



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

## ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Arthur Biagio Canedo Montesano Miranda

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Rio de Janeiro  
Março de 2014

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO  
CONECTADO À REDE

Arthur Biagio Canedo Montesano Miranda

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE  
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS  
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

---

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.

---

Prof. Jorge Luiz do Nascimento, Dr.Eng.

---

Eng<sup>o</sup> Júlio César de Carvalho Ferreira, M.Sc.

Rio de Janeiro – RJ, Brasil

Março de 2014

**MIRANDA, Arthur Biagio Canedo Montesano**

Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico  
Conectado à Rede / Arthur Biagio Canedo

Montesano Miranda. Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2014.

v, 86 f.: il. ; 29,7cm

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/Curso  
de Engenharia Elétrica, 2014.

Referencias: p. 83

1. Fotovoltaico 2. Geração Distribuída 3. Análise de  
Viabilidade Econômica 4. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

I. Dias, Robson. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro,  
Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

## Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Arthur Biagio Canedo Montesano Miranda

Março 2014

Orientador: Robson Francisco da Silva Dias

Curso: Engenharia Elétrica

Devido a sua localização intertropical e características do sistema elétrico, o Brasil apresenta condições extremamente positivas para o aproveitamento da geração fotovoltaica. Tendo em vista a resolução 482/2012 da ANEEL, que regulamenta a micro e mini geração distribuída, o presente trabalho tem como finalidade, além de apresentar os equipamentos e fundamentos da geração fotovoltaica, sintetizar as etapas de projeto, dimensionamento, instalação e procedimentos de conexão à rede elétrica. Através de criteriosa análise de viabilidade econômica, traz a rentabilidade de três casos-exemplos com diferentes potências de geração. Estas análises permitem concluir que já é possível obter considerável *payback*, além de se rentabilizar ao longo da vida útil de pequenas instalações fotovoltaicas de micro-geração distribuída.



Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Electrical Engineer.

## Economical Viability Analysis of a Grid-Connected Photovoltaic System

Arthur Biagio Canedo Montesano Miranda

March / 2014

Advisor: Robson Francisco da Silva Dias

Course: Electrical Engineering

Due to its intertropical location and electrical system characteristics, Brazil has extremely positive conditions for the use of photovoltaic power generation. Considering the Resolution 482/2012 of ANEEL, which regulates micro and mini distributed generation, this paper aims, besides presenting equipment and the basics of photovoltaic generation, synthesize the steps of project design, and installation procedures for grid connection. Through analysis of economic viability, brings profitability of three case-examples with different power generation. These analyzes allow us to conclude that it is possible to obtain significant payback, in addition to monetize over the lifetime of small photovoltaic system of distributed microgeneration.

## Agradecimentos

Agradeço aos meus pais, Luiz Alberto e Maria Rosária, minha avó Eudóxia e meus irmãos, Isabela, Giuliano e Gabriel, que sempre me apoiaram incondicionalmente ao longo de toda a minha graduação e principalmente nas fases difíceis dela.

Agradeço ao Prof. Robson Francisco da Silva Dias por toda a orientação, apoio e dedicação ao longo do projeto, ao Prof. Jorge Luiz do Nascimento e ao Eng<sup>o</sup> Júlio César de Carvalho Ferreira, por aceitarem o convite de fazerem parte da minha banca examinadora.

Por fim, agradeço à SEMATEL e principalmente a Eng<sup>a</sup> Maria Aparecida Gomes, por ter me auxiliado e por se dispor à investir na idealização deste trabalho.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 TEMA.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 ORGANIZAÇÃO.....	2
1.4 RELEVÂNCIA DO TRABALHO.....	3
2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	4
2.1 RADIAÇÃO SOLAR.....	4
2.2 EFEITO FOTOVOLTAICO.....	6
2.3 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	8
2.4 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	10
3. METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	18
3.1 DESCRIÇÃO DOS CASOS-EXEMPLOS.....	18
3.2 MEDIÇÕES DA RADIAÇÃO SOLAR.....	22
3.3 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	25
3.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA E DOS COMPONENTES.....	27
3.5 PROJETO.....	37
3.6 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	42
4. INSTALAÇÃO E PROTEÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	56
4.1 INSTALAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	56
4.2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS PARA DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES E PROTEÇÃO ELÉTRICA.....	61
4.3 DIMENSIONAMENTO DOS CONDUTORES E DO SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	74
4.4 AVALIAÇÃO DO PROJETO.....	75
5. CONCLUSÃO.....	76
5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	76
5.2 ESTUDOS FUTUROS.....	76

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 : Posição da Terra e dos Hemisférios Durante a Rotação em Torno do Sol.....	4
Figura 2.2 : Distribuição da Radiação Solar.....	5
Figura 2.3 : Mapa de Média Anual de Radiação Solar.....	6
Figura 2.4 : Corte transversal de uma célula fotovoltaica.....	8
Figura 2.5: Células Mono, Poli e Filmes Finos.....	10
Figura 2.6 : Símbolo Elétrico Painel Fotovoltaico.....	10
Figura 2.7 : Curva IxV Típica de um Módulo Fotovoltaico.....	11
Figura 2.8 : Curva Real IxV em função da Radiação Solar em um Módulo ZN55.....	11
Figura 2.9 : Associação Série.....	12
Figura 2.10 : Associação em Paralelo.....	12
Figura 2.11 : Associação Mista.....	13
Figura 2.12 : Símbolo Elétrico do Inversor.....	13
Figura 2.13 : Diagrama típico de um Inversor <i>on-grid</i> .....	14
Figura 2.14 : Diagrama de um Inversor com MPPT.....	15
Figura 2.15 : Curva de operação do sistema de geração distribuída em função da frequência da rede para desconexão por sobre/sub frequência.....	17
Figura 3.1 : Planta Baixa SEMATEL.....	20
Figura 3.2 : Radiação Solar (kWh/m <sup>2</sup> .dia) com Inclinação 0° e 30°PV Syst/ Meteonorm 6.1 para 22,90°S – 43,20°O.....	24
Figura 3.3 : Comportamento diário da Insolação Global.....	25
Figura 3.4 : Comportamento diário da geração eólica de 4 plantas no Texas.....	25
Figura 3.5 : Gráfico de Geração (Azul) x Consumo (Vermelho) – Caso A.....	35
Figura 3.6 : Gráfico de Geração (Azul) x Consumo (Vermelho) – Caso B.....	36
Figura 3.7 : Gráfico de Geração (Azul) x Consumo (Vermelho) – Caso C.....	37
Figura 3.8 : Etapas de Acesso de Micro-geradores ao Sistema de Distribuição da Norma 482/2012...37	37
Figura 3.9 : Diagrama Unifilar da Planta de Geração Caso A.....	41
Figura 3.10 : Diagrama de Interligação Caso A.....	41
Figura 3.11 : Gráfico do <i>payback</i> para o caso A.....	44
Figura 3.12 : Gráfico do <i>payback</i> para o caso B.....	45
Figura 3.13 : Gráfico do <i>payback</i> para o caso C.....	46
Figura 4.1 : Esquemático do padrão de entrada para geração distribuída da Light.....	57
Figura 4.2 : Exemplos de Suportes Tipo <i>Roof Mount</i> e <i>Groud Mount</i> .....	58
Figura 4.3 : Quadro elétrico destinado a sistemas fotovoltaicos.....	59

Figura 4.4 : Caixa de Junção do Módulo.....	60
Figura 4.5 : Exemplo de Conectores para Instalações Fotovoltaicas.....	60
Figura 4.6 : Sistemas de Neutro.....	62
Figura 4.7 : Escolha da sensibilidade de dispositivo diferencial.....	63
Figura 4.8 : Gráfico de efeitos da corrente elétrica no corpo humano de acordo com a IEC 60479 juntamente com a atuação de um dispositivo DDR de 30mA.....	63
Figura 4.9 : Diodos de By-pass e de Fileira.....	64
Figura 4.10 : Mecanismos Internos de um Disjuntor.....	65
Figura 4.11 : Curvas de Atuação dos Disjuntores.....	65
Figura 4.12 : Representação das correntes para dimensionamento da proteção.....	66
Figura 4.13 : Representação da Seletividade de Disjuntores.....	67
Figura 4.14 : Sistema de Equipotencial e de aterramento geral.....	69
Figura 4.15 : Exemplo de Tabela de Dimensionamento dos Condutores.....	73

## LISTAS DE TABELAS

Tabela 2.1 : Características típicas de painéis solares comerciais.....	9
Tabela 2.2 : Tempo de resposta às condições anormais de tensão.....	16
Tabela 3.1 : Consumo Anual.....	21
Tabela 3.2 : Dados de Radiação Solar para 22,902777° S – 43,207500°O.....	22
Tabela 3.3 : PVSyst/ Meteonorm 6.1 para 22,90° S – 43,20°O.....	23
Tabela 3.4 : Dados PVWatts SWERA para 22,90° S – 43,17°O.....	23
Tabela 3.5 : Comparação das Especificações de Alguns Painéis Fotovoltaicos no Mercado.....	29
Tabela 3.6 : Especificações e Limites de Operação do Sistema Fotovoltaico dos Casos A, B e C.....	30
Tabela 3.7 : Comparação das Especificações de Alguns Inversores Presentes no Mercado.....	32
Tabela 3.8 : Perdas Típicas em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.....	34
Tabela 3.9 : Geração esperada para o Caso A.....	35
Tabela 3.10 : Geração esperada para o Caso B.....	36
Tabela 3.11 : Geração esperada para o Caso C.....	36
Tabela 3.12 : Etapas de Acesso de Micro-geradores ao Sistema de Distribuição da Light.....	38
Tabela 3.13 : Forma de Conexão em Função da Potência.....	40
Tabela 3.14 : Investimentos Totais Casos A, B e C.....	43
Tabela 3.15 : <i>Payback</i> para o caso A.....	44
Tabela 3.16 : <i>Payback</i> para o caso B.....	45
Tabela 3.17 : <i>Payback</i> para o caso C.....	46
Tabela 3.18 : Amortização para o Caso A (Taxa Selic, Inflação e Poupança).....	48
Tabela 3.19 : Amortização para o Caso B (Taxa Selic, Inflação e Poupança).....	49
Tabela 3.20 : Amortização para o Caso C (Taxa Selic, Inflação e Poupança).....	50
Tabela 3.21 : Estudo Econômico para o Caso A.....	52
Tabela 3.22 : Estudo Econômico para o Caso B.....	53
Tabela 3.23 : Estudo Econômico para o Caso C.....	54
Tabela 4.1 : Limite de Operação dos Equipamentos do Caso A.....	74
Tabela 4.2 : Memória de Cálculo de Dimensionamento dos Condutores do Caso A.....	74
Tabela 4.3 : Memória de Cálculo de Dimensionamento do Sistema de Proteção do Caso A.....	74

## LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC	Corrente Alternada ( <i>Alternate Current</i> )
ADC	Conversor Analógico para Digital ( <i>Analog-to-Digital Converter</i> )
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
CAN	Porta de Comunicação CAN ( <i>Controller Area Network</i> )
CEI	<i>Commission électrotechnique internationale</i>
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CIGS	<i>Copper indium gallium (di)selenide</i>
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito
CPV	Concentrador Fotovoltaico ( <i>Concentrated Photovoltaics</i> )
DC	Corrente Contínua ( <i>Direct Current</i> )
DDR	Disjuntor Diferencial Residual
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGPM	Índice Geral de Preços do Mercado
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IEC	Comissão Internacional de Eletrotécnica ( <i>International Electrotechnical Commission</i> )
IP	Classe de Proteção de Dispositivo
IRT	Reajuste Tarifário Anual (Tarifa Energia Elétrica)
LCD	Tela de Cristal Líquido ( <i>Liquid-Crystal Display</i> )
LED	Diodo Emissor de Luz ( <i>Light Emitter Diode</i> )
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point Tracker</i> )
MPP	Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point</i> )
NBR	Norma Brasileira
NOCT	Temperatura de Operação Normal da Célula ( <i>Normal Operating Cell Temperature</i> )
PE	Proteção (Condutor de Proteção)
PECVD	<i>Plasma-enhanced chemical vapor deposition</i>
PRICE	Sistema de Amortização de Empréstimos
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PV	Fotovoltaico ( <i>Photovoltaics</i> )
PWM	Modulação por Largura de Pulso ( <i>Pulse-width modulation</i> )

RH	Recursos Humanos
SAC	Sistema de Amortização Constante
SESA	Serviços de Eletricidade S/A – Empresa do Holding Light S/A
SEMATEL	Sema Engenharia de Comunicações Ltda.
STC	Condições de Teste Padrão ( <i>Standard Test Conditions</i> )
THD	Distorção Total por Harmônicos ( <i>Total Harmonic Distortion</i> )
TDI	Distorção da Forma de Onda
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UV	Ultravioleta
VAL	Valor Atual Líquido
VPL	Valor Presente Líquido
WPAN	Rede de Área Pessoal de Wireless ( <i>Wireless Personal Area Network</i> )



## **1. Introdução**

### **1.1 Tema**

Atualmente, a questão energética vem sendo uma preocupação a nível mundial. Devido às mudanças climáticas e ao aquecimento global, muito se tem discutido sobre a otimização do uso dos recursos naturais e a utilização cada vez maior de fontes de energia com baixa emissividade de gases de efeito estufa, e pequenos impactos ambientais.

O setor elétrico nacional é característico pela grande participação de fontes renováveis. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN – Relatório Final 2012, EPE), estima-se que aproximadamente 89% da oferta de energia elétrica no Brasil é proveniente de fontes renováveis, grande parte dela de origem hídrica.

Como pode ser visto na última versão do Plano Nacional de Energia (EPE, 2007), há uma projeção de aumento no consumo energia elétrica no Brasil na ordem de 90% entre 2010 e 2030, no pior cenário. Nesse panorama, se faz necessário além do aumento da geração, uma diversificação da matriz energética brasileira com outras fontes renováveis, de forma que o Brasil aumente sua confiabilidade no fornecimento, e ao mesmo tempo mantenha uma matriz energética sustentável.

Devido à localização intertropical de nosso país, com boa oferta de radiação solar durante todo o ano, da regulamentação e leilões de energia solar por parte da ANEEL, além da redução dos custos inerentes à implantação de sistemas fotovoltaicos sentida nos últimos anos, é esperado uma inserção cada vez maior da geração fotovoltaica na matriz energética brasileira, de forma a ajudar a suprir esse aumento do consumo previsto.

No Brasil, quase 50% da energia elétrica consumida é utilizada por edificações residenciais, comerciais e públicas; sendo o setor residencial responsável por 23% do total do consumo nacional e os setores comercial e público responsáveis por 24% (EPE, 2012). Consumidores estes, com baixa densidade de carga, e portanto sujeitos a elevadas tarifas de energia elétrica.

Pegando como base o período de maior demanda de energia elétrica desses tipos de edifícios, ela ocorre simultaneamente ao período de maior radiação solar. Dessa forma, sistemas solares fotovoltaicos integrados a edifícios comerciais, com conexão à rede, podem ser soluções viáveis que resultariam, através da geração distribuída, em reduções em investimentos na

distribuição e transmissão de energia por parte do governo, e ao mesmo tempo gerarem economia e rentabilidade à esses consumidores.

Através da regulamentação pelo PRODIST (Módulo 3) e posteriormente pela ANEEL na RES. 482/2012 - 17/04/2012, e das subsequentes normas técnicas das concessionárias de energia em Dezembro de 2012, regularizando a conexão de clientes de Micro e Mini geração distribuída dentro do sistemas de compensação de energia, é esperado uma crescente difusão da geração fotovoltaica no Brasil.

Dentro desse panorama, o presente trabalho visa expor o dimensionamento e projeto de três casos-exemplo, realizando um completo estudo de viabilidade econômica dos casos, de forma que seja analisado a rentabilidade dessa tecnologia para consumidores enquadrados na micro e mini geração distribuída.

Ainda que venha a ocorrer uma redução de cerca de 18% da conta de energia, como anunciado pelo governo, confirmada pelo MP nº605 13/01/2013, é possível se obter um expressivo *payback* como poderá ser visto nos estudos de viabilidade expostos. Isso nos leva a acreditar ainda mais na tendência de aumento de uso dessa geração para consumidores comerciais e residenciais nos próximos anos.

## **1.2 Objetivos**

O trabalho visa apresentar todo o procedimento de projeto e dimensionamento de três casos-exemplos distinguidos como A, B e C, com respectivas potências nominais de 3920Wp, 2940Wp e 1960Wp, a serem destinados a suprir parte da demanda de um estabelecimento comercial.

Baseado nestes três casos-exemplos, será feito uma criteriosa análise de viabilidade econômica, de forma que se possa quantificar, através dos principais indicadores econômicos utilizados em análise de projetos, o tempo necessários para retorno do investimento em cada um dos casos expostos.

Pelas detalhadas etapas de projeto, pode servir de referência para qualquer outro sistema com conexão a rede elétrica de baixa tensão. Toda a instalação e projeto está baseado nas normas do PRODIST (Módulo 3), normas de concessionárias de distribuição de energia (Light e

Energisa), além de normativas internacionais como o IEC 60364-7-712 e EM 50438.

### **1.3 Organização**

Ao longo do segundo capítulo, serão estudados o efeito fotoelétrico, a radiação solar, as orientações e inclinações dos módulos, além dos equipamentos utilizados em um sistema fotovoltaicos conectado à rede.

No terceiro capítulo, além de ser demonstrado também todo o procedimento de projeto no dimensionamento e seleção dos equipamentos que compõem um sistema com conexão à rede, será feita uma análise econômica e de viabilidade para os casos bases expostos. Tendo como base as normas já citadas, serão expostos os requerimentos para que ocorra a ligação do sistema de geração distribuída com a rede elétrica das concessionárias

Já no quarto capítulo, será feita uma análise dos fundamentos teóricos dos procedimentos de instalação e dimensionamento dos condutores e equipamentos de proteção do sistema. Serão exemplificados suportes de fixação dos módulos, bem como especificação técnicas de instalação elétrica necessárias. Ao final, será feita a avaliação do melhor caso base, e exposto o projeto, bem como sua memória de cálculo.

Concluindo, serão feitas algumas conclusões finais e sugestões para estudos futuros sobre o tema em questão. Para que assim, outros trabalhos complementem toda a análise feita ao longo do presente projeto.

### **1.4 Relevância do Trabalho**

No Brasil, a utilização dos sistemas fotovoltaicos interligados à rede está em estágio inicial de desenvolvimento. Contudo, as perspectivas para essa tecnologia são excelentes. Aliada a prováveis incentivos governamentais, como já é visto em outros países, bem como do atual sistema de créditos de micro-geração, é esperado a grande difusão de energia solar na matriz energética brasileira.

Portanto, o correto conhecimento das técnicas de projeto, além do correto dimensionamento e instalação de um sistema fotovoltaico conectado a rede é de extrema importância para impulsionar esse tipo de geração de energia no nosso país.

## 2. Energia Solar Fotovoltaica

### 2.1 Radiação Solar

Anualmente, a energia solar incidente sobre a superfície do nosso planeta chega a  $1,5 \times 10^{18}$  kWh/ano [48]. Esse valor representa aproximadamente 1% de todo o consumo energético do planeta ao longo do ano [18]. Este fato ilustra a dimensão do sol como fonte energética, mostrando a importância dessa fonte para geração de energia elétrica e térmica.

Em seu movimento de translação, o planeta terra descreve em relação à linha do equador, uma trajetória elíptica inclinada em  $23,5^\circ$ . Essa inclinação provoca variações na posição do sol no horizonte no mesmo horário ao longo do ano, e que por consequência origina as diferentes estações (CRESESB, 2006).

A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador (Norte positivo) é chamada de Inclinação Solar ( $\delta$ ). Este ângulo, que pode ser visto na Figura 2.1, varia de acordo com o dia do ano dentro dos seguintes limites: (CRESESB, 2006)

$$-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$$

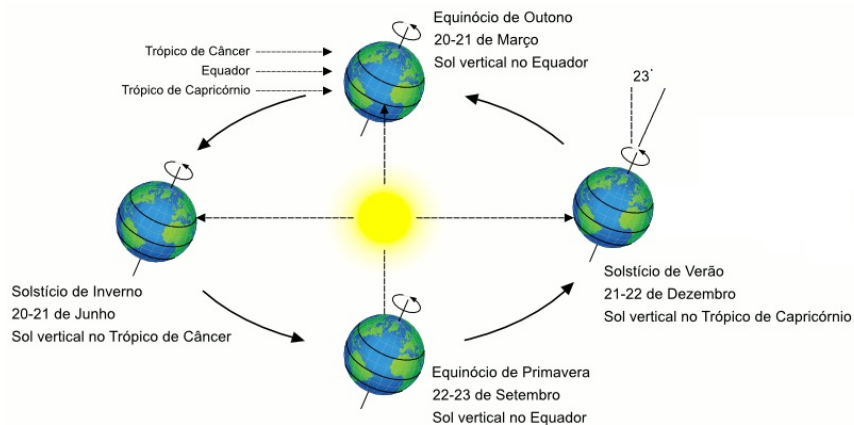


Figura 2.1 – Posição da Terra e dos Hemisférios Durante a Rotação em Torno do Sol (Google Images)

Durante o ano, a distância entre o Sol e a Terra pode variar entre  $1,47 \cdot 10^8$  km e  $1,52 \cdot 10^8$  km. Este fato influi em uma variação da radiação  $E$ , que varia entre  $1.325 \text{ W/m}^2$  e  $1.412 \text{ W/m}^2$ . O valor médio dessa variação é denominado constante solar,  $E_0 = 1.367 \text{ W/m}^2$  (GREENPRO, 2004).

Através da reflexão, absorção (ozônio, vapor de água, oxigênio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição), a atmosfera reduz a irradiação solar a uma pequena

parte, como é visto na Figura 2.2. O valor máximo aproximado que chega à terra é de 1.000 W/m<sup>2</sup> ao meio-dia, em boas condições climáticas (GREENPRO, 2004).

Ao adicionar a quantidade total da radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação média global anual, medida em kWh/m<sup>2</sup>.ano (GREENPRO, 2004).

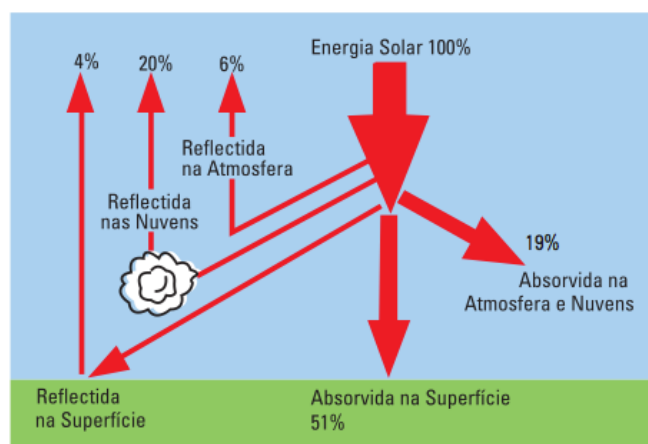
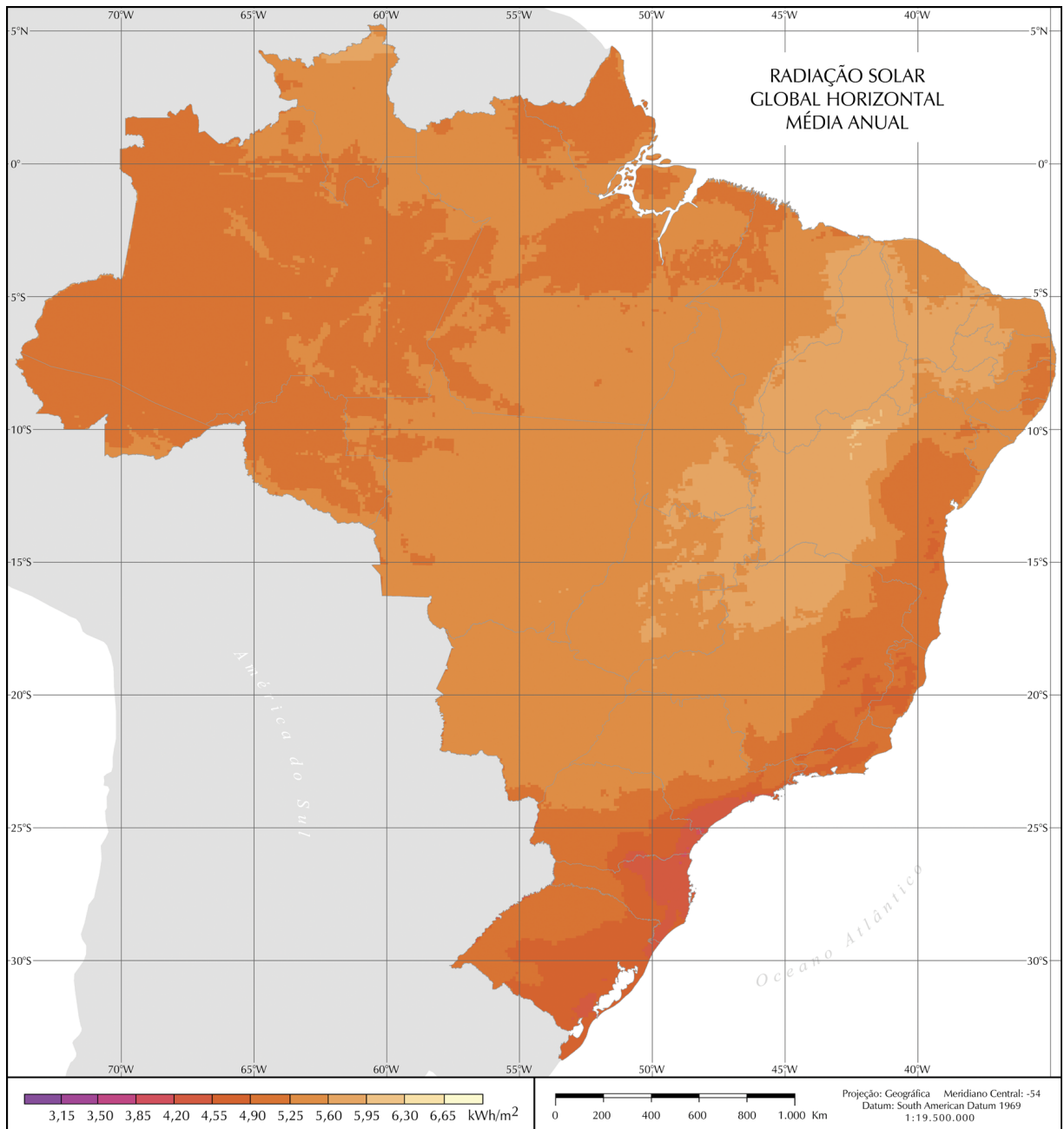


Figura 2.2 – Distribuição da Radiação Solar (GREENPRO, 2004)

Como pode ser observado no mapa abaixo, o valor máximo de irradiação global - 6,5kWh/m<sup>2</sup>.dia - ocorre no norte do estado da Bahia. Essa área apresenta um clima semiárido com baixa precipitação ao longo do ano e a baixa média anual de cobertura de nuvens. A menor radiação solar global - 4,25kWh/m<sup>2</sup>.dia - ocorre em Santa Catarina, caracterizado pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano.

No Brasil, a radiação média anual varia entre 1.200 e 2.400kWh/m<sup>2</sup>.ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, que giram em torno de 900 e 1.250kWh/m<sup>2</sup>.ano.



**Figura 2.3 – Mapa de Média Anual de Radiação Solar (INPE, 2006)**

## 2.2 Efeito Fotoelétrico

A energia fotovoltaica é a conversão direta da luz em eletricidade, em nível atômico. Alguns materiais exibem uma propriedade conhecida como o efeito fotoelétrico, que faz com que eles absorvem fótons de luz e liberem elétrons. Quando estes elétrons livres são capturados, é gerada uma corrente elétrica que pode ser utilizada como energia (GREENPRO, 2004).

O efeito fotoelétrico foi observado pela primeira vez por um físico francês, Edmund Bequerel, em 1839, que descobriu que certos materiais produzem pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos à luz. Em 1905, Albert Einstein descreveu a natureza da luz e o efeito fotoelétrico, no qual a tecnologia fotovoltaica se baseia (CRESESB, 2006).

O material utilizado nas células solares deve ser da maior pureza possível. Isto pode ser conseguido através de sucessivas etapas químicas. Até nos dias de hoje, os fabricantes de células solares têm obtido, em sua maioria, o material purificado através de restos da indústria eletrônica de semicondutores.

O material mais usado na fabricação de células fotovoltaicas é o silício. O silício é caracterizado por possuir quatro elétrons de ligação, permitindo a formação de redes cristalinas. Adicionado o fósforo, por exemplo, haverá um elétron em excesso, pois esse elemento possui cinco elétrons de ligação. Esse elétron restante, pela fraca ligação ao elemento de origem, é enviado à banda de condução. Diz-se assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante n ou impureza n (CRESESB, 2006).

Ao ser introduzido em uma parte átomos de boro, e em outra fósforo, é formado a chamada junção pn. Elétrons livres do lado n passam ao lado p onde encontram os buracos que os capturam; isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, gerando uma carga negativa e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico (CRESESB, 2006).

Para o caso de ocorrer incidência de fótons na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente ao longo da junção, e consequente diferença de potencial, que conhecemos como Efeito Fotoelétrico. Se as duas extremidades do silício forem conectadas por um fio, haverá dessa forma circulação de elétrons, formando a base do funcionamento das células fotovoltaicas, que é exemplificado na Figura 2.4 (CRESESB, 2006).

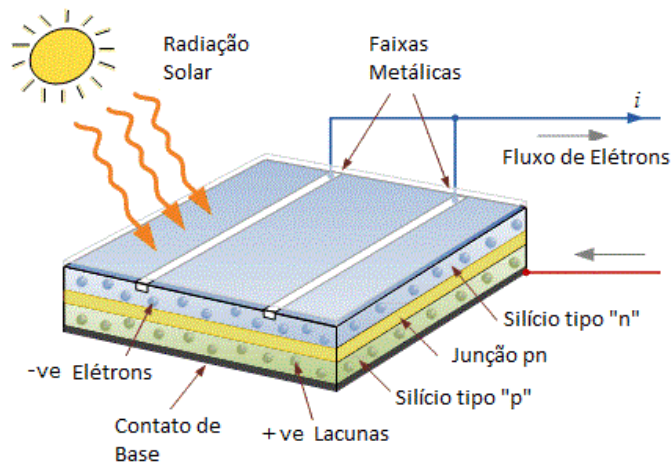


Figura 2.4 – Corte transversal de uma célula fotovoltaica (Eletronics Tutorials, 2008)

## 2.3 Células Fotovoltaicas

### 2.3.1 Tipos de Células

Uma ampla variedade de tecnologias é encontrada no mercado. Elas incluem o silício monocristalino (mono-c-Si), silício policristalino (poli-c-Si), tecnologias de filmes finos de silício amorfo (a-Si), micro-amorfas (microcristalino / silício amorfo), telureto de cádmio (CdTe), cobre-índio-gálio-disseleneto (CIGS), concentrador-PV (CPV) e outras tecnologias emergentes. Cada módulo é diferenciado, principalmente, de acordo com o material utilizado, processo de fabricação, eficiência e custo.

Entre as várias tecnologias existentes, c-Si é a mais desenvolvida e difundida, devido principalmente à sua utilização na indústria de circuitos integrados. Além disso, o silício é de o material mais abundante na terra e suas propriedades físicas são bem definidas e estudadas. O c-Si domina o mercado fotovoltaico, com uma participação de quase 90% (EPE, 2012). O tipo de tecnologia c-Si depende da produção de *wafers* e inclui mono-c-Si, poli-c-Si e fita/filme de c-Si.

O principal incentivo para o desenvolvimento de tecnologias de filme fino tem sido o seu custo de produção mais barato em comparação os c-Si. Nos últimos anos, as tecnologias de filmes finos têm mostrado um desenvolvimento muito encorajador, bem como a produção mundial tem aumentado. Principalmente pela vasta aplicabilidade desse tipo de material, sem trazer um impacto direto de estética nas construções.



Entre as muitas tecnologias de filmes finos, algumas dos mais promissores são CdTe, a-Si, células micro-amorfas (a-Si/ $\mu$ c-Si) e CIGS. O silício amorfo está presente no mercado a mais tempo do que outras tecnologias de filmes finos, e isso tem permitido aos pesquisadores e fabricantes entender vários aspectos de seu comportamento, e permitindo assim aumento gradual de sua eficiência.

A fabricação das tecnologias a-Si é dominada por processos de deposição, tais como o vapor químico de plasma (PECVD), e, assim, com grande área, flexível e de substratos baratos, tais como o aço inoxidável e polímeros (Shah, 1999). Em comparação com o mono-c-Si, células fotovoltaicas a-Si não tem ordem cristalina com ligações de valência, provocando um grande impacto sobre o comportamento e as propriedades do material.

Outra limitação resulta no fato de que ocorre uma degradação induzida pela luz no material, também conhecida como o efeito de Staebler-Wronski (SWE), que provoca redução ao longo dos instantes iniciais que os módulos a-Si são expostos à luz. Em geral, este efeito tem sido diminuído empregando dispositivos com duplas ou triplas-junções e desenvolvendo as células micro-amorfas, que é uma tecnologia híbrida de c-Si e a-Si (Shah, 1999).

Na Tabela 2.1 é possível comparar as tecnologias frente à espessura e eficiência das células nas quais foram discutidas nos parágrafos que se seguiram. Na Figura 2.5 poderá ser visto algumas fotos de células fotovoltaicas existentes no mercado.

**Tabela 2.1 - Características típicas de painéis solares comerciais**

Tecnologia	Espessura do Material ( $\mu$ m)	Área (m <sup>2</sup> )	Eficiência (%)	Área para 1 kWp (m <sup>2</sup> )
Mono-c-Si	200	1.4 - 1.7 (típico)	14 - 20	~7
Poli-c-Si	160	1.4 - 1.7 (típico) 2.5 (max)	11 - 15	~8
a-Si	1	~1.5	4-8	~15
a-Si/ $\mu$ c-Si	2	~1.4	7-9	~12
CdTe	~1 - 3	~0.6 - 1	10 - 11	~10
CIGS	~2	~0.6 - 1	7 - 12	~10

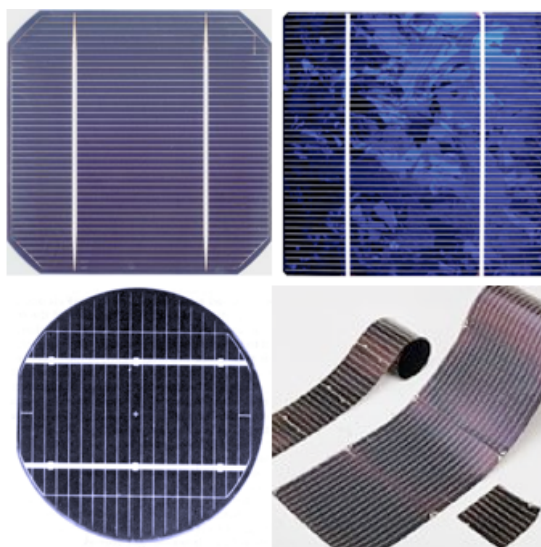


Figura 2.5 – Células Mono, Poli e Filmes Finos (CRESESB, 2006)

## 2.4 Componentes de um sistema fotovoltaico

### 2.4.1 Módulos Fotovoltaicos

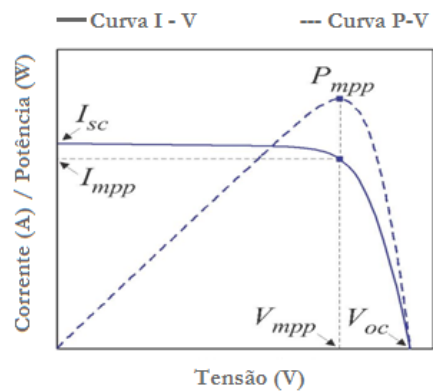
Este equipamento possui o símbolo elétrico exemplificado na Figura 2.6.



Figura 2.6 – Símbolo Elétrico Painel Fotovoltaico

As curvas características das células e/ou módulos fotovoltaicos são de extrema importância para um correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Essas curvas são geralmente fornecidas pelos fabricantes na *datasheet* de seus produtos.

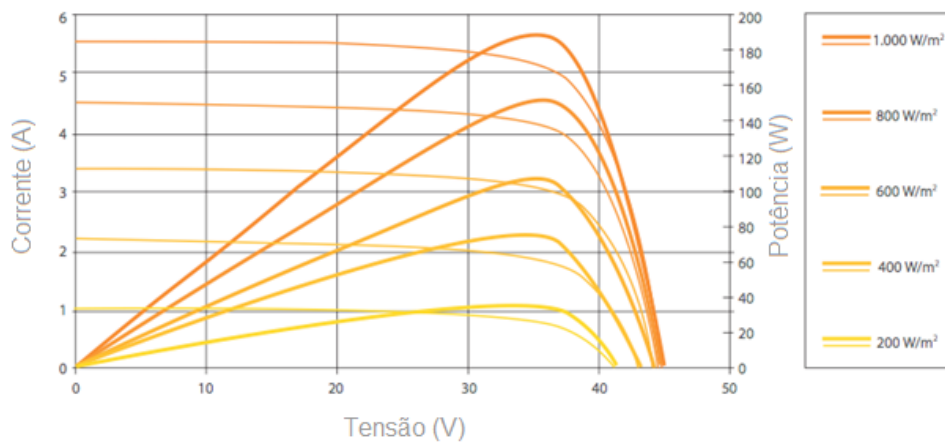
A representação típica da saída dos módulos, como já analisado na seção anterior de modelagem das células fotovoltaicas, são denominadas curvas  $I \times V$ , e segue na Figura 2.7 com seus pontos principais de análise.



$I_{sc}$  – Corrente de curto circuito;  
 $I_{mpp}$  – Corrente de máxima potência;  
 $V_{oc}$  – Tensão de circuito aberto;  
 $V_{mpp}$  – Tensão de máxima potência;  
 $P_{mpp}$  – Ponto de máxima potência;

**Figura 2.7 – Curva IxV Típica de um Módulo Fotovoltaico**

Na Figura 2.8 é visto a curva real de uma célula fotovoltaica que acompanha o *datasheet*. Nessa curva é possível ver o ponto de máxima potencia (MPP) e a curva característica da célula para diferentes valores de incidência solar.

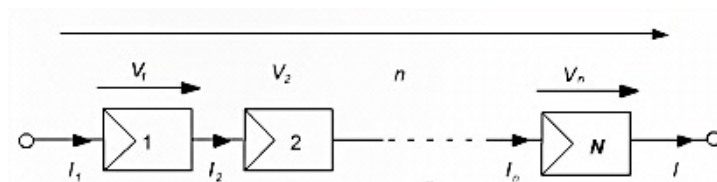


**Figura 2.8 – Curva Real IxV em função da Radiação Solar em um Módulo ZN55 (Znshine Solar)**

De forma a ser obtida a potência requisitada para um projeto, os modelos são arranjados de forma a alcançar essa potência e ao mesmo tempo respeitar os limites e especificações de corrente e tensão dos componentes no lado DC.

Os módulos podem ser organizados em série, paralelo e misto. Para os arranjos em série, denomina-se o conjunto como fileira ou *string*, podendo essas fileiras serem ligadas em outras em paralelo, dando origem à ligação mista.

Nas Figuras 2.9, 2.10 e 2.11, pode-se perceber a influência de cada um nos valores de tensão e corrente do conjunto.



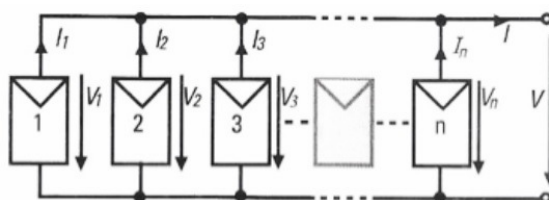
$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.1)$$

$$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.2)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (2.3)$$

$$P_{total} = V_{total} \cdot I_{total} \quad (2.4)$$

Figura 2.9 – Associação Série



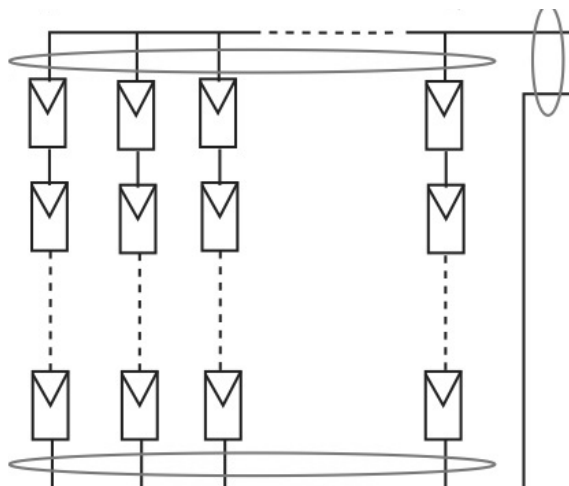
$$V_{total} = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad (2.5)$$

$$I_{total} = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (2.6)$$

$$P_{total} = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n \quad (2.7)$$

$$P_{total} = V_{total} \cdot I_{total} \quad (2.8)$$

Figura 2.10 – Associação em Paralelo



**Figura 2.11 – Associação Mista**

Na associação mista conseguem-se valores mais elevados de corrente e tensão.

### 2.4.2 Inversores

Este equipamento possui o símbolo elétrico presente na Figura 2.12.



**Figura 2.12 – Símbolo Elétrico do Inversor**

O inversor é um importante componente de um sistema fotovoltaico. Ele converte a saída variável em DC do painel fotovoltaico em uma senoide de 60Hz ou 50Hz, dependendo do sistema elétrico do local.

Os inversores do mercado, em sua maioria, possuem capacidade de comunicação com os usuários, de forma que o usuário possa monitorá-lo e obter relatórios sobre as condições de funcionamento, fornecer atualizações de firmware e controlar a ligação à rede. Dependendo do modelo, os protocolos de conexões de rede com fio são o RS-485, CAN ou Ethernet; sem fio Bluetooth, ZigBee/IEEE802.15.4 ou 6LoWPAN.

O controlador maximiza a potência de saída do módulo fotovoltaico através de algoritmos que servem para rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). A potência máxima de saída do painel fotovoltaico é dependente das condições de funcionamento, e varia de momento a momento, devido à temperatura, sombreamento, cobertura de nuvens, e hora do dia. Rastrear e ajustar para este ponto de máxima potência é um processo contínuo.

O controlador contém periféricos avançados, como saídas PWM de alta precisão e ADCs para implementação de controle. As medidas ADC variáveis, tais como a tensão de saída do painel fotovoltaico e corrente, e depois ajusta o DC / DC ou conversor DC / AC, alterando o ciclo de trabalho do PWM.

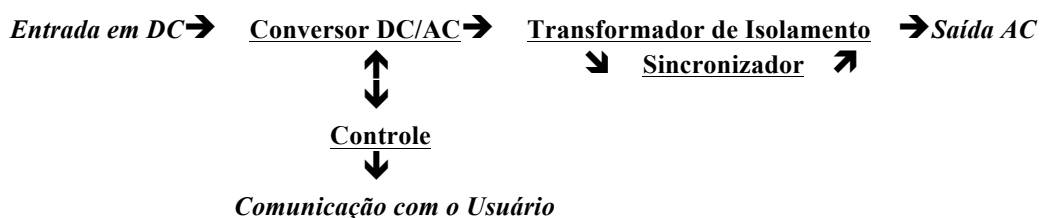


Figura 2.13 – Diagrama típico de um Inversor *on-grid*

Na Figura 2.13 e 2.14, para melhorar o entendimento de seu funcionamento, é visto um diagrama típico de um inversor *on-grid* comum, com conexão a rede elétrica de energia, e de um inversor *on-grid* com MPPT, respectivamente. Abaixo segue a descrição dos componentes deste diagrama.

**Transformador de Isolamento:** Componente de isolamento galvânico entre a saída AC e a rede de distribuição. Pode ser trifásico ou monofásico, dependendo da especificação do inversor e a conexão desejada com a rede.

**Sincronizador:** É responsável pelo sincronismo entre a tensão enviada pelo conversor DC/AC e a tensão da rede de distribuição, o qual recebe inicialmente a tensão da rede pelo transformador de isolamento, e dispara, ao longo dos ciclos, para o inversor.

**Controle:** Bloco auxiliar do conversor, encarregado das entradas de disparo e interrupção, configurações do aparelho. As saídas do controle são responsáveis pela interface de comunicação entre o usuário.

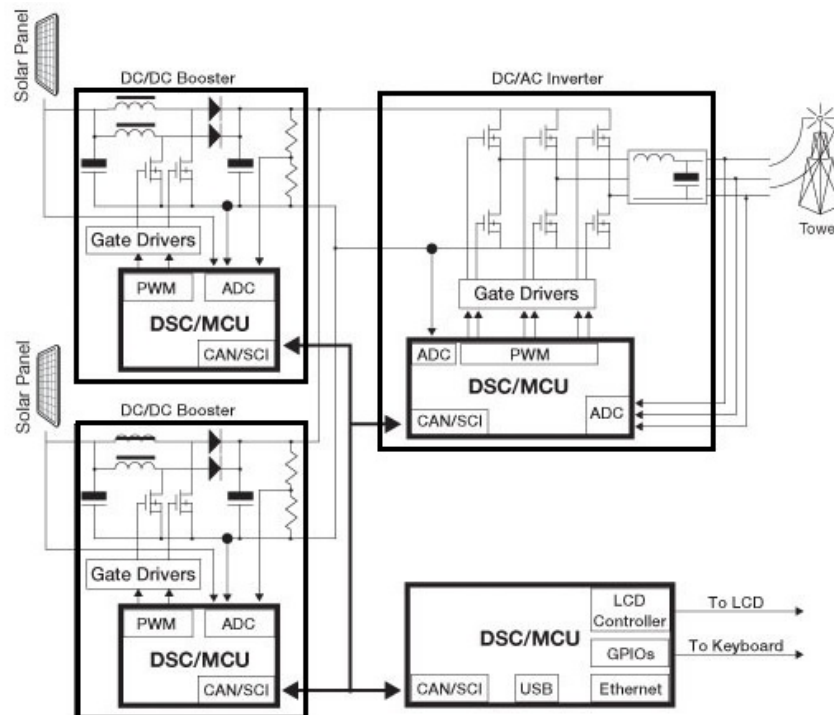


Figura 2.14 – Diagrama de um Inversor com MPPT (Texas Instruments Inc.)

De forma a escolha correta de um inversor pra um sistema fotovoltaico conectado à rede, devemos analisar diversos parâmetros e especificações. Iremos expor ao final, nos anexos deste trabalho, um exemplo de *datasheet* de um inversor e descrever, dessa forma, em outra tabela anexada, as especificações de todos os parâmetros comuns em um *datasheet*.

Na normal brasileira, é previsto algumas características para os inversores a serem conectados à rede elétrica das concessionárias. É necessário que haja desligamento imediato do fornecimento de energia em um tempo limite especificado na norma para a perda de tensão na rede. Esse sistema é conhecido como Anti Ilhamento. Normalmente já é previsto esse dispositivo pela grande maioria de fabricantes de inversores com conexão à rede.

Outra característica necessária para um inversor é em relação às variações de tensão e frequência. Para condições anormais de operação abaixo ou acima dos limites mostrados abaixo, deve-se haver uma resposta do inversor de forma a realizar a desconexão da rede, de forma a evitar danos à rede, equipamentos alimentados e proteção para equipes de manutenção.

**Tabela 2.2 – Tempo de resposta às condições anormais de tensão (Light SESA).**

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$ )	Tempo máximo de desligamento <sup>(1)</sup>
<b>V &lt; 80%</b>	0,4 s
<b>80% V 110%</b>	Regime normal de operação
<b>110% &lt; V</b>	0,2 s

- (1) O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema de geração distribuída (cessar o fornecimento de energia). O sistema de geração distribuída deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a reconexão do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

Após a desconexão, o inversor deve estar programado para retomar a conexão apenas de 20s a 300s após o reestabelecimento das condições normais de tensão e frequência da rede.

Quanto aos requisitos de variações de frequência, quando a rede assumir valores abaixo de 57,5 Hz, o sistema de geração distribuída deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2 s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9 Hz (Light SESA).

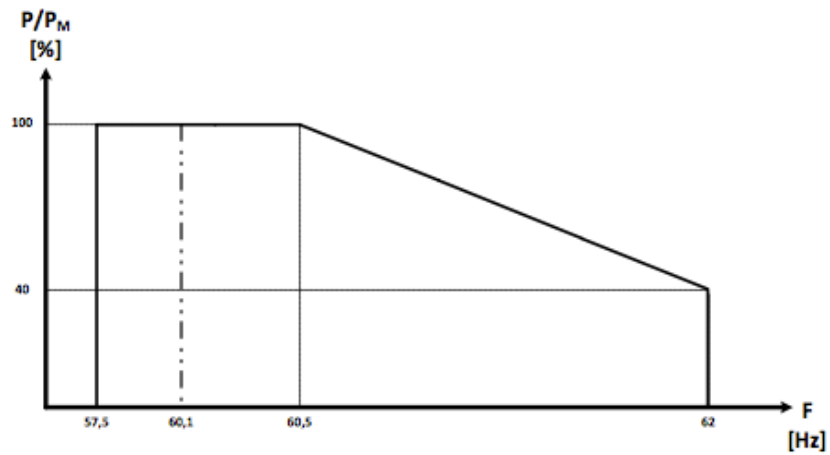
Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5 Hz e permanecer abaixo de 62 Hz, o sistema de geração distribuída deve reduzir a potência ativa injetada na rede segundo a equação (2.1) (Light SESA).

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)]. R , \quad (2.9)$$

$\Delta P$  – Variação de potência ativa injetada (em %) em relação a potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz ( $P_M$ );  
 $f_{rede}$  – Frequência da rede;  
 $f_{nominal}$  – Frequência nominal da rede;  
 $R$  – Taxa de redução desejada da potência ativa injetada (em %/Hz), ajustada em -40 %/Hz. A resolução da medição de frequência deve ser  $\leq 0,01$  Hz;

A Figura 2.15 trás a curva de operação do sistema fotovoltaico e da injeção de potência ativa em função da frequência da rede.





**Figura 2.15 – Curva de operação do sistema de geração distribuída em função da frequência da rede para desconexão por sobre/sub frequência. (Light SESA)**

Há também especificações quanto o percentual de harmônicos e a distorção da forma de onda (TDI), fator de potência e outros requisitos de segurança esperados do inversor que será conectado à rede. Informações mais detalhadas desses fatores podem ser encontradas nas normas de geração distribuída das concessionárias de energia.

### **3. Metodologia para Dimensionamento e Projeto de um Sistema Fotovoltaico**

#### **3.1 Descrição dos Casos-Exemplos**

Pela análise de periodicidade entre demanda e geração, é uma vantagem competitiva a utilização de edifícios comerciais e públicos para o sistema elétrico nacional na inserção à rede através da modalidade de geração distribuída. Uma vez que os picos de demanda desses tipos de estabelecimentos coincidem com o horário de presença de luz solar, toda a carga gerada, é consumida simultaneamente, sem a utilização portanto do sistema de distribuição.

Atualmente não é permitido ao consumidor final se rentabilizar vendendo o residual gerado às concessionárias. Uma vez que a RES 482/2012 da ANEEL prevê apenas a remuneração a partir de créditos em energia, e não em compensação monetária – como é o caso da maioria dos países onde é regulamentada essa geração - o consumidor que queira se beneficiar da geração fotovoltaica deverá dimensionar seu sistema analisando o seu consumo atual, porém não se esquecendo de possíveis variações de sua demanda futura devido à expressiva vida útil das instalações fotovoltaicas.

Variações negativas de consumo são notadas devido ao aumento de eficiência energética do consumidor em questão, novas tecnologias e/ou desaceleração econômica – sendo a última de extrema importância quando analisado uma demanda comercial, por exemplo.

No entanto, apesar de significativas, essas reduções de consumo normalmente são pequenas frente às tendências de aumento das demandas, principalmente devido ao aumento de aparatos eletroeletrônicos, perspectivas de crescimento econômico para os próximos anos e ao aquecimento global.

Durante a sistemática de dimensionamento, é esperado que o projetista realize uma quantificação dos equipamentos a serem utilizados de forma a atender parcialmente o sistema, evitando assim uma dispersão de capital no investimento em um sistema superdimensionado para o futuro.

Em sistemas domésticos, as tendências de variações no consumo são bem menores quando comparado ao setor comercial e industrial. Com isso, podem-se explorar valores menos conservadores de geração.

Normalmente, a vida útil considerada de uma planta fotovoltaica é de no mínimo 25 anos. A grande maioria dos fabricantes de painéis, como visto na Tabela 3.5, nos dá garantia de eficiência em 90% nos 10 a 15 anos e de 80% com 25 anos. Dessa maneira, é notado uma lenta depreciação dos componentes, principalmente dos módulos fotovoltaico.

Nesse trabalho, iremos utilizar como caso-exemplo um estabelecimento comercial, que consiste na sede da empresa SEMATEL – Sema Engenharia de Telecomunicações Ltda., localizada no bairro de Bonsucesso no Rio de Janeiro, RJ. As coordenadas geográficas da local são 22,8677° S 43,2502° O.

O local é utilizado por aproximadamente 35 colaboradores dos setores administrativo, financeiro, RH, compras, projeto e engenharia. No local também é presente um almoxarifado e depósito, como pode ser visto na planta baixa dos dois pavimentos na Figura 3.1.

Os casos-exemplos a serem estudados para implantação por parte da empresa, de início não tem intenção de autossuficiência do edifício. A SEMATEL tem intenção de utilizar a planta de micro-geração para trazer um *marketing* de sustentabilidade à empresa frente aos seus clientes. Porém, ao mesmo tempo, não visa grandes investimentos, e um retorno a médio prazo de tudo que será gasto.

Foram escolhidos três casos-exemplos que possam atender parcialmente a demanda da empresa, sem elevados custos de implantação. Após uma análise econômica de ambos, será escolhido o sistema com melhor custo-benefício, e ao mesmo tempo mais rentável, e consequentemente, com retorno mais breve.

Dessa forma, foram escolhidos os casos A, B e C para potências nominais de inversores com 4 kW, 3 kW e 2 kW, respectivamente. Como será visto mais a frente, o painel escolhido possui potência nominal de 245 Wp, algo que resultará em uma quantidade máxima de 16 painéis fotovoltaicos ou 3920Wp para o Caso A. Para o Caso B, consequentemente, 2940Wp ou 12 painéis, e Caso C, 1960Wp ou 8 painéis.



Como é percebida, a carga é essencialmente representada por iluminação, através de lâmpadas fluorescentes, aparelhos de ar condicionados Split, computadores e eletrônicos em geral.

O edifício possui uma boa área de telhado, com facilidade para fixação dos módulos solares, além de boa irradiação solar, livre de sombreamentos ao longo de todo o dia. Dessa forma, em termos técnicos, a geração fotovoltaica é viável para o estabelecimento.

Para o dimensionamento será considerado a carga utilizada no estabelecimento durante o período anual compreendido de Janeiro de 2012 e Janeiro de 2013, como segue na Tabela 3.1.

**Tabela 3.1 – Consumo Anual**

Mês	Consumo (kWh/mês)	Tarifa (R\$)	Gasto
Jan/2012	1.678	0,47464	R\$796,45
Fev/2012	1.909	0,47464	R\$906,09
Mar/2012	2.404	0,47464	R\$1.141,03
Abr/2012	1.962	0,47464	R\$931,24
Mai/2012	1.758	0,47464	R\$834,42
Jun/2012	1.612	0,47464	R\$765,12
Jul/2012	1.685	0,47464	R\$799,77
Ago/2012	1.832	0,47464	R\$869,54
Set/2012	2.014	0,47464	R\$955,92
Out/2012	2.297	0,47464	R\$1.090,25
Nov/2012	2.351	0,47464	R\$1.115,88
Dez/2012	2.905	0,47464	R\$1.378,83
Jan/2013	1.724	0,47464	R\$818,28

Obtivemos uma média de 2010,07 kWh/mês durante o ano de 2012. Nota-se uma redução em Janeiro (apesar do verão e conseqüente maior utilização de ar condicionado) devido às paralizações festivas e férias de alguns funcionários entre os meses de dezembro e janeiro.

Dessa forma, nos meses de maiores médias de irradiação solar, não é esperado nesse caso picos de consumo, como é percebido em demandas puramente residenciais. Portanto, isso influirá em metodologias diferenciadas na escolha de inclinações dos painéis, como será discutido em outra seção.

É previsto para o caso base, que o edifício não possuirá bruscas variações de demanda ao longo dos anos. Uma vez que o mesmo está com máximo aproveitamento de toda a área construída, e por se tratar de uma empresa que explora um setor com perspectivas de amplo crescimento ao longo dos próximos anos; Para esse projeto utilizamos um dimensionamento menos conservador.

### 3.2 Medições da Radiação Solar

De posse de um histórico das medições de radiação solar, tanto da componente difusa e a direta, é possível realizar um estudo de viabilidade para um projeto de geração fotovoltaico, garantindo assim o máximo aproveitamento ao longo do ano do sistema a ser analisado.

Para efeito de projeto, iremos utilizar os dados da base “Sundata” do CRESESB – CEPEL presentes na Tabela 3.2.

**Tabela 3.2 – Dados de Radiação Solar para 22,902777° S – 43,207500°O (Rio de Janeiro, Santa Cruz)**

Mês \ Ângulo	Radiação Solar (kWh/m <sup>2</sup> .dia) em função do ângulo de inclinação			
	Plano Horizontal	Ângulo da Latitude	Maior Média Anual	Maior Mínimo Mensal
	0° N	23° N	20° N	34° N
<b>Janeiro</b>	5,86	5,29	5,39	4,83
<b>Fevereiro</b>	5,67	5,41	5,48	5,07
<b>Março</b>	5,22	5,38	5,39	5,23
<b>Abril</b>	4,06	4,56	4,53	4,62
<b>Mai</b>	3,83	4,76	4,67	4,99
<b>Junho</b>	3,22	4,14	4,05	4,40
<b>Julho</b>	3,78	4,85	4,74	5,15
<b>Agosto</b>	4,06	4,76	4,70	4,90
<b>Setembro</b>	4,22	4,47	4,46	4,41
<b>Outubro</b>	4,86	4,74	4,79	4,50
<b>Novembro</b>	5,28	4,85	4,93	4,47
<b>Dezembro</b>	5,61	5,00	5,11	4,55
<i>Média</i>	4,64	4,85	4,85	4,76
<i>Delta</i>	2,64	1,27	1,43	0,82

É possível consultar online base de dados de diversos outros institutos. Segue como referência, nas Tabelas 3.3 e 3.4, os valores de radiação solar das bases PVSyst [41] e PVWatts [42].

**Tabela 3.3 – PVSyst/ Meteonorm 6.1 para 22,90° S – 43,20°O**

Radiação Solar (kWh/m <sup>2</sup> .dia)		
Mês \ Ângulo	0° N	22° N
<b>Janeiro</b>	5,85	5,42
<b>Fevereiro</b>	5,59	5,50
<b>Março</b>	5,23	5,57
<b>Abril</b>	4,05	4,67
<b>Mai</b>	3,84	4,90
<b>Junho</b>	3,21	4,23
<b>Julho</b>	3,79	5,05
<b>Agosto</b>	4,05	4,98
<b>Setembro</b>	4,22	4,59
<b>Outubro</b>	4,87	4,94
<b>Novembro</b>	5,28	4,99
<b>Dezembro</b>	5,62	5,12
<b>Média</b>	<b>4,63</b>	<b>5,00</b>

**Tabela 3.4 – Dados PVWatts SWERA para 22,90° S – 43,17°O (Rio de Janeiro, Santos Dumont)**

Radiação Solar (kWh/m <sup>2</sup> .dia)com inclinação solar igual à latitude	
Mês	23° N
<b>Janeiro</b>	5,97
<b>Fevereiro</b>	6,36
<b>Março</b>	5,62
<b>Abril</b>	5,48
<b>Mai</b>	4,79
<b>Junho</b>	4,61
<b>Julho</b>	4,64
<b>Agosto</b>	5,14
<b>Setembro</b>	5,12
<b>Outubro</b>	5,42
<b>Novembro</b>	5,84
<b>Dezembro</b>	5,65
<b>Média</b>	<b>5,38</b>

A Figura 3.2 trás o gráfico gerado pelo software de dimensionamento de projetos fotovoltaicos PVSyst comparando a radiação solar no Rio de Janeiro para dois planos

distintos. Nota-se que para uma inclinação de 30° em relação ao plano horizontal, obtém-se um ganho de 0,36 kWh/m<sup>2</sup>.dia na média de radiação diária.

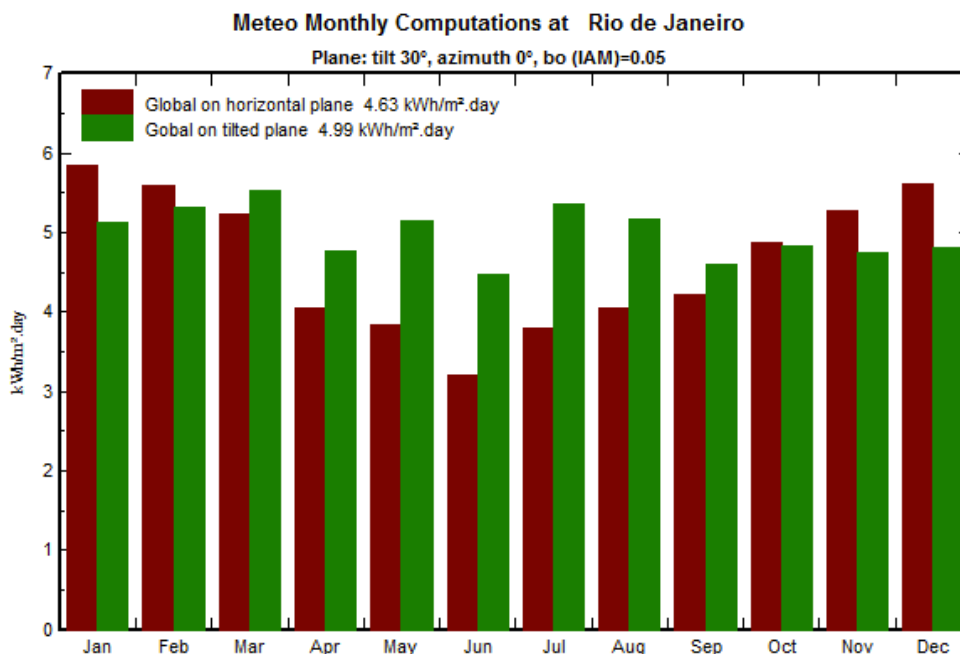


Figura 3.2 – Radiação Solar (kWh/m<sup>2</sup>.dia) com Inclinação 0° e 30° PVSyst/ Meteonorm 6.1 para 22,90°S – 43,20°O (PVSyst)

Em condições de céu claro, com auxílio da geometria para cálculo da posição relativa entre o Sol e a Terra, a geração solar fotovoltaica pode ser prevista com grande exatidão. Contudo, em escalas menores de tempo, a presença e o comportamento aleatório de nuvens podem resultar em rápidas variações da radiação solar e, portanto, da geração de energia elétrica.

Apesar de a radiação solar ser variável ao longo do ano, a radiação global horizontal, que é a aproveitada pela geração fotovoltaica, possui baixa variação. Mesmo a variabilidade interanual, em relação à média de longo prazo, é menor do que a observada na geração eólica ou hidrelétrica (EPE, 2012).

Portanto, a geração solar fotovoltaica tem menor dependência do comportamento temporal quando se comparado às hidrelétricas e eólicas. Isso facilita a integração dessa alternativa energética ao sistema elétrico, na medida em que são relativamente reduzidas as incertezas quanto à disponibilidade energética da fonte e, por consequência, quanto ao retorno econômico do investimento.



Para períodos menores que 6 horas, a variabilidade da geração fotovoltaica é muito alta, como pode ser notado no gráfico diário de insolação global na Figura 3.3. Em intervalos de 30 minutos, a variação, quando comparada à geração eólica, pode chegar a valores de até 10 vezes, como pode ser visualizado com auxílio da Figura 3.4. Dessa forma, é de extrema dificuldade técnica a inserção em larga escala da micro geração solar na distribuição de baixa tensão (EPE, 2012).

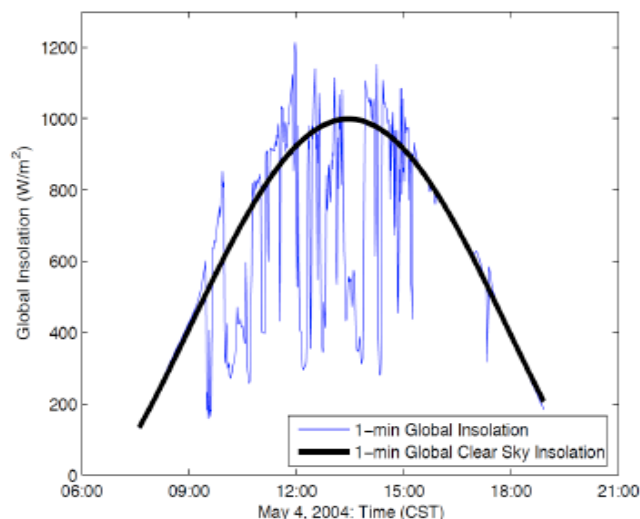


Figura 3.3 - Comportamento diário da Insolação Global (Dragon & Schumaker, 2010)

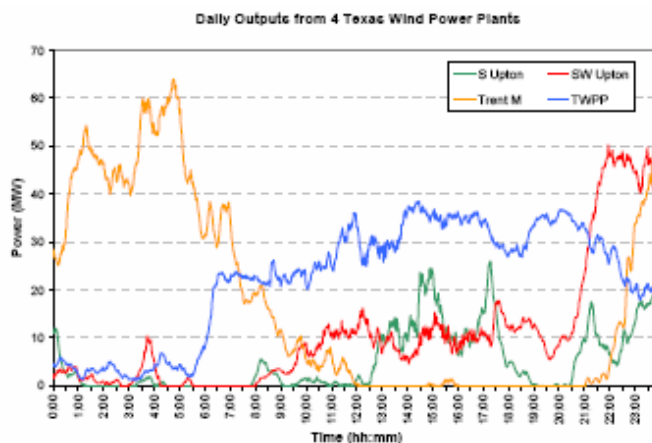


Figura 3.4 - Comportamento diário da geração eólica de 4 plantas no Texas (Daily Kos, 2007)

### 3.3 Orientação dos Módulos Solares

A orientação do módulo que maximiza a quantidade de radiação captada por uma superfície (no Hemisfério Sul) é o Norte geográfico. A bússola nos dá o Norte Magnético, ou seja,

orientação do campo magnético. Como desejamos o geográfico, que é o referente ao eixo de rotação da terra que corta a superfície terrestre, para orientar ao Norte no Rio de Janeiro, por exemplo, devemos corrigir o Norte Magnético em 22° de leste a oeste.

Essa regra pode variar caso ocorra bruscas mudanças climáticas no local durante um mesmo dia, por exemplo, que ocorra neblina durante o dia e maior incidência solar durante a parte da tarde. É interessante observar também, que para cada 15° de desvio do sol nascente ou poente, traduz em respectivamente um avanço ou atraso na captação de 1 hora ao longo do dia. Ou seja, representa uma queda brusca nas médias diárias de captação solar (Ruther, 2004).

Já a inclinação solar, deve ser orientada de forma otimizada à aplicação da captação solar. O ângulo dito ótimo é onde resulta na mais alta média anual. Esse valor angular varia de acordo com a variação da altura solar na latitude especificada ao longo do ano.

Em termos práticos, é comum utilizar no Brasil a inclinação semelhante à latitude; e nunca menor que 15°, de forma a facilitar a auto limpeza dos módulos.

No entanto, é possível obter em base de dados de radiação solar diária, mensal e anual para diversas inclinações. Esses valores são obtidos através de interpolação numérica e através disso, podemos escolher a melhor inclinação para a aplicação desejada.

No “Sundata” do CRESESB – CEPEL, por exemplo, informando a latitude e longitude do local a ser instalado o sistema de captação, nos é informado os valores mensais e médios anuais obtidos pela inclinação para o mesmo valor de latitude, o valor de maior média anual e maior mínimo mensal.

Pensando em uma orientação fixa para os módulos, deve ser analisada a aplicação dos mesmos frente a esses valores fornecidos pelo “Sundata”, por exemplo. Quando o consumo é maior durante os meses de verão, pelo o painel também alimentar cargas de refrigeração do edifício, é esperado uma inclinação que ao longo do ano nós dê médias maiores durante os meses de dezembro à março. Isso é esperado, quando o sistema possui geração fotovoltaica e consumos estreitos ao longo do ano, ou seja, foi dimensionado de forma não muito conservadora.

Quando é analisada uma carga doméstica para geração fotovoltaica, e a dimensão do sistema não representa a autossuficiência da demanda, é interessante utilizar a melhor média anual, para se obtenha uma maior geração global e conseqüentemente maior rentabilidade do sistema ao longo dos anos.

### **3.4 Dimensionamento do Sistema e dos Componentes**

Nessa seção iremos dimensionar, qualificar e selecionar os equipamentos a serem utilizados na planta de micro geração a ser instalada na SEMATEL. A descrição detalhada de cada especificação dos componentes poderá ser vista ao longo do Capítulo 2 e nos anexos ao final desse trabalho.

#### **3.4.1 Painéis Solares**

Como forma comparativa, iremos expor na Tabela 3.5 diversas características pertinentes para uma correta escolha dos módulos. Os dados mais importantes a serem observados, além do custo (no nosso caso, custo relativo), são o baixo coeficiente de temperatura e boa eficiência das células (que implicará em menor área do módulo em função da potência gerada).

Convém ressaltar que o custo relativo é uma forma comparativa do valor do Wp em função da média dos valores dos modelos apresentados na tabela. Apesar da maioria dos fabricantes considerados serem chineses, é possível observar, através desse indicador, a grande competitividade dos módulos fabricados na china, frente aos presentes no mercado nacional atualmente.

Devido ao baixo custo, excelente coeficiente de temperatura e boa eficiência do módulo, será escolhido o modelo HJM245P-20 da fabricante chinesa Hengji PV-Tech Energy. Esse modelo possui 245Wp (STC – AM 1.5, 1000W/m<sup>2</sup> e 25 °C Temperatura do Módulo). Todos os valores presentes na tabela estão calculados sobre esse padrão. Logicamente, essas são condições ideais. Portanto, durante a seção de perdas iremos considerar um fator de correção, considerando ao menos um panorama NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature* – 800W/m<sup>2</sup>, 20 °C Temperatura do Ambiente e vento à 1 m/s).

Para os casos A, B e C, iremos utilizar o modelo HJM245P-20. Nas próximas tabelas que seguirão, será informado a quantidade e arranjo dos painéis a serem utilizados, bem como os limites de operação através das especificações de máxima tensão e corrente dos fabricantes dos inversores e painéis. Esses limites de operação, e de curto e circuito aberto, serão utilizados para dimensionamento dos condutores e do sistema de proteção nas próximas seções.

Na Tabela 3.6 estão informados os custos totais a serem gastos com os módulos fotovoltaicos para cada caso, para que posteriormente sejam utilizados na análise de viabilidade econômica. Os preços unitários da tabela têm como referência aos valores médios de mercado em meados de Junho de 2013 para consumidores finais.

Dessa forma, o estudo desse projeto pode ser considerado eventualmente para um potencial consumidor, para se ter uma ideia do real custo de instalação, e conseqüente tempo de retorno de seu investimento em um projeto de mini geração distribuída. Tempo esse, que será diretamente proporcional à tarifa de energia elétrica da região. Nesse trabalho usaremos a tarifa aplicada pela Light SESA na cidade do Rio de Janeiro, um vez que o local a ser instalado o projeto se localiza nesta cidade.

**Tabela 3.5 – Comparação das Especificações de Alguns Painéis Fotovoltaicos Presentes no Mercado.**

Fabricante	Modelo	Tipo	Potência	$\eta$ Módulo	$\eta$ Célula	Orientação das Células	Custo Relativo	Coef. Temp [P <sub>max</sub> ]	I <sub>mp</sub>	V <sub>max</sub>	I <sub>cc</sub>	V <sub>oc</sub>	Peso	Área	Dimensões
HJ Solar	HJM260M-20	Mono	260 W	15,92%	-	60 (6x10)	60%	-0,42 %/°C	8,41 A	30,9 V	8,9 A	37,9 V	19,5 kg	1,6328	1646x992x45mm
HJ Solar	HJM285M-24	Mono	285 W	14,64%	-	72 (6x12)	63%	-0,41 %/°C	7,74 A	36,8 V	8,4 A	44,8 V	25,5 kg	1,9463	1962x992x50mm
HJ Solar	HJM245P-20	Poli	245 W	15,00%	-	60 (6x10)	56%	-0,41 %/°C	8,26 A	29,7 V	8,9 A	36,6 V	19,5 kg	1,6328	1646x992x45mm
HJ Solar	HJM285P-24	Poli	285 W	14,64%	-	72 (6x12)	59%	-0,41 %/°C	7,74 A	36,8 V	8,4 A	44,8 V	25,5 kg	1,9463	1962x992x50mm
HJ Solar	HJM260M-32	Mono	260 W	15,50%	-	96 (8x12)	65%	-0,42 %/°C	5,18 A	51,2 V	5,6 A	61,3 V	22 kg	1,678	1580x1062x45mm
Kyocera Brasil	KD245GH-4FB	Poli	245 W	14,80%	-	60 (6x10)	191%	-0,46 %/°C	8,23 A	29,8 V	8,9 A	36,9 V	21 kg	1,6454	1662x990x46mm
Bosch Brasil	30123br	Poli	240 W	14,60%	-	60 (6x10)	173%	-0,44 %/°C	8,11 A	37,5 V	8,6 A	37,5 V	21 kg	1,6434	1660x990x50mm
Bosch Brasil	44123br	Mono	280 W	17,04%	-	60 (6x10)	164%	-0,43 %/°C	8,99 A	31,2 V	9,6 A	39 V	19,5 kg	1,6434	1660x990x50mm
Tecnometal	SV-230D20	Mono	230 W	14,80%	-	60 (6x10)	164%	-	7,67 A	30 V	8,4 A	35 V	15,4 kg	1,6302	1645x991x34mm
CSUN	CSUN260-60M QII	Mono	270 W	16,63%	18,83%	60 (6x10)	69%	-0,42 %/°C	6,88 A	28,8 V	7,4 A	35,3 V	19,1 kg	1,6236	1640x990x40mm
CSUN	CSUN300-72M	Mono	300 W	15,49%	17,44%	72 (6x12)	75%	-0,42 %/°C	8,32 A	36,1 V	8,8 A	44,8 V	19,1 kg	1,6236	1640x990x40mm
CSUN	CSUN260-60P	Poli	260 W	16,01%	17,81%	60 (6x10)	61%	-0,41 %/°C	8,58 A	30,3 V	9 A	37,7 V	19,1 kg	1,6236	1640x990x40mm
CSUN	CSUN385-72P	Poli	285 W	14,72%	16,27%	72 (6x12)	64%	-0,41 %/°C	5,05 A	35,4 V	8,7 A	44,1 V	23,8 kg	1,9364	1956x990x50mm
ZNShine	ZXM6 265	Mono	265 W	16,19%	19,06%	60 (6x10)	69%	-0,42 %/°C	8,55 A	31 V	8,9 A	38,9 V	19,5 kg	1,6368	1650x992x40mm
ZNShine	ZNP6 250	Poli	250 W	15,27%	17,44%	60 (6x10)	65%	-0,42 %/°C	8,29 A	30,2 V	8,6 A	37,9 V	19,5 kg	1,6368	1650x992x40mm
ZNShine	ZXM5 250	Stingray	250 W	14,69%	17,16%	96 (8x12)	71%	-0,42 %/°C	5,14 A	48,7 V	5,5 A	59,6 V	22,0 kg	1,7042	1575x1082x40mm
Yingli Solar	YL270C-30b	Mono	270 W	16,50%	-	60 (6x10)	86%	-0,42 %/°C	8,68 A	31,1 V	9,1 A	39 V	19,1 kg	1,6335	1650x990x40mm
Yingli Solar	YL250P0-29b	Poli	250 W	15,30%	-	60 (6x10)	78%	-0,45 %/°C	8,24 A	30,4 V	8,8 A	38,4 V	19,1 kg	1,6335	1650x990x40mm
CNBM Solar	M Series IV	Mono	260 W	15,41%	-	96 (8x12)	73%	-0,46 %/°C	5,01 A	52 V	5,5 A	62,9 V	25,8 kg	1,6874	1580x1068x55mm
CNBM Solar	Thin Film D	A-mSi	142 W	9,22%	-	-	95%	-0,34 %/°C	1,13 A	126 V	1,3 A	162 V	30 kg	1,54	1400x1100x7,5mm
CNBM Solar	Thin Film B	A-Si	105 W	6,71%	-	-	91%	-0,25 %/°C	1,4 A	75 V	1,7 A	100 V	30 kg	1,564	1409x1110x7,6mm
Solar GSP	GSB103	A-Si	103 W	6,69%	-	-	105%	-0,24 %/°C	1,34 A	77 V	1,7 A	101 V	25,5 kg	1,54	1400x1100x7mm
Solar GSP	GSL90	A-Si BIPV	90 W	5,84%	-	-	109%	-0,15 %/°C	1,19 A	76 V	1,5 A	100 V	25,5 kg	1,54	1400x1100x7mm
JS Solar	JS-100AX-1_4A	A-Si	100 W	6,35%	-	-	100%	-0,2 %/°C	1,33	75 V	1,7 A	101 V	20,5 kg	1,5752	1414x1114x35mm
JF New Energy	PPF505	CIGS	130 W	8,33%	-	-	118%	-	1,66 A	78,1 V	2 A	110 V	30 kg	1,5601	1408x1108x45mm
JF New Energy	PBF701	CIGS BIPV	100 W	6,49%	-	-	114%	-	1,28 A	78,1 V	1,6 A	110 V	27 kg	1,54	1400x1100x7mm

Tabela 3.6 – Especificações e Limites de Operação do Sistema Fotovoltaico dos Casos A, B e C.

Especificações do Painel Solar Escolhido									
Caso	Fabricante	Modelo	Tipo	Potência	$\eta$ Módulo	Qtd.	Potência Total	Custo	Custo Total
A	HJ Solar	HJM245P-20	Poli	245 Wp	15,00%	16	3920 Wp	3,95 R\$/Wp	R\$15.484,00
B	HJ Solar	HJM245P-20	Poli	245 Wp	15,00%	12	2940 Wp	4,1 R\$/Wp	R\$12.054,00
C	HJ Solar	HJM245P-20	Poli	245 Wp	15,00%	8	1960 Wp	4,25 R\$/Wp	R\$ 8.330,00

Caso	Coef. Temp [ $P_{max}$ ]	$I_{mpp}$	$V_{max}$	$I_{cc}$	$V_{oc}$	Área	Área Total
A	-0,41 %/°C	8,26 A	29,7 V	8,92 A	36,6 V	1,6328	26,1253 m2
B	-0,41 %/°C	8,26 A	29,7 V	8,92 A	36,6 V	1,6328	19,594 m2
C	-0,41 %/°C	8,26 A	29,7 V	8,92 A	36,6 V	1,6328	13,0627 m2

Limite de Operação dos Equipamentos												
Caso	Potência Total	Inversor	Painel Solar	Limite Tensão Inversor	Limite Tensão MPPT Inversor	Limite Corrente Fieira/Input Inversor	Limite Tensão Painel	Limite Corrente Reversa Painel	$V_{oc}$ (total)	$I_{cc}$ (total)	$V_{max}$ (total)	$V_{oc}$ (total)
A	3920 Wp	GW4000L-DT	HJM245P-20	600 V	550 V	22 A	1000 V	15 A	$V_{oc}$ (total)	$I_{cc}$ (total)	$V_{max}$ (total)	$V_{oc}$ (total)
B	2940 Wp	SG 3KTL-M	HJM245P-20	550 V	550 V	10 A	1000 V	15 A	585,6 V	8,92 A	474,56 V	585,6 V
C	1960 Wp	GW2000L-SS	HJM245P-20	500 V	450 V	15 A	1000 V	15 A	439,2 V	8,92 A	355,92 V	439,2 V
Caso	Qtd.	N° Filerias	N° Módulos p/ Filerias	$I_{mpp}$ (fieira)	$V_{max}$ (fieira)	$I_{cc}$ (fieira)	$V_{oc}$ (fieira)	$I_{mpp}$ (total)	$V_{oc}$ (total)	$I_{cc}$ (total)	$V_{max}$ (total)	$V_{oc}$ (total)
A	16	1	16	8,26 A	474,56 V	8,92 A	585,6 V	8,26 A	585,6 V	8,92 A	474,56 V	585,6 V
B	12	1	12	8,26 A	355,92 V	8,92 A	439,2 V	8,26 A	439,2 V	8,92 A	355,92 V	439,2 V
C	8	1	8	8,26 A	237,28 V	8,92 A	292,8 V	8,26 A	292,8 V	8,92 A	237,28 V	292,8 V

### 3.4.2 Inversor

Para os inversores, assim como foi feito na seção de dimensionamento dos painéis, segue elaborada uma tabela com as especificações comparativas de alguns inversores potencialmente vantajosos para o projeto, e os consequentes motivos da escolha desses equipamentos para cada caso. Para comparação entre os modelos, foram retiradas do *datasheet* as características mais pertinentes à escolha.

Para o Caso A (3920Wp) foi escolhido o inversor GW4000L-DT do fabricante GoodWe. Além do excelente custo benefício, esse equipamento é trifásico, garantindo um melhor equilíbrio entre as fases da instalação elétrica do estabelecimento que consumirá a energia gerada. Possui nota “A” em eficiência nos testes da conceituada Photon [40], e os limites de corrente e tensão de operação são aceitáveis. Outra característica relevante é que possui padrão do sistema elétrico Norte-Americano, que é o mesmo da grande maioria das concessionárias do Brasil.

Outras características marcantes desse modelo são, apesar do baixo custo, de possuir classe de proteção IP65, duas entradas com MPPT (*Maximum Power Points Tracking*) distintos e garantia de até 10 anos.

Para o Caso B (2940Wp) foi escolhido o inversor SG 3KTL-M do fabricante Sun Grow. Além de possuir uma das melhores eficiências para inversores de baixa potencia testados pela Photon [40], possui baixo custo. Sua proteção é IP65 e possui excelentes limites de corrente e tensão de operação.

Para o Caso C (1960Wp) iremos utilizar o modelo GoodWe GW2000L-SS, que se enquadra também nas características que levaram às escolhas dos modelos nos casos anteriores.

Tabela 3.7 – Comparação das Especificações de Alguns Inversores Presentes no Mercado.

Tabela Comparativa dos Inversores																			
Caso	Fabricante	Modelo	Potência Nominal	Potência Wp Máxima Gerador	Custo Relativo Estimado	η MPPT	THDi	Fases MPPT	Nº Inputs	V de max	V de min	Range MPPT	Idc work	Idc oc	Topologia	Proteção	Garantia	Peso	Photon Rate
A	GoodWe	GW4000L-DT	4000 W	4200 W	85%	>99,7%	<1,5%	3	2	600 V	150 V	200-550 V	22 (ou 11 + 11A)	22 (ou 11 + 11A)	Transformerless	IP65	5/10y	20kg	A
A	Steca	StecaGrid	3600 W	4500 W	130%	>99,9%	<2%	1	1	845 V	350 V	350-700 V	24(12 + 12A)	24(12 + 12A)	Transformerless	IP51	7y	9kg	A
A	Sun Grow	SG 4KTL-M	4000 W	4300 W	78%	>99,7%	<3%	1	2	550 V	150 V	125-550V	26 (10 + 16A)	26 (10 + 16A)	Transformerless	IP65	7y	24 kg	B
A	SMA	Sunny Boy4000TL	4000 W	4200 W	125%	>99,9%	<2%	1	2	750 V	120 V	175-500V	30(15 + 15A)	30(15 + 15A)	Transformerless	IP65	5y	26 kg	A
A	Etek	THEIA 3800TL	3800 W	4300 W	135%	>99,7%	<3%	3	1	780 V	150 V	314-630V	24(12 + 12A)	24(12 + 12A)	Transformerless	IP66	5y	27kg	A
Caso	Fabricante	Modelo	Potência Nominal	Potência Wp Máxima Gerador	Custo Relativo Estimado	η MPPT	THDi	Fases MPPT	Nº Inputs	V de max	V de min	Range MPPT	Idc work	Idc oc	Topologia	Proteção	Garantia	Peso	Photon Rate
B	Ominik	Ominisol-3.0k-TL	3000 W	3300 W	100%	>99,9%	<2%	1	2	590 V	120 V	120-500V	36 A	36 A	Transformerless	IP43	5y	20 kg	B
B	Sun Grow	SG 3KTL-M	3000 W	3200 W	97%	>99,7%	<3%	1	2	550 V	150 V	125-550V	20 (10 + 10A)	24 (12 + 12A)	Transformerless	IP65	7y	24 kg	A
B	Samil Power	SolarRiver 3000	3000 W	3000 W	95%	>99,9%	<3%	1	1	550 V	150 V	100-550V	13,5A	13,5 A	Transformerless	IP65	5y	18 kg	A
B	JFY Tech	JSI-3600TL	3000 W	3660 W	90%	>99,9%	<3%	1	1	500 V	100 V	100-450V	20A (ou 10 + 10A)	20A	Transformerless	IP65	5y	17 kg	-
Caso	Fabricante	Modelo	Potência Nominal	Potência Wp Máxima Gerador	Custo Relativo Estimado	η MPPT	THDi	Fases MPPT	Nº Inputs	V de max	V de min	Range MPPT	Idc work	Idc oc	Topologia	Proteção	Garantia	Peso	Photon Rate
C	GoodWe	GW2000L-SS	2000 W	2300 W	102,00%	>99,7%	<1,0%	1	1	500 V	125 V	125-450V	15 (ou 7,5 + 7,5A)	15 (ou 7,5 + 7,5A)	Transformerless	IP65	5/10y	12 kg	A
C	Steca	StecaGrid 2020	2090 W	2400 W	150,00%	>99,7%	<2%	1	1	450 V	190 V	210-450V	10 A	10 A	Transformerless	IP51	7y	9 kg	A
C	Samil Power	SolarRiver 2300	2300 W	2300 W	97,00%	>99,9%	<3%	1	1	550 V	150 V	100-550V	11 A	11 A	Transformerless	IP65	5y	18 kg	B
C	CHNT Power	CPSSC2KTL	2000 W	2290 W	95,00%	>99,9%	<3%	1	1	500 V	120 V	100-500V	10 A	10 A	Transformerless	IP43	5y	14 kg	B



### 3.4.3 Perdas no Sistema

Nessa seção serão discutidas e quantificadas as perdas esperadas em um sistema conectado à rede. Faremos luz às análises de alguns artigos científicos que abordam essencialmente essas perdas. Verdade é, que para uma criteriosa estimativa de geração fotovoltaica conectada à rede, é de extrema importância a consideração desses valores frente a representação negativa que ela possui no estudo de viabilidade econômica.

As perdas são geradas por diversos motivos, sendo os principais: a queda de tensão no lado DC, queda no lado AC, eficiência do inversor, diodos e conexões, degradação por incidência inicial da luz, transformadores de isolamento, sombreamento e dados incorretos de placa (remete à confiabilidade do fornecedor).

Em relação às perdas de erro no seguimento do MPP (*Maximum Power Point*), elas são geradas principalmente pela rápida variação de irradiação, rápida variação da carga local, características não uniformes das células e limitação das tensões operacionais, o que levam desvio/*mismatch* no MPPT e conseqüente perda, que possui expressivo valor como poderá ser percebido na Tabela 3.8.

Considerando estudos realizados e análises criteriosos em alguns ensaios e artigos científicos mundiais, transcreveremos na Tabela 3.8 valores típicos esperados para o sistema, considerando a realidade do local onde será instalado o sistema em caso.

**Tabela 3.8 – Perdas Típicas em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (Laronde, 2010)(Marion – NREL, 2005 )(Vallina, 2010)**

Perda	Valor Considerado	Varição mínima e máxima da Perda
Desvio no rendimento nominal do módulo (dados de placa) e da radiação de 1000W/m <sup>2</sup>	2,5 %	- 5% à 10%
Temperatura no Módulo	3,5%	-3% à 6%
Perdas nos condutores no lado DC	2 %	1% à 3%
Perdas nos condutores no lado CA	1 %	0,7% à 2%
Eficiência do Inversor na conversão	1,5 %	1% à 15%
<i>Mismatch</i> no MPPT	2 %	1,5% à 3%
Sombreamento	0 %	0% à 100%
Diodos e conexões	0,5 %	0,3% à
Transformadores (como os de isolamento no inversor, por exemplo)	2 %	2% à 4%
Sistema <i>Solar-Tracking</i>	0 %	0% à 2%
Degradação na incidência solar inicial	1 %	1% à 10%
Indisponibilidade do sistema	0 %	0% à 0,5%
Sujeira nos módulos	2 %	2% à 25%
<i>Total de Perdas</i>	18%	

Na Tabela acima foi ilustrado as mais diversas perdas para uma planta de geração fotovoltaica. De posse da soma desse valor considerado de todas as perdas, poderemos estimar uma geração fotovoltaica esperada com perdas, proporcionando assim, valores mais reais aos estudos de viabilidade econômica.

### 3.4.4 Geração Fotovoltaica Esperada

Nessa seção iremos calcular a geração esperada para os três casos em questão. Os valores se encontram nas Tabelas 3.9, 3.10 e 3.11, respectivamente. Para esse cálculo, utilizamos as equações abaixo.

#### *Geração total*

$$GT = \sum_{t=0}^n I_o \cdot A \cdot \eta , \quad (3.1)$$

*n* – Número de dias no mês;

*I<sub>o</sub>* – Radiação média diária do mês em questão (kWh/m<sup>2</sup>.dia);

*A* – Área total de painéis fotovoltaicos;

*η* – Eficiência do painel;

### Geração total com perdas

$$GTP = \sum_{t=0}^n I_o \cdot A \cdot \eta \cdot (1 - p), \quad (3.2)$$

$n$  – Número de dias no mês;

$I_o$  – Radiação média diária do mês em questão ( $kWh/m^2 \cdot dia$ );

$A$  – Área total de painéis fotovoltaicos;

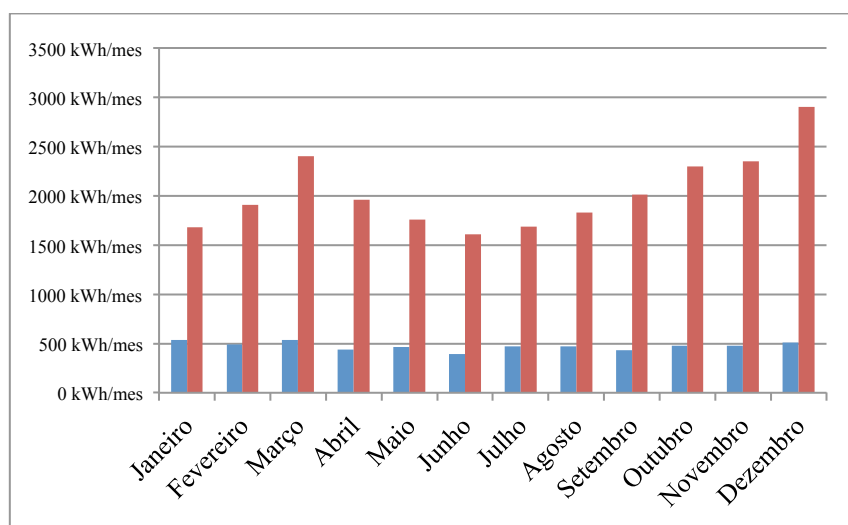
$\eta$  – Eficiência do painel;

$p$  – Perda percentual do sistema;

**Tabela 3.9 – Geração esperada para o Caso A**

	Geração Caso A						
	20°	Área Total	Eficiência Painel	Geração Total Mensal	Geração com Perdas (18%)	Consumo Annual	Geração Percentual
<b>Janeiro</b>	5,39 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	654,792 kWh/mes	536,9292 kWh/mes	1678 kWh/mes	32%
<b>Fevereiro</b>	5,48 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	601,3 kWh/mes	493,0661 kWh/mes	1909 kWh/mes	26%
<b>Março</b>	5,39 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	654,792 kWh/mes	536,9292 kWh/mes	2404 kWh/mes	22%
<b>Abril</b>	4,53 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	532,564 kWh/mes	436,7029 kWh/mes	1962 kWh/mes	22%
<b>Maió</b>	4,67 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	567,324 kWh/mes	465,2059 kWh/mes	1758 kWh/mes	26%
<b>Junho</b>	4,05 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	476,134 kWh/mes	390,4297 kWh/mes	1612 kWh/mes	24%
<b>Julho</b>	4,74 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	575,828 kWh/mes	472,179 kWh/mes	1685 kWh/mes	28%
<b>Agosto</b>	4,7 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	570,969 kWh/mes	468,1943 kWh/mes	1832 kWh/mes	26%
<b>Setembro</b>	4,46 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	524,335 kWh/mes	429,9547 kWh/mes	2014 kWh/mes	21%
<b>Outubro</b>	4,79 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	581,902 kWh/mes	477,1598 kWh/mes	2297 kWh/mes	21%
<b>Novembro</b>	4,93 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	579,59 kWh/mes	475,2638 kWh/mes	2351 kWh/mes	20%
<b>Dezembro</b>	5,11 kWh/m2.dia	26,12531 m2	15%	620,777 kWh/mes	509,0368 kWh/mes	2905 kWh/mes	18%
<b>Total</b>				<b>6940,3 kWh/ano</b>	<b>5691,1 kWh/ano</b>	<b>24407 kWh/ano</b>	<b>23%</b>

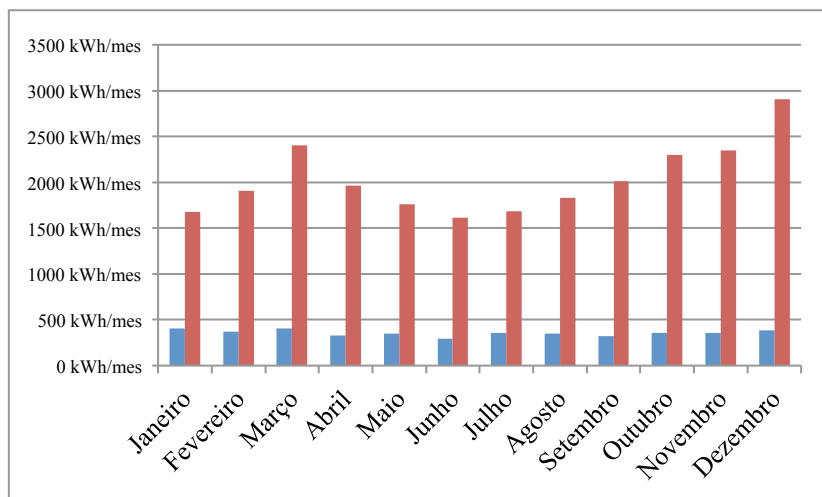
Na Figura 3.5, 3.6 e 3.7 é visto o gráfico de confronto entre a geração esperada de cada mês para os Casos A, B e C, respectivamente, frente ao consumo total esperado no mesmo período.



**Figura 3.5 - Gráfico de Geração (Azul) x Consumo (Vermelho) – Caso A**

**Tabela 3.10 – Geração esperada para o Caso B**

Geração Caso B							
	20°	Área Total	Eficiência Painel	Geração Total Mensal	Geração com Perdas (18%)	Consumo Annual	Geração Percentual
<b>Janeiro</b>	5,39 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	491,094 kWh/mes	402,6969 kWh/mes	1678 kWh/mes	24%
<b>Fevereiro</b>	5,48 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	450,975 kWh/mes	369,7996 kWh/mes	1909 kWh/mes	19%
<b>Março</b>	5,39 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	491,094 kWh/mes	402,6969 kWh/mes	2404 kWh/mes	17%
<b>Abril</b>	4,53 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	399,423 kWh/mes	327,5272 kWh/mes	1962 kWh/mes	17%
<b>Mai</b>	4,67 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	425,493 kWh/mes	348,9044 kWh/mes	1758 kWh/mes	20%
<b>Junho</b>	4,05 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	357,1 kWh/mes	292,8223 kWh/mes	1612 kWh/mes	18%
<b>Julho</b>	4,74 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	431,871 kWh/mes	354,1342 kWh/mes	1685 kWh/mes	21%
<b>Agosto</b>	4,7 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	428,227 kWh/mes	351,1457 kWh/mes	1832 kWh/mes	19%
<b>Setembro</b>	4,46 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	393,251 kWh/mes	322,466 kWh/mes	2014 kWh/mes	16%
<b>Outubro</b>	4,79 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	436,427 kWh/mes	357,8698 kWh/mes	2297 kWh/mes	16%
<b>Novembro</b>	4,93 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	434,693 kWh/mes	356,4479 kWh/mes	2351 kWh/mes	15%
<b>Dezembro</b>	5,11 kWh/m2.dia	19,59398 m2	15%	465,582 kWh/mes	381,7776 kWh/mes	2905 kWh/mes	13%
<b>Total</b>				<b>5205,2 kWh/ano</b>	<b>4268,3 kWh/ano</b>	<b>24407 kWh/ano</b>	<b>17%</b>



**Figura 3.6 - Gráfico de Geração (Azul) x Consumo (Vermelho) – Caso B**

**Tabela 3.11 – Geração esperada para o Caso C**

Geração Caso C							
	20°	Área Total	Eficiência Painel	Geração Total Mensal	Geração com Perdas (18%)	Consumo Annual	Geração Percentual
<b>Janeiro</b>	5,39 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	327,396 kWh/mes	268,4646 kWh/mes	1678 kWh/mes	16%
<b>Fevereiro</b>	5,48 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	300,65 kWh/mes	246,5331 kWh/mes	1909 kWh/mes	13%
<b>Março</b>	5,39 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	327,396 kWh/mes	268,4646 kWh/mes	2404 kWh/mes	11%
<b>Abril</b>	4,53 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	266,282 kWh/mes	218,3514 kWh/mes	1962 kWh/mes	11%
<b>Mai</b>	4,67 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	283,662 kWh/mes	232,6029 kWh/mes	1758 kWh/mes	13%
<b>Junho</b>	4,05 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	238,067 kWh/mes	195,2149 kWh/mes	1612 kWh/mes	12%
<b>Julho</b>	4,74 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	287,914 kWh/mes	236,0895 kWh/mes	1685 kWh/mes	14%
<b>Agosto</b>	4,7 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	285,484 kWh/mes	234,0972 kWh/mes	1832 kWh/mes	13%
<b>Setembro</b>	4,46 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	262,168 kWh/mes	214,9774 kWh/mes	2014 kWh/mes	11%
<b>Outubro</b>	4,79 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	290,951 kWh/mes	238,5799 kWh/mes	2297 kWh/mes	10%
<b>Novembro</b>	4,93 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	289,795 kWh/mes	237,6319 kWh/mes	2351 kWh/mes	10%
<b>Dezembro</b>	5,11 kWh/m2.dia	13,06266 m2	15%	310,388 kWh/mes	254,5184 kWh/mes	2905 kWh/mes	9%
<b>Total</b>				<b>3470,2 kWh/ano</b>	<b>2845,5 kWh/ano</b>	<b>24407 kWh/ano</b>	<b>12%</b>

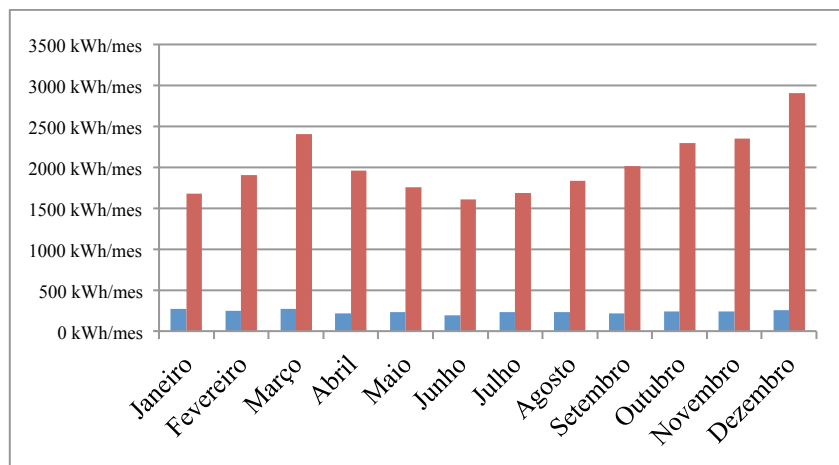
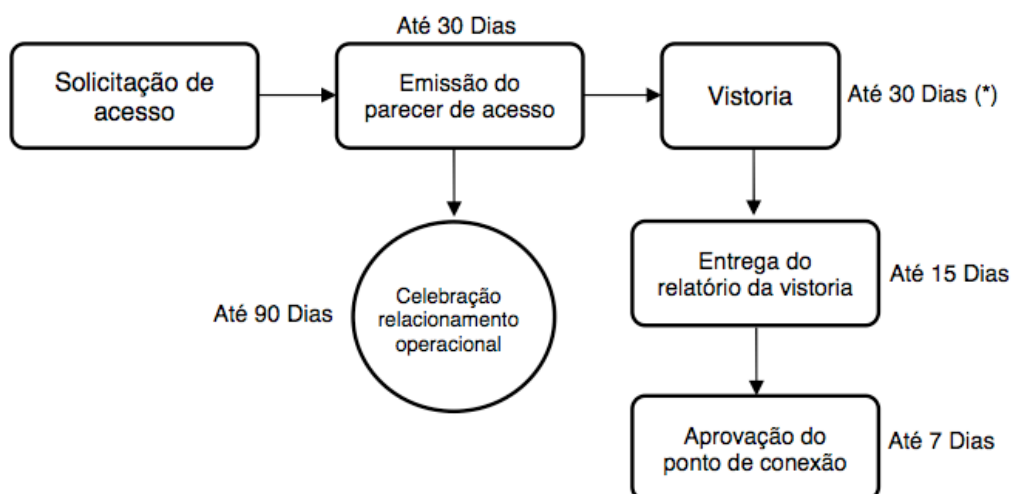


Figura 3.7 - Gráfico Geração (Azul) x Consumo (Vermelho) – Caso C

### 3.5 Projeto

#### 3.5.1 Procedimentos de Acesso ao Sistema de Distribuição

De posse dos projetos, de forma a ser autorizado pela concessionária à conexão com a rede de distribuição da mesma, é necessário realizar alguns estudos e procedimentos de acesso, que seguem as especificações presentes no Módulo 3 do PRODIST e nas normativas da concessionária na qual deverá ser solicitado o acesso. Pode-se ter uma ideia geral desses procedimentos através do fluxograma presente na Figura 3.8 e a Tabela 3.12 respectivamente, obtidos nas normas do PRODIST e norma de Energias Alternativas da Light.



(\*) a partir da solicitação de vistoria por parte do acessante.

Figura 3.8 – Etapas de Acesso de Micro-geradores ao Sistema de Distribuição da Norma 482/2012 (ANEEL)

**Tabela 3.12 - Etapas de Acesso de Micro-geradores ao Sistema de Distribuição da Light**

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1. Solicitação de acesso	a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas	Acessante	Até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b)
2. Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	Se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).
3. Contratos	(a) Assinatura dos Contratos, quando couber, e do Relacionamento Operacional	Acessante e Distribuidora	Até 90 (noventa) dias após a ação 2(a)
4. Implantação da conexão	(a) Solicitação de comissionamento	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Realização de comissionamento.	Distribuidora	Até 30 (trinta) dias após a ação 4(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de comissionamento.	Distribuidora	Até 15 (quinze) dias após a ação 4(b)
5. Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de comissionamento.	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 4(c), desde que não haja pendências.

Para solicitar o acesso, o consumidor (e micro-gerador) deverá preencher um formulário específico para a concessionária no qual fará a conexão.

Seguindo o PRODIST, impreterivelmente serão necessários ao menos os seguintes documentos para conexão nas principais concessionárias:

- Planta de situação/ localização;
- Anotação de Responsabilidade Técnica - ART, devidamente numerada;
- Procuração do proprietário/consumidor (quando não for ele o solicitante), em papel timbrado e com reconhecimento de firma;
- Carta de solicitação de serviço;
- Diagrama unifilar completo da planta do sistema de geração própria;
- Características dos TC's, da fonte geradora e transformadores (se houver);
- Diagramas esquemáticos e funcionais;
- Diagrama trifilar da interligação (para conexões trifásicas);
- Cópia dos manuais técnicos dos relés e inversores;
- Certificação INMETRO do Inversor e/ou aprovação de tipo por laboratórios nacionais e internacionais acreditados pelo INMETRO desde que cumpram os requisitos estabelecidos nesta norma.

Havendo pendências, para não perder a validade do pedido de acesso, o acessante deverá resolvê-las em um prazo máximo de 60 dias.

Para questão de projeto, deverão ser analisadas as características do sistema de distribuição a ser realizada a conexão, para que seja feito corretamente o arranjo, dimensionamento e escolha dos componentes de todo o sistema. Além disso, de acordo com a potencia de geração deve ser escolhida a forma de conexão (monofásico, bifásico ou trifásico).

Como o caso estudado no projeto será conectado à Light SESA, seguem as características e formas de conexão do sistema de distribuição desta concessionária.

220/127 V - Redes aéreas trifásicas a 4 fios / Urbanas e Rurais;  
 220/127 V - Redes subterrâneas a 4 fios / Urbanas;  
 230-115 V - Redes aéreas monofásicas a 3 fios / Rurais;  
 380/220 V - Sistema subterrâneo dedicado / Urbano;

**Tabela 3.13 – Forma de Conexão em Função da Potência**

Potência de Geração Instalada	Forma de Conexão
< 10 kW	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 100 kW	Trifásico
< 15 kW (em Rede Rural monofásica com transformador exclusivo)	Monofásico

Convém ressaltar, que a injeção de potência ativa na rede, para se obter créditos através do sistema de compensação de energia (*net-metering*) é proibida na rede de distribuição em sistemas subterrâneo reticulado da Light.

Essa proibição existente na norma da Light SESA se dá por motivos de proteção do sistema e pela complexa e grande ramificação dessas redes. Esse fato cria uma barreira para consumidores de micro e mini geração distribuída em grandes centros.

### 3.5.2 Documentação de Projeto

Mais a frente será abordada características econômicas e de viabilidade, e discutido dessa forma a real vantagem de aplicação do eventual projeto. Considerando até esse ponto como viável, e frente às especificações dos equipamentos e dimensionamento anterior, iremos prosseguir nessa parte com a documentação requerida para a conexão com a rede.

Iremos, portanto, expor os principais documentos para solicitação de acesso, como na Figura 3.9 o Diagrama Unifilar e Diagrama Esquemático na Figura 3.10. Todas as especificações técnicas dos componentes utilizados, bem como a dos relés e inversores, como é requerido, seguirão ao final desse trabalho como parte da material anexo.



Como será visto mais a frente, pela constância nos custos de instalação e a baixa proporcionalidade nos preços dos equipamentos fotovoltaicos com o aumento da potência, o Caso A (3920 Wp) será o mais vantajoso em termos de retorno de investimento. Portanto, ele será escolhido para implantação, e por isso iremos apresentar o Diagrama Unifilar e cálculos de dimensionamento da instalação elétrica e de proteção apenas desse caso.

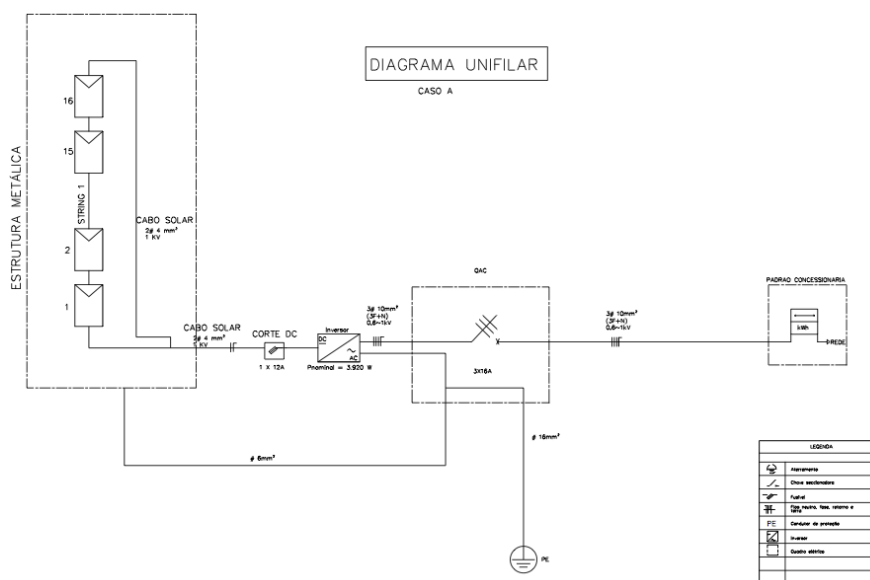


Figura 3.9 – Diagrama Unifilar da Planta de Geração Caso A (Anexo B1)

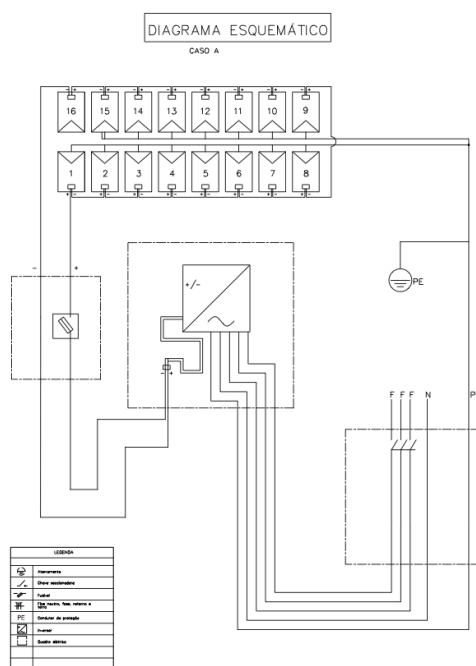


Figura 3.10 – Diagrama de Interligação Caso A (Anexo B2)

### 3.6 Estudo de Viabilidade Econômica

Para realizar estudos de viabilidades para sistemas fotovoltaicos de modo geral, deve-se sempre recorrer à legislação aplicada no local. Afinal, como uma análise econômica representa os ganhos financeiros do projeto, deve-se sempre ter conhecimento da remuneração, prevista em lei, aplicável à dimensão da planta fotovoltaica em estudo.

Os principais indicadores econômicos para análise de projetos, como esse em caso, são o *Payback*, a Amortização, VPL (Valor Presente Líquido) e o TIR (Taxa Interna de Retorno).

O trabalho faz referência às fórmulas matemáticas para cálculo dos indicadores ditos acima. Para um estudo mais criterioso desses indicadores e da formulação matemática, recomenda-se [38].

Nessa seção, iremos explicar os indicadores, bem como calculá-los para os casos A, B e C propostos para dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico a ser desenvolvido na SEMATEL. De posse desses valores, iremos comparar o retorno com investimentos tradicionais para os mesmos montantes dos casos estudados.

Em relação à tarifa de energia, como parte dela é dependente do IGPM e seu reajuste é feito através de um coeficiente chamado IRT, é possível estimar a variação dos valores através de estudos econômicos na variação desses indicadores e fatores. Analisando também estudos estatísticos de variação tarifária da energia nas últimas décadas, conforme referência [9] [23] [49] chegou a um valor de 4,8% de atualização anual.

De qualquer forma, esse valor se mantém tão conservador, que se analisado a variação de 1995~2005 é observado um aumento total de 288,6%. Na nossa análise, para 15 anos, consideramos uma variação global de 192%, e nos primeiros 10 anos uma variação de apenas 152%.

Na tabela 3.14 é especificado o custo de cada equipamento e da instalação do sistema fotovoltaico dos três casos em questão. Dessa forma, é possível calcular através desses valores total de dívida inicial, quando será o retorno através dos advenços provenientes da micro-geração.

**Tabela 3.14 – Investimentos Totais Casos A, B e C**

Investimento					
Caso	Fabricante	Modelo	Descrição	Potência Total	Custo Total
A	HJ Solar	HJM245P-20	Painel Fotovoltaico	3920 Wp	R\$ 15.484,00
A	GoodWe	GW4000L-DT	Inversor	4000 W	R\$ 2.800,00
A	SEMATEL	-	Instalação Elétrica	-	R\$ 1.000,00
A	SEMATEL	-	Mão de Obra	-	R\$ 1.400,00
A	SEMATEL	-	Projeto e Documentação Acesso	-	R\$ 1.000,00
<b>Total</b>					<b>R\$ 21.684,00</b>
Caso	Fabricante	Modelo		Potência Nominal	Custo Total
B	HJ Solar	HJM245P-20	Painel Fotovoltaico	2940 Wp	R\$ 12.054,00
B	Sun Grow	SG3KTL-M	Inversor	3000 W	R\$ 2.000,00
B	SEMATEL	-	Instalação Elétrica	-	R\$ 1.000,00
B	SEMATEL	-	Mão de Obra	-	R\$ 1.400,00
B	SEMATEL	-	Projeto e Documentação Acesso	-	R\$ 1.000,00
<b>Total</b>					<b>R\$ 17.454,00</b>
Caso	Fabricante	Modelo		Potência Nominal	Custo Total
C	HJ Solar	HJM245P-20	Painel Fotovoltaico	1960 Wp	R\$ 8.330,00
C	GoodWe	GW2000L-SS	Inversor	2000 W	R\$ 1.860,00
C	SEMATEL	-	Instalação Elétrica	-	R\$ 1.000,00
C	SEMATEL	-	Mão de Obra	-	R\$ 1.400,00
C	SEMATEL	-	Projeto e Documentação Acesso	-	R\$ 1.000,00
<b>Total</b>					<b>R\$ 13.590,00</b>

### ***Payback***

O *payback* é o período de tempo necessário para que se obtenha retorno de todo o investimento feito em alguma aplicação. Esse termo é muito utilizado para aplicações elétricas e de eficiência energética para analisar a sua viabilidade econômica.

Apesar de ser um método de análise geral, é extremamente limitado. Nesse indicador não é considerado risco, correção monetária ou financiamento. Ele é simplesmente o valor onde o lucro líquido iguala ao valor aplicado no investimento analisado.

Nas Tabelas 3.15, 3.16 e 3.17 para os casos A, B e C respectivamente, foi calculado o *payback* do investimento inicial de cada um dos projetos em caso. Nesse cálculo foi desconsiderado taxas de atualização monetária, uma vez que o *payback* utilizado é apenas nominal.

Nas Tabelas que se seguem, foi informado a geração esperada no primeiro ano para cada caso, conforme cálculo da seção 3.4.4, e baseados nestes valores, foi calculado a depreciação do painel ao longo dos anos. Segundo *datasheet*, esta depreciação é de 0,8% ao ano. Além disso, para chegar ao valor de geração real, foi considerado ainda perdas elétricas de 18%, diminuindo assim os valores de geração aproveitados como receita.

As tarifas de energia foram atualizadas em 4,8% ao ano, conforme critérios expostos no início da seção 3.6. Com esses valores, as receitas anuais foram calculadas, de forma que fosse encontrado o número de anos de operação do sistema em que a receita obtida pagaria integralmente os custos do investimento inicial.

$$\text{Payback} = n, \text{ tal que } \sum_{t=0}^n FC_n = I_0, \quad (3.3)$$

*n* – Número de anos;

*I*<sub>0</sub> – Investimento Inicial;

*R* – Receita (valor anual);

*FC*<sub>*n*</sub> – Fluxo de Caixa do ano referência (*R*<sub>*n*</sub>);

Tabela 3.15 – Payback para o caso A

Payback Caso A					
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	CashFlow Acumulado
1	6940,3 kWh/ano	5691 kWh/ano	0,40752	R\$ 2.319,22	R\$ (21.684,00)
2	6884,778 kWh/ano	5645,5 kWh/ano	0,42708	R\$ 2.411,09	R\$ (19.364,78)
3	6829,699 kWh/ano	5600,4 kWh/ano	0,44758	R\$ 2.506,61	R\$ (16.953,69)
4	6775,062 kWh/ano	5555,6 kWh/ano	0,46906	R\$ 2.605,91	R\$ (14.447,08)
5	6720,861 kWh/ano	5511,1 kWh/ano	0,49158	R\$ 2.709,15	R\$ (11.841,17)
6	6667,094 kWh/ano	5467 kWh/ano	0,51518	R\$ 2.816,47	R\$ (9.132,02)
7	6613,758 kWh/ano	5423,3 kWh/ano	0,53990	R\$ 2.928,05	R\$ (6.315,55)
8	6560,848 kWh/ano	5379,9 kWh/ano	0,56582	R\$ 3.044,05	R\$ (3.387,49)
9	6508,361 kWh/ano	5336,9 kWh/ano	0,59298	R\$ 3.164,64	R\$ (343,44)
10	6456,294 kWh/ano	5294,2 kWh/ano	0,62144	R\$ 3.290,01	R\$ 2.821,20
11	6404,644 kWh/ano	5251,8 kWh/ano	0,65127	R\$ 3.420,35	R\$ 6.111,21
12	6353,406 kWh/ano	5209,8 kWh/ano	0,68253	R\$ 3.555,85	R\$ 9.531,56
13	6302,579 kWh/ano	5168,1 kWh/ano	0,71529	R\$ 3.696,72	R\$ 13.087,41
14	6252,159 kWh/ano	5126,8 kWh/ano	0,74963	R\$ 3.843,17	R\$ 16.784,13
15	6202,141 kWh/ano	5085,8 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.995,42	R\$ 20.627,30

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT)

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no *Datasheet* do

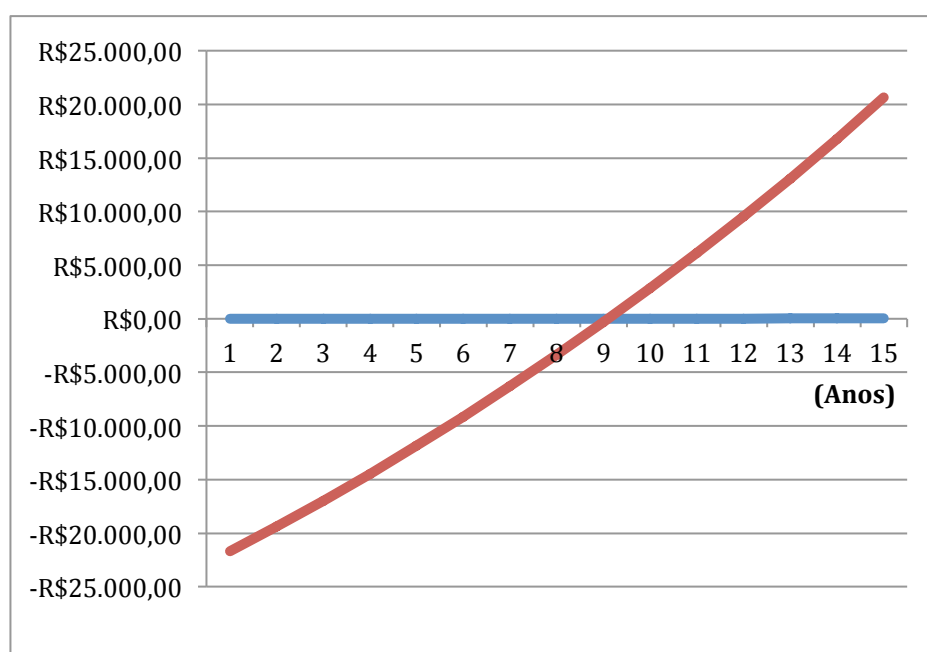


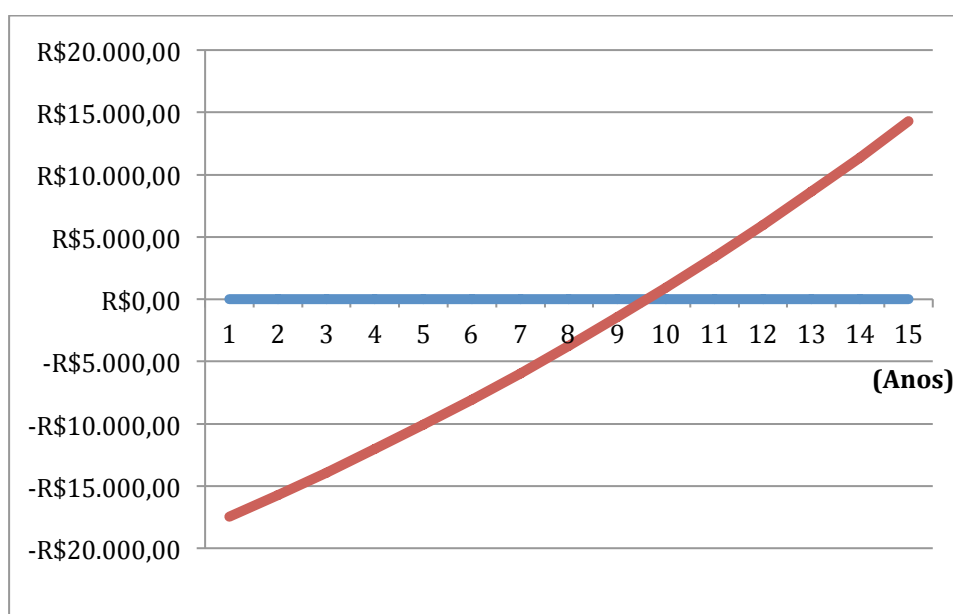
Figura 3.11 – Gráfico do payback para o caso A

**Tabela 3.16 –Payback para o caso B**

Payback Caso B					
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	CashFlow Acumulado
1	5205,2 kWh/ano	4268,26 kWh/ano	0,40752	R\$ 1.739,40	R\$ (17.454,00)
2	5163,56 kWh/ano	4234,118 kWh/ano	0,42708	R\$ 1.808,31	R\$ (15.714,60)
3	5122,25 kWh/ano	4200,245 kWh/ano	0,44758	R\$ 1.879,95	R\$ (13.906,29)
4	5081,27 kWh/ano	4166,643 kWh/ano	0,46906	R\$ 1.954,43	R\$ (12.026,34)
5	5040,62 kWh/ano	4133,31 kWh/ano	0,49158	R\$ 2.031,85	R\$ (10.071,91)
6	5000,3 kWh/ano	4100,243 kWh/ano	0,51518	R\$ 2.112,35	R\$ (8.040,06)
7	4960,29 kWh/ano	4067,441 kWh/ano	0,53990	R\$ 2.196,03	R\$ (5.927,71)
8	4920,61 kWh/ano	4034,902 kWh/ano	0,56582	R\$ 2.283,03	R\$ (3.731,69)
9	4881,25 kWh/ano	4002,623 kWh/ano	0,59298	R\$ 2.373,47	R\$ (1.448,66)
10	4842,2 kWh/ano	3970,602 kWh/ano	0,62144	R\$ 2.467,50	R\$ 924,81
11	4803,46 kWh/ano	3938,837 kWh/ano	0,65127	R\$ 2.565,25	R\$ 3.392,31
12	4765,03 kWh/ano	3907,326 kWh/ano	0,68253	R\$ 2.666,88	R\$ 5.957,56
13	4726,91 kWh/ano	3876,068 kWh/ano	0,71529	R\$ 2.772,53	R\$ 8.624,43
14	4689,1 kWh/ano	3845,059 kWh/ano	0,74963	R\$ 2.882,36	R\$ 11.396,96
15	4651,58 kWh/ano	3814,299 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.996,55	R\$ 14.279,32

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT)

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no *Datasheet* do Fabricante)



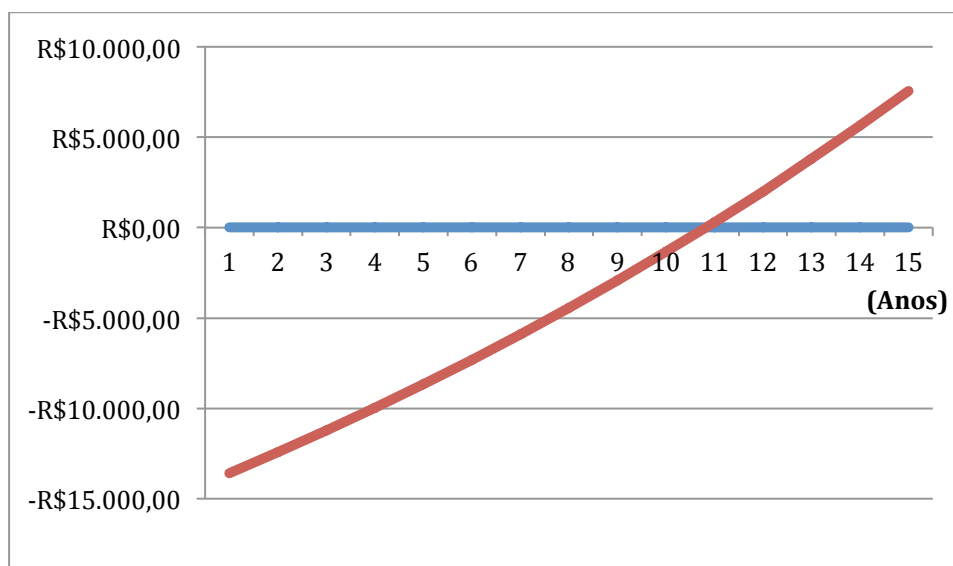
**Figura 3.12 – Gráfico do payback para o caso B**

**Tabela 3.17 – Payback para o caso C**

Payback Caso C					
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	CashFlow Acumulado
1	3470,2 kWh/ano	2846 kWh/ano	0,40752	R\$ 1.159,62	R\$(13.594,00)
2	3442,438 kWh/ano	2822,8 kWh/ano	0,42708	R\$ 1.205,56	R\$ (12.434,38)
3	3414,899 kWh/ano	2800,22 kWh/ano	0,44758	R\$ 1.253,32	R\$ (11.228,81)
4	3387,58 kWh/ano	2777,82 kWh/ano	0,46906	R\$ 1.302,98	R\$ (9.975,49)
5	3360,479 kWh/ano	2755,59 kWh/ano	0,49158	R\$ 1.354,59	R\$ (8.672,51)
6	3333,595 kWh/ano	2733,55 kWh/ano	0,51518	R\$ 1.408,26	R\$ (7.317,92)
7	3306,926 kWh/ano	2711,68 kWh/ano	0,53990	R\$ 1.464,05	R\$ (5.909,66)
8	3280,471 kWh/ano	2689,99 kWh/ano	0,56582	R\$ 1.522,05	R\$ (4.445,61)
9	3254,227 kWh/ano	2668,47 kWh/ano	0,59298	R\$ 1.582,34	R\$ (2.923,57)
10	3228,193 kWh/ano	2647,12 kWh/ano	0,62144	R\$ 1.645,03	R\$ (1.341,22)
11	3202,368 kWh/ano	2625,94 kWh/ano	0,65127	R\$ 1.710,20	R\$ 303,81
12	3176,749 kWh/ano	2604,93 kWh/ano	0,68253	R\$ 1.777,95	R\$ 2.014,01
13	3151,335 kWh/ano	2584,09 kWh/ano	0,71529	R\$ 1.848,39	R\$ 3.791,96
14	3126,124 kWh/ano	2563,42 kWh/ano	0,74963	R\$ 1.921,61	R\$ 5.640,34
15	3101,115 kWh/ano	2542,91 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.997,74	R\$ 7.561,96

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT)

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante)



**Figura 3.13 – Gráfico do payback para o caso C**

Como percebemos nas Tabelas 3.15, 3.16 e 3.17, respectivamente, conseguimos pagar todos os gastos com instalação e equipamentos do Caso A em nove anos. Já no Caso B é possível obter o retorno com aproximadamente nove anos e meio. No caso C, esse retorno só é visto após dez anos e meio.

### ***Amortização***

A Amortização é um processo de extinção de uma dívida, no nosso caso o investimento inicial com a implantação a planta de micro geração, através de pagamentos realizados provenientes do lucro obtido pela energia gerada.

Existem vários sistemas de amortização (Pagamento Único, Variável, Americano, SAC, PRICE, dentre outros). Para a nossa análise iremos utilizar o sistema SAC (Sistema de Amortização Constante), no qual iremos adicionar à dívida os juros representativos do montante investido na implantação, considerando juros da poupança, inflação e taxa Selic respectivamente.

Utilizando como taxa de juros os valores atuais da Taxa Selic, Poupança e Inflação de Maio de 2013, podemos atualizar tanto os montantes de lucro, como os de dívidas para implantação do sistema. Com isso, podemos calcular o *cash-flow* amortizado e obter dessa forma, com precisão, quando o consumidor terá o retorno de seu investimento para cada taxa de juros em questão, como observado nas Tabelas 3.18, 3.19 e 3.20 para os casos estudados, respectivamente.

Assim como na seção de *payback*, iremos considerar reajuste nas tarifas de energia durante os quinze primeiros anos, bem como depreciações e perdas elétricas. Dentre as taxas de juros escolhidas, as mesmas serão incidentes anualmente e descontarão sobre a receita os juros incidentes sobre a dívida restante.

$$D_n = D_{n-1} - Amortização_{n-1}, \quad (3.4)$$

$$Amortização_n = (R_n - C_n) - D_n \cdot i, \quad (3.5)$$

*n* – Ano referência;

*D<sub>n</sub>* – Dívida Restante do ano referência;

*R* – Receita (valor anual);

*i* – Taxa de juros a ser considerada;



Tabela 3.18 – Amortização para o Caso A (Taxa Selic, Inflação e Poupança)

Amortização Caso A										
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	Dívida Taxa Selic (8,5%)	Amortização Taxa Selic (8,5%)	Dívida Poupança (5,95%)	Amortização Poupança (5,95%)	Dívida Inflação (5,8%)	Amortização Inflação (5,8%)
1	6940 kWh/ano	5691 kWh/ano	0,40752	R\$ 2.319,22	R\$(21.684,00)	R\$ 476,08	R\$(21.684,00)	R\$ 1.029,02	R\$ (21.684,00)	R\$ 1.061,54
2	6885 kWh/ano	5650 kWh/ano	0,42708	R\$ 2.411,09	R\$(21.207,92)	R\$ 608,42	R\$(20.654,98)	R\$ 1.182,12	R\$ (20.622,46)	R\$ 1.214,99
3	6830 kWh/ano	5600 kWh/ano	0,44758	R\$ 2.506,61	R\$(20.599,51)	R\$ 755,65	R\$(19.472,86)	R\$ 1.347,98	R\$ (19.407,47)	R\$ 1.380,98
4	6775 kWh/ano	5560 kWh/ano	0,46906	R\$ 2.605,91	R\$(19.843,85)	R\$ 919,19	R\$(18.124,89)	R\$ 1.527,48	R\$ (18.026,49)	R\$ 1.560,38
5	6721 kWh/ano	5510 kWh/ano	0,49158	R\$ 2.709,15	R\$(18.924,67)	R\$ 1.100,55	R\$(16.597,40)	R\$ 1.721,60	R\$ (16.466,11)	R\$ 1.754,11
6	6667 kWh/ano	5470 kWh/ano	0,51518	R\$ 2.816,47	R\$(17.824,12)	R\$ 1.301,42	R\$(14.875,80)	R\$ 1.931,36	R\$ (14.712,00)	R\$ 1.963,18
7	6614 kWh/ano	5420 kWh/ano	0,53990	R\$ 2.928,05	R\$(16.522,69)	R\$ 1.523,62	R\$(12.944,44)	R\$ 2.157,86	R\$ (12.748,82)	R\$ 2.188,62
8	6561 kWh/ano	5380 kWh/ano	0,56582	R\$ 3.044,05	R\$(14.999,07)	R\$ 1.769,13	R\$(10.786,58)	R\$ 2.402,25	R\$ (10.560,20)	R\$ 2.431,56
9	6508 kWh/ano	5340 kWh/ano	0,59298	R\$ 3.164,64	R\$(13.229,94)	R\$ 2.040,10	R\$(8.384,33)	R\$ 2.665,77	R\$ (8.128,64)	R\$ 2.693,18
10	6456 kWh/ano	5290 kWh/ano	0,62144	R\$ 3.290,01	R\$(11.189,84)	R\$ 2.338,88	R\$(5.718,56)	R\$ 2.949,76	R\$ (5.435,46)	R\$ 2.974,76
11	6405 kWh/ano	5250 kWh/ano	0,65127	R\$ 3.420,35	R\$(8.850,96)	R\$ 2.668,02	R\$(2.768,80)	R\$ 3.255,61	R\$ (2.460,70)	R\$ 3.277,63
12	6353 kWh/ano	5210 kWh/ano	0,68253	R\$ 3.555,85	R\$(6.182,95)	R\$ 3.030,30	R\$ 486,81	R\$ 3.584,82	R\$ 816,93	R\$ 3.603,23
13	6303 kWh/ano	5170 kWh/ano	0,71529	R\$ 3.696,72	R\$(3.152,65)	R\$ 3.428,74	R\$ 4.071,63	R\$ 3.938,98	R\$ 4.420,16	R\$ 3.953,09
14	6252 kWh/ano	5130 kWh/ano	0,74963	R\$ 3.843,17	R\$ 276,10	R\$ 3.866,64	R\$ 8.010,61	R\$ 4.319,80	R\$ 8.373,25	R\$ 4.328,82
15	6202 kWh/ano	5090 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.995,42	R\$ 4.142,74	R\$ 4.347,55	R\$ 12.330,41	R\$ 4.729,08	R\$ 12.702,06	R\$ 4.732,14
16	6153 kWh/ano	5050 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.963,46	R\$ 8.490,29	R\$ 4.685,13	R\$ 17.059,49	R\$ 4.978,50	R\$ 17.434,20	R\$ 4.974,64
17	6103 kWh/ano	5000 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.931,75	R\$ 13.175,42	R\$ 5.051,66	R\$ 22.037,98	R\$ 5.243,01	R\$ 22.408,84	R\$ 5.231,46
18	6054 kWh/ano	4960 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.900,30	R\$ 18.227,08	R\$ 5.449,60	R\$ 27.280,99	R\$ 5.523,51	R\$ 27.640,31	R\$ 5.503,43
19	6006 kWh/ano	4920 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.869,09	R\$ 23.676,68	R\$ 5.881,61	R\$ 32.804,51	R\$ 5.820,96	R\$ 33.143,74	R\$ 5.791,43
20	5958 kWh/ano	4890 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.838,14	R\$ 29.558,29	R\$ 6.350,59	R\$ 38.625,47	R\$ 6.136,36	R\$ 38.935,17	R\$ 6.096,38
21	5910 kWh/ano	4850 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.807,44	R\$ 35.908,88	R\$ 6.859,69	R\$ 44.761,82	R\$ 6.470,76	R\$ 45.031,55	R\$ 6.419,27
22	5863 kWh/ano	4810 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.776,98	R\$ 42.768,57	R\$ 7.412,30	R\$ 51.232,59	R\$ 6.825,31	R\$ 51.450,82	R\$ 6.761,12
23	5816 kWh/ano	4770 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.746,76	R\$ 50.180,88	R\$ 8.012,13	R\$ 58.057,90	R\$ 7.201,21	R\$ 58.211,94	R\$ 7.123,05
24	5770 kWh/ano	4730 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.716,79	R\$ 58.193,01	R\$ 8.663,19	R\$ 65.259,11	R\$ 7.599,70	R\$ 65.334,99	R\$ 7.506,22
25	5723 kWh/ano	4690 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.687,05	R\$ 66.856,20	R\$ 9.369,83	R\$ 72.858,81	R\$ 8.022,15	R\$ 72.841,21	R\$ 7.911,84

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT)

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante)

Tabela 3.19 – Amortização para o Caso B (Taxa Selic, Inflação e Poupança)

Amortização Caso B										
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	Divida Taxa Selic (8,5%)	Amortização Taxa Selic (8,5%)	Divida Poupança (5,95%)	Amortização Poupança (5,95%)	Divida Inflação (5,8%)	Amortização Inflação (5,8%)
1	5205,2 kWh/ano	4268 kWh/ano	0,40752	R\$ 1.739,40	R\$ (17.454,00)	R\$ 255,81	R\$ (17.454,00)	R\$ 700,89	R\$ (17.454,00)	R\$ 727,07
2	5163,6 kWh/ano	4234 kWh/ano	0,42708	R\$ 1.808,31	R\$(17.198,19)	R\$ 346,47	R\$ (16.753,11)	R\$ 811,50	R\$(16.726,93)	R\$ 838,15
3	5122,2 kWh/ano	4200 kWh/ano	0,44758	R\$ 1.879,95	R\$(16.851,72)	R\$ 447,55	R\$(15.941,61)	R\$ 931,42	R\$(15.888,78)	R\$ 958,40
4	5081,3 kWh/ano	4167 kWh/ano	0,46906	R\$ 1.954,43	R\$(16.404,17)	R\$ 560,07	R\$(15.010,19)	R\$ 1.061,32	R\$(14.930,38)	R\$ 1.088,46
5	5040,6 kWh/ano	4133 kWh/ano	0,49158	R\$ 2.031,85	R\$(15.844,10)	R\$ 685,10	R\$(13.948,87)	R\$ 1.201,89	R\$(13.841,92)	R\$ 1.229,02
6	5000,3 kWh/ano	4100 kWh/ano	0,51518	R\$ 2.112,35	R\$(15.158,99)	R\$ 823,83	R\$(12.746,97)	R\$ 1.353,90	R\$(12.612,90)	R\$ 1.380,80
7	4960,3 kWh/ano	4067 kWh/ano	0,53990	R\$ 2.196,03	R\$(14.335,16)	R\$ 977,54	R\$(11.393,07)	R\$ 1.518,14	R\$(11.232,10)	R\$ 1.544,57
8	4920,6 kWh/ano	4035 kWh/ano	0,56582	R\$ 2.283,03	R\$(13.357,62)	R\$ 1.147,63	R\$ (9.874,93)	R\$ 1.695,47	R\$ (9.687,53)	R\$ 1.721,15
9	4881,2 kWh/ano	4003 kWh/ano	0,59298	R\$ 2.373,47	R\$(12.210,00)	R\$ 1.335,62	R\$ (8.179,46)	R\$ 1.886,79	R\$ (7.966,38)	R\$ 1.911,42
10	4842,2 kWh/ano	3971 kWh/ano	0,62144	R\$ 2.467,50	R\$(10.874,38)	R\$ 1.543,18	R\$ (6.292,67)	R\$ 2.093,08	R\$ (6.054,96)	R\$ 2.116,31
11	4803,5 kWh/ano	3939 kWh/ano	0,65127	R\$ 2.565,25	R\$ (9.331,20)	R\$ 1.772,10	R\$ (4.199,59)	R\$ 2.315,37	R\$ (3.938,65)	R\$ 2.336,81
12	4765 kWh/ano	3907 kWh/ano	0,68253	R\$ 2.666,88	R\$ (7.559,10)	R\$ 2.024,35	R\$ (1.884,21)	R\$ 2.554,76	R\$ (1.601,84)	R\$ 2.573,97
13	4726,9 kWh/ano	3876 kWh/ano	0,71529	R\$ 2.772,53	R\$ (5.594,75)	R\$ 2.302,07	R\$ 670,55	R\$ 2.812,42	R\$ 972,12	R\$ 2.828,91
14	4689,1 kWh/ano	3845 kWh/ano	0,74963	R\$ 2.882,36	R\$ (3.232,68)	R\$ 2.607,59	R\$ 3.482,98	R\$ 3.089,60	R\$ 3.801,03	R\$ 3.102,82
15	4651,6 kWh/ano	3814 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.996,55	R\$ (625,09)	R\$ 2.943,42	R\$ 6.572,58	R\$ 3.387,62	R\$ 6.903,86	R\$ 3.396,97
16	4614,4 kWh/ano	3784 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.972,58	R\$ 2.318,33	R\$ 3.169,64	R\$ 9.960,20	R\$ 3.565,21	R\$ 10.300,83	R\$ 3.570,03
17	4577,5 kWh/ano	3754 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.948,80	R\$ 5.487,96	R\$ 3.415,27	R\$ 13.525,41	R\$ 3.753,56	R\$ 13.870,86	R\$ 3.753,31
18	4540,8 kWh/ano	3723 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.925,21	R\$ 8.903,24	R\$ 3.681,98	R\$ 17.278,97	R\$ 3.953,31	R\$ 17.624,17	R\$ 3.947,41
19	4504,5 kWh/ano	3694 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.901,81	R\$ 12.585,22	R\$ 3.971,55	R\$ 21.232,27	R\$ 4.165,13	R\$ 21.571,57	R\$ 4.152,96
20	4468,5 kWh/ano	3664 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.878,59	R\$ 16.556,77	R\$ 4.285,92	R\$ 25.397,40	R\$ 4.389,74	R\$ 25.724,53	R\$ 4.370,61
21	4432,7 kWh/ano	3635 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.855,56	R\$ 20.842,69	R\$ 4.627,19	R\$ 29.787,13	R\$ 4.627,90	R\$ 30.095,15	R\$ 4.601,08
22	4397,3 kWh/ano	3606 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.832,72	R\$ 25.469,88	R\$ 4.997,66	R\$ 34.415,03	R\$ 4.880,41	R\$ 34.696,23	R\$ 4.845,10
23	4362,1 kWh/ano	3577 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.810,06	R\$ 30.467,54	R\$ 5.399,80	R\$ 39.295,44	R\$ 5.148,14	R\$ 39.541,33	R\$ 5.103,45
24	4327,2 kWh/ano	3548 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.787,58	R\$ 35.867,33	R\$ 5.836,30	R\$ 44.443,58	R\$ 5.431,97	R\$ 44.644,78	R\$ 5.376,97
25	4292,6 kWh/ano	3520 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.765,28	R\$ 41.703,63	R\$ 6.310,08	R\$ 49.875,55	R\$ 5.732,87	R\$ 50.021,75	R\$ 5.666,54

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT)

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante)

Tabela 3.20 – Amortização para o Caso C (Taxa Selic, Inflação e Poupança)

Amortização Caso C											
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh *)	Remuneração	Divida Taxa Selic (8,5%)	Amortização Taxa Selic (8,5%)	Divida Poupança (5,95%)	Amortização Poupança (5,95%)	Divida Inflação (5,8%)	Amortização Inflação (5,8%)	
1	3470,2 kWh/ano	2846 kWh/ano	0,40752	R\$ 1.159,62	R\$ (13.590,00)	R\$ 4,47	R\$ (13.590,00)	R\$ 351,02	R\$ (13.590,00)	R\$ 371,40	
2	3442 kWh/ano	2823 kWh/ano	0,42708	R\$ 1.205,56	R\$ (13.585,53)	R\$ 50,79	R\$ (13.238,98)	R\$ 417,84	R\$ (13.218,60)	R\$ 438,89	
3	3415 kWh/ano	2800 kWh/ano	0,44758	R\$ 1.253,32	R\$ (13.534,73)	R\$ 102,87	R\$ (12.821,14)	R\$ 490,47	R\$ (12.779,71)	R\$ 512,10	
4	3388 kWh/ano	2778 kWh/ano	0,46906	R\$ 1.302,98	R\$ (13.431,86)	R\$ 161,27	R\$ (12.330,67)	R\$ 569,30	R\$ (12.267,61)	R\$ 591,45	
5	3360 kWh/ano	2756 kWh/ano	0,49158	R\$ 1.354,59	R\$ (13.270,59)	R\$ 226,59	R\$ (11.761,37)	R\$ 654,79	R\$ (11.676,16)	R\$ 677,38	
6	3334 kWh/ano	2734 kWh/ano	0,51518	R\$ 1.408,26	R\$ (13.044,00)	R\$ 299,52	R\$ (11.106,58)	R\$ 747,42	R\$ (10.998,78)	R\$ 770,33	
7	3307 kWh/ano	2712 kWh/ano	0,53990	R\$ 1.464,05	R\$ (12.744,48)	R\$ 380,77	R\$ (10.359,16)	R\$ 847,68	R\$ (10.228,45)	R\$ 870,80	
8	3280 kWh/ano	2690 kWh/ano	0,56582	R\$ 1.522,05	R\$ (12.363,72)	R\$ 471,13	R\$ (9.511,48)	R\$ 956,11	R\$ (9.357,65)	R\$ 979,30	
9	3254 kWh/ano	2668 kWh/ano	0,59298	R\$ 1.582,34	R\$ (11.892,59)	R\$ 571,47	R\$ (8.555,37)	R\$ 1.073,30	R\$ (8.378,35)	R\$ 1.096,40	
10	3228 kWh/ano	2647 kWh/ano	0,62144	R\$ 1.645,03	R\$ (11.321,11)	R\$ 682,74	R\$ (7.482,07)	R\$ 1.199,85	R\$ (7.281,95)	R\$ 1.222,68	
11	3202 kWh/ano	2626 kWh/ano	0,65127	R\$ 1.710,20	R\$ (10.638,38)	R\$ 805,94	R\$ (6.282,22)	R\$ 1.336,41	R\$ (6.059,27)	R\$ 1.358,76	
12	3177 kWh/ano	2605 kWh/ano	0,68253	R\$ 1.777,95	R\$ (9.832,44)	R\$ 942,19	R\$ (4.945,82)	R\$ 1.483,67	R\$ (4.700,51)	R\$ 1.505,32	
13	3151 kWh/ano	2584 kWh/ano	0,71529	R\$ 1.848,39	R\$ (8.890,24)	R\$ 1.092,72	R\$ (3.462,14)	R\$ 1.642,39	R\$ (3.195,19)	R\$ 1.663,07	
14	3126 kWh/ano	2563 kWh/ano	0,74963	R\$ 1.921,61	R\$ (7.797,53)	R\$ 1.258,82	R\$ (1.819,75)	R\$ 1.813,34	R\$ (1.532,13)	R\$ 1.832,75	
15	3101 kWh/ano	2543 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.997,74	R\$ (6.538,71)	R\$ 1.441,95	R\$ (6,42)	R\$ 1.997,36	R\$ 300,62	R\$ 2.015,17	
16	3076 kWh/ano	2523 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.981,76	R\$ (5.096,76)	R\$ 1.548,53	R\$ 1.990,94	R\$ 2.100,22	R\$ 2.315,80	R\$ 2.116,07	
17	3052 kWh/ano	2502 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.965,90	R\$ (3.548,22)	R\$ 1.664,30	R\$ 4.091,16	R\$ 2.209,33	R\$ 4.431,87	R\$ 2.222,95	
18	3027 kWh/ano	2482 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.950,18	R\$ (1.883,92)	R\$ 1.790,04	R\$ 6.300,48	R\$ 2.325,05	R\$ 6.654,82	R\$ 2.336,16	
19	3003 kWh/ano	2463 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.934,57	R\$ (93,88)	R\$ 1.926,59	R\$ 8.625,54	R\$ 2.447,79	R\$ 8.990,98	R\$ 2.456,05	
20	2979 kWh/ano	2443 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.919,10	R\$ 1.832,72	R\$ 2.074,88	R\$ 11.073,33	R\$ 2.577,96	R\$ 11.447,03	R\$ 2.583,03	
21	2955 kWh/ano	2423 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.903,75	R\$ 3.907,60	R\$ 2.235,89	R\$ 13.651,29	R\$ 2.716,00	R\$ 14.030,05	R\$ 2.717,49	
22	2932 kWh/ano	2404 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.888,52	R\$ 6.143,49	R\$ 2.410,71	R\$ 16.367,29	R\$ 2.862,37	R\$ 16.747,54	R\$ 2.859,87	
23	2908 kWh/ano	2385 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.873,41	R\$ 8.554,20	R\$ 2.600,51	R\$ 19.229,66	R\$ 3.017,57	R\$ 19.607,41	R\$ 3.010,64	
24	2885 kWh/ano	2366 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.858,42	R\$ 11.154,71	R\$ 2.806,57	R\$ 22.247,23	R\$ 3.182,13	R\$ 22.618,05	R\$ 3.170,27	
25	2862 kWh/ano	2347 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.843,55	R\$ 13.961,28	R\$ 3.030,26	R\$ 25.429,36	R\$ 3.356,60	R\$ 25.788,32	R\$ 3.339,27	

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT)

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante)

## **VPL**

O VPL (Valor Presente Líquido) ou VAL (Valor Atual Líquido) é o mais utilizado em estudo de viabilidades de projetos. Ele calcula o valor atual de todos os *cash-flows*, considerando os as taxas de juros apropriadas.

Como qualquer investimento, que só gera *cash-flow* futuro, é preciso atualizar esse valor para cada um desses *cash-flow* e com isso compará-los com o valor do investimento. No caso do valor do investimento ser inferior do ao valor atual dos *cash-flow*, o VPL é positivo, significando rentabilidade positiva para o investimento.

Através desse valor  $VPL > 0$ , em análises mais detalhadas, existem valores ditos TMA (Taxa Mínima de Atratividade) como taxa de desconto. Se o TMA for igual ao  $VPV > 0$ , significa dizer que há uma decisão favorável à realização do projeto.

Temos a formulação matemática do VPL como,

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_n}{(1+i)^n} = -I_o + (R - C) \cdot \left( \frac{1-a^n-1}{a \cdot (a+1)^n} \right), \quad (3.6)$$

*n* – Número de anos;

*I<sub>o</sub>* – Investimento Inicial;

*R* – Receita (valor anual);

*C* – Custos (manutenção);

*a* – Taxa de juros a ser considerada;

*FC<sub>n</sub>* – Fluxo de Caixa do ano referência (*R<sub>n</sub>* – *C<sub>n</sub>*);

## **TIR**

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) representa a rentabilidade gerada por determinado investimento em comparação, ou seja, expõe uma taxa de juros tal, que se o capital investido tivesse sido colocado a essa taxa, obteríamos exatamente a mesma taxa de rentabilidade final.

Resumidamente, o TIR representa a tributo que, se utilizado como taxa de atualização, obteria o  $VPL = 0$  (O lucro líquido pagaria o investimento inicial na vida útil do projeto). A aceitação de um projeto através do TIR é feita também através da TMA (Taxa Mínima de Atratividade), considerando uma taxa de juros atrativa adicionada ao risco de cada investimento.



**Tabela 3.21 – Estudo Econômico para o Caso A**

Estudo Econômico Caso A						
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	Manutenção (***)	Valor Presente (Desconto: 4%)
1	6940,3 kWh/ano	5691 kWh/ano	0,40752	R\$ 2.319,22	R\$ 150,00	R\$ 2.085,78
2	6884,8 kWh/ano	5646 kWh/ano	0,42708	R\$ 2.411,09	R\$ 154,50	R\$ 2.086,35
3	6829,7 kWh/ano	5600 kWh/ano	0,44758	R\$ 2.506,61	R\$ 159,14	R\$ 2.086,90
4	6775,1 kWh/ano	5556 kWh/ano	0,46906	R\$ 2.605,91	R\$ 163,91	R\$ 2.087,44
5	6720,9 kWh/ano	5511 kWh/ano	0,49158	R\$ 2.709,15	R\$ 168,83	R\$ 2.087,96
6	6667,1 kWh/ano	5467 kWh/ano	0,51518	R\$ 2.816,47	R\$ 173,89	R\$ 2.088,47
7	6613,8 kWh/ano	5423 kWh/ano	0,53990	R\$ 2.928,05	R\$ 179,11	R\$ 2.088,97
8	6560,8 kWh/ano	5380 kWh/ano	0,56582	R\$ 3.044,05	R\$ 184,48	R\$ 2.089,46
9	6508,4 kWh/ano	5337 kWh/ano	0,59298	R\$ 3.164,64	R\$ 190,02	R\$ 2.089,93
10	6456,3 kWh/ano	5294 kWh/ano	0,62144	R\$ 3.290,01	R\$ 195,72	R\$ 2.090,40
11	6404,6 kWh/ano	5252 kWh/ano	0,65127	R\$ 3.420,35	R\$ 201,59	R\$ 2.090,85
12	6353,4 kWh/ano	5210 kWh/ano	0,68253	R\$ 3.555,85	R\$ 207,64	R\$ 2.091,29
13	6302,6 kWh/ano	5168 kWh/ano	0,71529	R\$ 3.696,72	R\$ 213,86	R\$ 2.091,71
14	6252,2 kWh/ano	5127 kWh/ano	0,74963	R\$ 3.843,17	R\$ 220,28	R\$ 2.092,13
15	6202,1 kWh/ano	5086 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.995,42	R\$ 226,89	R\$ 2.092,53
16	6152,5 kWh/ano	5045 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.963,46	R\$ 233,70	R\$ 1.991,35
17	6103,3 kWh/ano	5005 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.931,75	R\$ 240,71	R\$ 1.894,88
18	6054,5 kWh/ano	4965 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.900,30	R\$ 247,93	R\$ 1.802,91
19	6006 kWh/ano	4925 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.869,09	R\$ 255,36	R\$ 1.715,23
20	5958 kWh/ano	4886 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.838,14	R\$ 263,03	R\$ 1.631,64
21	5910,3 kWh/ano	4846 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.807,44	R\$ 270,92	R\$ 1.551,94
22	5863 kWh/ano	4808 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.776,98	R\$ 279,04	R\$ 1.475,97
23	5816,1 kWh/ano	4769 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.746,76	R\$ 287,42	R\$ 1.403,55
24	5769,6 kWh/ano	4731 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.716,79	R\$ 296,04	R\$ 1.334,51
25	5723,5 kWh/ano	4693 kWh/ano	0,78561	R\$ 3.687,05	R\$ 304,92	R\$ 1.268,69

**R\$ 47.410,83**

**Investimento: R\$ 21.684,00**

**VPL: R\$ 25.726,83**

**TIR: 12,3%**

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT).

(\*) Após o 15o Ano, a tarifa fica constante devido às incertezas quanto à estimativa do valor para um grande período

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante).

(\*\*\*) Custos com Manutenção atualizados em 3% ao ano.

**Tabela 3.22 – Estudo Econômico para o Caso B**

Estudo Econômico Caso B						
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	Manutenção (***)	Valor Presente (Desconto: 4%)
1	5205,2 kWh/ano	4268 kWh/ano	0,40752	R\$ 1.739,40	R\$ 150,00	R\$ 1.528,27
2	5163,6 kWh/ano	4234 kWh/ano	0,42708	R\$ 1.808,31	R\$ 154,50	R\$ 1.529,04
3	5122,2 kWh/ano	4200 kWh/ano	0,44758	R\$ 1.879,95	R\$ 159,14	R\$ 1.529,80
4	5081,3 kWh/ano	4167 kWh/ano	0,46906	R\$ 1.954,43	R\$ 163,91	R\$ 1.530,54
5	5040,6 kWh/ano	4133 kWh/ano	0,49158	R\$ 2.031,85	R\$ 168,83	R\$ 1.531,27
6	5000,3 kWh/ano	4100 kWh/ano	0,51518	R\$ 2.112,35	R\$ 173,89	R\$ 1.531,99
7	4960,3 kWh/ano	4067 kWh/ano	0,53990	R\$ 2.196,03	R\$ 179,11	R\$ 1.532,69
8	4920,6 kWh/ano	4035 kWh/ano	0,56582	R\$ 2.283,03	R\$ 184,48	R\$ 1.533,39
9	4881,2 kWh/ano	4003 kWh/ano	0,59298	R\$ 2.373,47	R\$ 190,02	R\$ 1.534,07
10	4842,2 kWh/ano	3971 kWh/ano	0,62144	R\$ 2.467,50	R\$ 195,72	R\$ 1.534,73
11	4803,5 kWh/ano	3939 kWh/ano	0,65127	R\$ 2.565,25	R\$ 201,59	R\$ 1.535,39
12	4765 kWh/ano	3907 kWh/ano	0,68253	R\$ 2.666,88	R\$ 207,64	R\$ 1.536,03
13	4726,9 kWh/ano	3876 kWh/ano	0,71529	R\$ 2.772,53	R\$ 213,86	R\$ 1.536,67
14	4689,1 kWh/ano	3845 kWh/ano	0,74963	R\$ 2.882,36	R\$ 220,28	R\$ 1.537,29
15	4651,6 kWh/ano	3814 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.996,55	R\$ 226,89	R\$ 1.537,89
16	4614,4 kWh/ano	3784 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.972,58	R\$ 233,70	R\$ 1.462,31
17	4577,5 kWh/ano	3754 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.948,80	R\$ 240,71	R\$ 1.390,26
18	4540,8 kWh/ano	3723 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.925,21	R\$ 247,93	R\$ 1.321,58
19	4504,5 kWh/ano	3694 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.901,81	R\$ 255,36	R\$ 1.256,11
20	4468,5 kWh/ano	3664 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.878,59	R\$ 263,03	R\$ 1.193,71
21	4432,7 kWh/ano	3635 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.855,56	R\$ 270,92	R\$ 1.134,23
22	4397,3 kWh/ano	3606 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.832,72	R\$ 279,04	R\$ 1.077,54
23	4362,1 kWh/ano	3577 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.810,06	R\$ 287,42	R\$ 1.023,50
24	4327,2 kWh/ano	3548 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.787,58	R\$ 296,04	R\$ 972,00
25	4292,6 kWh/ano	3520 kWh/ano	0,78561	R\$ 2.765,28	R\$ 304,92	R\$ 922,92
						<b>R\$ 34.753,23</b>

**Investimento: R\$ 17.454,00**

**VPL: R\$ 17.299,23**

**TIR: 11%**

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT).

(\*) Após o 15o Ano, a tarifa fica constante devido às incertezas quanto à estimativa do valor para um grande período

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante).

(\*\*\*) Custos com Manutenção atualizados em 3% ao ano.

**Tabela 3.23 – Estudo Econômico para o Caso C**

Estudo Econômico Caso C						
Ano	Geração com Depreciação (**)	Geração com Perdas (18%)	Tarifa Elétrica (kWh) (*)	Remuneração	Manutenção (***)	Valor Presente (Desconto: 4%)
1	3470 kWh/ano	2850 kWh/ano	0,40752	R\$ 1.159,62	R\$ 150,00	R\$ 970,79
2	3442 kWh/ano	2820 kWh/ano	0,42708	R\$ 1.205,56	R\$ 154,50	R\$ 971,77
3	3415 kWh/ano	2800 kWh/ano	0,44758	R\$ 1.253,32	R\$ 159,14	R\$ 972,73
4	3388 kWh/ano	2780 kWh/ano	0,46906	R\$ 1.302,98	R\$ 163,91	R\$ 973,68
5	3360 kWh/ano	2760 kWh/ano	0,49158	R\$ 1.354,59	R\$ 168,83	R\$ 974,61
6	3334 kWh/ano	2730 kWh/ano	0,51518	R\$ 1.408,26	R\$ 173,89	R\$ 975,54
7	3307 kWh/ano	2710 kWh/ano	0,53990	R\$ 1.464,05	R\$ 179,11	R\$ 976,45
8	3280 kWh/ano	2690 kWh/ano	0,56582	R\$ 1.522,05	R\$ 184,48	R\$ 977,35
9	3254 kWh/ano	2670 kWh/ano	0,59298	R\$ 1.582,34	R\$ 190,02	R\$ 978,23
10	3228 kWh/ano	2650 kWh/ano	0,62144	R\$ 1.645,03	R\$ 195,72	R\$ 979,10
11	3202 kWh/ano	2630 kWh/ano	0,65127	R\$ 1.710,20	R\$ 201,59	R\$ 979,97
12	3177 kWh/ano	2600 kWh/ano	0,68253	R\$ 1.777,95	R\$ 207,64	R\$ 980,81
13	3151 kWh/ano	2580 kWh/ano	0,71529	R\$ 1.848,39	R\$ 213,86	R\$ 981,65
14	3126 kWh/ano	2560 kWh/ano	0,74963	R\$ 1.921,61	R\$ 220,28	R\$ 982,48
15	3101 kWh/ano	2540 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.997,74	R\$ 226,89	R\$ 983,29
16	3076 kWh/ano	2520 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.981,76	R\$ 233,70	R\$ 933,30
17	3052 kWh/ano	2500 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.965,90	R\$ 240,71	R\$ 885,67
18	3027 kWh/ano	2480 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.950,18	R\$ 247,93	R\$ 840,28
19	3003 kWh/ano	2460 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.934,57	R\$ 255,36	R\$ 797,02
20	2979 kWh/ano	2440 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.919,10	R\$ 263,03	R\$ 755,81
21	2955 kWh/ano	2420 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.903,75	R\$ 270,92	R\$ 716,54
22	2932 kWh/ano	2400 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.888,52	R\$ 279,04	R\$ 679,12
23	2908 kWh/ano	2380 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.873,41	R\$ 287,42	R\$ 643,48
24	2885 kWh/ano	2370 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.858,42	R\$ 296,04	R\$ 609,52
25	2862 kWh/ano	2350 kWh/ano	0,78561	R\$ 1.843,55	R\$ 304,92	R\$ 577,17
						<b>R\$ 22.096,37</b>

**Investimento: R\$ 13.594,00**

**VPL: R\$ 8.502,37**

**TIR: 8,7%**

(\*) Reajuste de 4,8% ao ano na tarifa (Base em estatísticas passadas da ANEEL e previsões do IGPM e IRT).

(\*) Após o 15o Ano, a tarifa fica constante devido às incertezas quanto à estimativa do valor para um grande período

(\*\*) Depreciação do painel fotovoltaico em 0,8% ao ano (Base no Datasheet do Fabricante).

(\*\*\*) Custos com Manutenção atualizados em 3% ao ano.

Comparando os casos, o Caso A foi o mais viável. De imediato, baseado no estudo econômico exposto na Tabela 3.21 é possível obter expressivo lucro em valores presentes, considerando uma atualização monetária de 4% sobre a dívida inicial. É possível obter um TIR de 12,3%. Dessa forma, ao fim da vida útil do projeto, além ter todo o sistema pago, é possível ter retorno sobre o capital investido com taxas de desconto anuais de até 12,3%.

No Caso B, como visto na seção de *Payback*, o retorno do investimento é ligeiramente menor que no Caso A. Esse retorno conseqüentemente reflete no TIR calculado na Tabela 3.22, reduzindo-o para 11%. Dessa forma, ao fim dos 25 anos é possível ter todo o capital investido de volta, além de lucro presente aproximadamente igual ao montante investido inicialmente, quando considerado uma taxa de juros de 4% ao ano sobre o investimento inicial.

Já o Caso C visto na Tabela 3.23, pela constância nos valores de instalação e pequena potência do sistema, é o menos viável dos todos. O seu TIR fica em 8,7%, ou seja, maior que a atualização monetária de uma poupança, que em meados de Maio de 2013 gira em torno de 5,95% ao ano.



## **4. Instalação e Proteção de um Sistema Fotovoltaico**

### **4.1 Instalação de um Sistema Fotovoltaico**

#### **4.1.1 Normas Técnicas e Legislações**

A resolução normativa 482/2012 da ANEEL estabeleceu os pilares da nossa primeira legislação sobre as condições gerais para acesso de micro geração e mini geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Contrariamente aos vários países, onde essa fonte é intensamente difundida e subsidiada pelo governo para que haja o seu desenvolvimento, o sistema adotado pelo Brasil é o de compensação de energia elétrica. Na Europa, Japão e USA o consumidor recebe, ao menos nos sete primeiros anos, um valor subsidiado de kWh/mês gerado. Com isso, o consumidor, em comparação a outros investimentos disponíveis no mercado, poderá optar também por investir na geração de energia fotovoltaica.

O sistema brasileiro resulta em que a energia ativa injetada por unidade consumidora é cedida, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local, e posteriormente esse empréstimo é compensado com o consumo de energia elétrica ativa desta mesma unidade consumidora, ou de outra unidade de mesma titularidade, desde que possuam o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao ministério da fazenda.

É possível obter mais informações detalhadas nas resoluções 482/2012 e 517/2012 da ANEEL. Além disso, em Dezembro de 2012 as concessionárias foram obrigadas a disponibilizar normas para conexão dos consumidores. Dessa forma, é possível obter informações também nessas normativas técnicas.

Quanto à informações gerais da instalações, conforme visto nessa trabalho, devem seguir as NBRs e Normas Técnicas das Distribuidoras para instalações de baixa tensão e/ou normas internacionais, tanto de baixa tensão como de micro geração distribuída. Podemos citar dentre as mais conceituadas a IEC 60364-7-712, EN 50438, CEI 60439-1.

### 4.1.2 Padrão de Entrada

Para que a solicitação de adesão ao sistema de micro geração distribuída, o padrão de entrada da unidade deve estar em acordo com os normas de baixa tensão e de geração distribuída da concessionária a ser feita a conexão. Um exemplo de padrão de entrada para sistemas fotovoltaicos, é visto na Figura 4.1.

Na norma de cada concessionária é possível obter todos os detalhes do padrão, como o aterramento, postes e ramais de ligação, bem como altura de posicionamento da caixa do medidor e outras características próprias de cada concessionária. A única diferença entre o padrão convencional e o de micro geração é a necessidade de um dispositivo de seccionamento visível (DSV) – exposto na seção de proteção desse trabalho – logo após a caixa do medidor.

Além disso, o medidor convencional deverá ser substituído por um medidor bidirecional, que tem a capacidade de computar a diferença entre o valor de energia elétrica ativa gerada e consumida, para o consumidor tenha direito ao Sistema de Compensação de Energia da ANEEL.

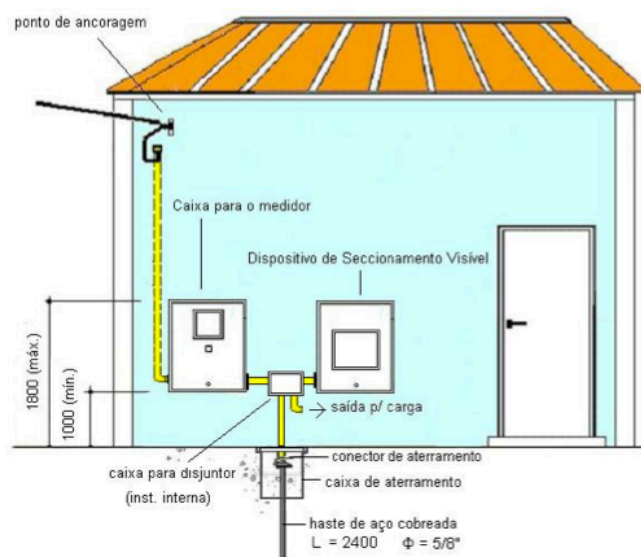


Figura 4.1 – Esquemático do padrão de entrada para geração distribuída da Light

### 4.1.3 Estrutura de Fixação dos Módulos

A principal característica das estruturas para painéis é de que a mesma não seja influenciada (em termos mecânicos) pelo vento. Os suportes podem ser instalados sobre telhados planos, inclinados, ou sobre o chão.

De forma a assegurar esforços menores que os máximos assegurados, deve ser sempre observado a dimensão dos módulos e a velocidade do vento no local frente às especificações do fabricante do suporte, ou do projetista da estrutura.

Além disso, é importante que o suporte não esteja sujeito a forças excessivas devido à expansão térmica de toda a estrutura.

Na Figura 4.2 são exemplificados alguns tipos de suportes existentes no mercado.

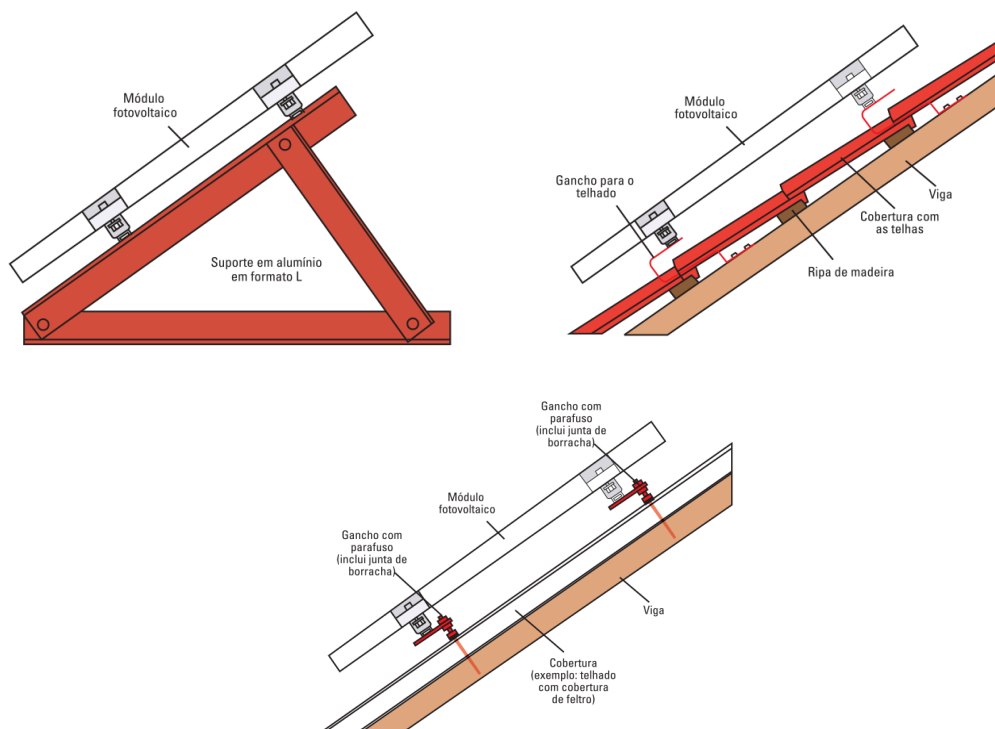


Figura 4.2 – Exemplos de Suportes Tipo *Roof Mount* e *Groud Mount* (Smart Power Inc.)

#### 4.1.4 Quadro Geral e Conexões

Para sistemas com mais de uma fileira/string, os cabos e as ligações em paralelo das mesmas deverão ser feitas dentro de um quadro, juntamente com as proteções em DC (por exemplo, dispositivo de proteção de surtos – DPS, seccionadores, fusíveis de fileira e etc). Esses quadros devem ser IP65, que por sua vez exige uma conexão com ao equipotencial ou condutor de terra ligado à carcaça do quadro.

No mercado de equipamento elétrico fora do Brasil já é encontrado esses quadros prontos, como os da Figura 4.13, que estão previamente equipados com os *bornes*, conexões e dispositivos de proteção direcionados ao tamanho da potência da instalação e as normas elétricas vigentes.



Figura 4.3 – Quadro elétrico destinado a sistemas fotovoltaicos (Weidmuller)

Para conexão entres os módulos fotovoltaicos, são necessários terminas de ligações. Os mais utilizados são o MC4, WM4 e Tyco, que permitem fácil ligação entre os cabos dos módulos. É possível se obter diversos tipos de conectores no mercado, como os da Figura 4.15. Em cada módulo há uma caixa de junção, visto na Figura 4.14. Dentro dela existem três terminais (+, - e PE), e na maioria dos casos está presente entre eles diodos de bloqueio/by-

pass. Para classe de isolamento II da caixa de junção não é necessário conexão ao sistema de equipotencial no terceiro terminal. No entanto, normalmente é conveniente ligação da estrutura do módulo ao aterramento.

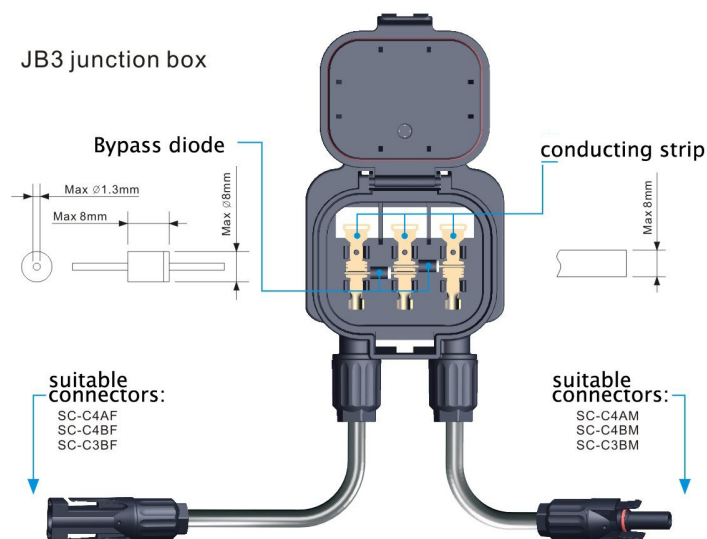


Figura 4.4 – Caixa de Junção do Módulo (Sunyo Photovoltaic)



Figura 4.5 – Exemplo de Conectores para Instalações Fotovoltaicas (Sunyo Photovoltaic)

Para “crimpar” os conectores devem-se utilizar uma ferramenta específica. Dessa forma, possuindo diferentes tipos deles, podem-se customizar os cabos de acordo com a necessidade específica de cada situação durante a instalação. É extremamente importante uma correta ligação do cabeamento e dos conectores, para evitar arcos elétricos, incêndios ou aquecimento e derretimento do isolamento.

## **4.2 Fundamentos Teóricos para Dimensionamento dos Condutores e Proteção Elétrica**

### **4.2.1 Proteção Elétrica e Especificações Gerais**

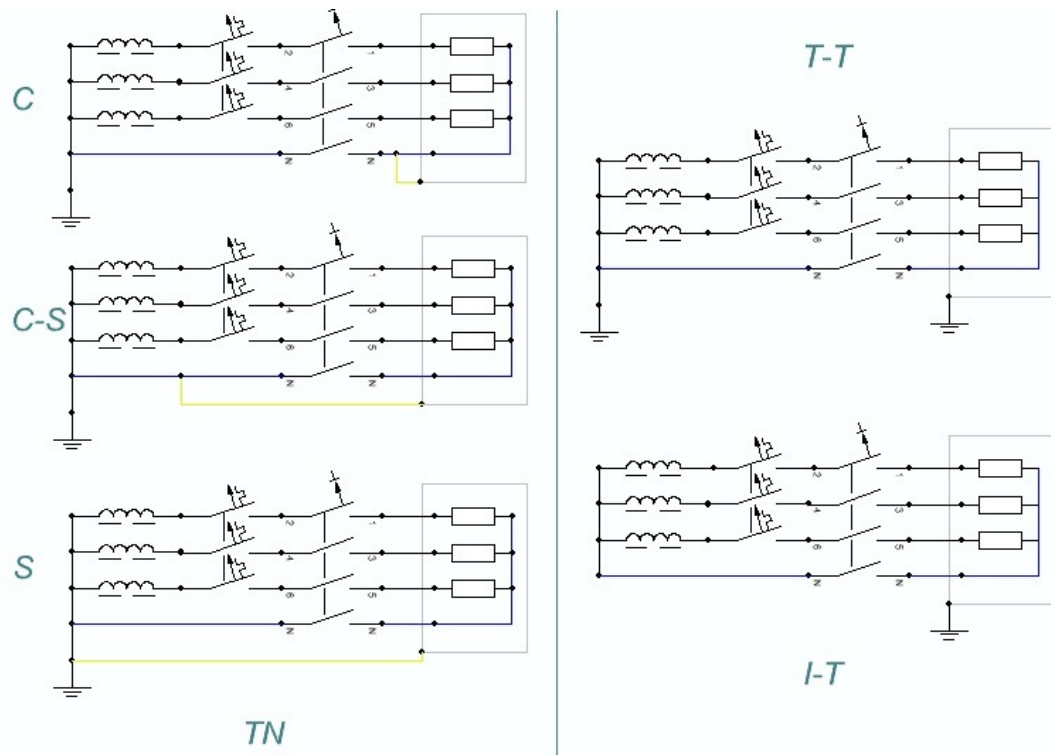
A proteção da instalação elétrica se subdivide entre proteção do sistema, e proteção das pessoas e utilizadores. Para a proteção do sistema, espera-se de haver equipamentos de corte para sobrecargas, sobre tensões, curto circuitos e contra descargas atmosféricas. Para a proteção do utilizador contra choque elétrico, devem-se analisar tanto as de contato direto, quanto as de contato indireto.

A proteção de pessoas contra contatos indiretos é tipicamente realizada por meio de aparelhos diferenciais com a sensibilidade adequada para a instalação, o aterramento e as especificações de proteção das pessoas. O contato indireto dá-se quando se tocam “massas” do sistema que esteja acidentalmente sob tensão elétrica.

A massa é qualquer elemento metálico susceptível de ser tocado, em regra isolado das partes elétricas de um material ou aparelho elétrico, mas que pode ficar acidentalmente sob tensão em caso de acidente.

Para esse tipo de proteção, devemos optar por um regime de neutro e ligar as “massas” aos condutores de proteção, compondo uma rede de aterramento, utilizando um dispositivo de proteção para seccionar automaticamente a alimentação do circuito por ele protegido sempre que uma falta entre a parte viva e massa der origem a uma tensão de contato perigosa.

No que se refere à escolha do regime de neutro, o esquema de ligação típico é o TT (ligação das massas ao aterramento em associação com equipamento diferencial). Além dele, temos também TN-C, TN-S e IT como seguem no esquemático da Figura 4.10.



**Figura 4.6 – Sistemas de Neutro (Wikipedia)**

**TT:** T – Ligação direta do neutro ao aterramento da concessionária.

T – Massas ligadas diretamente ao aterramento de proteção.

Vantagem: Fácil Localização dos defeitos.

Desvantagem: Corte da instalação à primeira falta de isolamento.

Uso: Mais comum, porém deve ser utilizado juntamente com o dispositivo diferencial.

**TN:** T – Ligação direta do neutro à terra da concessionária.

N – Massas ligadas diretamente ao neutro.

C – Condutor Neutro e de Proteção PE comuns ligados ao aterramento da concessionária.

S – Condutor Neutro e de Proteção PE separados, porém ligados diretamente ao aterramento da concessionária.

Vantagem: No caso TN-C há economia de um condutor. No caso geral, o próprio dispositivo de corte de sobre corrente faz o papel de proteção de contato indireto.

Desvantagem: Corte da instalação à primeira falta de isolamento.

Uso: Certas instalações industriais ou em casos onde é inviável um sistema de aterramento individual ou a utilização de interruptor diferencial.

**IT:** I – Neutro isolado do aterramento da concessionária ou ligado com um valor elevado de impedância.

T – Massas ligadas diretamente ao aterramento de proteção.

Vantagem: Assegura maior continuidade do sistema.

Desvantagem: Necessita de constante monitoramento.

Uso: Aconselhado quando se pretende evitar o corte logo ao primeiro defeito. Salas de hospitais são exemplos de aplicações.

Para o sistema TT, devemos utilizar para a proteção contra contatos indiretos um dispositivo diferencial. O mais usual é o disjuntor diferencial - DDR (que assegura também o sistema contra sobrecarga e, portanto é mais completo).

A escolha da sensibilidade  $I_{\Delta n}$  do aparelho diferencial, exemplificada na figura 4.11, deve ter em conta os valores máximos da resistência de terra previsível e ainda as tensões limites convencionais ( $U_L = 25V$  para cozinhas, banheiros e locais úmidos e  $U_L = 50V$  para o restante dos casos).

### Seleção da sensibilidade do aparelho diferencial

Sensibilidade	Corrente residual -diferencial estipulada ( $I_{\Delta n}$ )	Valor máximo da resistência de terra $U_L = 50 V$	Valor máximo da resistência de terra $U_L = 25 V$	Tensão limite convencional de contacto $U_L = 50 V$
Baixa sensibilidade	20 A	2,5 $\Omega$	1,25 $\Omega$	Aplicável às instalações em locais de habitação, tipo industrial, comercial e outros não classificados como locais especiais.
	10 A	5 $\Omega$	2,5 $\Omega$	
	5 A	10 $\Omega$	5 $\Omega$	
	3 A	17 $\Omega$	8,3 $\Omega$	
	1 A	50 $\Omega$	25 $\Omega$	
Média sensibilidade	500 mA	100 $\Omega$	50 $\Omega$	Tensão limite convencional de contacto $U_L = 25 V$
	300 mA	167 $\Omega$	83,3 $\Omega$	
	100 mA	500 $\Omega$	250 $\Omega$	
Alta sensibilidade	30 mA	1670 $\Omega$	833 $\Omega$	Aplicável às instalações e locais especiais.
	12 mA	4170 $\Omega$	2083 $\Omega$	
	6 mA	8330 $\Omega$	4167 $\Omega$	

Valores máximos da resistência de terra em função da sensibilidade do aparelho de protecção diferencial, por exemplo, se for de 500mA:

$$R \times I_{\Delta n} \leq 50V \quad R \leq 50 / 0,5 \quad R \leq 100 \Omega$$

$$R \times I_{\Delta n} \leq 25V \quad R \leq 25 / 0,5 \quad R \leq 50 \Omega$$

**NOTA:** Na medida do possível a resistência de terra não deve exceder 100  $\Omega$ .

Figura 4.7 – Escolha da sensibilidade de dispositivo diferencial (ARAÚJO, 2008)

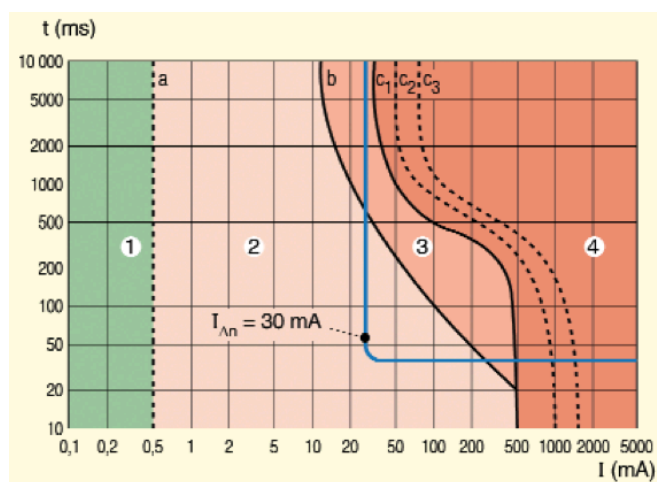


Figura 4.8 – Gráfico de efeitos da corrente elétrica no corpo humano de acordo com a IEC 60479 juntamente com a atuação de um dispositivo DDR de 30mA. (1) Nenhuma reação, (2) Nenhum efeito perigoso, (3) Habitualmente nenhum risco de fibrilação, (4) Fibrilação. (Revista Eletricidade Moderna)



## 4.2.2 Dispositivos de Proteção do Sistema

### *Diodos de By-pass e Fusíveis*

Normalmente, nos módulos fotovoltaicos, o fabricante coloca diodos de bloqueio (by-pass) de forma evitar correntes em sentido contrário.

Na associação de vários módulos, quando algum módulo estiver danificado, usam-se normalmente diodos de desvio ou by-pass em paralelo com o módulo. A sua função é desviar a corrente produzida pelos outros módulos, ficando assim inativo o módulo defeituoso.

Quando existem módulos ligados em paralelo, são utilizados diodos de fileira para evitar curto circuito e correntes reversas em fileiras, no caso de aparecer qualquer problema em alguma das fileiras.

Esses diodos de bloqueio podem ser substituídos por fusíveis nos dois extremos da fileira. Dessa forma, a fileira estará protegida de sobre correntes e possíveis correntes inversas.

Caso o corrente admissível nos condutores sejam 1,25 vezes maior do que a corrente de curto circuito do gerador fotovoltaico pode-se suprimir a utilização de fusíveis. Na Figura 4.4 é possível compreender a disposição dos diodos de bloqueio (Fileira) e by-pass.

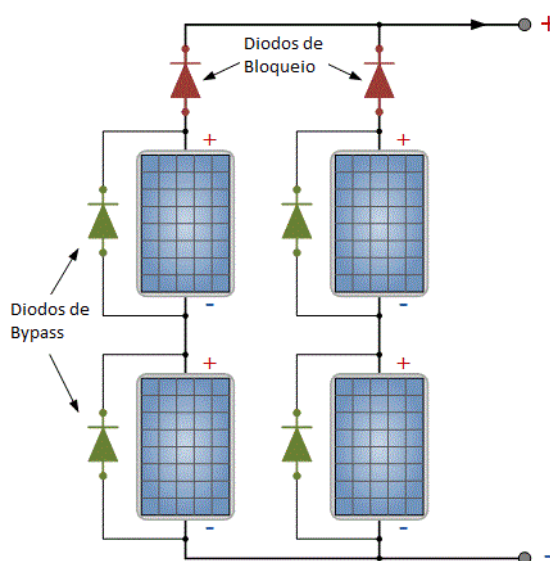


Figura 4.9 – Diodos de By-pass e de Fileira (Electronic Tutorials, 2008)

## Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos eletromecânicos que tem como finalidade proteger o circuito contra sobrecarga ou curtos-circuitos. Sua função é identificar valores de corrente elétrica que ultrapassem o limite da corrente de serviço admissível pelo sistema e pelos condutores. Na Figura 4.5 pode ser visto os mecanismos internos de um disjuntor padrão.

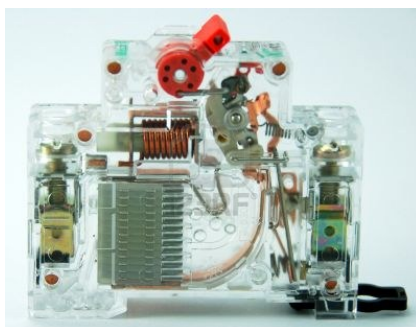


Figura 4.10 – Mecanismos Internos de um Disjuntor

Um disjuntor é constituído pelo relé, com um dispositivo de dispara e outro de corte – o interruptor. Ele possui também câmaras para que ocorra a extinção do arco eléctrico. O disjuntor mais comum é o termomagnético que possui um relé eletromagnético que protege contra curto circuitos, e um relé térmico constituído por uma lâmina bi-metálica, que protege contra sobrecargas.

Consoante os fabricantes, tendo em conta as zonas características de funcionamento, podem definir-se vários tipos de disjuntores. Como por exemplo o tipo B, C e D, vistas na Figura 4.6.

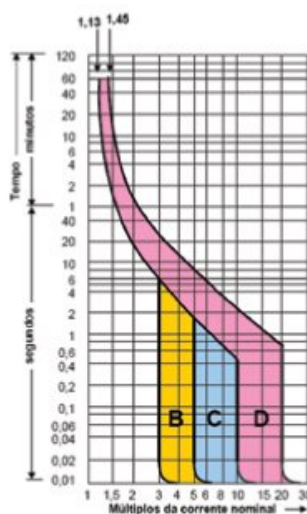


Figura 4.11 – Curvas de Atuação dos Disjuntores (ARAÚJO, 2008)

Seguindo as normas de proteção, a curva B deve atuar para correntes de curto-circuito entre três e cinco vezes a corrente nominal. Os de curva C atuam de cinco a dez vezes a corrente nominal. Já os disjuntores de curva D devem suportar correntes entre dez e vinte vezes a corrente nominal.

Os disjuntores de curva B devem ser utilizados para cargas resistivas. Os da curva C são indicados para cargas com razoáveis correntes de partida, como motores elétricos, por exemplo. Por fim, os disjuntores de curva D são indicados para cargas com grande corrente de partida, a exemplo de transformadores de baixa tensão.

### Sobrecargas

A proteção contra sobrecargas nos condutores elétricos é assegurada desde que os equipamentos de proteção sigam as seguintes condições:

- A corrente nominal do dispositivo ( $I_n$ ) seja maior ou igual à corrente operação ( $I_B$ ), e menor ou igual que a corrente máxima admissível no condutor ( $I_Z$ ).

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (4.1)$$

- A corrente de atuação do equipamento de proteção ( $I_2$ ) seja menor ou igual à 1,45 a corrente máxima admissível no condutor ( $I_Z$ ).

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad (4.2)$$

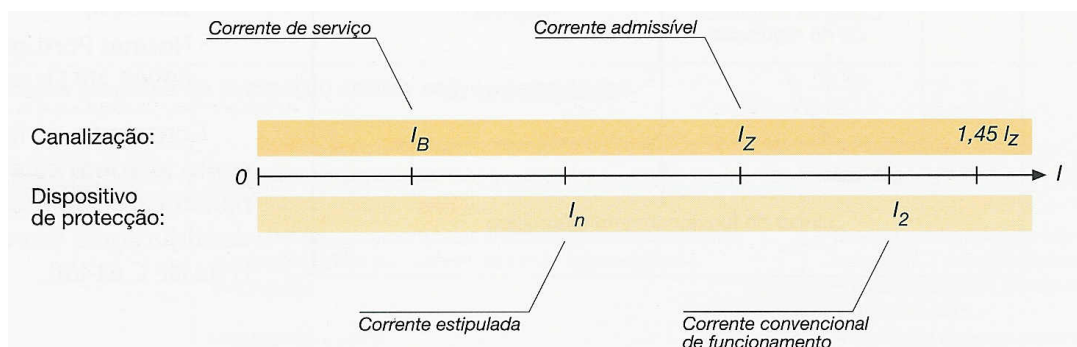


Figura 4.12 – Representação das correntes para dimensionamento da proteção (ARAÚJO, 2008)

## Curto Circuito

A proteção contra curto circuitos só é estabelecida se as características dos dispositivos de proteção respeitarem simultaneamente as condições abaixo:

- O poder de corte não deve ser inferior à corrente de curto-circuito presumida no ponto de localização.

$$I_{cc} \leq P_{dc} \quad (4.3)$$

-O tempo de corte resultante de um curto-circuito em qualquer ponto do circuito não deverá ser superior ao tempo correspondente à elevação da temperatura do condutor ao seu máximo admissível.

## Seletividade

A seletividade dos equipamentos de proteção ocorre quando em um caso de falha, existe atuação de apenas um dispositivo de proteção à montante do defeito.

Por via de regra, a seletividade nos disjuntores é garantida se:

- A intensidade nominal do disjuntor colocado a montante for igual ou maior a duas vezes a corrente nominal do disjuntor colocado a jusante.

$$I_{ND1} \geq 2 \times I_{ND2} \quad (4.4)$$

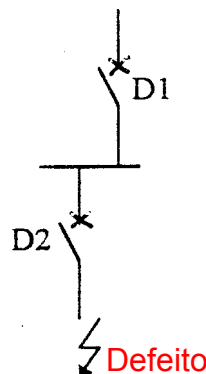


Figura 4.13 – Representação da Seletividade de Disjuntores

## ***Seccionadores***

Tem como função permitir o ligamento ou desligamento de uma carga. Essencialmente é um dispositivo de manobra (mecânico) que assegura, na posição aberta, uma distância de isolamento que satisfaz requisitos de segurança especificados.

Um seccionador deve ser dimensionado de forma a ter capacidade de abertura compatível com a potência do circuito a qual se destina. Deve ser capaz também de conduzir correntes em condições normais de circuito, e também de conduzir por tempo especificado, as correntes em condições anormais do circuito, tais como as de curto-circuito.

Para dimensionamento dos seccionadores AC ou DC devem seguir as mesmas metodologias de dimensionamento dos disjuntores acima. Devemos atentar que para interrupção de corrente no lado AC é exigido menos que na interrupção em DC, uma vez que em AC há passagem pelo zero, evitando o risco de faíscas.

É recomendável que seja feita a manobra no lado DC após o isolamento do circuito AC. Poderão ser inseridos no circuito interruptores DC com bloqueio, bem como avisos de instrução de manuseio dos mesmos.

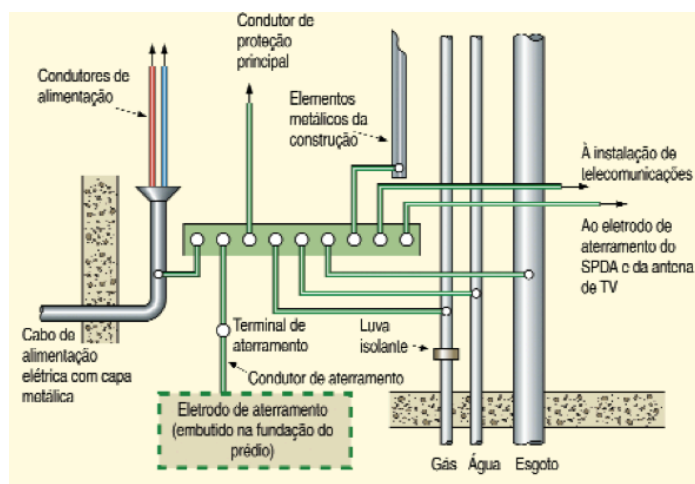
Na Norma é exigida em todas as instalações de micro geração a existência de um Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV). O dispositivo deve estar junto ao padrão de entrada, logo após a caixa de medição, a exemplo da Figura 4.1. É de extrema importância para garantir a desconexão da central geradora durante uma manutenção no sistema.

### **4.2.3 Aterramento**

Segundo as normas das concessionárias, para acesso de consumidores de geração distribuída, é necessária a conexão do sistema de aterramento da planta de geração ao sistema de aterramento já existente na unidade consumidora. Um sistema de aterramento padrão pode ser observado na Figura 4.9.

As estruturas dos painéis são normalmente de material metálico, portanto são consideradas na proteção contra descargas elétricas. Dessa forma, devem-se ser conectados ao sistema de

aterramento para dispersão da descarga ao sistema de terra. Essa dispersão deve ser feita por condutor de no mínimo  $16\text{mm}^2$ , que deverá ser conectado ao equipotencial.



**Figura 4.14 – Sistema de Equipotencial e de aterramento geral (Revista Eletricidade Moderna)**

Mesmo com uma ligação correta de terra, não se impede a corrente de atravessar elementos condutores estranhos a instalação elétrica, como por exemplo, peças metálicas da estrutura, vigas de aço, chassis de alumínio, e etc. Dessa forma, tudo que esteja próximo de ao menos 3m da instalação deve ser conectado à malha por condutores de seção ao menos  $16\text{mm}^2$  para proteção integral do sistema para ocorrência de falha ou descarga elétrica.

Convém ressaltar que NBR 5410 proíbe a utilização de canalizações de gás, de água e outros serviços como eletrodo de aterramento. Quanto à resistência do sistema de terra obtida através da quantidade de hastes, elementos metálicos e tipo de terreno e umidade do local, devem ser medidos por um aparelho “terrômetro” e estarem de acordo com as especificações de proteção dos equipamentos presentes no sistema.

O condutor de terra deve estar separado dos demais condutores, de forma a evitar descargas de indução. E seu caminho de conexão à haste deve possuir o menor caminho possível, sempre se possível em linha reta e vertical. Devem-se evitar ligações que provoquem correntes de retorno (loops).

#### 4.2.4 Cabeamento

O cabeamento é formado pelo conjunto de condutores. Eles por sua vez representam perdas acima do normal quando não são bem dimensionados. Essas perdas são resultantes do Efeito Joule, que se traduzem em queda de tensão nos condutores. A queda de tensão é função da resistência do condutor e da corrente que passa por ele.

$$\Delta V = R_c \cdot I, \quad (4.5)$$

$\Delta V$  – Queda de tensão no condutor;  
 $R_c$  – Resistência do condutor;  
 $I$  – Corrente que percorre o condutor;

$$R_c = \rho \cdot \frac{L}{S}, \quad (4.6)$$

$R_c$  – Resistência do condutor;  
 $\rho$  – Resistência elétrica do material;  
 $L$  – Comprimento do condutor;  
 $S$  – Área do condutor;

No dimensionamento dos condutores, devem-se observar três critérios essenciais: limites fixados de tensão nominal, de corrente e minimização de perdas.

Os cabos DC devem ser de boa qualidade, para evitar surgimento de arcos e consequentemente ao aumento de risco de incêndio.

Dentre as principais características desses condutores, deve ser analisada a estabilidade mecânica (compressão, tensão, torção e dureza), resistência climática e proteção contra contatos diretos e indiretos.

Características dos Condutores DC para uma instalação fotovoltaica de acordo com a norma IEC 60364-7712,

*Tensão Nominal,  $V_N$*

Entre 300V e 1KV;  
Prevista temperaturas de até -10°C;

*Corrente Admissível,  $I_Z$*

Deverá ser maior que  $1,25 \cdot I_{CC(CTS)}$ ;

### *Condições Ambientais*

Suportar temperaturas superiores à 70°C;  
Resistir a incidência de raios UV;

### *Quedas de tensão*

Quedas de tensão máximas de 1% para sistemas conectados à rede;  
Quando temos grandes distâncias e as tensões são baixas (menor que 120V, por exemplo), consideramos queda de tensão de 3%;

Cálculo seção e perdas no condutor de fileira,

$$S_{\text{fileira}} = \frac{2 \cdot L_{\text{fileira}} \cdot I_{\text{fileira}}}{\Delta V\% \cdot V_{MPP} \cdot \sigma}, \quad (4.7)$$

$$\text{Perdas}_M = \frac{2 \cdot N \cdot L_{\text{fileira}} \cdot I_{\text{fileira}}}{S_{\text{fileira}} \cdot \sigma}, \quad (4.8)$$

$S_{\text{fileira}}$  – Seção do cabo da fileira DC em mm<sup>2</sup>;

$L_{\text{fileira}}$  – Comprimento dos cabos da fileira, em metros;

$I_{\text{fileira}}$  – Corrente nominal proveniente da fileira, em Ampere;

$\sigma$  – Condutividade do condutor (Cu = 56 m/Ω.mm<sup>2</sup>);

$V_{MPP}$  – Valor da tensão na fileira para Máxima Potência;

$N$  – Número de fileiras na planta de geração;

### ***Cálculo seção condutor principal DC,***

O condutor principal DC liga as caixas de junção dos strings/fileiras dos módulos até o inversor. Na ABNT e normas de concessionárias não é presente, especificadamente para instalações fotovoltaica, o dimensionamento da seção desse condutor.

Analisando a norma europeia IEC 60364-7-712, é indicado que o condutor principal deve ser dimensionado  $1,25 \cdot I_{cc}$  do gerador sobre as condições climáticas do ambiente. Com isso,

$$I_{\text{max}} \geq 1,25 \cdot I_{cc \text{ gerador NOCT}}, \text{ tal que } I_{\text{max}} \leq I_z \quad (4.9)$$



Cálculo seção condutor DC principal,

$$S_{DC} \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{2 \cdot L_{DC} \cdot I_n^2}{(\Delta V\% \cdot P_{gerador} - P_{PerdasM}) \cdot \sigma}, \quad (4.10)$$

$$Perdas_M = \frac{2 \cdot L_{DC} \cdot I_n^2}{S_{DC} \cdot \sigma}, \quad (4.11)$$

$S_{DC}$  – Seção do cabo principal DC em  $\text{mm}^2$ ;  
 $L_{DC}$  – Comprimento dos cabos da fileira, em metros;  
 $I_n$  – Corrente nominal admissível no cabo principal, em Ampere;  
 $\sigma$  – Condutividade do condutor ( $\text{Cu} = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$  ;  $\text{Al} = 34 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$ );  
 $P_{gerador}$  – Potência nas fileiras para Máxima Potência;  
 $\Delta V\%$  – Queda de tensão percentual (normalmente na ordem de 1% ou 2%);

Cálculo seção condutor AC,

O cabo que liga o inversor à rede receptora deve ser dimensionado admitindo uma queda de tensão máxima admissível na linha de 3% relativamente à tensão da rede.

$$S_{AC} \text{ (mm}^2\text{)} = \frac{2 \cdot L_{AC} \cdot I_{nAC} \cdot \cos\varphi}{\Delta V\% \cdot V_{rede} \cdot \sigma}, \quad (4.12)$$

$$Perdas_{AC} = \frac{2 \cdot N \cdot L_{AC} \cdot I_{nAC} \cdot \cos\varphi}{S_{AC} \cdot \sigma}, \quad (4.13)$$

Para sistema Trifásico, substituir 2 por  $\sqrt{3}$ ;  
 $S_{AC}$  – Seção do cabo principal DC em  $\text{mm}^2$ ;  
 $L_{AC}$  – Comprimento dos cabos, em metros;  
 $I_{nAC}$  – Corrente nominal admissível no cabo AC, em Ampere;  
 $\sigma$  – Condutividade do condutor ( $\text{Cu} = 56 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$  ;  $\text{Al} = 34 \text{ m} / \Omega \cdot \text{mm}^2$ );  
 $\Delta V\%$  – Queda de tensão percentual (normalmente na ordem de 2% a 3%);  
 $\cos\varphi$  - Fator de potência

Os valores de seções transversais dos cabos calculados pelas fórmulas acima devem ser arredondados para o maior valor aproximado das seções padrão existentes no mercado, como por exemplo,  $2,5 \text{ mm}^2$ ,  $4 \text{ mm}^2$ ,  $6 \text{ mm}^2$ ,  $10 \text{ mm}^2$ ,  $16 \text{ mm}^2$ ,  $25 \text{ mm}^2$ ,  $35 \text{ mm}^2$ , e etc.

Nas normas, como por exemplo, a NBR 13249:2000, NBR 5410:2004, IEC 60364-7-712, EN 50438 e CEI 60439-1 é possível obter informações detalhadas para especificações de instalações elétricas de baixa tensão e para geração distribuída. Nelas, é possível ter acesso a

diversas tabelas de condutores para diferentes casos e arranjos, classe de isolamento, dentre outros.

Além disso, nas *datasheet* dos fabricantes de cabos elétricos, como exemplo a exposta na Tabela 4.1, é possível obter detalhes ainda mais claros sobre a escolha do condutor certo para as mais diversas aplicações e situações possíveis.

**CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE**

**TABELA 2 – (\*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA, A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 FIOS E CABOS ISOLADOS EM TERMOPLÁSTICO, CONDUTOR DE COBRE.**

> • Cabo Superastic, Cabo Superastic Flex, Fio Superastic, Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Afumex 750V;  
 • 2 e 3 condutores carregados;  
 • Temperatura no condutor: 70 °C;  
 • Temperaturas: 30 °C (ambiente) e 20 °C (solo).

seções nominais (mm <sup>2</sup> )	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1000	767	679	698	618	1012	906	827	738	1125	996	792	652

(\*) De acordo com a tabela 36 da NBR 5410/2004.

Figura 4.15 – Exemplo de Tabela de Dimensionamento dos Condutores (Prysmian)

### 4.3 Dimensionamento dos Condutores e do Sistema de Proteção

No Capítulo 3, foram ilustrados na Tabela 3.6 os limites de operação e especificações dos equipamentos em todos os casos. Nessa seção, iremos repeti-la para efeito de dimensionamento dos condutores e equipamentos de proteção do sistema. Como dito ao final do mesmo Capítulo, o Caso A foi o mais viável. Portanto, para efeito de projeto e dimensionamento, iremos considerar apenas o referido caso.

**Tabela 4.1 – Limite de Operação dos Equipamentos do Caso A**

Limite de Operação dos Equipamentos								
Caso	Potência Total	Inversor	Painel Solar	Limite Tensão Inversor	Limite Tensão MPPT Inversor	Limite Corrente Fileira/Input Inversor	Limite Tensão Painel	Limite Corrente Reversa Painel
A	3920 Wp	GW4000L-DT	HJM245P-20	600 V	550 V	22 A	1000 V	15 A
Caso	Qtd.	Nº Filerias	Nº Módulos p/ Fileiras	I <sub>mp</sub> (fileira)	V <sub>max</sub> (fileira)	I <sub>cc</sub> (fileira)	V <sub>oc</sub> (fileira)	I <sub>mp</sub> (total)
A	16	1	16	8,26 A	474,56 V	8,92 A	585,6 V	8,26 A
						V <sub>max</sub> (total)	I <sub>cc</sub> (total)	V <sub>oc</sub> (total)
						474,56 V	8,92 A	585,6 V

**Tabela 4.2 – Memória de Cálculo de Dimensionamento dos Condutores do Caso A**

Memória de Cálculo - Dimensionamento dos Condutores					
I <sub>z</sub> Admissível (1,25.I <sub>cc</sub> )	Nº Filerias	Qtd. Painéis p/ Fileira	S <sub>DC</sub> (mm <sup>2</sup> ) Fileira (4.3)	S <sub>DC</sub> (mm <sup>2</sup> ) Principal (4.5)	S <sub>DC</sub> (mm <sup>2</sup> ) Escolhido
11,15	1	16	2,94 mm <sup>2</sup>	2,94 mm <sup>2</sup>	4 mm <sup>2</sup>
			S <sub>AC</sub> (mm <sup>2</sup> ) (4.7)	S <sub>PE</sub> (mm <sup>2</sup> ) Geral	S <sub>PE</sub> (mm <sup>2</sup> ) Painéis
			5,21 mm <sup>2</sup>	16 mm <sup>2</sup>	6 mm <sup>2</sup>

Na Tabela 4.2, foram utilizados os conceitos e fórmulas da seção 4.2.4 e conceitos da seção 4.2.3. Como o sistema suprirá apenas 23% do consumo anual, é de se esperar uma futura ampliação do sistema do Caso A. Portanto, a seção dos condutores escolhida prevê a inserção de uma nova fileira no sistema, sem que haja alteração dos cabos existentes, tanto no lado DC, quando no lado AC.

**Tabela 4.3 – Memória de Cálculo de Dimensionamento do Sistema de Proteção do Caso A**

Memória de Cálculo - Dimensionamento da Proteção					
Nº Filerias	Qtd. Painéis p/ Fileira	I <sub>z</sub> Admissível (1,25.I <sub>cc</sub> )	I <sub>cc</sub> (fileira)	I <sub>mp</sub> (fileira)	I <sub>mp</sub> (total)
1	16	11,15	8,92 A	8,26 A	8,26 A
Corte DC Fusível de Fileira (4.2.2)	Corte DC Principal (4.2.2)	Corte AC Principal - Trifásico (4.2.2)	Corte AC Escolhido		
8,5 A	Fileira	10,29 A	20 A		

Pela margem de segurança utilizada no dimensionamento dos condutores, não seria necessário a utilização de Fusíveis de Fileira ou equipamento de corte no lado DC. No entanto, como é esperada a ampliação para mais fileiras, haverá a instalação dele para proteção às futuras fileiras contra sobre corrente e/ou correntes inversas.

O seccionamento no lado AC novamente será superdimensionado pelos mesmos motivos expostos acima. A escolha do mesmo tem como referência os conceitos teóricos ilustrados na seção 4.2.2.

#### **4.4 Avaliação do Projeto**

O projeto foi dividido em três casos-exemplos, de forma que fosse possível comparar a viabilidade econômica de instalação de sistemas fotovoltaicos de diferentes potências. O custo de instalação e mão de obra para ambos é o mesmo, porém há uma redução não proporcional no valor de alguns componentes que compõem a instalação, como por exemplo, o inversor. Algo que levou que o Caso A fosse o mais viável para uma futura implantação na SEMATEL.

Como vimos acima, para consumidores residências e comerciais de baixa tensão, que por sua vez possuem tarifas de energia menos competitivas, o *payback* em todos os casos vistos se dá antes da meia vida do projeto. Isso reflete já a alta viabilidade dessa tecnologia para os consumidores brasileiros.

Para estudos anteriores à MP nº605, que reduziu em 18% a tarifa de energia das distribuidoras, e/ou análises através de benefícios fiscais de ICMS e em locais onde as tarifas são mais elevadas, conseguimos ter resultados ainda melhores para a implantação de sistemas de micro geração.

Portanto, mesmo que a geração fotovoltaica conectada à rede elétrica esteja ainda em amadurecimento no Brasil; Os estudos, análises e conceitos ilustrados ao longo dos capítulos desse trabalho, afirma a viabilidade e a disponibilidade das concessionárias para iniciarem a ligação de acessantes dispostos a utilizarem da geração distribuída.

## **5. Conclusão**

### **5.1 Considerações Finais**

Como foi visto, o caso de melhor custo-benefício e de maior rentabilidade foi o Caso A. Com TIR de 12,3%, mais que o dobro da rentabilidade anual da poupança, gerou grande interesse para investimento por parte da empresa SEMATEL. A partir das análises do trabalho, a empresa se mostrou positiva para implantação nos próximos meses de um sistema de micro-geração na sede da mesma.

Os sistemas propostos nos casos-exemplos possuem potências que atenderiam satisfatoriamente pequenos consumidores comerciais e residenciais. Dessa forma, o presente estudo pode servir como referência para consumidores interessados em pequenos sistemas de geração fotovoltaico conectados à rede, e que desejam saber o tempo de retorno do investimento e a rentabilidade anual desses sistemas frente às taxas de retorno mais comuns no mercado de capitais.

Em termos gerais, para que haja ainda uma expansão da geração fotovoltaica no Brasil é necessário políticas de incentivos através de financiamentos com baixas taxas de juros e isenções fiscais. Por ser uma tecnologia extremamente dependente do mercado externo, é necessário que haja ainda desenvolvimento das indústrias brasileiras nesse setor para que ocorram reduções nos custos de implantação de sistemas fotovoltaicos.

O Brasil apresenta condições favoráveis ao aproveitamento desse tipo de geração de energia, não somente devido à sua localização intertropical, mas também pela grande disponibilidade de recursos naturais e territoriais, e pelas características do seu sistema elétrico. Característica essa, que ajudaria na redução dos elevados custos de transmissão e distribuição por trazer a geração próxima ao consumo final. Aumentando assim a confiabilidade, e provocando possíveis reduções nas tarifas de energia elétrica ao consumidor.

Uma característica negativa ainda para a tecnologia fotovoltaica é o elevado custo de implantação. No entanto, o presente projeto mostrou que para o consumidor final é possível, além de se obter o retorno do investimento, conseguir rentabilidade ao longo da vida útil do sistema. Em todos os casos estudados, é observado um VPL positivo, que por sua vez, em termos de análise de viabilidade, isso representa rentabilidade de um projeto.

Dessa forma, por já ser uma tecnológica viável, é esperada uma expansão da energia fotovoltaica na matriz brasileira cada vez maior nos próximos anos. Algo que trará benefícios ao consumidor final e ao sistema elétrico nacional, além de diversificar a matriz energética, e impulsionar o desenvolvimento tecnológico das industriais nacionais ao gerar uma nova cadeia produtiva. Que por consequência traz emprego, renda e desenvolvimento econômico nacional.

## **5.2 Estudos Futuros**

Serão levantadas as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

### ***Confronto entre Geração Real e Esperada***

De forma a confirmar as estimativas de geração e as análises de viabilidade econômica expostas no trabalho, é de interesse a obtenção dos dados de geração do sistema já implantado. Portanto, fica como sugestão a realização de um confronto entre a geração real e a estimada de um projeto de geração fotovoltaica, seguindo como parâmetro as análises de estimativas presentes no Capítulo 2 e 3.

### ***Estudo Econômico com Diferentes Tarifas de Energia Elétrica***

Todo o estudo de viabilidade econômica foi baseado na tarifa de energia elétrica da distribuidora Light S/A. Pela SEMATEL ser localizada na cidade do Rio de Janeiro, toda a análise de viabilidade econômica foi baseada na tarifa da referida concessionária.

Segundo [11], a tarifa da Light S/A é a 20<sup>o</sup> mais cara na listagem de tarifas homologadas pelas ANEEL em 2014. A Ampla e a CEMIG, por exemplo, são a 3<sup>o</sup> e 14<sup>o</sup> respectivamente. Portanto é de se esperar resultados ainda melhores para análises de viabilidade econômica de sistemas implantados em outros locais, onde as tarifas de energia elétrica são mais elevadas.

## Technical Data

	GW3600-DS	GW4200-DS	GW4600-DS	
<b>DC Input Data</b>	Max. PV-generator power [W]	3800	4600	5400
	Max. DC power each MPPT [W]	2000	2500	3000
	Max. DC voltage [V]		580	
	MPPT voltage range [V]		125-550	
	Turn on DC voltage [V]		125	
	Max. DC work current [A]	2x10	2x15	2x15
	Number of inputs/MPP trackers		4/2 (can parallel)	
	DC connector		MC IV Connector	
	Self-energy consumption [W]		< 5	
<b>AC Output Data</b>	Nominal AC power [W]	3600	4200	4600
	Max. AC power [W]	3600	4400	5100
	Max. output current [A]	18	21	25
	Nominal output voltage range	According to VDE-AR-N 4105, RDI663, ENEL, G59, SAA		
	AC grid frequency	According to VDE-AR-N 4105, RDI663, ENEL, G59, SAA		
	THDi	< 2%		
	Power factor	0.95 leading, 0.95 lagging		
	AC connection	Single phase		
<b>Efficiency</b>	Max. efficiency	97.6%	97.8%	97.8%
	European efficiency	96.5%	97.4%	97.4%
	MPPT adaptation efficiency	> 99.5%		
<b>Safety Equipment</b>	Leakage current monitoring unit	Integrated		
	DC switch disconnecter	Optional		
	Islanding protection	AFD		
	Grid monitoring	According to VDE-AR-N 4105, AS4777 I/2/3, RDI663, ENEL, G59-2		
<b>Normative Reference</b>	EMC compliance	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4		
	Safety compliance	According to IEC62109-1, AS3100		
<b>General Data</b>	Dimensions (WxHxD) [mm]	390x417x165		
	Net weight [kg]	20		
	Housing	For outdoor and indoor		
	Mounting information	Wall mounting		
	Operating temperature range	-20-60°C (up 45°C derating)		
	Relative humidity	0-95%		
	Site altitude [m]	2000		
	IP protection class	IP65		
	Topology	Transformerless		
	Cooling	Natural convection		
	Noise level [dB]	< 25		
	Display	4" LCD		
	Communication	USB2.0 ; RS485(Wireless /Bluetooth optional)		
Standard warranty[years]	5/10 (optional)			

Anexo A1 - Exemplo de um *datasheet* de um Inversor (GoodWeCo.)

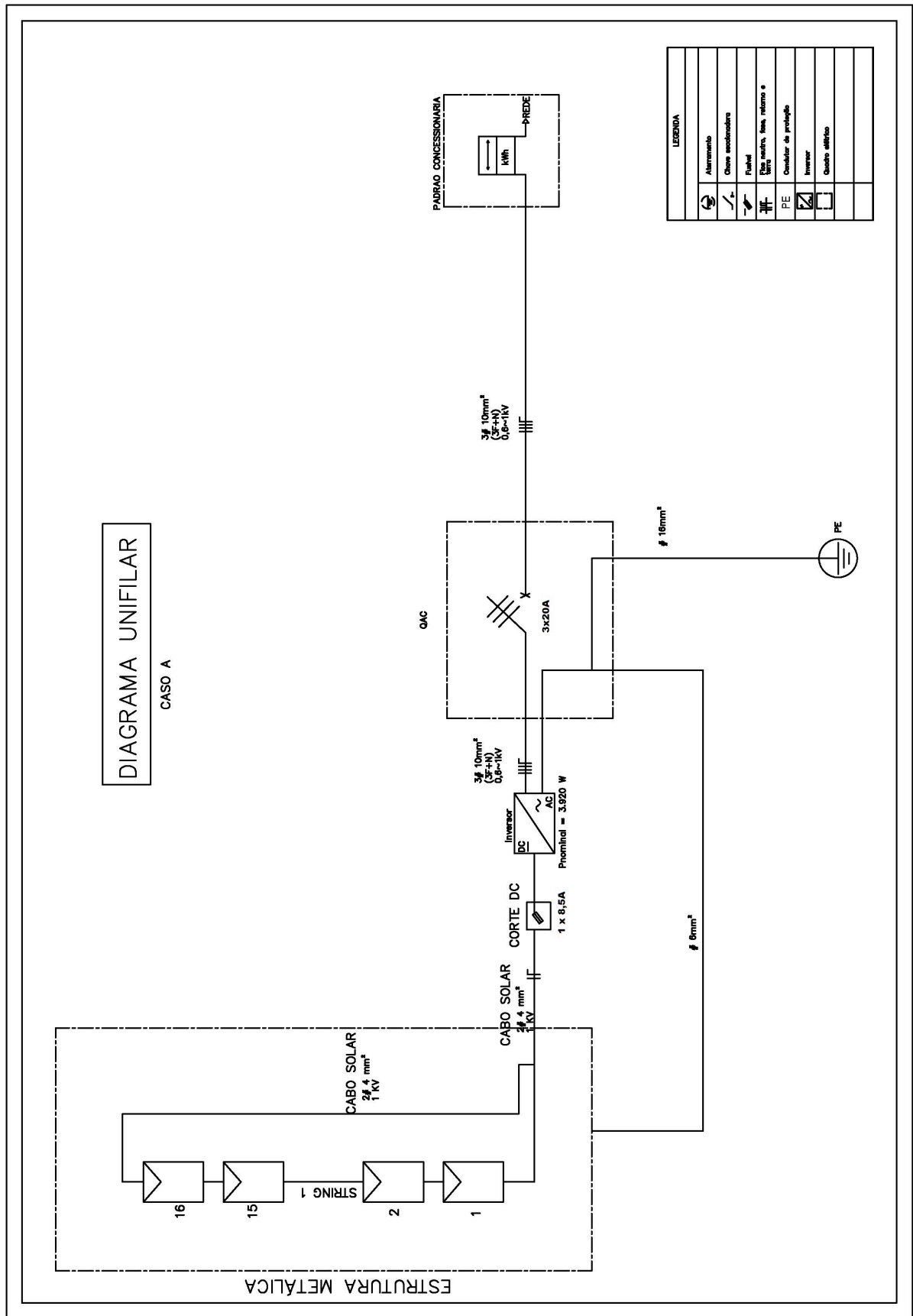
## Anexo A2 – Especificações de um inversor (GREENPRO, 2004)

Parâmetro	Símbolo	Unidade	Descrição
<b>Potências</b>			
Potência nominal DC	$P_{n,DC}$	W	Potência fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Potência máxima fotovoltaica	$P_{DC,max}$	W	Máxima potência fotovoltaica que é admissível pelo inversor
Potência nominal AC	$P_{n,AC}$	W	Potência AC que o inversor pode fornecer permanentemente
Máxima potência AC	$P_{AC,max}$	W	Máxima potência AC do inversor
Factor de potência	$\cos \varphi$		Parâmetro de controlo da potência reactiva deve ser superior a 0,9
Potência de ligação	$P_{on}$	W	Especifica a potência fotovoltaica de arranque para a qual é iniciada a operação do inversor
Potência de desligação	$P_{off}$	W	Especifica a potência fotovoltaica para a qual o inversor se desliga
Potência em <i>stand-by</i>	$P_{standby}$	W	Especifica a potência do inversor em modo " <i>stand-by</i> " (modo de vigília), quando não está em operação e fora do período nocturno
Potência em modo nocturno	$P_{noite}$	W	Especifica a potência do inversor no período nocturno
<b>Tensões</b>			
Tensão nominal DC	$U_{n,DC}$	V	Tensão fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Intervalo de tensão MPP	$U_{MPP}$	V	Especifica o intervalo de tensão de entrada no qual o inversor procura o ponto MPP
Tensão máxima DC	$U_{DC,max}$	V	Tensão fotovoltaica máxima à entrada do inversor
Tensão de desligamento	$U_{DC,off}$	V	Tensão fotovoltaica mínima para a qual o inversor ainda opera
Tensão nominal AC	$U_{n,AC}$	V	Tensão de saída AC do inversor (normalmente 230 V)
<b>Correntes</b>			
Corrente nominal DC	$I_{n,DC}$	A	Corrente fotovoltaica para a qual é dimensionado o inversor
Corrente máxima DC	$I_{DC,max}$	A	Corrente máxima fotovoltaica na entrada do inversor
Corrente nominal AC	$I_{n,AC}$	A	Corrente AC que é injectada pelo inversor na rede à potência nominal.
Corrente máxima AC	$I_{AC,max}$	A	Corrente máxima AC à saída do inversor
Taxa de distorção harmónica	k	%	Factor de qualidade da corrente ou da tensão fornecida (calcula-se a partir do rácio entre o valor RMS das componentes harmónicas e a fundamental), deve ser inferior a 5 %
Nível de ruído		dB(A)	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, o ruído em operação pode atingir diversos níveis– isto deve ser tomado em conta ao escolher a localização do inversor
Intervalo de temperatura	T	°C	Dependendo do tipo e da classe de desempenho, existem vários intervalos de temperaturas; para ter em atenção ao escolher a localização do inversor (por exemplo num sótão ou no exterior)

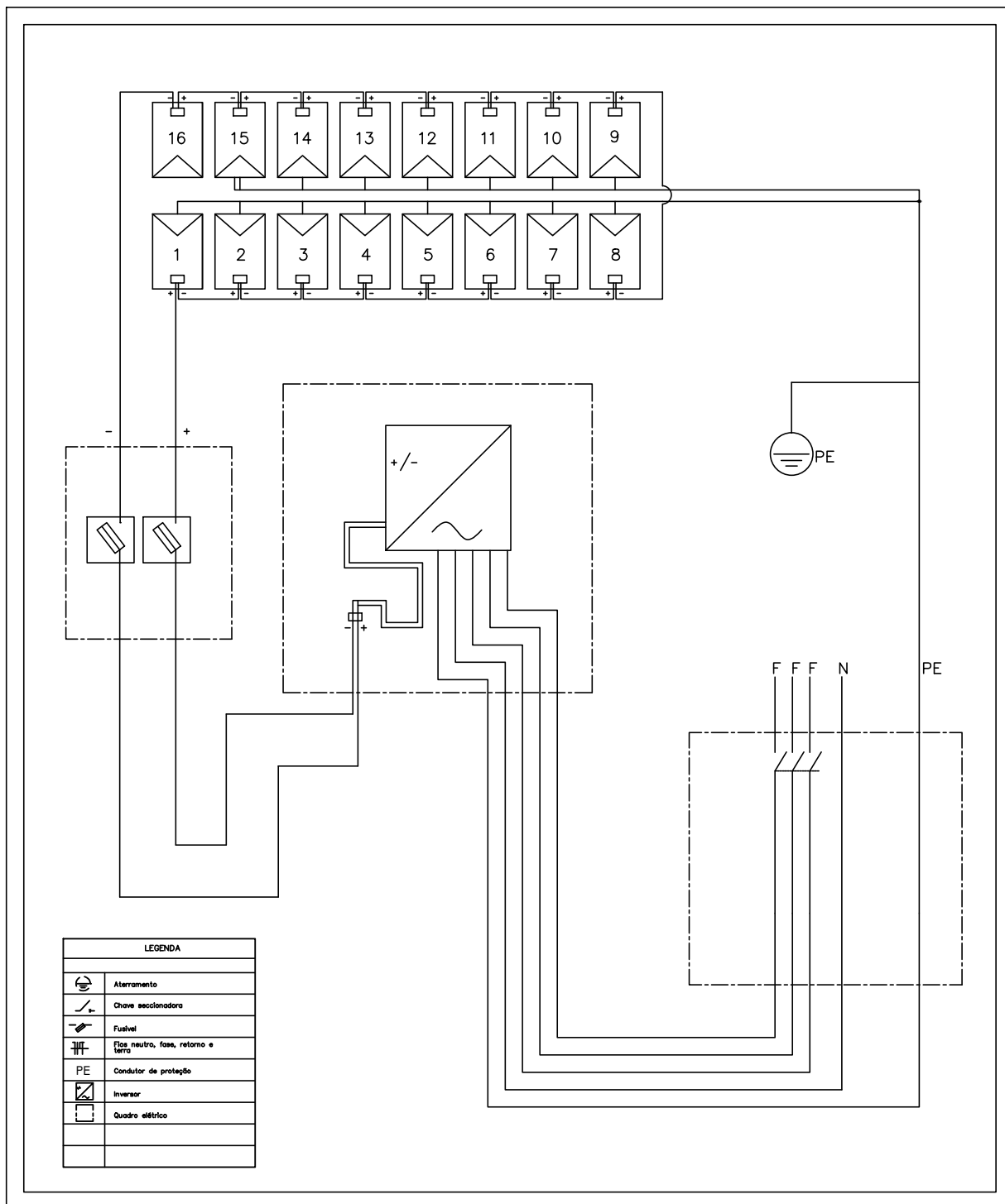
## Anexo A3 – Parâmetros de um inversor (GREENPRO, 2004)

Propriedades	Descrição
Categoria de protecção IP	Na altura de escolher a localização do inversor deve-se ter em conta: Categoria: IP 5_ protecção contra o depósito de poeiras IP 6_ protecção contra a penetração de corpos sólidos estranhos e poeiras IP _1 protecção contra a queda vertical de gotas de água IP _3 Protecção contra a queda de água de gotas de água até 60° da vertical IP _4 Protecção contra projecções de água IP _5 Protecção contra jactos de água de baixa pressão IP _7 Protecção contra a imersão em água  Um inversor situado exterior deve ter, pelo menos, protecção IP 54
Controlo do isolamento	O inversor monitoriza a resistência de isolamento do sistema fotovoltaico
Estabilidade em curto-circuito e em circuito aberto	Diz respeito ao comportamento do inversor no caso de acontecer uma falha
Protecção de polaridade	O inversor deve estar protegido contra a eventualidade de uma ligação incorrecta dos seus pólos (por exemplo, durante a instalação)
ENS/MSD (com maior enfoque na Alemanha)	Circuito de monitorização da rede, com aparelhos de corte integrados: dois dispositivos automáticos em paralelo que monitorizam a rede receptora, cada um deles com um dispositivo integrado, ligados em série entre si. Frequentemente o ENS/MSD vem integrado com o inversor. Ver também a secção 5.8.2
Serviço, garantia	O período da garantia deve ser no mínimo de dois anos.
Aquisição e armazenamento de dados	Registo de dados operacionais relevantes, detecção e sinalização de avarias, e armazenamento de dados
Interface com o PC, software, ou modem ligado à rede eléctrica	Interface RS-232 ou RS-485 PC, software de análise, modem que pode transmitir sinais de dados através da linha de potência
Indicador visual, documentação	Ampla oferta de equipamento auxiliar, facilidade de uso, documentação para o cliente e para o responsável técnico pela instalação





Anexo B1 – Diagrama Unifilar da Planta de Geração Caso A



Anexo B2 – Diagrama de Interligação Caso A

## Referências Bibliográficas

- [1] **ABNT**. *Norma Brasileira ABNT NBR 5410 Instalações Elétricas de Baixa Tensão*. Brasília: ABNT, 2004.
- [2] **ANEEL**. Atlas de energia elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica, 2. Ed. – Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005.
- [3] **ANEEL**. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Rev 5*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.
- [4] **ANEEL**. *Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição Rev 5*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010.
- [5] **ANEEL**. *Resolução Normativa 482/2012*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.
- [6] **ANEEL**. *Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011.
- [7] **ANEEL**. *Nota Técnica nº 0129/2012-SRD/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.
- [8] **ANEEL**. *Nota Técnica nº 0163/2012-SRD/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.
- [9] **ANEEL**. *Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005.
- [10] **ANEEL**. *Nota Técnica 004/2011 — SRD/ANEEL. Análise das contribuições referentes à Consulta Pública nº15/2010, visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectadas na rede de distribuição de energia elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011.
- [11] **ANEEL**. *Tarifas Residenciais de Energia Elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>, Acesso: 16/02/2014
- [12] **ARAÚJO**, Lucínio. *Projeto de Instalações Elétricas*. Portugal: Universidade do Minho, 2008.
- [13] **CASTRO**, Rui M. G. *Introdução à Energia Fotovoltaica*. Portugal: DEEC, 2008
- [14] **CEPEL ELETROBRAS**. *Energia Solar - Princípio e Aplicações*. Rio de Janeiro: CRESEB, 2006.

- [15] **CEPEL ELETROBRAS, FUPAI/EFFICIENTIA.** *Gestão Energética*. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2005.
- [16] **DAYLYKOS.** *Wind Energy and Intermittency*. USA: Daily Kos, 2007.  
Disponível em: <http://www.dailykos.com/story/2007/07/17/358942/-Wind-energy-and-intermittency> Acesso: 05/02/2014
- [17] **DRAGOON & SCHUMAKER.** *Solar PV Variability and Grid Integration*. USA: Renewable Northwest Project, 2010.
- [18] **EIA.** *World Energy Consumption, Independent Statistics and Analysis*. Washington: EIA, U.S. Energy Information Administration, 2014. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/> Acesso: 16/02/2014.
- [19] **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE.** *Balanço Energético Nacional 2012, Ano Base 2011*. Rio de Janeiro: EPE, 2012
- [20] **EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE.** *Nota Técnica, Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
- [21] **EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA).** *Global Market Outlook for Photovoltaics 2015*. European Union: EPIA, 2011.
- [22] **ENERGISA.** *Critérios para Conexão de Acessantes de Geração Distribuída*. Minas Gerais: ESE/EPB/EBO/EMG/ENF, 2012.
- [23] **INSTITUTO ACENDE BRASIL.** *Realidade das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil*. São Paulo: ACENDE, 2012.
- [24] **INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS.** *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos: INPE, 2006.
- [25] **GELLER, H.** *O Uso Eficiente da Eletricidade – Uma Estratégia de Desenvolvimento para o Brasil*. Rio de Janeiro: INEE, ACEEE, 1994.
- [26] **GITMAN, Lawrence J.** *Princípios de Administração Financeira - Essencial*. Porto Alegre: Bookman, 2001.
- [27] **GREENPRO.** *Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalações*. União Europeia: ALTENER, 2004.
- [28] **CREDER, Hélio.** *Instalações Elétricas - 15ª Edição*. Rio de Janeiro: LTC, 2013
- [29] **KURTZ, Sarah.** *Photovoltaic-Reliability R&D toward a Solar-Powered World*. USA: National Renewable Energy Laboratory, 2009.

- [30] **LA ROVERE**, Emilio Lèbre. *Relatório Técnico: Subsídios para o Planejamento da Promoção da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*. Rio de Janeiro: COPEE – UFRJ, 2011.
- [31] **LAMBERTS**, R. *Eficiência energética na arquitetura*, PW Editores, 1997.
- [32] **LARONDE**, R. *Reliability of Photovoltaic Modules Based on Climatic Measurement Data*. France: University of Angers, 2010
- [33] **LARONDE**, R. *PV Systems Energy Production Considering the Time-Variant Reability and Eletrical Losses*. France: University of Angers, 2010
- [34] **LIGHT SESA**. *Norma Técnica para Geração de Energia Alternativa*. Rio de Janeiro: IT DTE/DTP, 2012.
- [35] **LUND, Myrian**. *Análise e Decisão de Investimentos*. 1<sup>o</sup> ed. Rio de Janeiro: FGV Projetos, 2010.
- [36] **MARION**, B. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. USA: National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- [37] **MONTENEGRO**, Alexandre de A. . *Eficiência Energética e Uso Racional da Energia na Edificação*. Florianópolis: UFSC, 2005.
- [38] **MOTTA, Regis da Rocha & CALÔBA, Guilherme Marques**. *Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais*. São Paulo: Atlas, 2002.
- [39] **MSPC**. *Informações Técnicas*. Brasil: MSPC, 2008. Disponível em: [http://www.mspc.eng.br/eletrn/semic\\_210.shtml](http://www.mspc.eng.br/eletrn/semic_210.shtml) Acesso: 02/05/2013
- [40] **PHOTON**. *PHOTON-Newsletter*. 2013; Disponível em: <http://www.photon.de/> Acesso: 15/05/2013.
- [41] **PVSYST**. *PVSyst – Meteororm Database*. Suíça: PVSyst SA, 2012. Disponível em: <http://www.pvsyst.com/en/> Acesso: 09/05/2013
- [42] **PVWATTS**. *PVWatts – SWERA Version 1*. USA: NREL, 2006. Disponível em: <http://redc.nrel.gov/solar/calculators/pvwatts/version1> Acesso: 09/05/2013
- [43] **REN21**. *Renewables 2011 Global Status Report4*. Paris: REN21 Secretariat, 2011.
- [44] **REVISTA ELETRICIDADE MODERNA**. Guia da NBR5410, Proteção Contra Choques Elétricos. Revista Eletricidade Moderna. São Paulo: Aranda, 2013.
- [45] **RUTHER**, Ricardo. *Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligadas à Rede Elétrica Pública no Brasil*. Florianópolis: Labsolar, 2004.
- [46] **SANTANA**, Edvaldo Alves. *Fórum Canal Energia/Cogen – Potencial e*

*Perspectivas da Energia Solar no Brasil. O Processo da Regulação da Geração Distribuída.* Rio de Janeiro: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

- [47] **SHAH**, A. *Photovoltaic Power Generation.* Suisse: Plasma Physics & Controlled Fusion, 1999.
- [48] **SOLARGIS.** *Online Data and Tools for Solar Energy Projects.* Bratislavia: GeoModel Solar, 2013. Disponível em: <http://solargis.info/> Acesso: 07/06/2013
- [49] **SOUSA**, Francisco José Rocha. *Evolução das Tarifas de Energia Elétrica e do Salário Mínimo.* Brasília: Biblioteca Digital Câmara, 2005.
- [50] **TIBA**, Chiguero. *Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Solarimétricos.* Recife: Editora Universitária UFPE, 2000.
- [51] **UFPR.** *Notas de Aula de Meteorologia Básica.* Curitiba: UFPR, Universidade Federal do Paraná, 1999. Disponível em: <http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap2/cap2-1.html> Acesso: 11/05/2012
- [52] **VALLINA**, Miguel Moro. *Instalaciones Solares Fotovoltaicas.* Madrid: Paraninfo, 2010.
- [53] **VÁSQUEZ**, Miguel. *Photovoltaic Module Reliability Model Based on Field Degradation Studies, Progress in Photovoltaics: Research and Applications.* Madrid: UPM, 2008.