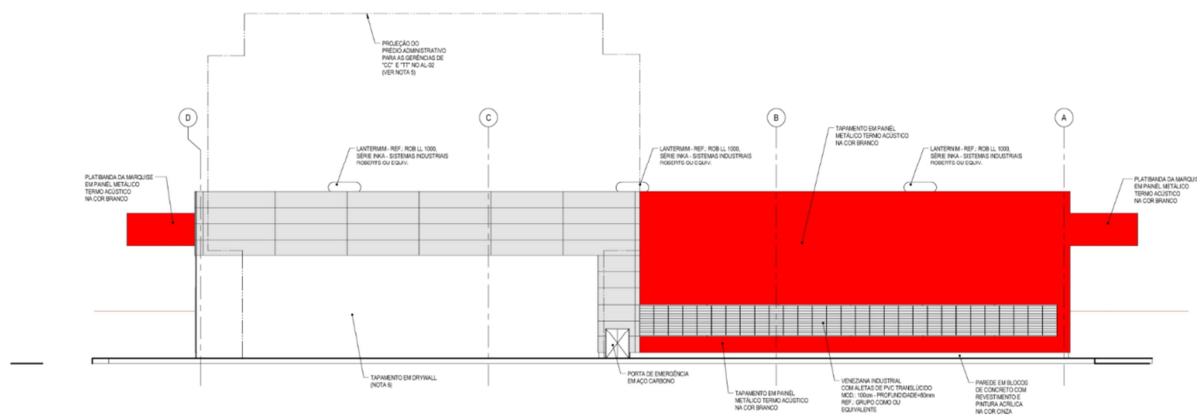
### 5.8 Estudo para instalação do FV nas fachadas.

A integração de módulos FV em fachadas deve considerar os aspectos arquitetônicos da edificação. Para o cálculo das áreas disponíveis das fachadas foram descontadas as aberturas para iluminação natural, ventilação, acessos, portões, comoventes e outras interferências presentes. Nas figuras a seguir estão identificadas as áreas propícias para instalação dos módulos na cor vermelha (plano frontal) e laranja (plano inclinado frontal) e respectivamente os valores em m<sup>2</sup>.

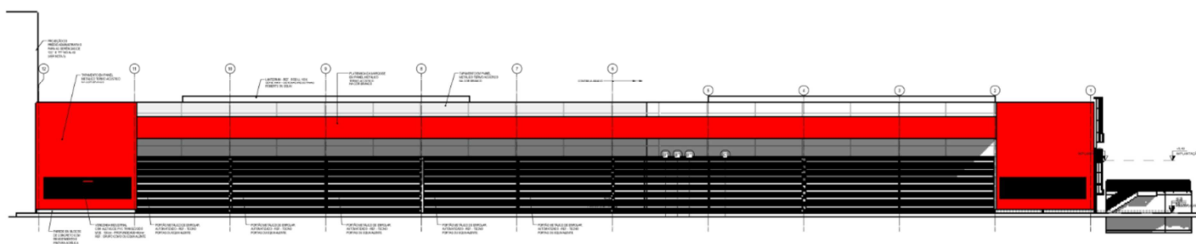
a) Fachada Leste – Área: 259,05 m<sup>2</sup>



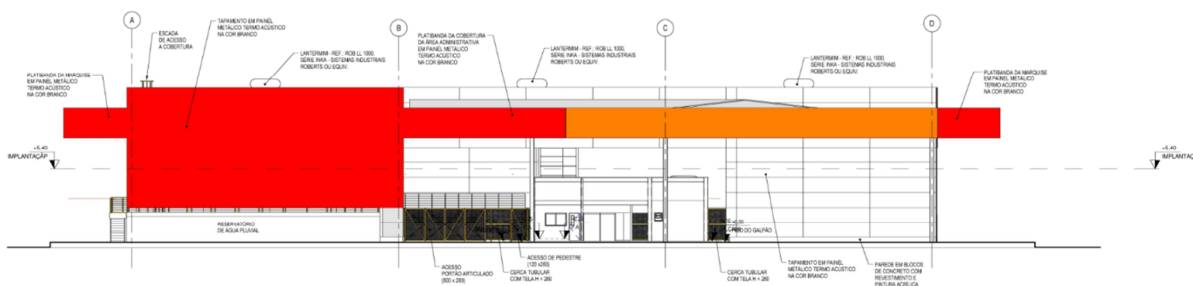
b) Fachada Norte – Área: 291,17 m<sup>2</sup>



c) Fachada Oeste – Área: 395,44 m<sup>2</sup>



d) Fachada Sul – Área: 223,81m<sup>2</sup> (plano frontal - vermelho) + 87,20 m<sup>2</sup> (plano inclinado frontal - laranja)



Figuras 23 a, b, c e d – Áreas úteis das fachadas.

5.8.1 Irradiação média para o posicionamento dos módulos nas fachadas.

Utilizando o software Radiasol realizou-se o levantamento da radiação solar nas orientações:

Fachada Leste – Azimute 98° e inclinação 90°

Fachada Norte – Azimute 8° e inclinação 90°

Fachada Oeste – Azimute -82° e inclinação 90°

Fachada Sul – Azimute -172° e inclinação 90°

Tabela 8 – Irradiação média obtido no software Radiasol para as orientações dos módulos localizados nas fachadas.

Irradiação média (kWh/m <sup>2</sup> /dia)				
Mês	Leste	Norte	Oeste	Sul
1	3,65	5,91	3,46	2,44
2	3,17	5,78	3,13	2,2
3	2,86	6,09	3,12	2,29
4	2,51	6,23	2,88	1,99
5	1,92	5,43	2,3	2,03
6	1,73	5,08	2,06	1,72
7	1,85	5,49	2,25	1,81
8	2,14	5,64	2,48	1,87
9	2,54	5,8	2,78	2,07
10	3,13	6,16	3,32	2,25
11	3,07	5,07	2,96	2,4
12	3,53	5,48	3,21	2,24

De acordo com a simulação de sombreamento no item 5.7.4 observa-se que as fachadas leste e sul não são indicadas para a instalação dos módulos, pois na grande parte do ano estão sombreadas pela edificação. Na fachada oeste a irradiação também é sombreada em menor parte do ano, contudo a irradiação é satisfatória. E na fachada norte é a de melhor desempenho conforme indicado na tabela 8.

Portanto as fachadas oeste e norte foram as escolhidas para a instalação.

#### 5.8.2 Associação série e paralelo

##### **Cálculo da quantidade de módulos em série.**

Similar ao cálculo realizado no item 5.7.5, temos:

Módulo p-Si: 8 módulos em série

##### **Cálculo da quantidade de módulos em paralelo.**

Para a fachada Leste tem-se uma área disponível de 259,05 m<sup>2</sup>, portanto:

Módulo p-Si:  $259,05 / (1,634 \times 8) =$  aproximação de 19 módulos em paralelo

Para a fachada Norte tem-se uma área disponível de 281,17 m<sup>2</sup>, portanto:

Módulo p-Si:  $281,17 / (1,634 \times 8) =$  aproximação de 21 módulos em paralelo



Total de módulos

Módulos p-Si:  $8 \times 40 = 320$  módulos

A potência do sistema

Módulo p-Si:  $320 \times 250 = 80$  kWp

O custo do sistema

Módulo p-Si:  $80 \text{ kWp} \times \text{R\$}3,60 = \text{R\$} 288.000,00$

#### 5.8.4 Geração de energia

Os módulos p-Si serão distribuídos nas áreas indicadas das fachadas leste e norte.

Na tabela 9 temos o resultado da geração total produzida nas fachadas do sistema FV constituído de módulos p-Si conforme a equação (6).

Tabela 9 – Geração fornecida dos módulos FV instalados nas fachadas no plano inclinado  $90^\circ$  e azimutes  $98^\circ$  e  $8^\circ$  respectivamente.

Geração fornecida			
Mês	Irradiação média fachada Leste (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	Irradiação média fachada Norte (kWh/m <sup>2</sup> /dia)	p-Si (kWh/mês)
Janeiro	3,65	5,91	7.008
Fevereiro	3,17	5,78	6.086
Março	2,86	6,09	5.491
Abril	2,51	6,23	4.819
Maiο	1,92	5,43	3.686
Junho	1,73	5,08	3.322
Julho	1,85	5,49	3.552
Agosto	2,14	5,64	4.109
Setembro	2,54	5,8	4.877
Outubro	3,13	6,16	6.010
Novembro	3,07	5,07	5.894
Dezembro	3,53	5,48	6.778
		<b>Total</b>	<b>61.632</b>

Acrescentando a geração complementar obtida nas fachadas com a geração fornecida do sistema da cobertura (Tabela 7) temos como resultado.

Tabela 10 – Geração total fornecida pelo sistema FV da cobertura e fachadas.

Mês	Consumo Complexo (kWh)	p-Si (kWh/mês)
Janeiro	306.972	37.226
Fevereiro	274.900	31.574
Março	309.263	28.625
Abril	281.772	25.512
Maiο	279.482	19.800
Junho	261.155	17.384
Julho	270.318	19.234
Agosto	265.737	22.188
Setembro	263.446	25.764
Outubro	277.191	32.124
Novembro	270.318	29.006
Dezembro	288.645	35.031
<b>Total</b>	<b>3.349.199</b>	<b>323.468</b>

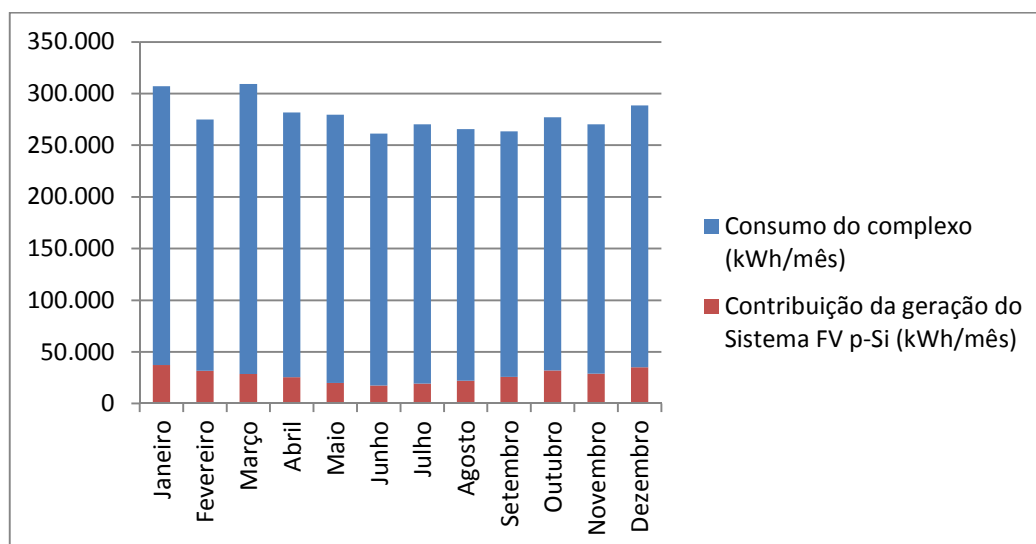


Figura 24 – Gráfico demanda e geração total do sistema FV.

Na figura 24 temos o gráfico mostrando a contribuição da geração do sistema FV em relação ao consumo de energia elétrica do complexo industrial. Na tabela 11 foi calculado o percentual mensal desta contribuição. Em média 9,5% da energia consumida anualmente pelo complexo industrial tem a possibilidade de ser fornecida pelo sistema FV.

Tabela 11 – Contribuição percentual mensal da geração FV em relação ao consumo do complexo.

<b>Contribuição percentual</b>			
Janeiro	12,13%	Julho	7,12%
Fevereiro	11,49%	Agosto	8,35%
Março	9,26%	Setembro	9,78%
Abril	9,05%	Outubro	11,59%
Maio	7,08%	Novembro	10,73%
Junho	6,66%	Dezembro	12,14%

#### 5.9 Dimensionamento do Sistema FV utilizando o PV-Syst.

Existem no mercado vários softwares desenvolvidos para a análise e simulação de sistemas Fotovoltaicos. Um deles é o PV-Syst, da empresa *Di Valentin Energy Software*, que permite estudar a configuração das tecnologias comercialmente disponíveis, além de possuir uma ampla base de dados dos equipamentos associados. O software utiliza dados de irradiação solar de mais de 200 localidades do mundo e também permite a importação de outros sistemas ou inserção manual.

As perdas associadas na geração fotovoltaica podem ser extraídas do programa e assim definir a taxa de desempenho do sistema requerido.

Nas figuras 25 a, b, c, d e e, são apresentadas as telas originadas do software para o estudo do sistema implantado na cobertura.

a)

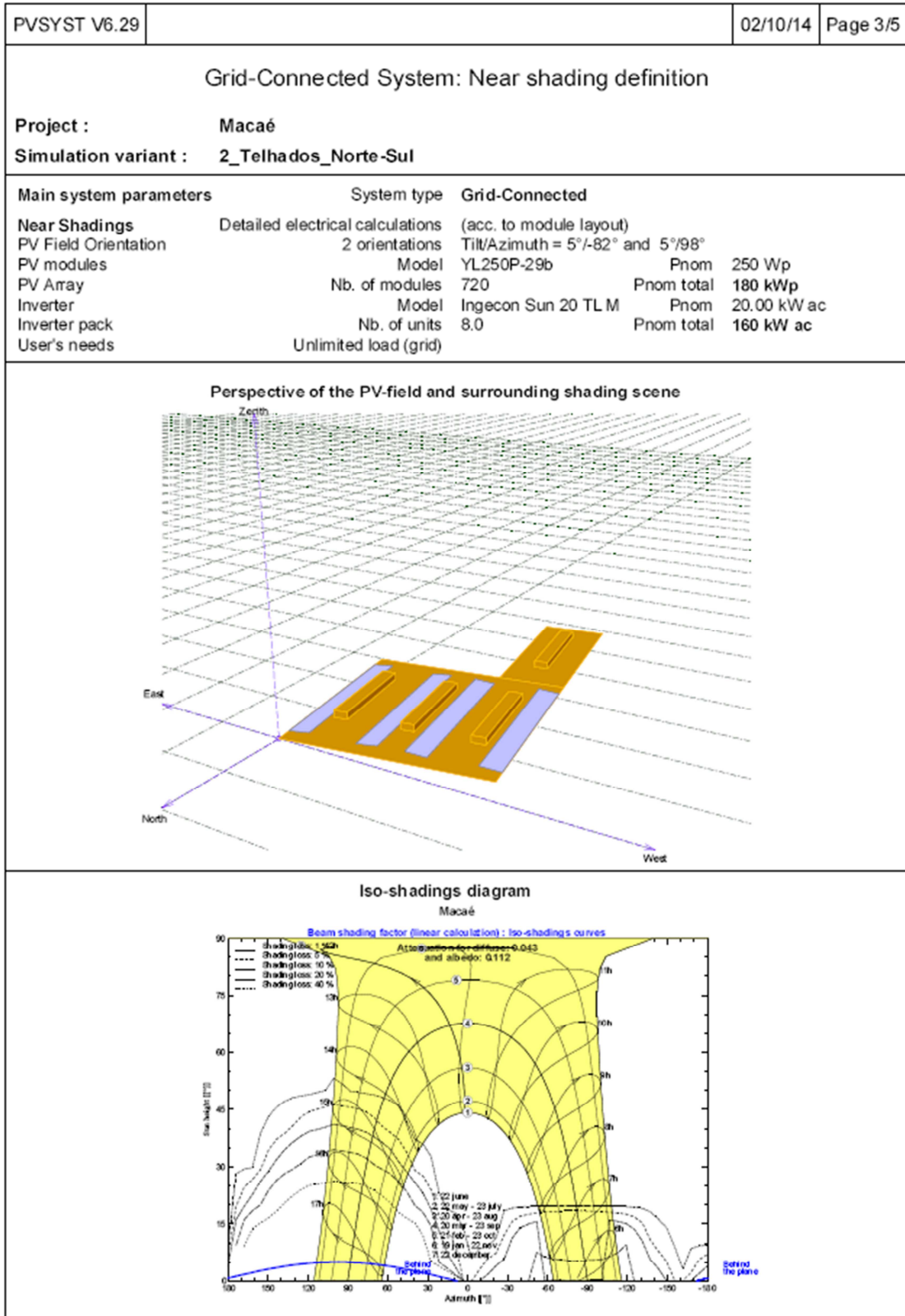
PVSYST V6.29		02/10/14	Page 1/5
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>Macaé</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Macaé</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b>	22.3°S	<b>Longitude</b> 41.8°W
Time defined as	<b>Legal Time</b>	Time zone UT-3	<b>Altitude</b> 10 m
	<b>Albedo</b>	0.20	
<b>Meteo data:</b>	<b>Macaé</b>	Synthetic - Meteonorm 6.1	
<b>Simulation variant :</b>	<b>2_Telhados_Norte-Sul</b>		
	<b>Simulation date</b>	02/10/14 14h30	
<b>Simulation parameters</b>			
<b>2 orientations</b>	<b>Tilts/Azimuths</b>	5°/-82° and 5°/98°	
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b>	Perez	<b>Diffuse</b> Erbs, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Free Horizon		
<b>Near Shadings</b>	Detailed electrical calculations (acc. to module layout)		
<b>PV Arrays Characteristics (4 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-poly	<b>Model</b> YL250P-29b	
	<b>Manufacturer</b>	Yingli Solar	
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>	<b>Orientation</b>	#1	<b>Tilt/Azimuth</b> 5°/-82°
Number of PV modules	<b>In series</b>	18 modules	<b>In parallel</b> 10 strings
Total number of PV modules	<b>Nb. modules</b>	180	<b>Unit Nom. Power</b> 250 Wp
Array global power	<b>Nominal (STC)</b>	45.0 kWp	<b>At operating cond.</b> 40.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	<b>U mpp</b>	487 V	<b>I mpp</b> 83 A
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>	<b>Orientation</b>	#2	<b>Tilt/Azimuth</b> 5°/98°
Number of PV modules	<b>In series</b>	18 modules	<b>In parallel</b> 10 strings
Total number of PV modules	<b>Nb. modules</b>	180	<b>Unit Nom. Power</b> 250 Wp
Array global power	<b>Nominal (STC)</b>	45.0 kWp	<b>At operating cond.</b> 40.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	<b>U mpp</b>	487 V	<b>I mpp</b> 83 A
<b>Sub-array "Sub-array #3"</b>	<b>Orientation</b>	#1	<b>Tilt/Azimuth</b> 5°/-82°
Number of PV modules	<b>In series</b>	18 modules	<b>In parallel</b> 10 strings
Total number of PV modules	<b>Nb. modules</b>	180	<b>Unit Nom. Power</b> 250 Wp
Array global power	<b>Nominal (STC)</b>	45.0 kWp	<b>At operating cond.</b> 40.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	<b>U mpp</b>	487 V	<b>I mpp</b> 83 A
<b>Sub-array "Sub-array #4"</b>	<b>Orientation</b>	#2	<b>Tilt/Azimuth</b> 5°/98°
Number of PV modules	<b>In series</b>	18 modules	<b>In parallel</b> 10 strings
Total number of PV modules	<b>Nb. modules</b>	180	<b>Unit Nom. Power</b> 250 Wp
Array global power	<b>Nominal (STC)</b>	45.0 kWp	<b>At operating cond.</b> 40.4 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	<b>U mpp</b>	487 V	<b>I mpp</b> 83 A
<b>Total Arrays global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	180 kWp	<b>Total</b> 720 modules
	<b>Module area</b>	1176 m <sup>2</sup>	<b>Cell area</b> 1051 m <sup>2</sup>
<b>Inverter</b>	<b>Model</b>	Ingecon Sun 20 TL M	
	<b>Manufacturer</b>	Ingeteam	
	<b>Operating Voltage</b>	300-820 V	<b>Unit Nom. Power</b> 20.0 kW AC
<b>Sub-array "Sub-array #1"</b>	<b>Nb. of inverters</b>	2 units	<b>Total Power</b> 40 kW AC
<b>Sub-array "Sub-array #2"</b>	<b>Nb. of inverters</b>	2 units	<b>Total Power</b> 40 kW AC
<b>Sub-array "Sub-array #3"</b>	<b>Nb. of inverters</b>	2 units	<b>Total Power</b> 40 kW AC
<b>Sub-array "Sub-array #4"</b>	<b>Nb. of inverters</b>	2 units	<b>Total Power</b> 40 kW AC
<b>Total</b>	<b>Nb. of inverters</b>	8	<b>Total Power</b> 160 kW AC

PV Array loss factors

b)

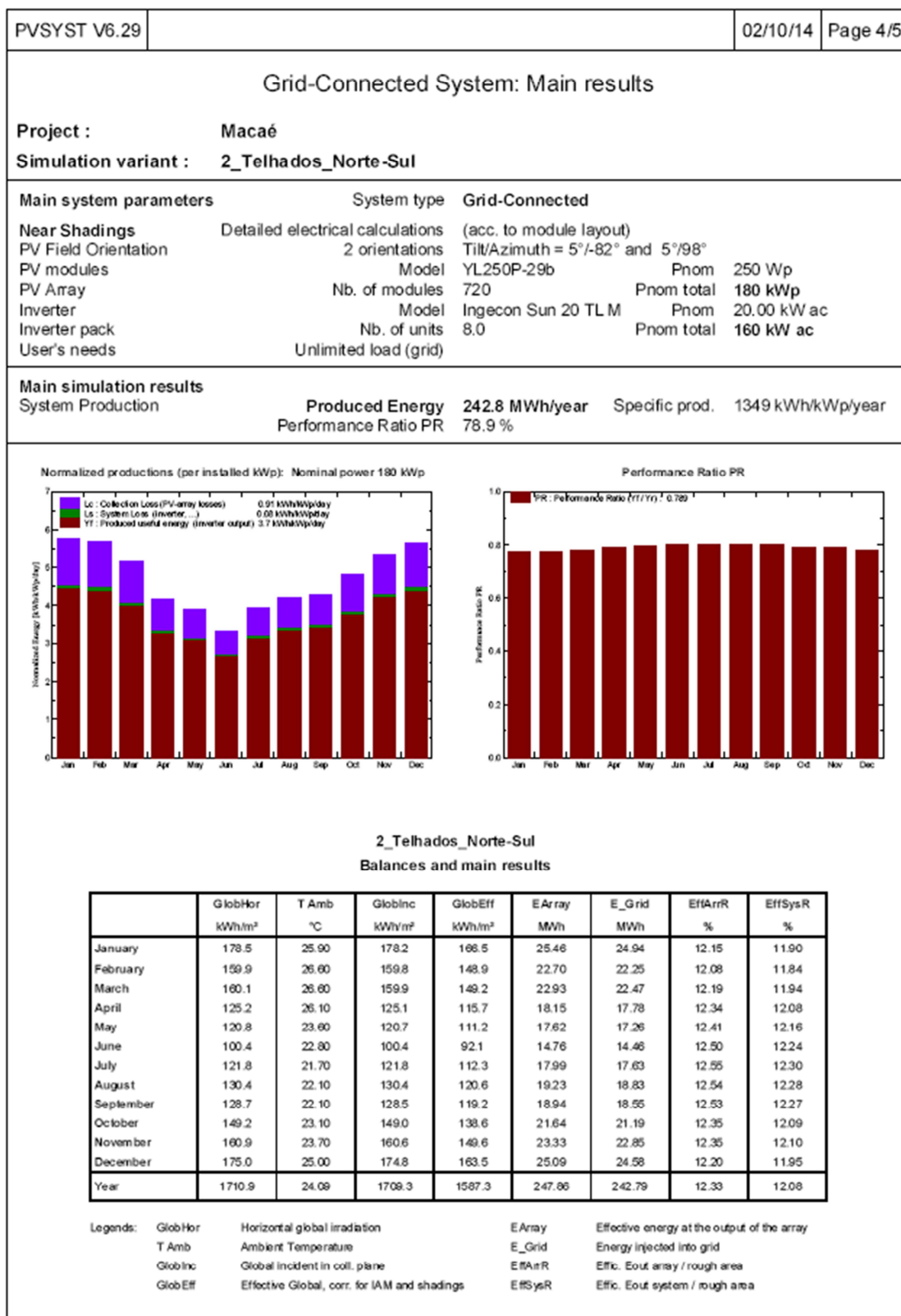
PVSYST V6.29		02/10/14	Page 2/5
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)</b>			
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1	99 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#2	99 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#3	99 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Array#4	99 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
	Global		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, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		

c)

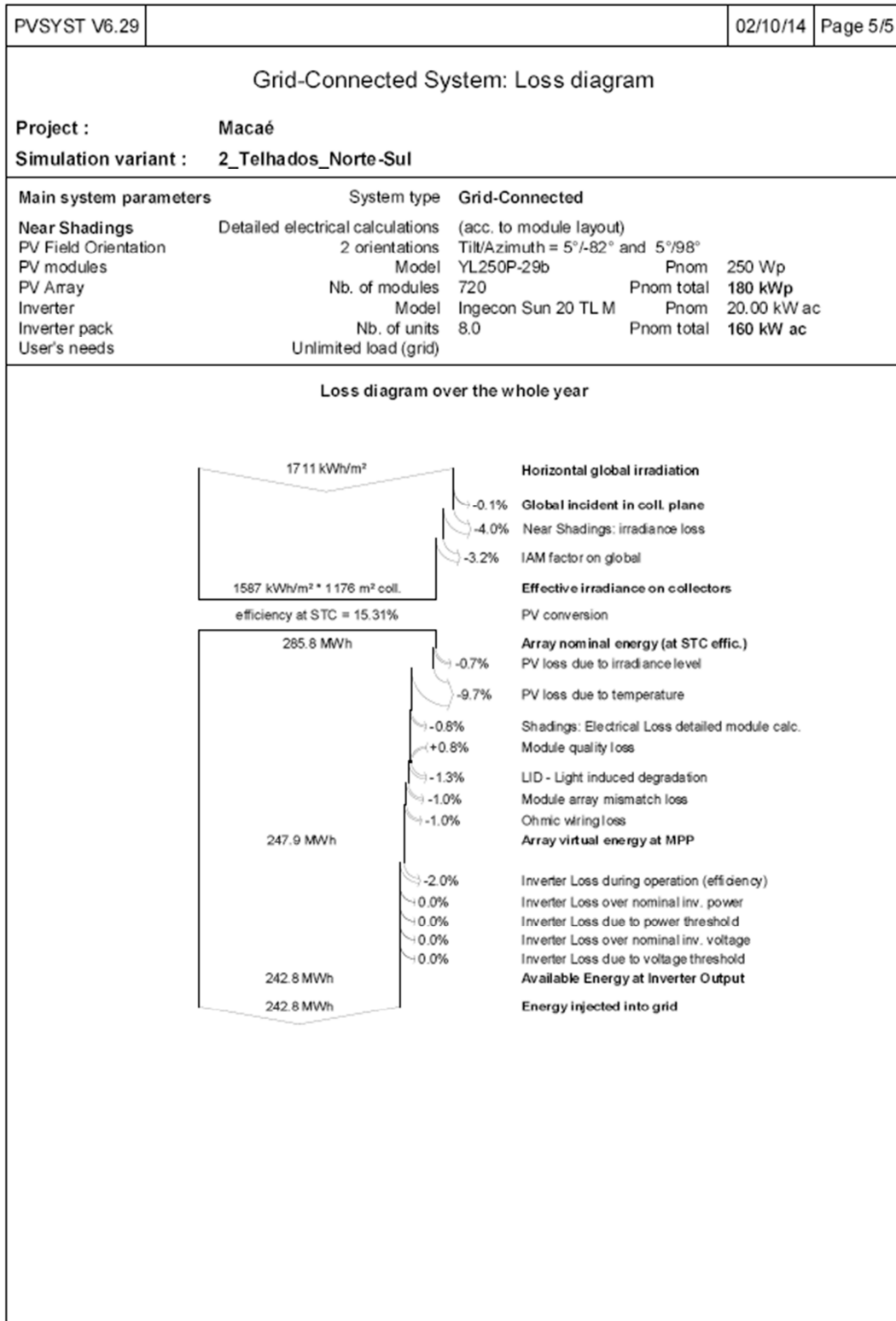


PV Syst Licensed to Retrobras (Brazil)

d)



e)



Figuras 25 a, b, c, d e e – Simulação do Sistema FV da cobertura. (Fonte: Software PV-Syst)



Várias informações podem se obtidas dos dados simulados pelo software como:

- Escolha do inversor: utilizando o banco de dados do PV-Syst podemos selecionar o inversor que atenda a potência e as tensões de entrada e saída requeridas em projeto. Neste caso foi escolhido o inversor, modelo Ingecon Sun 20 TL M, fabricante Ingeteam, com um range de tensão de operação entre 300-820 V e potência 20 kW (8 unidades).
- Modelagem do local da instalação: o software permite modelar a edificação de forma se obter a área útil para a instalação dos módulos em função do sombreamento (*Shadings diagram*).
- Produção de energia do sistema: o cálculo da energia gerada do sistema FV também pode ser extraído do software, no caso dos módulos instalados na cobertura a energia produzida simulada foi de 242,8 MWh/ano, um pouco menor da calculada manualmente que foi de 261,8 MWh/ano. Contudo o software possui maior precisão, pois pondera os sombreamentos e outras perdas associadas na geração de energia não considerada no cálculo manual.
- Taxa de desempenho: o software calcula um dado importante a ser considerado, a taxa de desempenho do sistema FV (Performance Ratio), que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho teórico possível, ou seja, considera a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como por queda de tensão devido à resistência dos conectores e cabeamento, sujeira na superfície do módulo, sombreamento, eficiência do inversor, resposta espectral, temperatura, dentre outras. (PINHO et al, 2008)
- Diagrama de perdas: um dado também interessante é o diagrama de perdas consideradas para o cálculo da energia gerada real. O software calcula o percentual de cada perda associada, por exemplo, podemos verificar que o sistema possui uma perda por sombreamento na ordem de 4% em relação a irradiação global incidente no plano horizontal.

Para o sistema FV instalado nas fachadas não foi simulado em função do tempo, contudo a simulação apresentada a título de exemplo, teve como objetivo de verificar a conformidade do dimensionamento realizado teoricamente com o resultado produzido em softwares dedicados.

## 5.10 Análise Econômica

Para a realização da análise econômica, foi desenvolvida uma planilha Excel (Fonte: Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento, Edição 2006, item 2.3.1, pag. 17) para o cálculo de retorno de investimento.

Os dados considerados para o cálculo:

- Potência nominal em kWp do Sistema FV: 260 kWp (Cobertura + Fachadas)
- Energia gerada anual: 323.468 kWh/ano (Tabela 10)
- Consumo de energia anual: 3.349.198 kWh/ano (Tabela 2)
- Custo energia: 324,41 R\$/MWh (Fonte: Faturamento AMPLA e BROOKFIELDS)  
Fatura Ampla: CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (Custo do Uso do Fio) em R\$/kWh.

Nº do Cliente: **198-8**

Dados do faturamento	Tarifa ICMS(R\$)
CUSD Encargos HP	0,06561
CUSD Encargos FP	0,06561

Fatura Brookfields: Contrato de Fornecimento de Energia pelo Mercado Livre em R\$/MWh.

### DADOS DOS PRODUTOS/SERVIÇOS

COD. PROD	DESCRIÇÃO DO PRODUTO/SERVIÇO	NCM/SH	CST	CFOP	UNID.	V. UNITÁRIO
V000008	Venda de Energia Eletrica	27160000	030	6253	MWh	258,80000

- Anos de análise econômica: 25 anos (Vida útil dos módulos)
- TMA: 2,4% a.a (Fonte: PETROBRAS)
- Custo inicial: R\$ 1.512.349,28 (Soma das Tabelas 10, 11 e 12), correspondendo a um custo por capacidade instalada de R\$ 5,82/Wp.

Tabela 12 – Custo de materiais. (Fonte: Projetos de Engenharia PETROBRAS).

MATERIAIS	QTD	UNIDADE	Potencia Unit	Valor Unitário	Valor Total Global
<b>TOTAL GERAL</b>					
Módulos Fotovoltaicos	1040	unidade	260	3,60	936.000,00
Estrutura Metálica (alumínio)	1	conjunto		90.000,00	90.000,00
Inversores de Frequencia	10	unidade		13.200,00	132.000,00
Cabo 6mm (CC)	1800	m		2,50	4.500,00
Cabo 10mm (CA)	1000	m		16,00	16.000,00
Servidor	1	unidade		5.000,00	5.000,00
Software	1	unidade		10.000,00	10.000,00
Estação Metereológica	1	unidade		7.000,00	7.000,00
Quadro de proteção (14 (40A) x 1 (600A))	1	unidade		10.000,00	10.000,00
Caixa de Derivação (CC)	10	unidade		1.000,00	10.000,00
Eletrodutos	200	m		15,00	3.000,00
Transdutor de Grandezas CC	10	unidade		500,00	5.000,00
TC de medição CA	3	unidade		1.000,00	3.000,00
Parafusos de fixação na laje	400	unidade		2,00	800,00
					0,00
* As quantidades acima foram estimadas conforme projeto da engenharia.					
<b>TOTAL MENSAL</b>					<b>1.232.300,00</b>

Tabela 13 – Custo de equipamentos para manutenção. (Fonte: Contrato de Manutenção, PETROBRAS)

<b>EQUIPAMENTO MANUTENÇÃO DO CONTRATO VIGENTE</b>				
DESCRIÇÃO	QUANT.	Valor Unitário	Depreciação - Meses	Valor total
Computador Portátil para configurações em campo.	2	3.000,00	12	1.500,00
Furadeira 300 watts/220 V	2	232,66	18	77,55
Furadeira de impacto 500 watts/220 V	2	282,00	18	94,00
Luxímetro digital	3	446,47	18	223,24
Multímetro digital 200mV a 1Kv	2	120,00	18	40,00
Aspirador de pó industrial - 20 litros	3	2.460,00	12	1.845,00
Bolsa de Ferramentas	47	240,00	18	1.880,00
Escadas de material não condutor de eletricidade, com 5 degraus	5	420,00	18	350,00
Escadas de material não condutor de eletricidade, com 7 degraus	5	840,00	18	700,00
Estilete com trava de segurança	4	21,60	6	43,20
Pistola cola quente	2	24,00	6	24,00
Serrote profissional	5	30,00	6	75,00
Trena	15	21,54	24	40,39
Carrinho transporte material reciclável	4	720,00	24	360,00
Balde	2	48,00	6	48,00
Diversos	2	117,90	1	235,80
<b>TOTAL MENSAL</b>				<b>7.536,18</b>

Tabela 14 – Custo de Mão de Obra (Fonte: PETROBRAS)

<b>Custo de Mão de Obra Estimado</b>	
Mobilização	R\$ 81.753,93
Instalação de Módulos	R\$ 109.005,24
Instalação de Inversores	R\$ 27.251,31
Instalação Elétrica	R\$ 27.251,31
Fechamento da Obra	R\$ 27.251,31
<b>Total</b>	<b>R\$ 272.513,10</b>

- Degradação do módulo: para o estudo foi considerado módulos com garantia com nível G3 conforme figura 25, ou seja, com perda anual de potência gerada de forma linear, sendo no final de vida útil produzindo 80% da potência nominal garantida pelo fabricante.

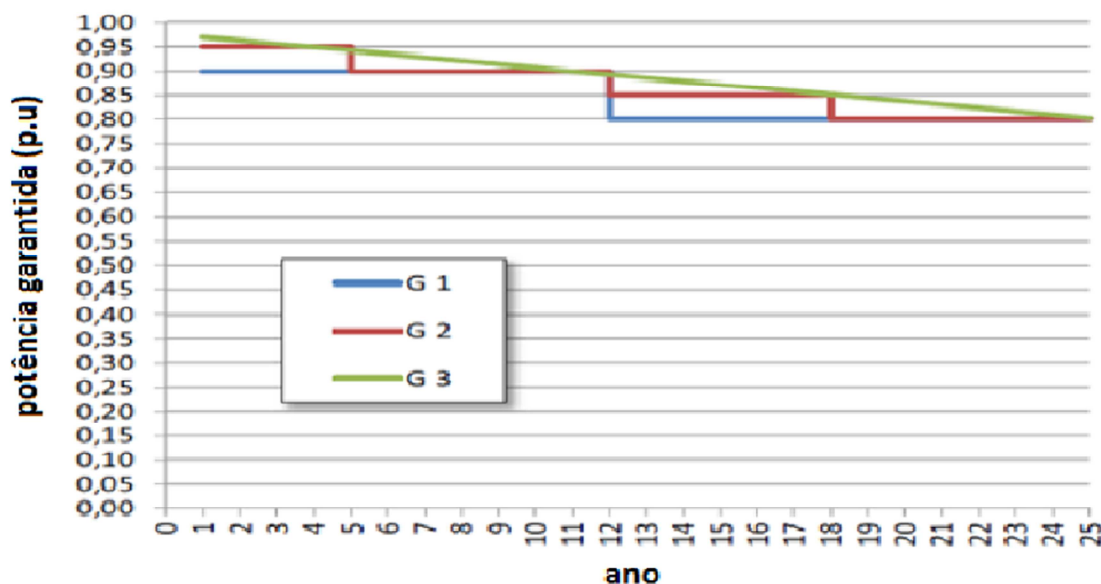


Figura 26 – Degradação da potência gerada durante a vida útil do módulo FV. (Fonte: Pinho, 2008)

- Índices de Inflação no Brasil: Variação do IPCA até 2016 (Fonte: IBGE, 2014) e foi estimado do 3º ano em diante com variação entre 4 a 6% ao ano (Fonte: PETROBRAS),
- Aumento do custo de energia elétrica: foram considerados para este estudo os valores estimados dos índices de inflação.

Degeneração	1	0,992	0,984	0,976	0,968	0,96	0,952	0,944	0,936	0,928	0,92	0,912	0,904	0,896	0,888	0,88	0,872	0,864	0,856	0,848	0,84	0,832	0,824	0,816	0,808	0,8		
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2034	2035	2036		
Inflação Brasil	6,43%	6,47%	5,71%	5,93%	5,71%	4,45%	4,56%	3,99%	4,22%	4,56%	4,44%	4,55%	4,66%	5,68%	4,31%	4,20%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	
Aumento da Energia	6,43%	6,47%	5,71%	5,93%	5,71%	4,45%	4,56%	3,99%	4,22%	4,56%	4,44%	4,55%	4,66%	5,68%	4,31%	4,20%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	4,54%	
Investimentos		146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	146.543,33	278.543,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Preço Energia Elétrica (R\$/MWh)	324,41	345,27	367,61	388,60	411,64	435,15	454,51	475,24	494,20	515,05	538,54	562,45	588,04	615,45	650,40	678,44	706,93	739,03	772,58	807,65	844,32	882,65	922,72	964,62	1008,41	1054,19		
Custo Evitado	104.936,25	110.790,19	117.007,03	122.682,54	128.892,39	135.126,09	139.963,05	145.115,57	149.626,82	154.608,24	160.264,77	165.925,04	171.952,92	178.373,31	186.821,83	193.118,24	199.399,84	206.540,19	213.917,88	221.539,75	229.412,78	237.544,04	245.940,76	254.610,29	263.560,10	272.797,75		
VPL Concessionária	104.936,25	104.057,66	104.707,99	103.210,97	103.219,79	108.691,86	107.107,51	110.350,16	107.498,12	103.500,50	103.793,33	101.706,22	99.549,89	86.980,80	103.481,90	104.185,55	97.995,22	97.096,18	96.197,14	95.298,10	94.399,06	93.500,02	92.600,99	91.701,95	90.802,91	89.903,87		
VPL Investimento	R\$ 1.611.655,04																											
	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	-		
(-) Custos Fixos																												
(-) Custos Variáveis																												
(-) Outros Custos																												
Lucro Bruto	104.936,25	110.790,19	117.007,03	122.682,54	128.892,39	135.126,09	139.963,05	145.115,57	149.626,82	154.608,24	160.264,77	165.925,04	171.952,92	178.373,31	186.821,83	193.118,24	199.399,84	206.540,19	213.917,88	221.539,75	229.412,78	237.544,04	245.940,76	254.610,29	263.560,10	272.797,75		
(-) Depreciação do ativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(+) Valor Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Base Tributável	104.936,25	110.790,19	117.007,03	122.682,54	128.892,39	135.126,09	139.963,05	145.115,57	149.626,82	154.608,24	160.264,77	165.925,04	171.952,92	178.373,31	186.821,83	193.118,24	199.399,84	206.540,19	213.917,88	221.539,75	229.412,78	237.544,04	245.940,76	254.610,29	263.560,10	272.797,75		
(-) IR+CSLL (34%)	(35.678,33)	(37.668,66)	(39.782,39)	(41.712,06)	(43.823,41)	(45.942,87)	(47.587,44)	(49.339,29)	(50.873,12)	(52.566,80)	(54.490,02)	(56.414,51)	(58.463,99)	(60.646,93)	(63.519,42)	(65.660,20)	(67.795,95)	(70.223,66)	(72.732,08)	(75.323,52)	(78.000,34)	(80.764,97)	(83.619,86)	(86.567,50)	(89.610,43)	(92.751,23)		
Lucro Líquido	69.257,93	73.121,52	77.224,64	80.970,48	85.068,98	89.183,22	92.375,61	95.776,27	98.753,70	102.041,44	105.774,75	109.510,53	113.488,93	117.726,38	123.302,41	127.458,04	131.603,90	136.316,52	141.185,80	146.216,24	151.412,43	156.779,07	162.320,90	168.042,79	173.949,66	180.046,51		
(+) Depreciação do ativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(-) Investimentos	-	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(146.543,33)	(278.543,33)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Fluxo Caixa Livre	-	(73.421,81)	(69.318,69)	(65.572,86)	(61.474,36)	(57.360,11)	(54.167,72)	(50.767,06)	(47.789,63)	(44.501,90)	(40.768,59)	(37.032,81)	(33.032,81)	(28.529,04)	(24.173,13)	86.491,69	88.465,14	89.303,37	90.047,04	91.085,50	92.128,03	93.174,36	94.224,19	95.277,20	96.333,07	97.391,46	98.452,02	99.514,37
Fluxo de Retorno	-	(73.421,81)	(69.318,69)	(65.572,86)	(61.474,36)	(57.360,11)	(54.167,72)	(50.767,06)	(47.789,63)	(44.501,90)	(40.768,59)	(37.032,81)	(33.032,81)	(28.529,04)	(24.173,13)	86.491,69	88.465,14	89.303,37	90.047,04	91.085,50	92.128,03	93.174,36	94.224,19	95.277,20	96.333,07	97.391,46	98.452,02	99.514,37
VPL de Retorno	R\$ 542.799,42																											
Contribuição (VPL)	-	(71.700,99)	(66.107,46)	(61.069,48)	(55.910,60)	(50.946,01)	(46.983,01)	(43.001,37)	(39.530,66)	(35.948,35)	(32.160,74)	(28.529,04)	(24.173,13)	86.491,69	88.465,14	89.303,37	90.047,04	91.085,50	92.128,03	93.174,36	94.224,19	95.277,20	96.333,07	97.391,46	98.452,02	99.514,37		
Acumulado (VPL)	-	(71.700,99)	(137.808,44)	(198.877,92)	(254.788,53)	(305.734,54)	(352.717,55)	(395.718,92)	(435.249,58)	(471.197,93)	(503.358,67)	(531.887,71)	(556.060,84)	#####	#####	(391.800,64)	(301.753,60)	(210.668,10)	(118.540,07)	(25.365,70)	68.858,49	164.135,68	260.468,76	357.860,22	456.312,24	555.826,61		
Anos de operação	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
Tempo de retorno (Anos)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,27	-	-	-	-	-		

Figura 27 – Planilha de Avaliação Econômica – Dados para cálculo do VPL. (Fonte: Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento, 2006)

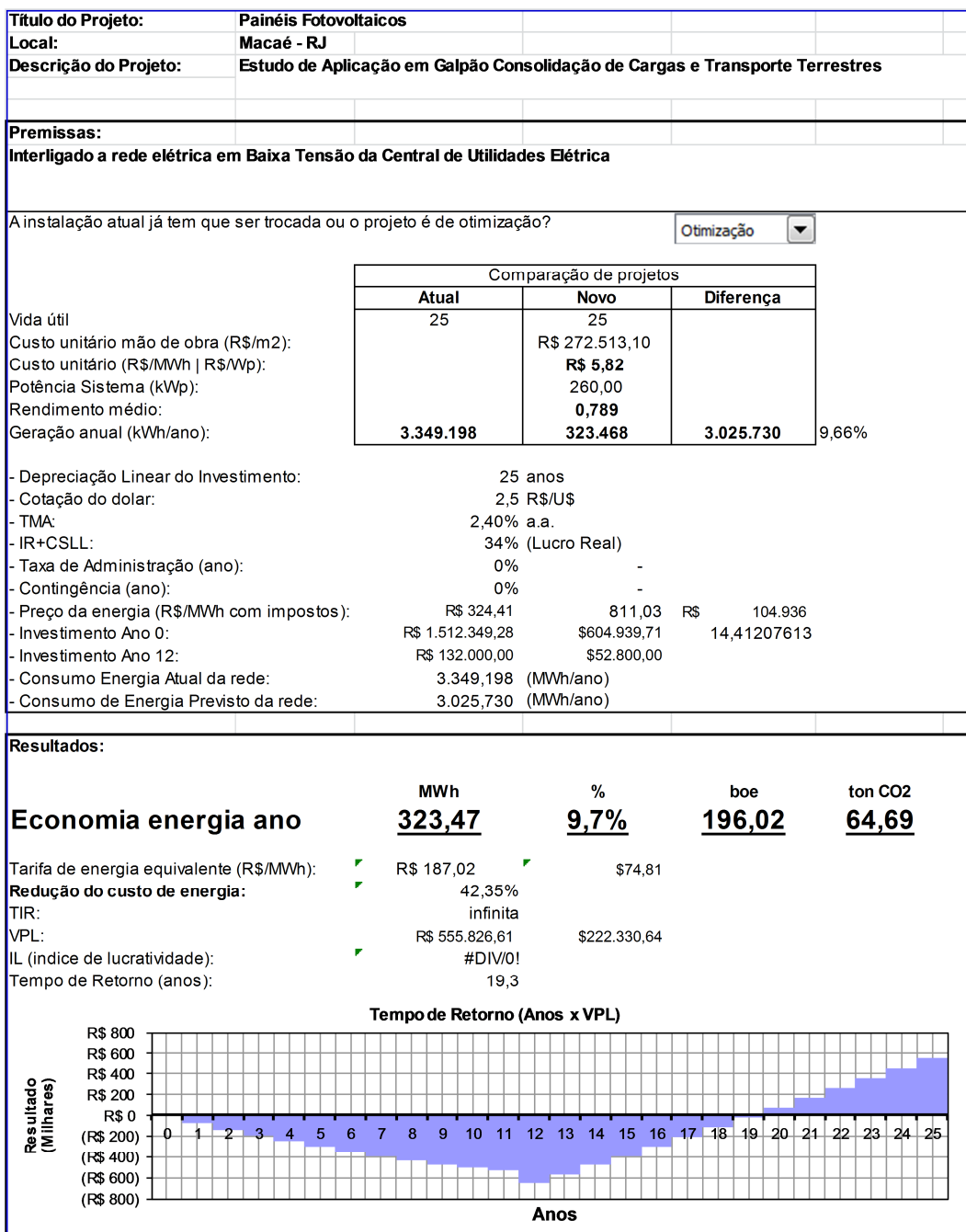


Figura 28 – Planilha de Avaliação Econômica – Resultado Pay-Back. (Fonte: Manual de Análise Empresarial de Projetos de Investimento, 2006)

**Análise:** Obteve-se um tempo de retorno em 19,3 anos do capital investido estimado de R\$ 1.512.349,28 para a implementação do sistema FV, sendo a economia de energia de 323,47 MWh, equivalente a 196,02 boe (barril de óleo equivalente) e 64,69 ton CO2 evitado.

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Visando a instalação futura dos equipamentos do sistema FV, requisitos importantes devem ser atendidos, com o objetivo de facilitar a sua execução e de forma prever as condições necessárias para a operação e manutenção. São estes:

### 6.1 Interligação do Sistema FV a rede de distribuição de energia elétrica.

Devem ser projetadas as infraestruturas para a passagem de cabeamento das caixas de conexões dos módulos até o ponto de interligação à rede de distribuição local. Deve ser prevista o local de medição de faturamento para possibilitar o registro do balanço de energia (consumo e geração) para a compensação conforme a Resolução 482 (ANEEL, 2012) e normas da concessionária de distribuição de energia.

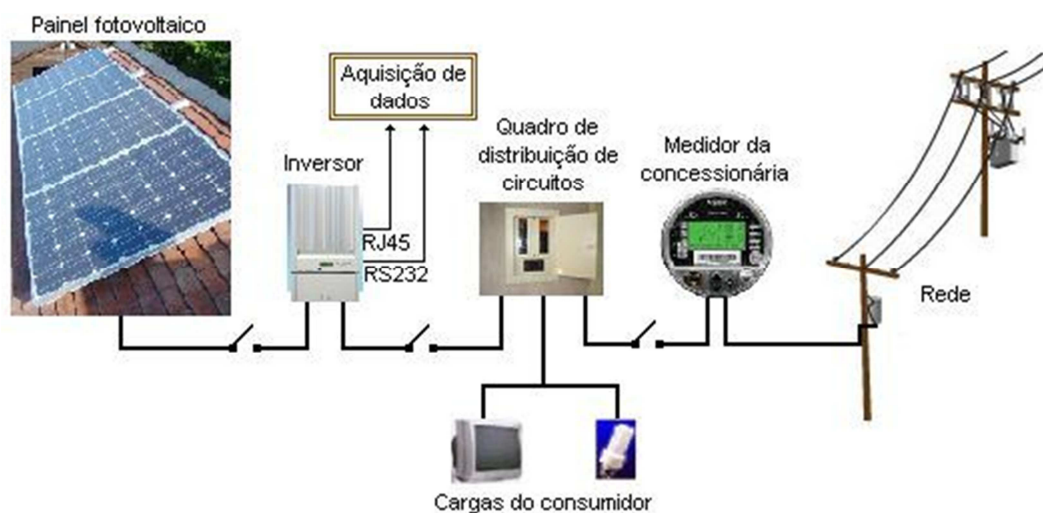


Figura 29 – Interligação do Sistema FV com a rede elétrica de distribuição (Fonte: [www.solenerg.com.br](http://www.solenerg.com.br))

### 6.2 Dimensionamentos dos equipamentos do Sistema FV.

O dimensionamento do eletrodutos, bandejamentos, envelopes, caixas de distribuição, painéis elétricos, transformadores e outros equipamentos devem atender as normas técnicas e de segurança pertinentes.

### 6.3 Definição dos locais das caixas de junção, inversores e demais equipamentos.

A definição do local é importante para as especificações destes equipamentos com relação às proteções contra intempéries, temperatura, poeira e contatos com partes energizadas de pessoas.

Também deve ser definida a área destinada à circulação para as manutenções e operações.

### 6.4 Dimensionamento das estruturas de suportação no telhado e nas fachadas.

Devem ser considerados os esforços devido ao peso dos módulos, equipamentos e estruturas sobre o telhado. Foi utilizado uma carga de 17 kgf/m<sup>2</sup> para o cálculo estrutural do telhado, na figura 30 tem-se alguns tipos de módulos com os valores de referência. Com rela o às fachadas devem ser dimensionados os suportes de sustentac o dos módulos fixados a estrutura do prédio.

Tecnologia	Integra�o	Configura�o do sistema	Eficiência da tecnologia	kgf/m <sup>2</sup> (Módulo Fotovoltaico)	kgf/m <sup>2</sup> (Estrutura)	kgf/m <sup>2</sup> (Sistema)
a-Si		Sanduche Vidro/ Vidro fixado em estrutura de alumínio	6-8%	20	5	25
a-Si		Módulo flexível colado em manta impermeabilizante	6-8%	3,6	3,4	7,0
c-Si		Vidro com Moldura fixado em estrutura de alumínio	14-18%	12	5	17

Figura 30 – Valores de referência de esforço em fun o do peso de alguns tipos de módulos e estruturas. (Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014)



A carga dinâmica de vento deve ter especial atenção no projeto estrutural da edificação a fim de evitar desprendimentos e acidentes indesejáveis devido à ação do vento. Com o intuito de minimizar a pressão do vento sobre os módulos FV, devem ser tomados alguns cuidados:

- A superfície do módulo FV ao telhado deve ter um espaço suficiente para que haja uma ventilação adequada para a realização da troca de calor e a fim de evitar acúmulo de detritos que impeçam o escoamento da água de chuva. (TORRES, 2009)

- Os módulos FV não deve ultrapassar os extremos do telhado mantendo no mínimo, uma distância superior a cinco vezes a altura do módulo. (TORRES, 2009)

### **6.5 Estruturas e instalações para manutenção.**

Devem ser projetadas os acessos, principalmente para os módulos situados no telhado, aos operadores e mantenedores. Recomenda-se a utilização de passarelas com corrimãos montadas sob o telhado para o deslocamento de pessoas habilitadas na manutenção e operação do sistema FV.

Para a limpeza do módulo, a qual recomenda-se realizar a cada 6 meses, deve ser prevista pontos de fornecimento de água para a lavagem e remoção da sujeira dos painéis com pano seco.



Figura 31 – Limpeza dos módulos fotovoltaicos. (Fonte: TORRES, 2009)

## 6.6 Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas, DPS e Aterramento

A eliminação das falhas passa pelo correto dimensionamento dos dispositivos de proteção. O sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) deve proteger toda a área onde o sistema FV está instalado, o mesmo deve estar conectado a malha de aterramento da edificação, como todos os equipamentos, estruturas metálicas e outros dispositivos. O DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) deve ser instalado a fim de evitar sobretensões elevadas na entrada dos equipamentos que podem ocasionar falhas e/ou avarias.

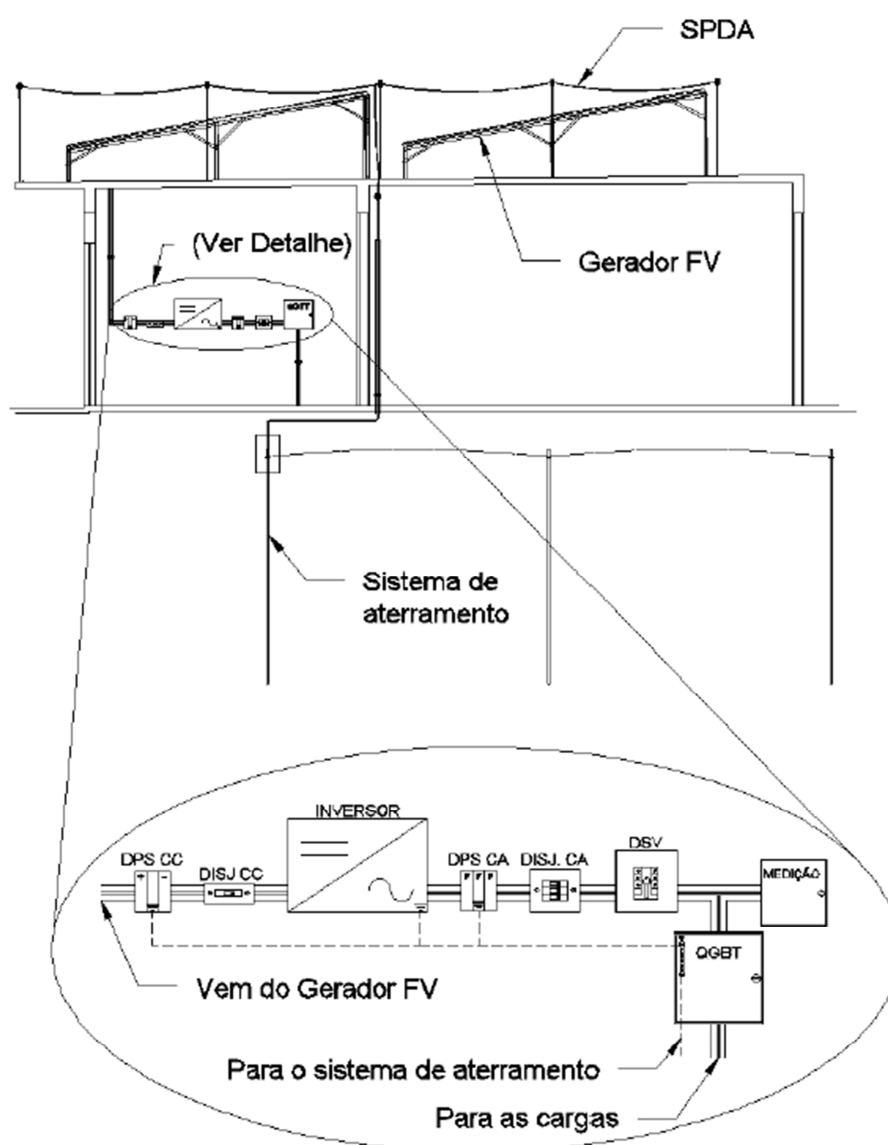


Figura 32 – Detalhe dos dispositivos de proteção: SPDA, DPS e Aterramento. (Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014)

## 7 CONCLUSÃO

Sistemas fotovoltaicos aplicados a edificações do tipo galpão apresentam uma solução tecnicamente viável para o fornecimento de energia elétrica. A oferta das várias tecnologias de módulos fotovoltaicos existentes no mercado e o crescente aumento de fornecedores destes equipamentos no Brasil vem tornando esta fonte de energia cada vez mais competitiva.

A resolução nº 482 (ANEEL, 2012) representa um marco regulatório na inserção da micro e minigeração, fomentando o desenvolvimento da cadeia industrial e de serviços inserindo a energia fotovoltaica na Matriz Energética Nacional. O sistema de compensação de energia trás o custo do kWh da fonte solar aos patamares do valor que o consumidor paga pela energia elétrica à concessionária.

Apesar do estudo apontar para a viabilidade do ponto de vista econômico, pois apresenta tempo de retorno do investimento inferior ao tempo de vida útil, os sistemas fotovoltaicos oneram em muito o consumidor no ato da instalação resultando em um pequeno retorno nos primeiros anos. Isto, pode se tornar um dificultador na aprovação pelos gestores da implantação do sistema, pois culturalmente no Brasil prefere-se obter resultados econômicos em curto prazo.

A estratégia adotada é descontar do custo de energia a demanda contratada, que independente da autossuficiência do consumidor, deverá ser paga uma taxa mínima à concessionária referente ao uso da rede de distribuição elétrica.

Também deve ser levada em consideração a imagem da empresa ao se adotar energias limpas e renováveis que cada vez mais representa um marketing interessante por agregar valor a marca e ao produto final comercializado.

Por fim, conclui-se que à medida que os sistemas fotovoltaicos se consolidarem no mercado nacional, espera-se que ocorra queda nos preços dos equipamentos, que já vem ocorrendo ao passar do tempo. Somando-se isto ao aumento frequente do preço de eletricidade, é de se esperar que o retorno dos investimentos apresente considerável queda num futuro próximo.

## 8 REFERÊNCIAS

BRITO, S. **Energia solar - Princípios e Aplicações**. CRESESB, 2004. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em Agosto de 2014.

CORDELLA, Alfredo. Efeito Foto Elétrico. Disponível em: <[http://www.profcordella.com.br/unisanta/textos/fqa33\\_efeito\\_fotoeletrico.htm](http://www.profcordella.com.br/unisanta/textos/fqa33_efeito_fotoeletrico.htm)>. Acesso em 30 setembro 2014.

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salva Brito. **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. CEPEL, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=321>>. Acesso em: 20 julho 2014.

**Curso de Introdução de Energia Solar Fotovoltaica**. Universidade Petrobras. Rio de Janeiro, 2013.

GHENSEV, Almir. **Materiais e Processos de Fabricação de Células Fotovoltaicas**. 2006. 154 f. Monografia (Especialização em Fontes Alternativas de Energia)- Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2006.

KAZMERSKI, L. L. Photovoltaic devices: a 2000 overview. *Journal of Crystal Growth* 197, 1999.

LISITA JR., Orlando. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso -3 kWp instalados no estacionamento do IEE-USP**. São Paulo, 2005, 81 f. Dissertação de Mestrado em Energia – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, USP, 2005.

Manual de Análise de Projetos de Investimento, Edição 2006. Petróleo Brasileiro S.A., 2006. Disponível em: <<http://www.ceunes.ufes.br/downloads/2/juniorsan-Texto%2000-%20Manual%20BR%20-Petrobr%C3%A1s.pdf>>. Acesso em 05 de Novembro 2014.

MARINOSKI, Deivis L., SALAMONI, Isabel T., RÜTHER, Ricardo. **Pré-dimensionamento de Sistema Solar Fotovoltaico: Estudo de Caso do Edifício Sede do CREA-SC.** I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável - X Encontro Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído. São Paulo, 2004.

MINAS GERAIS. Lei Estadual nº 20.824 de 31 julho 2013. Altera as Leis nºs 6.763,... Secretaria de Estado da Fazenda, Belo Horizonte, MG, 2013. Disponível em: <[http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao\\_tributaria/leis/2013/l20824\\_2013.htm](http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2013/l20824_2013.htm)>. Acesso em 13 Agosto 2014.

OLIVEIRA, F. P.; GARCIA, J. T. **Célula Fotovoltaica de Silício.** Universidade de São Paulo, 2010.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O; PEREIRA, E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia.** 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. 396 p.

REN21. Global Status Report, 2014, p. 49. Disponível em: <[http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014\\_full%20report\\_low%20res.pdf](http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf)>. Acesso em 21 outubro 2014.

Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012, Brasília, Brasil, 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica; Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em 29 de Julho, 2014.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios Solares Fotovoltaicos.** Editora UFSC / LABSOLAR, 1ª Edição, Florianópolis-SC, 2004, 118 p.

Submódulo 5.5, Módulo 5. Consolidação da previsão de carga para o planejamento anual da operação energética, 18 de junho de 2010. Operador Nacional do Sistema - ONS, Brasília, 2010. Disponível em:<[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)>. Acesso em 8 de Setembro de 2014.

SUPSI. BIPV, Industrial Examples: Riedel Recycling. Disponível em: <<http://www.bipv.ch/index.php/en/industrial-s-en/item/596-riedel>>. Acesso em: 08 julho 2014.

TORRES, David M. C. **Sistemas Fotovoltaicos - Desenvolvimento de uma ferramenta de apoio ...** Coimbra, Portugal, 2009. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, Coimbra, 2009.

ZOMER, C. **Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Uma Edificação Inserida em Meio Urbano e Conectada à Rede Elétrica.** Florianópolis, 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Departamento da Engenharia Civil, Universidade