

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CAMPUS CURITIBA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA ÊNFASE –
ELETROTÉCNICA

Aurélio Cechinel
Douglas Iha Yoshida
João Daniel Sá

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE
CÉLULAS FOTOVOLTAICAS PARA ILUMINAÇÃO A LED DA
ESTUFA DO JARDIM BOTÂNICO DE CURITIBA**

CURITIBA
2014

AURÉLIO CECHINEL
DOUGLAS IHA YOSHIDA
JOÃO DANIEL SÁ

**ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE
CÉLULAS FOTOVOLTAICAS PARA ILUMINAÇÃO A LED DA
ESTUFA DO JARDIM BOTÂNICO DE CURITIBA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Industrial Elétrica: Ênfase – eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de engenheiro eletricista.

Orientador: Professor Doutor Paulo Cícero Fritzen

CURITIBA
2014

Aurélio Cechicel
Douglas Iha Yoshida
João Daniel Sá

Estudo da Viabilidade Econômica da Implantação de Células Fotovoltaicas para Iluminação a LED da Estufa do Jardim Botânico de Curitiba

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 20 de março de 2014.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarien Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Paulo Cícero Fritzen, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Marcelo Rodrigues, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Paulo Cícero Fritzen, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Annemarien Gehrke Castagna, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

YOSHIDA, Douglas I.;SÁ, João D.; RODRIGUES, Aurélio C. Estudo da Viabilidade Econômica da Implantação de Células Fotovoltaicas para Iluminação a LED da Estufa do Jardim Botânico de Curitiba. 126 f. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

Face ao iminente problema de geração elétrica para atender a demanda crescente buscam-se alternativas de contornar essa situação. Esse será um dos grandes desafios do Brasil nas próximas décadas: satisfazer ao atendimento da demanda de serviços de energia cada vez mais crescentes, à segurança nesse suprimento energético e à sustentabilidade ambiental. Uma das apostas que está sendo feita em muitos países como Japão, Alemanha, Portugal, Espanha e Estados Unidos é a utilização de sistemas fotovoltaicos. Mesmo ainda sendo uma forma de geração cara quando comparada a outras formas, ela está provando que tem tudo para aumentar sua participação na matriz energética mundial. A tecnologia fotovoltaica é a que apresenta maior grau de crescimento e barateamento dos equipamentos do sistema gerador. A nível nacional, mesmo dispondo de um astronômico potencial de energia solar, pouco tem-se promovido da utilização de sistemas fotovoltaicos. Mesmo com programas criados para tal finalidade e tendo uma regulamentação criada a seu favor nesses últimos anos, a resolução 482 emitida pela ANEEL é muito pouco para consolidar o uso da tecnologia fotovoltaica no país. O presente trabalho tratará exatamente deste assunto. Será realizado um estudo de viabilidade técnica e econômica envolvendo sistemas fotovoltaicos conectados à rede e isolados com parte da iluminação do jardim botânico de Curitiba. Por meio do auxílio de *softwares* como HOMER e o Excel, será possível gerar os valores dos indicadores econômicos e averiguar o impacto causado pelos fatores como preços atuais dos equipamentos, potencial solar da região de Curitiba e a falta de incentivos e programas na geração elétrica por fontes alternativas na viabilidade da utilização dos sistemas solares. Depois, serão expostos alguns programas praticados fora do Brasil comprovando que é possível investir nessa forma de geração energética com os devidos incentivos.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos, energia solar, viabilidade econômica, iluminação pública.

ABSTRACT

YOSHIDA, Douglas I.;SÁ, João D.; RODRIGUES, Aurélio C. Study of the economic feasibility of the implantation of fotovoltaic cells for Curitiba Botanical Garden's LED illumination. 126 p. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

Given the impending problem of electric generation to meet the crescent demand, alternatives are being sought to solve this situation. This will be a major challenge for Brazil in the coming decades: attend the demand of the growing energy services, the security in energy supply and the environmental sustainability. One of the bets that has been made in countries like Japan, Germany, Portugal, Spain and USA is the usage of photovoltaic systems. Even this generation form still having a high price, when compared with other generation forms, is proving that has a lot of potential and increases its participation in the global energy matrix. The photovoltaic technology has the greatest rising rate and cheapening rate of the generation system equipments. At a national level, even disposing of a great solar energy potential, just a little has been promoted about the usage of photovoltaic systems. There are programs with this promotional target, and the 482 resolution issued by ANEEL is still too poor to consolidate the usage of the photovoltaic technology in the country. The present monograph will approach exactly about this issue. It will be performed a technical and economic viability study gathering photovoltaic systems connected to the network and isolated with part of Curitiba's Botanic Garden illumination. Using softwares like HOMER and Excel, it will be possible to obtain the values of economic indicators and investigate the impact caused by factors such as current prices of equipments, solar potential of Curitiba and the lack of incentives and programs to generate electricity from alternative sources in the viability study of photovoltaic systems usage. After that, some programs outside Brazil will be exposed proving that is possible to invest in this form of power generation with appropriate incentives.

Keywords: photovoltaic systems, solar energy, economic viability, public lighting.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Geração de Energia Elétrica no Brasil	15
Figura 2 - Irradiação Solar no Território Brasileiro.....	19
Figura 3 - Sistema Coletor Solar	24
Figura 4 - Concentrador Parabólico	25
Figura 5 - Célula Fotovoltaica de Silício Cristalino	26
Figura 6 - Rede de Estações Telemétricas Meteorológicas do SIMEPAR	27
Figura 7 - LI-200 Pyranometer	28
Figura 8 - Irradiância Solar Média no Estado do Paraná entre os Meses de Janeiro e junho, às 15 horas.....	30
Figura 9 - Irradiância Solar Média no Estado do Paraná entre os Meses de Julho e Dezembro, às 15 horas	31
Figura 10 - Conjunto de Células Conectadas em Série (String).....	33
Figura 11 - Blocos de quartzo natural	35
Figura 12 - Célula Fotovoltaica de Silício Monocristalino	36
Figura 13 - Célula Fotovoltaica de Silício Policristalino (p-Si)	37
Figura 14 - Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo (a-Si)	39
Figura 15 - Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo (a-Si)	39
Figura 16 - Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo (a-Si)	40
Figura 17 - Célula Fotovoltaica de Filme Fino	41
Figura 18 - Painéis Fotovoltaicos de CdTe	41
Figura 19 - Módulos de CIGS em Aplicações Arquitetônicas	42
Figura 20 - Componentes da Radiação Solar no Nível do Solo	44
Figura 21 - Curva Corrente x Tensão em um Painel Fotovoltaico.....	45
Figura 22 - Curva Potência x Tensão em um Painel Fotovoltaico.....	45
Figura 23 - Ponto de Máxima Potência para Funcionamento de um Painel Fotovoltaico.....	46
Figura 24 - Efeito Causado pela Variação da Luminosidade no Funcionamento de um Painel Fotovoltaico	47
Figura 25 - Efeito Causado pela Variação da Temperatura no Funcionamento de um Painel Fotovoltaico	48
Figura 26 - Arranjo dos Componentes de um Sistema Off-Grid	49
Figura 27 - Relação Temperatura/Cor das Fontes Luminárias.....	52
Figura 29 - Projetor	62
Figura 30 - Projetor	63
Figura 31 - Projetores LED RGB 290 W e Projetores IWBLAST 290W	64
Figura 32 - Luminária	64
Figura 33 - Gráfico com as médias mensais de radiação solar de Curitiba	66
Figura 34 - Valores de irradiação solar por hora para cidade de Curitiba por unidade de área por dia (kWh/m ² /dia).....	66
Figura 34 - Valores de irradiação solar por hora para cidade de Curitiba por unidade de área por dia (kWh/m ² /dia).....	67
Figura 35 - Média anual de insolação diária no Brasil.....	69
Figura 36 - Painel solar Kyocera KD245GH-4FB2	71
Figura 37 - Inversor XANTREX	73
Figura 38 - Bateria FREEDOM DF4001	75
Figura 39 - Tarifa COPEL - iluminação Pública.....	79
Figura 40 - Fluxo de Caixa do Sistema OFFGRID	80

Figura 41 - VPL do Sistema OFFGRID	81
Figura 42 - TIR do Sistema OFFGRID	82
Figura 43 - Fluxo de Caixa do Sistema ON GRID	84
Figura 44 - Valor do VPL do Sistema ONGRID.....	85
Figura 45 - Valor do TRI do Sistema ONGRID.....	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Número de Sistemas Fotovoltaicos Instalados até 2002.....	21
Tabela 2 - Especificações do Equipamento para Medição da Radiação Solar	28
Tabela 3 - Aplicação de Quartzo nas Indústrias.....	34
Tabela 4 - Tabela Comparativa das Fontes Luminosas	51
Tabela 5 - Consumo diário da Estufa	65
Tabela 6 - Custo de instalação do sistema fotovoltaico OFFGRID	76
Tabela 7 - Custo do sistema OFFGRID durante 20 anos.....	77
Tabela 8 - Custo de instalação do sistema ONGRID	78
Tabela 9 - Custo de instalação do sistema ONGRID - 20 anos	78

LISTA DE SIGLAS

UHE	Usinas Hidrelétricas
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UTE	Usinas Termelétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
DNAEE	Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica
SMOP	Secretaria Municipal de Obras Públicas
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
TCU	Tribunal de Contas da União
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
FAO	<i>Food and Agriculture Organization</i>
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
SIMEPAR	Sistema Meteorológico do Paraná
LED	Light Emitting Diode
AMM	Associação Mineira de Municípios
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
IL	Índice de Lucratividade
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>

IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SF	Sistema Fotovoltaico
CSI	<i>California Solar Initiative</i>
RPS	<i>Jersey Renewable Portfolio Standard</i>
CH	Centrais Hidrelétricas
SMMA	Secretaria Municipal do Meio Ambiente
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>

Agradecimentos

Gostaríamos de deixar registrados nossos agradecimentos a todos que contribuíram para a realização deste trabalho.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	TEMA	16
1.1.1	Delimitação do Tema	16
1.2	PROBLEMA E PREMISSAS	17
1.3	OBJETIVOS	18
1.3.1	Objetivo Geral	18
1.3.2	Objetivos Específicos	18
1.4	JUSTIFICATIVA	18
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	21
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	23
2.1	Energia Solar	23
2.2	ENERGIA ELÉTRICA X ENERGIA SOLAR	25
2.3	RADIAÇÃO SOLAR DA REGIÃO DE CURITIBA	27
2.4	O JARDIM BOTÂNICO DE CURITIBA	32
2.5	LUMINÁRIAS UTILIZADAS NA ESTUFA DO JARDIM BOTÂNICO DE CURITIBA	32
2.6	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	32
2.6.1	O que são	32
2.6.2	Tecnologia	33
2.6.2.1	Silício cristalino (c-Si)	35
2.6.2.2	Silício amorfo (a-Si)	37
2.6.2.3	Telureto de cádmio (CdTe)	40
2.6.2.4	Disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio (CIS e CIGS)	41
2.6.3	Rendimento do gerador fotovoltaico	42
2.6.4	Funcionamento	43
2.6.4.1	Características tensão, corrente e potência	44
2.6.4.2	Influência solar	46
2.6.4.3	Influência da temperatura	47
2.6.5	Sistemas fotovoltaicos	48
2.6.5.1	Sistemas fotovoltaicos autônomos	48
2.6.5.1.1	Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo (Off-Grid)	49
2.6.5.2	Sistemas fotovoltaicos conectados a rede (<i>On-Grid</i>)	50
2.7	ILUMINAÇÃO PÚBLICA DE CURITIBA	50

2.7.1	Led.....	51
2.8	TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA	52
2.8.1	Classes e Subclasses de consumo	52
2.8.1.1	Tarifas Grupo A.....	53
2.8.1.2	Tarifas Grupo B.....	54
2.9	RESOLUÇÃO 482 ANEEL.....	55
2.10	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA.....	55
2.10.1	<i>Payback</i>	56
2.10.2	Fluxo De Caixa.....	56
2.10.3	Taxa Mínima De Atratividade	57
2.10.4	Taxa De Desconto Do Fluxo De Caixa.....	57
2.10.5	Valor Presente Líquido.....	58
2.10.6	Taxa Interna De Retorno.....	58
2.10.7	Índice De Lucratividade	59
2.11	SOFTWARE HOMER	60
3	METODOLOGIA	62
3.1	DIMENSIONAMENTO DO SF <i>OFFGRID</i>	68
3.1.1	Dimensionamento do Painel Solar.....	68
3.1.2	Dimensionamento das Baterias.....	69
3.1.3	Dimensionamento do Inversor.....	70
3.1.4	Dimensionamento do controlador de carga.....	70
3.2	DIMENSIONAMENTO DO SF <i>OFFGRID</i> APLICADO AO ESTUDO DE CASO 70	
3.2.1	Dimensionamento do painel fotovoltaico	71
3.2.2	Dimensionamento do inversor	72
3.2.3	Dimensionamento das baterias	74
3.2.4	Cálculo do Custo Anual e ao longo de 20 anos - <i>OFFGRID</i>	76
3.3	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA <i>ONGRID</i> APLICADO AO ESTUDO DE CASO.....	77
3.3.1	Dimensionamento dos painéis fotovoltaicos.....	78
3.3.2	Dimensionamento do Inversor.....	78
3.3.3	Cálculo do custo anual e de ao longo de 20 anos – <i>ON GRID</i>	78
4	CÁLCULO DOS INDICADORES ECONÔMICOS.....	79
4.1	INTRODUÇÃO.....	79
4.2	SISTEMAS <i>OFFGRID</i>	79
4.2.1	Fluxo De Caixa	80
4.2.2	Cálculo do VPL.....	80
4.2.3	Cálculo da TIR.....	81

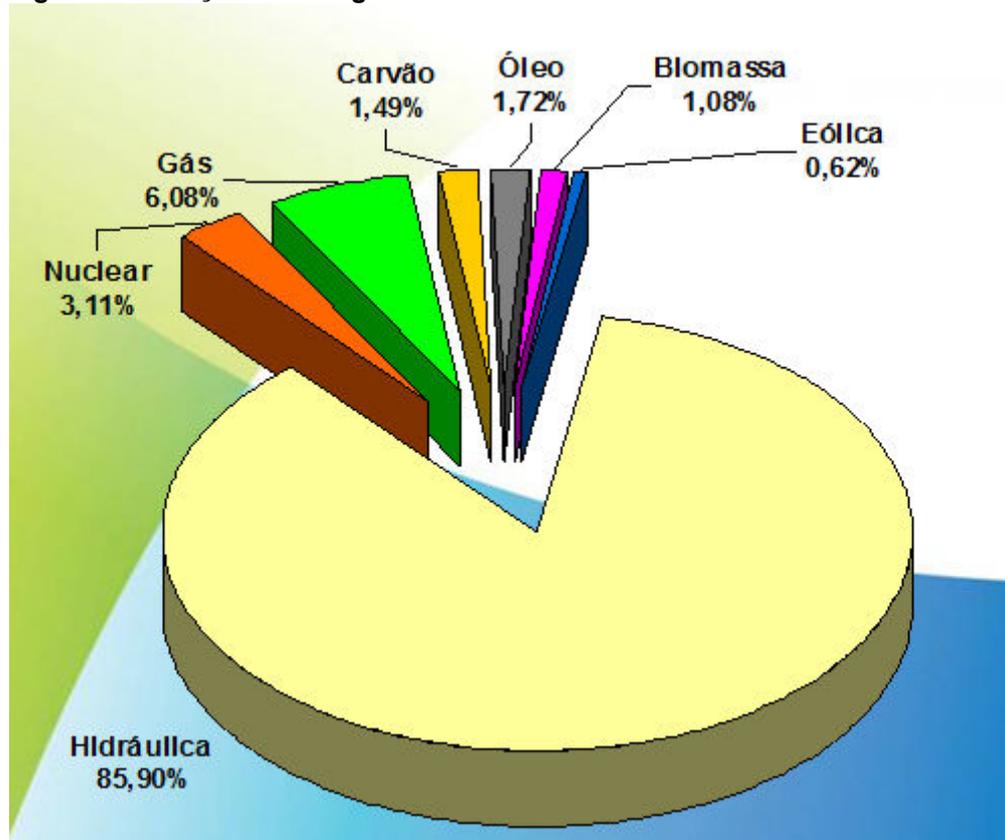
4.2.4	Cálculo do <i>Payback</i>	82
4.3	SISTEMAS <i>ONGRID</i>	83
4.3.1	Cálculo da estimativa de energia a ser produzida pelos painéis	83
4.3.2	Fluxo De Caixa	84
4.3.3	Cálculo do VPL.....	85
4.3.4	Cálculo da TIR.....	85
4.3.5	Cálculo do <i>Payback</i>	86
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	87
6	CONCLUSÃO	88
	REFERÊNCIAS.....	91
	ANEXO A INFORMAÇÕES TÉCNICAS DO PAINEL SOLAR USADO NOS ESTUDOS DE CASO	96
	ANEXO B RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 DE 17 DE ABRIL DE 2012.....	98
	ANEXO C RESOLUÇÃO CONVÊNIO ICMS 101/97	105
	ANEXO D INFORMAÇÕES TÉCNICAS DO INVERSOR USADO NOS ESTUDOS DE CASO	109
	ANEXO E INFORMAÇÕES TÉCNICAS DA BATERIA USADA NOS ESTUDOS DE CASO	112

1 INTRODUÇÃO

A energia hidroelétrica começou a ser utilizada no Brasil no final do século XIX. Porém a principal usina atualmente, a de Itaipú, foi inaugurada não faz muito tempo, no ano de 1984. A usina de Itaipú possui uma carga instalada de 14 giga watts que, a critério de comparação, é capaz de alimentar 80% de toda a energia elétrica consumida no Paraguai. Hoje, as aproximadamente 1768 usinas hidroelétricas, independentemente do seu porte, instaladas por todo o território brasileiro, são responsáveis por 75,68% da potência total instalada no país (102,262 GW). (ANEEL, 2008)

Tal desempenho hidroelétrico pode ser explicado pela geografia do país. O Brasil é o quinto país no mundo em superfície e detém 12% de toda a água doce superficial mundial. (FAO, 2011)

Figura 1 - Geração de Energia Elétrica no Brasil



Fonte: ONS, 2012

Diante disto, sem hesitar, podemos classificar o parque gerador brasileiro, como essencialmente hidroelétrico, como pode ser averiguado na figura 1.

Com o aumento da quantidade de aparelhos elétricos, número de casas com energia elétrica, equipamentos que consomem cada vez mais potência no mercado, é natural que a demanda pela energia elétrica tenha aumentado. A escassez de investimentos no setor hidroelétrico, aliado a questões ambientais, como o aumento da exigência por parte dos órgãos regulamentadores ambientais, limitando o surgimento de novas usinas hidroelétricas, causou uma crise energética, que repercute até os dias de hoje. Medidas como o horário de verão foram adotadas a fim de ajudar a suprir todo esse consumo industrial e residencial de energia, principalmente nos horários de pico. De acordo com a ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), o custo evitado de investimento para a construção de térmicas a gás natural para atendimento à ponta é da ordem de R\$ 3,5 bilhões.

Para auxiliar na redução do uso de energia hidroelétrica, várias alternativas de geração de energia tem ganhado espaço nesses últimos anos. Uma delas é a energia solar. Esse será um dos focos do presente trabalho.

A geração de eletricidade por meio da luz do sol se dá pelo uso de células fotossensíveis que, agrupadas em painéis, formam o painel solar fotovoltaico. Esses painéis fotovoltaicos funcionam automaticamente e possuem taxa de manutenção baixa. Para que a luz solar seja convertida em energia elétrica não é necessária a incidência perpendicular do feixe luminoso, porém não produz um rendimento ótimo. Isso significa que, mesmo em dias nublados ocorre a geração de energia elétrica. A energia gerada pelo processo pode ser acumulada nas baterias e usada quando necessário, através de algum mecanismo que em horários predeterminados permitam que as baterias alimentem o sistema (RUTHER,2014).

Detalhes de funcionamento do sistema fotovoltaico além de seus benefícios e características serão abordados no decorrer do trabalho.

1.1 TEMA

1.1.1 Delimitação do Tema

Alexandre Edmond Becquerel foi o pioneiro nos estudos da geração direta de energia elétrica utilizando energia solar. Essa conversão de energia usa como base

materiais semicondutores existentes na natureza. Quando os fótons da luz solar incidem sobre esses semicondutores os elétrons são excitados, há um fluxo de energia dos fótons para os elétrons liberando uma grande quantidade de energia.

Uma barreira é capaz de fazer com que esses elétrons não retornem a posição de origem, sendo possível direcioná-los para um circuito elétrico. Caso a incidência dos fótons sobre a superfície da célula seja contínua, a corrente elétrica também o será, tornando o sistema fotovoltaico um gerador de eletricidade.

O presente trabalho analisa a viabilidade técnica e econômica da redução do consumo atual de energia elétrica pela substituição das luminárias da estufa do Jardim Botânico de Curitiba por sistemas de painéis solares.

1.2 PROBLEMA E PREMISAS

A iluminação pública possui características de serviços essenciais, contribuindo para a segurança nas cidades e para uma melhora na qualidade de vida da sociedade.

De todo o consumo de energia elétrica, a iluminação pública é responsável por 3,0% de todo consumo nacional (PROCEL/RELUZ,2011).

Durante a escassez de eletricidade que assolava o Brasil no ano de 2001, a cidade de Ipatinga realizou o primeiro teste do estado utilizando energia solar na iluminação pública. A prefeitura iluminou quase meio quilômetro da pista de caminhada da Avenida Itália, no bairro Cariru. Foram instalados 19 postes, cada um com sistema fotovoltaico independente. Em boas condições climáticas, cada sistema pode gerar e armazenar até 50 ampères diários, sendo capaz de poder funcionar por 5 noites seguidas sem receber carga alguma. A emissão de luz é feita através de uma lâmpada especial de vapor de sódio especial de 36 W de potência, trabalhando a 12 Vcc. (PREFEITURA DE IPATINGA, 2001).

Seria viável tecnicamente realizar uma mudança como a citada acima, no sistema de iluminação da estufa do Jardim Botânico? E economicamente? Em quanto tempo teria um retorno do valor investido?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Comparar econômica e tecnicamente o atual sistema de iluminação da estufa do Jardim Botânico de Curitiba com sistemas de iluminação fotovoltaica.

1.3.2 Objetivos Específicos

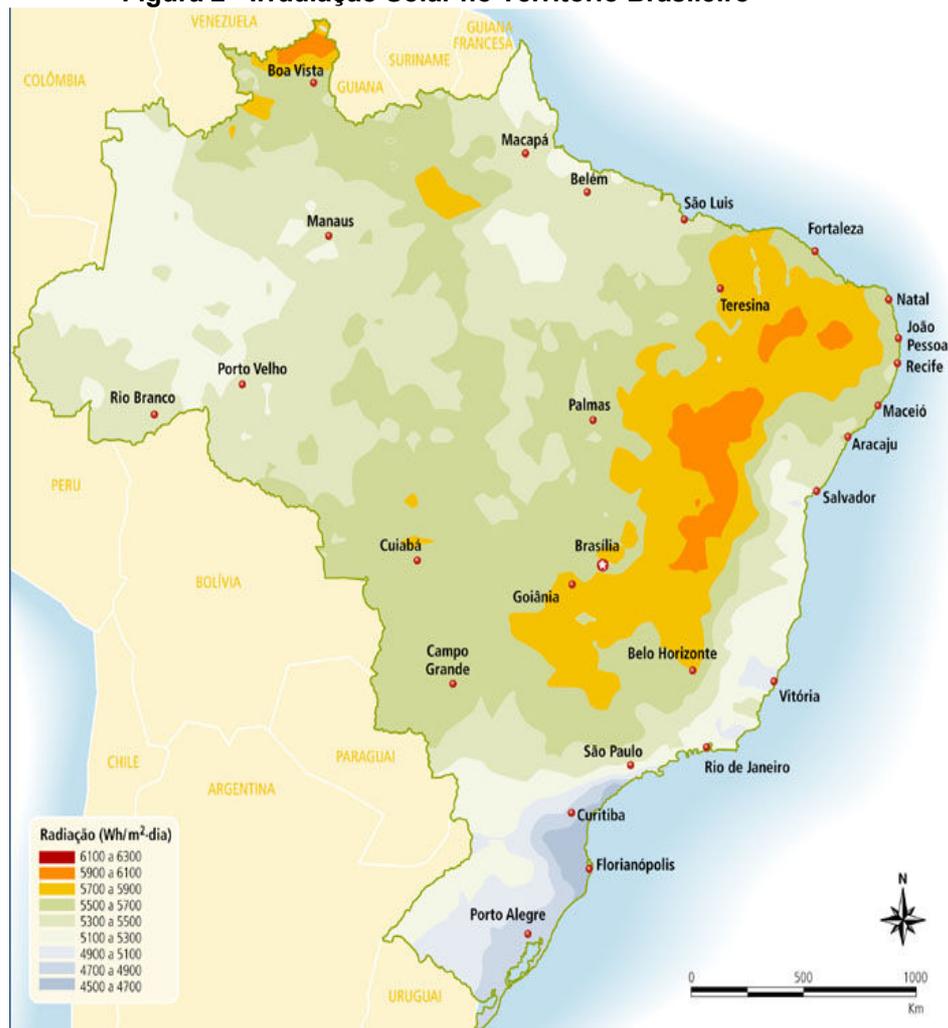
- a) Realizar um diagnóstico do sistema de iluminação da estufa do Jardim Botânico de Curitiba, levantando dados dos equipamentos e das cargas do sistema para estimativa de demanda e consumo total de energia elétrica;
- b) Analisar o funcionamento do sistema de iluminação composto por células fotovoltaicas e como ele pode ser instalado no caso em questão, levando em consideração as características climáticas regionais;
- c) Fazer um estudo da relação geração/consumo das unidades fotovoltaicas.
- d) Fazer um comparativo econômico entre o atual sistema de iluminação e os propostos a fim de verificar a viabilidade técnica e econômica;

1.4 JUSTIFICATIVA

Ao tratar-se de energia atualmente, um dos assuntos mais comentados é a busca por novas fontes alternativas. Nos últimos anos, no Brasil, a ideia de utilizar a energia solar para gerar energia elétrica tem ganhado bastante força. A energia vinda do sol é permanente, renova-se todo dia, apresenta baixa taxa de manutenção, seu sistema fotovoltaico apresenta uma vida útil de, em média, 20 anos, e uma de suas principais características: não polui nem prejudica o ecossistema.

Analisando a figura 2, “apesar das diferentes características climáticas observadas no Brasil, pode-se verificar que a média anual de irradiação global apresenta boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo país. O valor máximo de irradiação global - 6,5 Wh/m² - é encontrado no norte do estado da Bahia, próximo a fronteira com o estado do Piauí. Essa área apresenta um clima semiárido com baixa precipitação ao longo do ano e a média anual de cobertura de nuvens mais baixa do Brasil. A menor irradiação solar global - 4,25 Wh/m² - é observada no litoral norte de Santa Catarina, caracterizado pela ocorrência de precipitação bem distribuída ao longo do ano. Os valores de irradiação global incidente em qualquer região do território brasileiro são superiores ao da maioria dos países da União Europeia, onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados”. (INPE, 2006).

Figura 2 - Irradiação Solar no Território Brasileiro



Fonte: ATLAS de Irradiação Solar no Brasil, 1998

A Figura 2 representa um diagrama simbólico dos processos de interação da energia solar com a atmosfera terrestre. Os valores numéricos representam uma parcela de energia em cada processo radiativo na atmosfera.

Curitiba tem o índice de radiação diário um pouco acima da média de Santa Catarina. Esta por sua vez é uma das regiões menos favorecidas do território nacional, apresenta índice de radiação quatro vezes maior que o da Alemanha, país líder mundial quando se trata de aproveitamento de energia solar.

Logo, percebe-se que o Brasil tem potencial para tanto energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos quanto, ou até mais que países líderes em geração de energia solar. Para isso, é necessário, além de investimento, a realização de estudos e testes no setor.

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios realizou um levantamento do número de sistemas fotovoltaicos instalados pelo Brasil até o ano de 2002. Em último lugar está o estado do Paraná, com apenas cinco sistemas instalados. A tabela 1 indica a quantidade de SF instalados em cada estado brasileiro até o ano de 2002.

Tabela 1 - Número de Sistemas Fotovoltaicos Instalados até 2002

Distribuição regional dos sistemas fotovoltaicos instalados pelo Prodeem até o ano de 2002							
Região	UF	Atendimento até 2001 Sistemas	US\$ 1 mil	Atendimento em 2002 Sistemas	US\$ 1 mil	Atendimento até 2002 Sistemas	US\$ 1 mil
	AC	156	577,20	96	450,66	252	1.027,86
	AM	81	299,70	125	586,79	206	886,49
	AP	99	366,30	8	37,55	107	403,85
N	PA	211	780,70	224	1.051,53	435	1.832,23
	RO	238	880,60	35	164,30	273	1.044,90
	RR	6	22,20	23	107,97	29	130,17
	TO	127	469,90	42	197,16	169	667,06
	TOTAL:	918	3.396,60	553	2.595,97	1.471	5.992,57
	AL	249	921,30	164	924,85	413	1.846,15
	BA	685	2.534,50	587	3.310,27	1272	5.844,77
	CE	476	1.761,20	257	1.449,30	733	3.210,50
	MA	339	1.254,30	582	2.700,00	921	3.954,30
NE	PB	166	614,20	71	400,39	237	1.014,59
	PE	197	728,90	58	327,08	255	1.055,98
	PI	122	451,40	302	1.703,07	424	2.154,47
	RN	204	754,80	46	259,41	250	1.014,21
	SE	28	103,60	44	248,13	72	351,73
	TOTAL:	2.466	9.124,20	2.111	11.322,50	4.577	20.446,70
	ES	48	177,60	2	11,28	50	188,88
SE	MG	244	902,80	288	1.624,12	532	2.526,92
	RJ	68	251,60	0	0,00	68	251,60
	SP	105	388,50	0	0,00	105	388,50
	TOTAL:	465	1.720,50	290	1.635,40	755	3.355,90
	PR	5	18,50	0	0,00	5	18,50
S	RS	97	358,90	0	0,00	97	358,90
	SC	77	284,90	0	0,00	77	284,90
	TOTAL:	179	662,30	0	0,00	179	662,30
	GO	120	444,00	33	186,10	153	630,10
CO	MS	348	1.287,60	0	0,00	348	1.287,60
	MT	96	355,20	13	61,03	109	416,23
	TOTAL:	564	2.086,80	46	247,12	610	2.333,92
BRASIL	TOTAL	4.592	16.990,40	3.000	15.801,00	7.592	32.791,40

Fonte: PRODEEM, 2003

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

De acordo com Marconi e Lakatos (1987, p. 66) a pesquisa realizada foi científica, aplicada, bibliográfica e a campo, ou seja, tendo em vista a sua utilização fundamentando-se inicialmente através de uma pesquisa de campo no Jardim Botânico, seguido de levantamento de pesquisas, dissertações, monografias, jornais referentes à iluminação pública, especialmente de Curitiba, e a energia solar através do uso de células fotovoltaicas.

A pesquisa de campo inicial foi realizada por meio de entrevistas com o responsável pela manutenção da iluminação pública do local, a fim de obter informações técnicas dos componentes elétricos. Como resposta da entrevista,

foram adquiridos documentos oficiais relativos à iluminação recém-instalada da estufa.

Um estudo financeiro analisando os custos gerados pelo sistema de iluminação instalado na estufa do Jardim Botânico também foi necessário. O mesmo vale para as células fotovoltaicas, as quais apresentam vários tipos, modelos e marcas a serem analisadas para um levantamento orçamentário de comparação.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além do capítulo introdutório, no qual são apresentados o problema e a proposta de trabalho, a monografia tem mais cinco capítulos.

O capítulo 2 contém as bases da abordagem teórica para análise, definição teórica e posicionamento de temas como iluminação pública e o sistema de funcionamento das células fotovoltaicas nos dias de hoje.

O capítulo 3 trata da metodologia aplicada para ser realizado o estudo de caso proposto, mencionando quais os componentes existentes, funcionamento, e outras informações pertinentes para o levantamento do estudo.

O capítulo 4 mostra a análise da utilização de células fotovoltaicas dentro da região do Jardim Botânico, além do cálculo de rendimento e custos.

No Capítulo 5 é apresentada uma análise técnica e econômica analisando os novos sistemas de captação da luz solar.

Finalmente, no capítulo 6, é apresentada uma conclusão dos resultados obtidos no estudo realizado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Energia Solar

Fonte primária de todos os fenômenos atmosféricos e de processos físicos, químicos e biológicos, a radiação solar pode e é aproveitada sob várias formas como biomassa, aquecimento do ar e da água e fotoeletricidade para pequenos potenciais. (PEREIRA, VRISMAS, GALVANI, 2002)

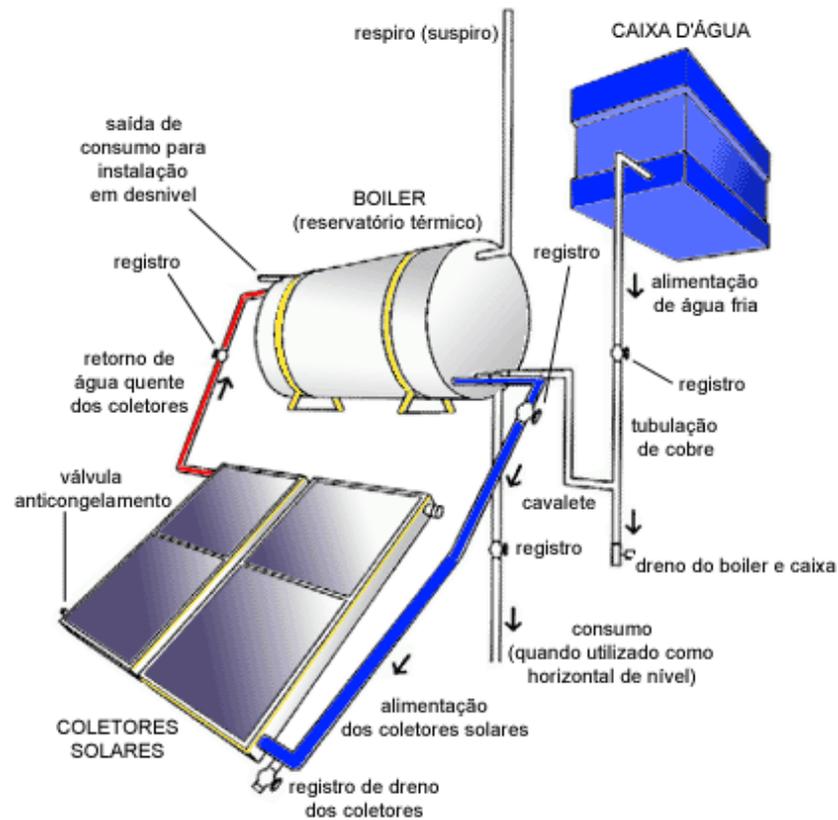
Segundo VIDAL & VASCONCELOS (2002), no Brasil, pouco se cogita sobre os elevados potenciais naturais com incidência solar, revelando a falta de investimento em pesquisa, assim como ocorre com a energia eólica e biomassa, citadas anteriormente.

As aplicações mais práticas da energia solar podem ser divididas em dois grupos basicamente: energia solar fotovoltaica, havendo um processo de conversão direta em energia elétrica, e a energia térmica, relacionado basicamente aos sistemas de aquecimento de água. (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2013).

A energia solar térmica é obtida por meio de coletores ou concentradores solares. Os coletores solares são usados, em sua maioria, para aquecer a água a temperaturas inferiores a 100° C. São usados, na maioria das vezes em residências, edifícios públicos e comerciais, hotéis, restaurantes e hospitais.

Prevendo os períodos de baixíssima intensidade solar, como em um dia nublado, é necessário instalar junto ao coletor solar um sistema auxiliar de aquecimento.

Figura 3 - Sistema Coletor Solar



Fonte: Solestrol, 2013

Concentradores solares funcionam como os coletores, porém são utilizados em sistemas que requerem temperaturas mais elevadas. A superfície refletora tem forma parabólica ou esférica fazendo com que os raios solares incidam numa superfície bem menor, onde está o material a ser aquecido. (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2013)

Figura 4 - Concentrador Parabólico

Fonte: *Renewable Power News*, 2009

2.2 ENERGIA ELÉTRICA X ENERGIA SOLAR

O sol é composto de vários gases. Nele ocorre a transformação do hidrogênio em hélio (fusão nuclear). Pelo fato de a massa do átomo de hélio, oriunda da fusão, ser inferior ao somatório das massas de hidrogênio envolvidos na reação, essa diferença de massa é convertida em energia radiante.

Essa energia radiante chega a Terra e pode atingir diretamente uma superfície observadora ou sofrer vários efeitos antes que isso ocorra devido as interações com os gases atmosféricos e nuvens. A energia que chega sem sofrer reflexão recebe o nome de radiação direta. A porção que é refletida, dá-se o nome de radiação difusa.

A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre, primeiramente, nas células fotovoltaicas. Essas células geralmente são constituídas, geralmente, de silício monocristalino, silício policristalino ou filmes finos como o silício amorfo. Há também outras tecnologias mais modernas como as células fotovoltaicas orgânicas, entretanto sua utilização comercial ainda é muito escassa. (MARTIN; AGUILERA, 2005)

Figura 5 - Célula Fotovoltaica de Silício Cristalino



Fonte: Blue Sol,2013

Essa conversão de energia que ocorre nas células fotovoltaicas ocorre devido ao chamado efeito fotovoltaico, que é o surgimento de uma tensão elétrica em um material semicondutor quando é exposto a luz visível.

Ao receber fótons provindos da radiação eletromagnética emitida pelo sol, os elétrons da camada mais externa saltam pra banda de condução, gerando uma corrente elétrica no interior do material semicondutor.

Para aproveitar essa corrente elétrica é necessário fazer um processo chamado de dopagem.

Para explicar o processo de dopagem toma-se como exemplo o elemento silício, o qual possui 4 elétrons na camada de valência. Caso seja inserido um elemento de 5 elétrons de valência, o quinto elétron ficará fracamente ligado ao átomo de origem, fazendo com que o silício fique negativamente carregado (silício dopado), conhecidos como semicondutor do tipo N. Caso fosse adicionado ao silício um elemento com 3 elétrons na camada de valência, ficará faltando um elétron, logo estará positivamente carregado (semicondutor tipo P).

Uma célula fotovoltaica é formada pelos dois tipos de condutor citados anteriormente. Na região entre as placas, surgirá uma corrente elétrica que pode ser aproveitada.

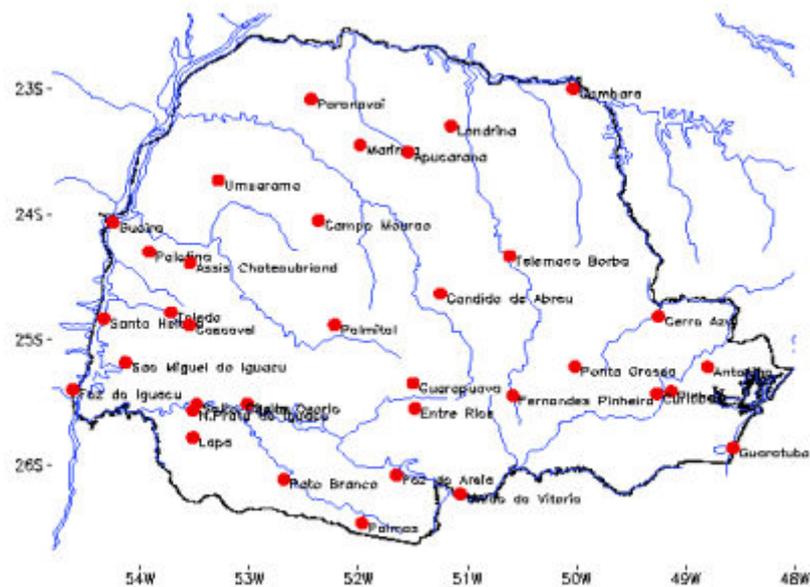
O processo completo do funcionamento e detalhes será abordado mais a frente no presente trabalho.

2.3 RADIAÇÃO SOLAR DA REGIÃO DE CURITIBA

O Instituto Tecnológico SIMEPAR (Sistema Meteorológico do Paraná) realizou um inventário de energia solar no estado do Paraná entre o primeiro dia de janeiro de 1998 e o último dia do mês de dezembro de 2003. Esse inventário foi na verdade uma análise de dados meteorológicos horários e foi feito através da implantação de uma rede telemétrica e do Banco de Dados Hidrometeorológicos do próprio SIMEPAR. O resultado dessa pesquisa será exposto agora, em escala horária da variação temporal e espacial da irradiância solar global no estado do Paraná.

Os dados meteorológicos utilizados foram coletados automaticamente pelas estações das redes telemétricas do SIMEPAR. Os horários compreendidos estão identificados entre 0h até a hora 23h. A irradiância das 8h corresponde a média da irradiância amostrada entre as 7h01m até as 8h.

Figura 6 - Rede de Estações Telemétricas Meteorológicas do SIMEPAR



Fonte: SIMEPAR, 2012

O equipamento de medição da radiação instalados na rede meteorológica é o LI200AS *Pyranometer* que usa como sensor um fotodiodo de silício. O erro do sensor depois de calibrado é aproximadamente 3% ou seja, 30 W/m² considerando uma radiação real de 1000 W/m².

Figura 7 - LI-200 Pyranometer



Fonte: Li Cor, 2013

O equipamento pode ser usado por longos períodos sem precisar de manutenção (calibração). A média horária é transmitida por satélite para a sede da SIMEPAR em Curitiba e inserida no Banco de Dados Oracle para posterior análise.

O ciclo para transmissão de dados das estações meteorológicas é de 3 horas sendo que em cada interação de transmissão o banco de dados assimila um grupo de 3 valores horários, um para cada hora.

A tabela a seguir resume as especificações dos equipamentos utilizados para medição da radiação e do sensor.

Tabela 2 - Especificações do Equipamento para Medição da Radiação Solar

Parâmetro	Especificação
Modelo	LI-200AS Pyranometer Sensor
Sensor de radiação	Fotodiodo de silício
Banda de medição	0 W/m ² a 3000 W/m ²
Erro	Típico 3% e máximo de 5%
Estabilidade do sensor	+/- 2% durante um ano
Tempo de resposta	10 μs

Fonte: SIMEPAR, 2012

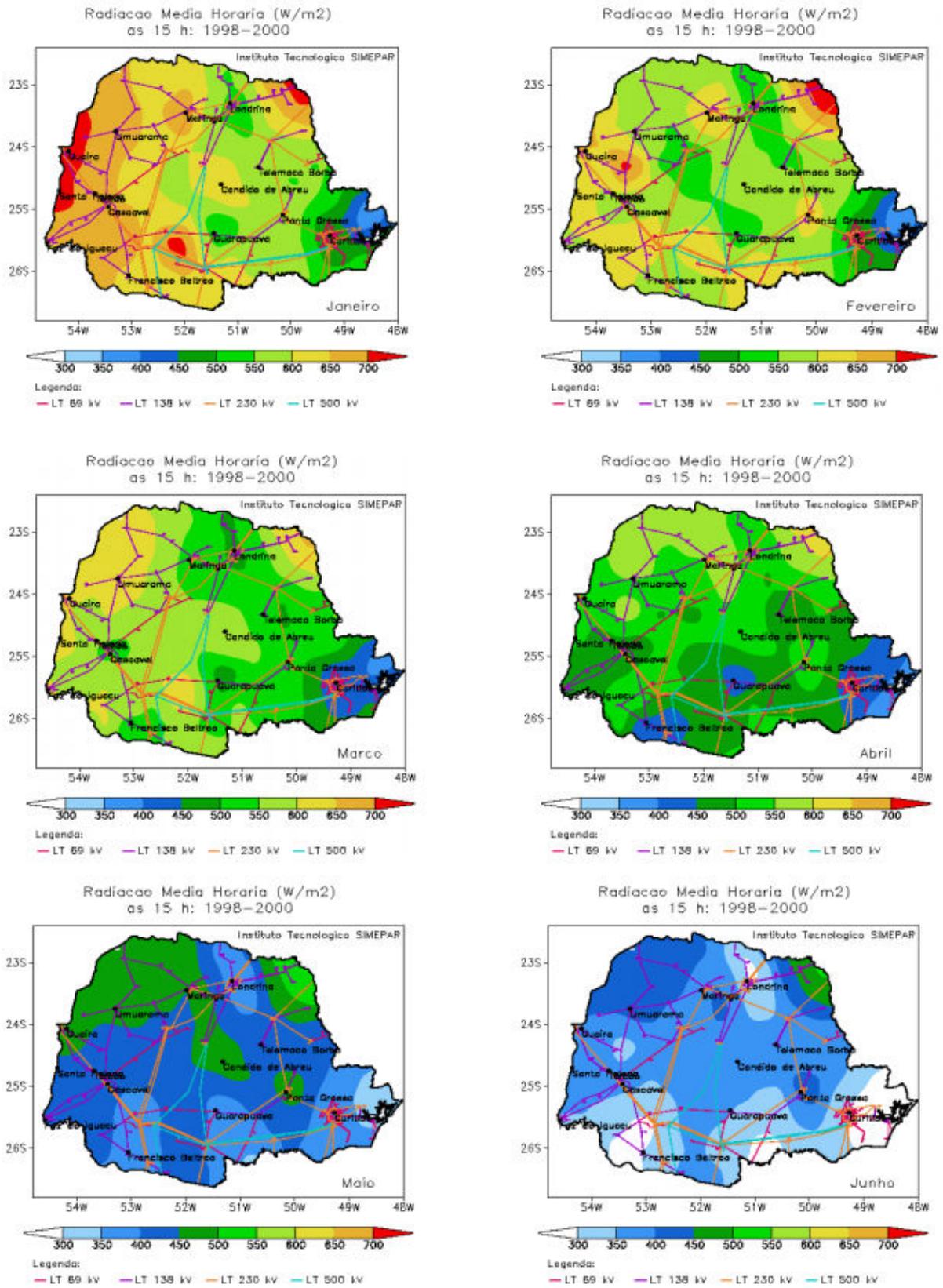
A análise da radiação global foi efetuada para os 36 postos de observação instalados, em termos de médias anuais e para cada mês do ano. Serão apresentados os mapas para os valores médios das 15h local. As linhas que aparecem nos mapas são as linhas de distribuição da COPEL.

As figuras 8 e 9 apresentam os mapas de irradiação solar global média horária para cada mês do ano no estado do Paraná inteiro. Verifica-se uma forte variabilidade espacial e uma variabilidade temporal que reflete o ciclo sazonal.

Durante o primeiro quadrimestre, verificam-se, na região do litoral, os valores mais baixos de radiação dentre todo o estado, enquanto na região oeste, as maiores taxas.

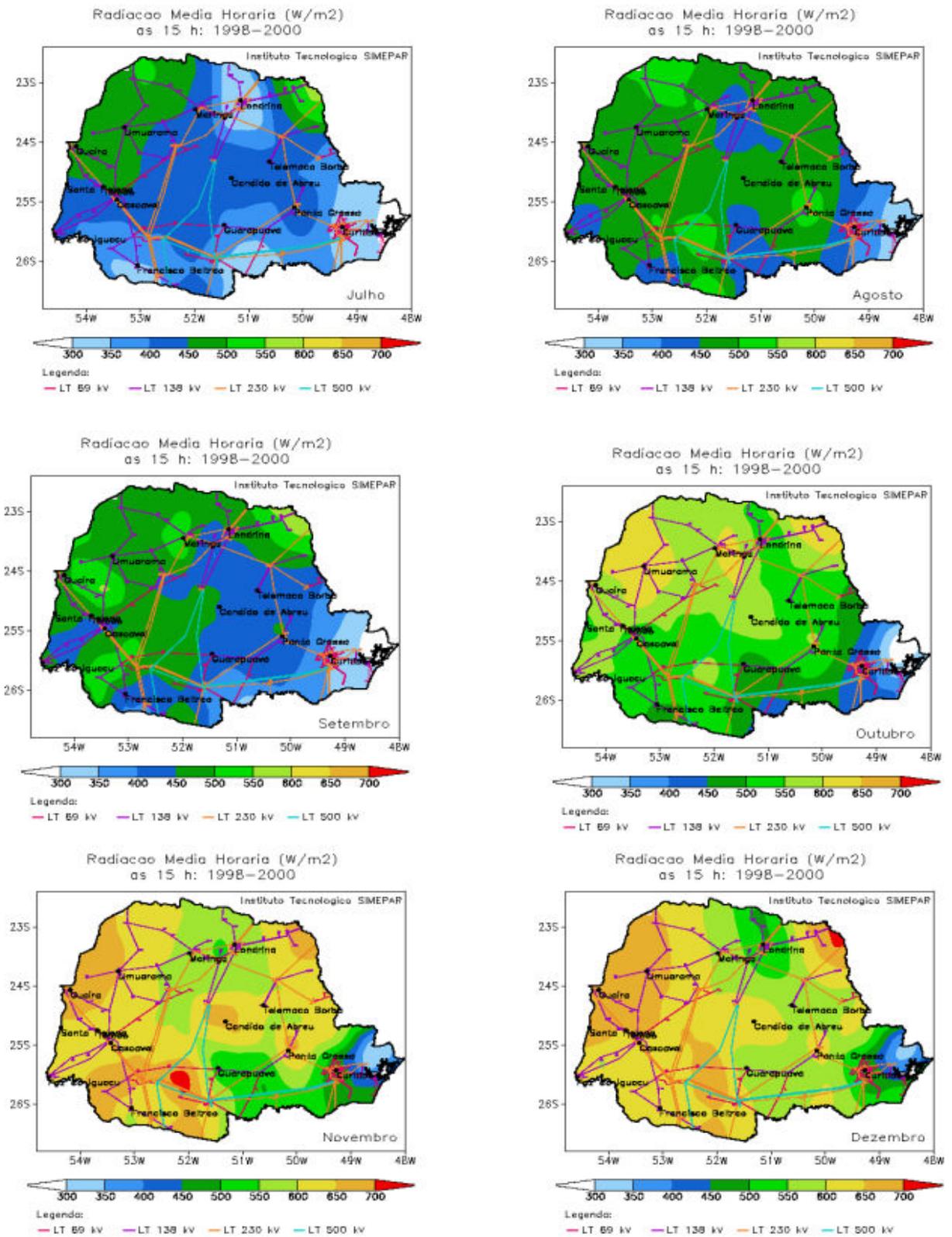
O mês de junho é o que apresenta menor irradiância de energia solar entre todos os meses do ano.

Figura 8 - Irradiância Solar Média no Estado do Paraná entre os Meses de Janeiro e junho, às 15 horas



Fonte: SIMPAR, 2012

Figura 9 - Irradiância Solar Média no Estado do Paraná entre os Meses de Julho e Dezembro, às 15 horas



Fonte: SIMPAR, 2012

A análise dos mapas revela regiões com os maiores potenciais se encontrando mais a oeste do estado, ao passo que, regiões próximas ao litoral apresentam baixa densidade de fluxo de radiação solar, porém isso não quer dizer que é inviável utilizar essas tecnologias nessas regiões com pouca incidência solar.

2.4 O JARDIM BOTÂNICO DE CURITIBA

O Jardim Botânico de Curitiba, objeto de estudo desse trabalho, foi inaugurado no dia 5 de outubro de 1991 e apresenta uma área total de 245.000,00 m².

Sua atração principal é a estufa em vidro, a qual foi baseada no Palácio de Cristal de Londres do século XIX. Além da estufa há outros elementos que auxiliam na construção da paisagem do espaço.

O Jardim ainda conta com o Museu Botânico Municipal, lago, quadras esportivas e um velódromo. Em volta da estufa há o chamado espaço cultural FransKrajcberg com exposição permanente de 114 esculturas do artista. O enfoque maior do parque será na sua iluminação. Os dados e informações a respeito dela serão percorridos a partir de agora no presente trabalho.

2.5 LUMINÁRIAS UTILIZADAS NA ESTUFA DO JARDIM BOTÂNICO DE CURITIBA

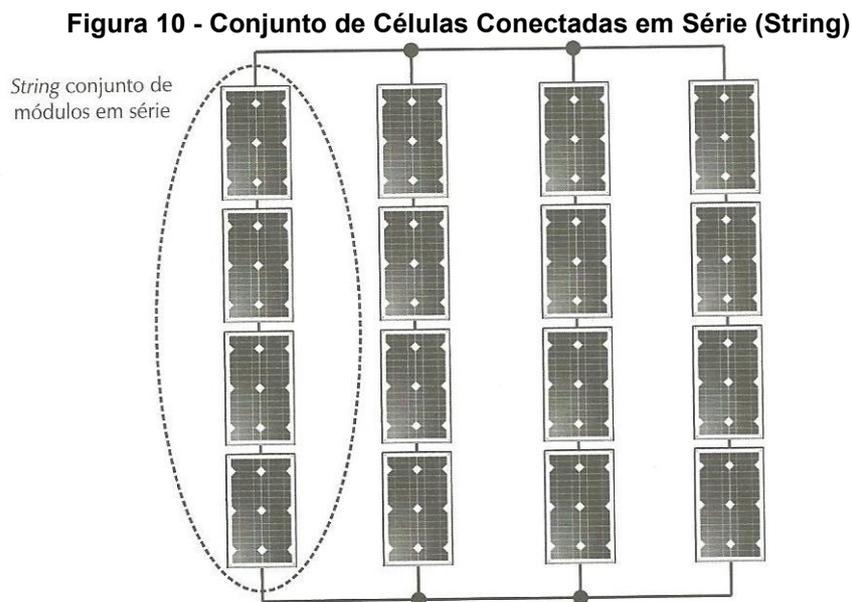
A iluminação do Jardim Botânico de Curitiba está em processo de modernização incluindo principalmente a parte da estufa. Todas as luminárias estão sendo substituídas por luminárias LED. De acordo com a SMOP, atualmente as luminárias instaladas interna e externamente à estufa são as mencionadas no capítulo 3.

2.6 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

2.6.1 O que são

Os módulos fotovoltaicos são as células básicas dos sistemas fotovoltaicos, sendo responsáveis pela geração de energia a partir da energia solar. A quantidade de painéis fotovoltaicos conectados em série determina a tensão total do sistema. A corrente do sistema fotovoltaico é determinada pela conexão de painéis ou conjunto de painéis (*Strings*) em série.

O mercado de módulos fotovoltaicos vem crescendo acentuadamente nos últimos anos, em decorrência do desenvolvimento de novas tecnologias no processo de fabricação dos módulos e a busca por fontes de energia que sejam menos agressivas ao meio ambiente. Além disso, os painéis fotovoltaicos oferecem a oportunidade de se fazer uma cogeração distribuída nos entornos das construções, ou seja, fazer com que cada consumidor também se torne uma fonte geradora. (RUTHER,2004).



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações, 2012

2.6.2 Tecnologia

As células fotovoltaicas são produzidas essencialmente com materiais semicondutores. Dentre esses semicondutores, destacam-se em ordem decrescente de maturidade e utilização o silício cristalino (c-Si), o silício amorfo hidrogenado (a-Si:H ou a-Si), o telureto de cádmio (CdTe) e os compostos relacionados ao disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInSe₂ ou CIS e Cu(InGa)Se₂) (GTES,2008).

Neste último grupo de materias, aparecem materiais com alta toxicidade (Cd, Te, Se) ou muito raros (Te, Se, Ga, In, Cd), fato que inicialmente se mostrou uma barreira a difusão destas tecnologias. Em se tratando de toxicidade, equipamentos comuns como lâmpadas fluorescentes e telas de computadores contêm elementos tóxicos, respectivamente o mercúrio nas lâmpadas fluorescentes e o chumbo nas telas de computadores. Dessa forma esses equipamentos devem ter um descarte apropriado.

O silício, por outro lado, é o segundo elemento mais abundante na superfície do nosso planeta e é 100 vezes menos tóxico que qualquer um dos elementos citados acima. Um dos meios para obtenção do silício é através da sílica ou dióxido de silício, que possui 17 formas cristalinas, uma delas, o quartzo. O quartzo de maior pureza possui forte aplicabilidade na indústria óptica, eletrônica e de instrumentação, enquanto o de menor qualidade é destinado a indústria em geral (cerâmica, abrasivos, metalúrgica, etc.).

O silício usado na fabricação das células fotovoltaicas é extraído do mineral quartzo. O Brasil é um dos principais produtores mundiais desse minério, contudo, tanto a purificação do silício, quanto a fabricação das células não é feita em nosso país. (RUTHER, 2004)

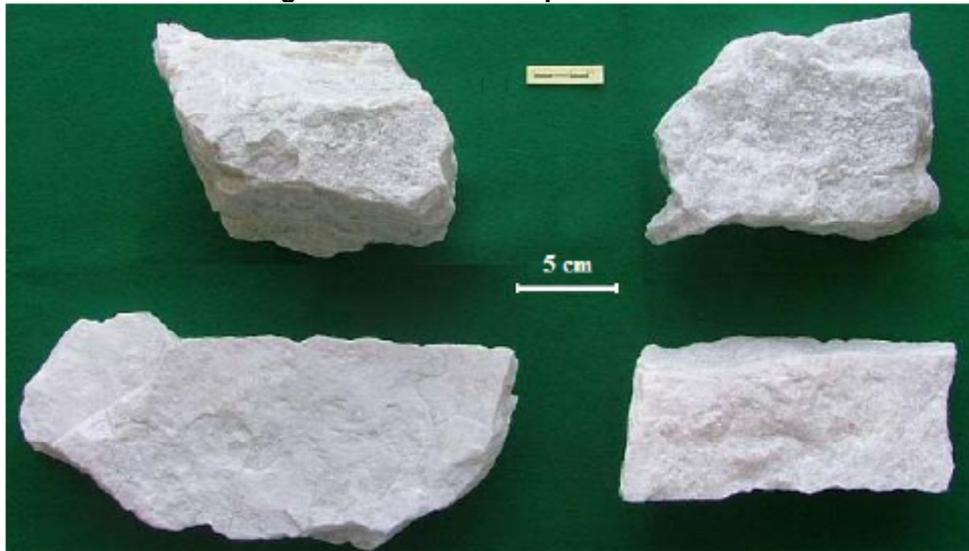
Tabela 3 - Aplicação de Quartzo nas Indústrias

Usos nas Indústrias Produtos Finais	Automobilística	Bélica	Const. Civil	Eletrodométrica / Elétrica / Eletrônica	Equip. Médico	Metal	Óptica	Química	Relojeira	Telecom.	Outras
Osciladores		X		X	X				X	X	
Filtros		X		X						X	
Sensores	X	X									
Transdutores	X	X		X				X			
Sementes de cultivo											X
Bloços ornamentais											X
Tubos de sílica				X	X	X		X			X
Fibra ótica	X				X					X	
Tubos para difusão				X				X			
Vidro ótico							X				
Vidraria especial	X			X	X		X	X			
Bulbos				X							
Ampolas				X				X			
Lã de sílica		X									X
Fios de sílica		X									X
Placas de sílica							X				
Bloços de sílica							X	X			
Cadinhos					X						X
Aços especiais	X	X	X			X					
Ligas especiais	X	X	X			X					
Silicone	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Tubos de sílica				X	X	X		X			X

Fonte: Ministério das Minas e Energia, 2009

A tecnologia que usa o c-Si para fabricação dos painéis fotovoltaicos é mais tradicional dentre as mencionadas, porém apresenta maior limitação em termos de redução dos custos de fabricação, já que as lâminas são relativamente espessas (Espessura de 300 a 400 micrometros). As outras tecnologias estão baseadas na construção de filmes finos de espessura da ordem de 1 micrômetro, o que possibilita uma redução nos custos de fabricação. (RUTHER, 2004).

Figura 11 - Blocos de quartzo natural



Fonte: ARAGÃO, 2010

Levando em conta a baixa densidade energética da luz solar, da ordem de 1000 W/m^2 em um dia ensolarado e ao meio dia, quando comparados a outras formas de geração de energia, os painéis fotovoltaicos devem ter baixo custo de produção para que sejam competitivos.

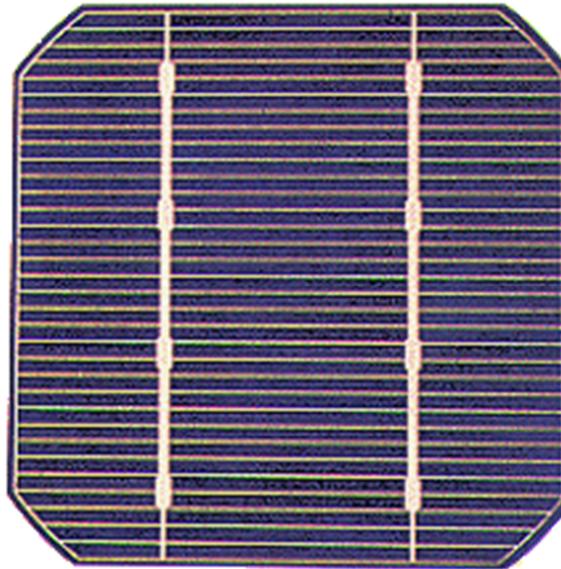
Em se tratando de eficiência na conversão de energia, a tecnologia que utiliza o silício cristalino (c-Si) apresenta maior rendimento (Por volta de 15% de conversão direta da energia do sol). A tecnologia de filmes finos apresenta uma eficiência de conversão da ordem de 7 a 10% (RÜTHER, 2004), o que implica em uma instalação de maior área quando comparadas a instalações feitas com painéis de silício cristalino. Para se ter uma ideia da eficiência de conversão de energia dessas tecnologias de fabricação, vale lembrar que o processo de fotossíntese, no qual está baseado a vida na terra, apresenta eficiência de conversão da ordem de 0,2%.

2.6.2.1 Silício cristalino (c-Si)

Essa é a tecnologia mais tradicional em se tratando da fabricação de painéis fotovoltaicos se consolidando no mercado devido a sua robustez e confiabilidade, dominando ainda 80% do mercado no ano de 2002. No entanto, o custo de produção destes painéis é bastante elevado, já que os processos de fabricação dispendem grande quantidade de energia, fazendo com que o *payback*, tempo que o painel leva para gerar a mesma quantidade de energia que foi utilizada no processo de fabricação, seja elevado.

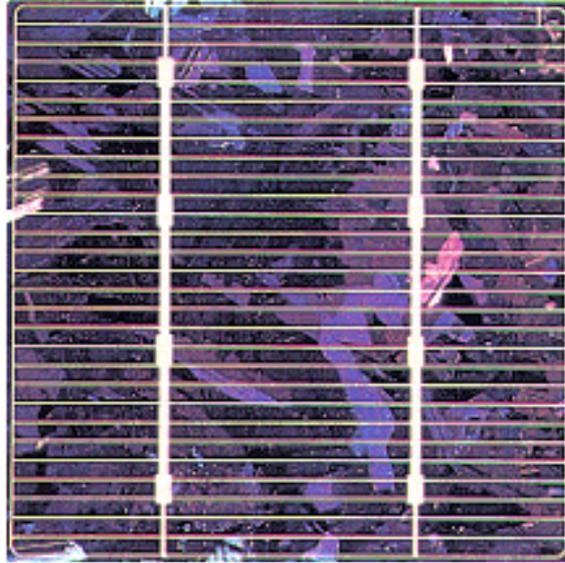
No caso de células fotovoltaicas que utilizam silício monocristalino (m-Si), o monocristal é crescido a partir de um banho de silício fundido de alta pureza (Si=99,99%) em reatores sob atmosfera controlada e baixas velocidades de crescimento do cristal (ordem de centímetros por hora). Esse processo exige altas temperaturas (Da ordem de 1400°C). Esses fatos elevam o *payback*, que em média é superior a dois anos. Outros processos como, corte de lâminas por fios e serras diamantadas, lapidação, ataque químico e polimento das lâminas, processos de deposição/dopagem, envolvem também um elevado consumo de energia.

Figura 12 - Célula Fotovoltaica de Silício Monocristalino



Fonte: CRESESB, 2008

Figura 13 - Célula Fotovoltaica de Silício Policristalino (p-Si)



Fonte: CRESESB, 2008

O silício policristalino (p-Si) apresenta menor eficiência na conversão de energia, porém baixo custo de produção, haja vista que a perfeição cristalina é menor que no caso do silício monocristalino (m-Si). Nos últimos anos, a participação do silício policristalino (p-Si) no mercado fotovoltaico mundial tem crescido, em relação a tecnologia que utiliza o m-Si.

O silício policristalino p-Si pode ser produzido também na forma de tiras finas (*Ribbon Technology*) o que representa uma diminuição nos custos de produção, já que fica dispensado o processo de fatiamento das lâminas, uma vez que as tiras já são produzidas com a espessura final da célula.

2.6.2.2 Silício amorfo (a-Si)

A tecnologia do silício amorfo (a-Si) era vista, até a década de 1980, como a única tecnologia de filmes finos comercialmente viável. Essa tecnologia foi empregada pela primeira vez em meados da década de 1970, despontando a partir daí, como uma tecnologia ideal para aplicações com baixo consumo de energia como calculadoras e relógios. Outro fator determinante para o desenvolvimento da tecnologia baseada no a-Si, é o fato de que apresentam uma resposta espectral voltada para a região do azul, o que possibilita geração eficiente sob iluminação

artificial e sob radiação difusa como a que predomina nos dias com céu nublado. Sob radiação difusa a eficiência de geração dos painéis de a-Si é superior a dos painéis de silício cristalino (c-Si).

Além disso, o processo de produção dos painéis de a-Si ocorre a temperaturas relativamente baixas (Menores que 300°C), em processos a plasma, o que possibilita que esses filmes sejam depositados sobre substratos de baixo custo como vidro, aço inox e até mesmo alguns plásticos. Desta forma, foram desenvolvidos módulos solares flexíveis, leves, semitransparentes e com superfícies curvas.

O a-Si é mais atraente esteticamente, o que faz com que seja encontrado em diversas aplicações arquitetônicas, substituindo a cobertura de telhados e fachadas. Como material de revestimento o a-Si apresenta grande vantagem em relação ao c-Si, já que nesse caso o valor do metro quadrado toma maior importância do que o custo do Wp gerado. Neste aspecto o custo do a-Si é inferior à metade do custo por metro quadrado do c-Si.

Outro atrativo na tecnologia do silício amorfo (a-Si) é que o *payback* é consideravelmente menor que o do silício cristalino (c-Si). O *payback* para os painéis de a-Si está em torno de um ano (RUTHER, 2004). Somado a isso, ao contrário de outras tecnologias fotovoltaicas, o a-Si não apresenta redução de potência em decorrência do aumento da temperatura ambiente. Com isso, os painéis de a-Si se configuram ideais para aplicações em países com predominância de clima tropical como o Brasil. (RUTHER, 2004)

Figura 14 - Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo (a-Si)



Fonte: CRESESB, 2008

Figura 15 - Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo (a-Si)



Fonte: Rüter, 2004

Figura 16 - Painel Fotovoltaico de Silício Amorfo (a-Si)



Fonte: Rütther, 2004

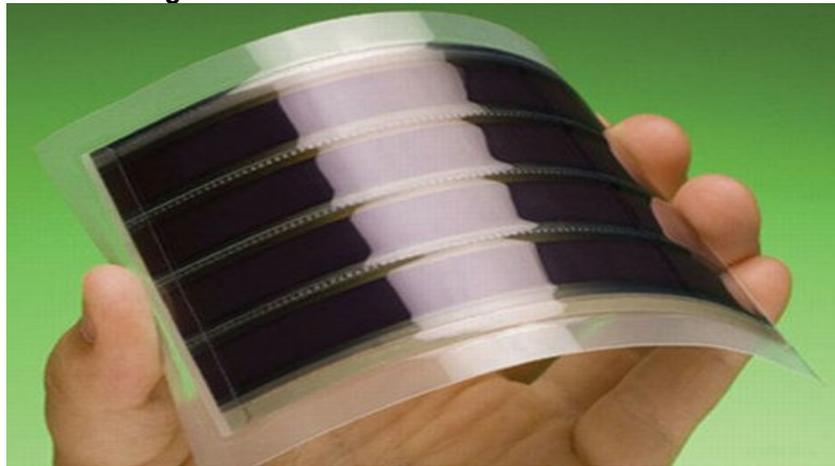
2.6.2.3 Telureto de cádmio (CdTe)

O telureto de cádmio é mais recente competidor no mercado de painéis na forma de filmes finos, principalmente para aplicações integradas as edificações.

Essa tecnologia já vem sendo usada a mais de uma década para pequenas aplicações como calculadoras. Para aplicações maiores, esses painéis começaram a ser difundidos mais recentemente. Os módulos de CdTe apresentam placas em tom marrom/azul escuro, tornando-as também atrativas esteticamente em relação aos painéis de c-Si.

Em relação aos custos, esta tecnologia apresenta também baixo custo de produção. Contudo, a baixa abundância dos elementos envolvidos e sua respectiva toxicidade são fatores negativos relacionados a essa tecnologia. (RUTHER,2004)

Figura 17 - Célula Fotovoltaica de Filme Fino



Fonte: EKOHOME, 2009

Figura 18 - Painéis Fotovoltaicos de CdTe



Fonte: Rütther, 2004

2.6.2.4 Disseleneto de Cobre (Gálio) e Índio (CIS e CIGS)

Os compostos de disseleneto de cobre e Índio (CuInSe_2 , ou simplesmente CIS), e disseleneto de cobre, Gálio e Índio ($\text{Cu}(\text{LnGa})\text{Se}_2$), ou CIGS), Também têm

ganhado espaço no mercado, principalmente em se tratando de aplicações integradas a edificações.

Assim como os painéis de a-Si e de CdTe, os painéis de CIS e CIGS apresentam atrativos estéticos para aplicações arquitetônicas. Esses painéis apresentam o melhor rendimento em relação a conversão de energia quando comparados as outras tecnologias de filmes finos. A pouca abundância e alta toxicidade desses materiais são fatores negativos em relação a esta tecnologia. (RUTHER,2004)

Figura 19 - Módulos de CIGS em Aplicações Arquitetônicas



Fonte: Rütther, 2004

2.6.3 Rendimento do gerador fotovoltaico

Alguns parâmetros podem afetar o rendimento dos painéis fotovoltaicos, dentre os quais o principal deles é o nível de radiação solar incidente. O nível de radiação incidente está diretamente ligado a localização do painel, sua inclinação e orientação.

Além disso, outros fatores como a temperatura dos painéis, o sombreamento, as resistências dos condutores, o estado de limpeza dos painéis e o descasamento entre painéis de um mesmo *string*, que leva a perdas de rendimento conhecidas como *Module Mismatch Losses*, também influenciam no rendimento dos mesmos.

Como regra geral, a inclinação ótima de um painel fotovoltaico para obter a radiação solar máxima é dada pela latitude e sua orientação ideal é a de uma superfície voltada para o equador. Portanto, painéis localizados no hemisfério sul devem estar orientados para o norte e painéis localizados no hemisfério norte devem estar orientados para o sul.

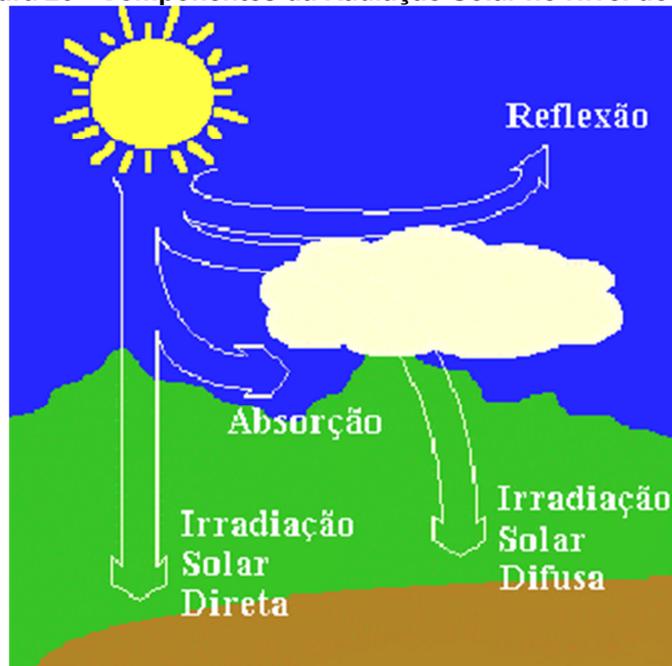
O sombreamento é uma questão crítica em um sistema fotovoltaico. Para atingir seu maior rendimento, um painel fotovoltaico deve estar iluminado homogeneamente. Caso contrário, a potência do sistema será determinada pela célula com menor nível de radiação e que conseqüentemente oferece menor nível de corrente. Em algumas condições, a célula com menor nível de radiação solar pode interagir com o sistema como se fosse uma carga, efeito que é conhecido como hot spot. Este efeito pode ser evitado com a instalação de diodos de *bypass* entre cada célula de um módulo. Módulos solares de filmes finos são menos afetados por este fenômeno (FURLAN, 2008).

2.6.4 Funcionamento

Os painéis fotovoltaicos são formados por um agrupamento de células conectadas eletricamente. Uma célula fotovoltaica fornece uma tensão elétrica de aproximadamente 0,6 V. Para que a tensão de saída seja elevada, várias células são conectadas em série. Normalmente um módulo tem de 36 a 60 células conectadas em série dependendo da sua classe de potência.

A corrente elétrica produzida por uma célula depende da sua área, pois a corrente elétrica depende diretamente da radiação solar incidente. Geralmente, os módulos de silício cristalino comerciais fornecem uma corrente elétrica de 8 A e os módulos de filmes finos, em torno de 2 A (RUTHER, 2004).

Figura 20 - Componentes da Radiação Solar no Nível do Solo



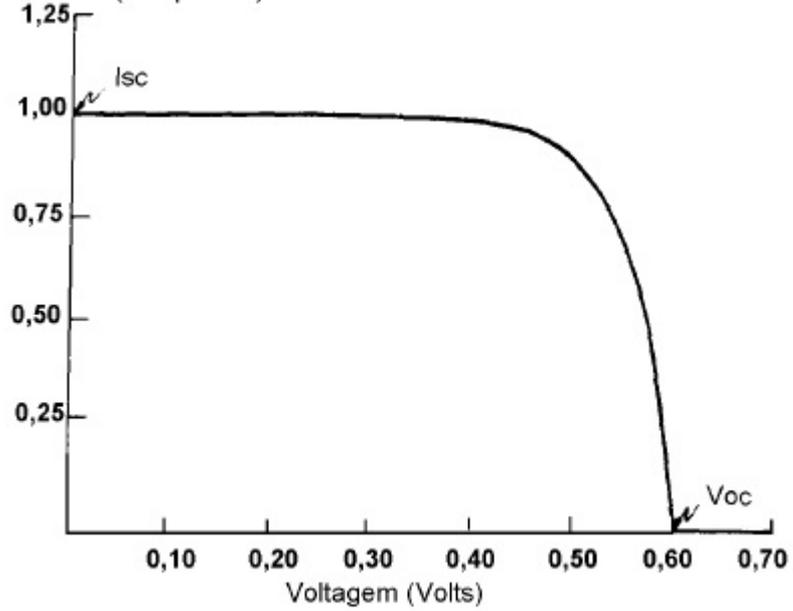
Fonte: CRESESB, 2009

2.6.4.1 Características tensão, corrente e potência

Um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte de tensão convencional. A tensão nos terminais de saída não é constante e depende diretamente da corrente e vice-versa. O ponto de operação do módulo depende diretamente da carga, ou seja, se conectarmos uma carga que demanda muita corrente, a tensão irá cair. Caso a carga não demande muita corrente, a tensão na saída será mais elevada.

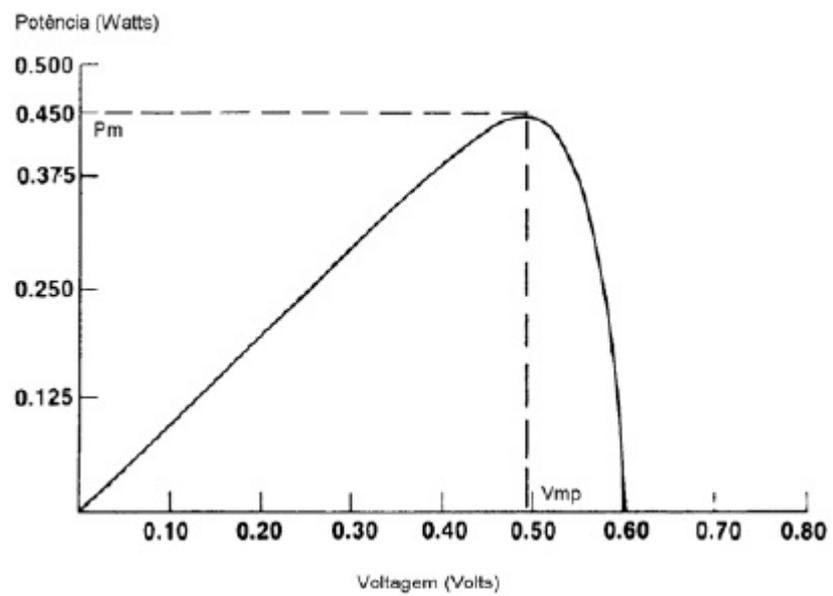
A relação entre a tensão e corrente está apresentada na Figura 21 (Curva $I \times V$). Já a Figura 22 (Curva $P \times V$), apresenta a relação entre a potência e a tensão gerada. Existe um único ponto nas curvas $I \times V$ e $P \times V$ que corresponde a situação na qual o módulo fornece a potência máxima (Figura 23). Idealmente, o módulo deve operar neste ponto.

Figura 21 - Curva Corrente x Tensão em um Painel Fotovoltaico



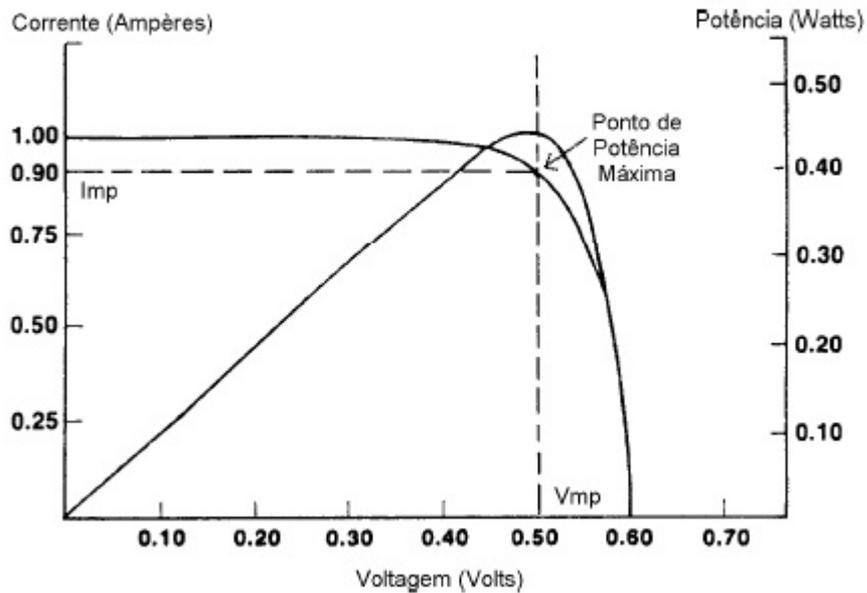
Fonte: CRESESB, 2006

Figura 22 - Curva Potência x Tensão em um Painel Fotovoltaico



Fonte: CRESESB, 2006

Figura 23 - Ponto de Máxima Potência para Funcionamento de um Painel Fotovoltaico

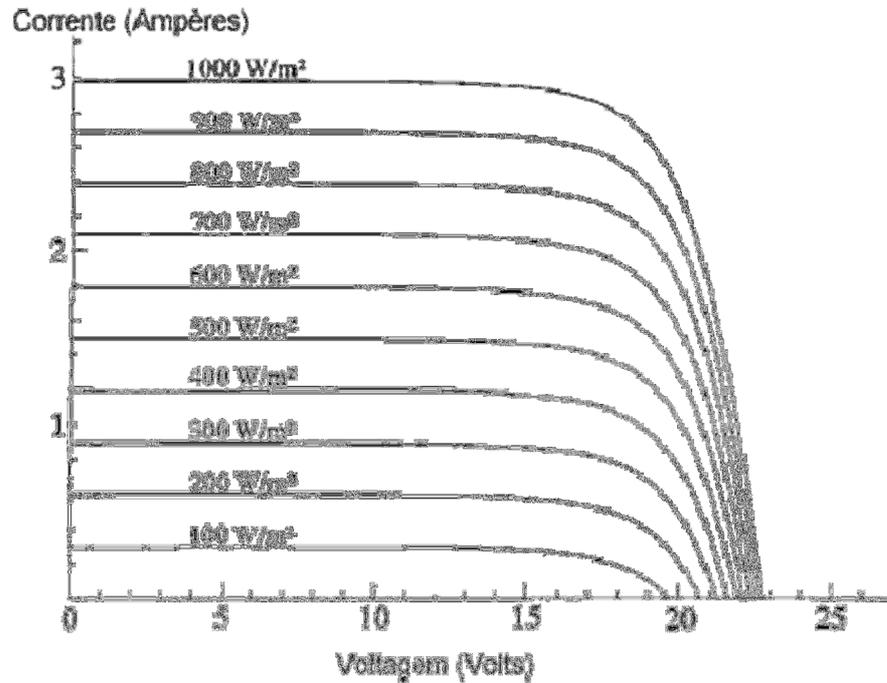


Fonte: CRESESB, 2006

2.6.4.2 Influência solar

A corrente que o painel solar pode fornecer depende diretamente da intensidade da radiação solar incidente. Com uma irradiância solar de 1000 W/m^2 , o módulo é capaz de fornecer a corrente máxima especificada em seu catálogo (na temperatura de 25° C). A Figura 24 mostra como a intensidade da luz solar afeta a curva $I \times V$ do módulo fotovoltaico.

Figura 24 - Efeito Causado pela Variação da Luminosidade no Funcionamento de um Painel Fotovoltaico

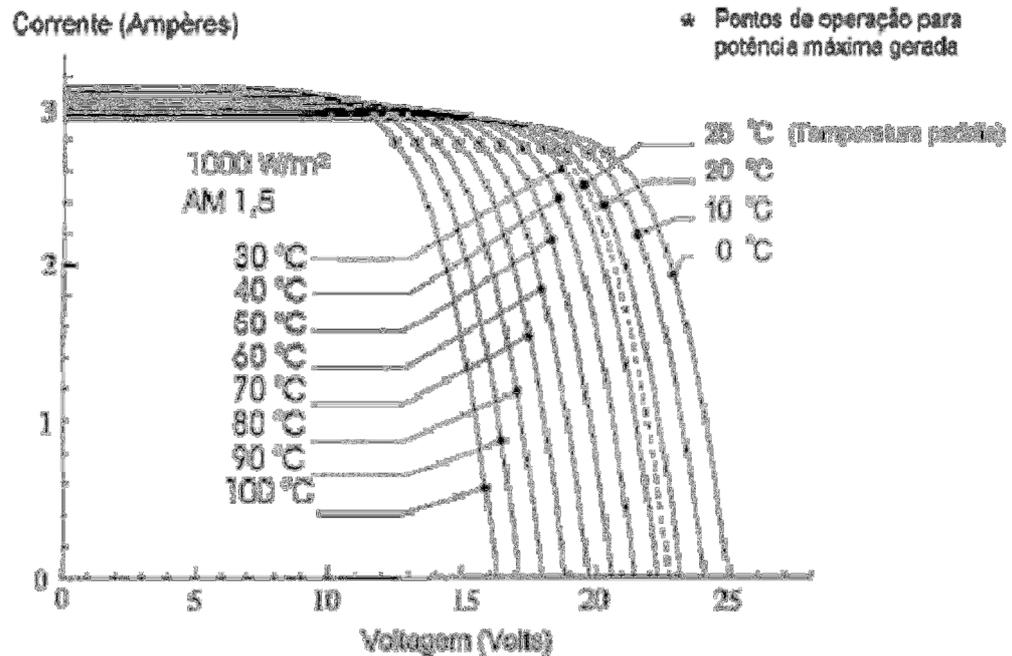


Fonte: CRESESB, 2006

2.6.4.3 Influência da temperatura

A temperatura influencia a tensão de saída do painel. Quanto maior a temperatura, menor a tensão de saída. A corrente fornecida pelo painel não se altera com a mudança de temperatura. A Figura 25 mostra a influência da temperatura na operação do módulo fotovoltaico.

Figura 25 - Efeito Causado pela Variação da Temperatura no Funcionamento de um Painel Fotovoltaico



Fonte: CRESESB, 2006

2.6.5 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ter arranjos distintos de acordo com sua aplicação. Um sistema pode ser autônomo, ou seja, operar isoladamente abastecendo as cargas sem que estas estejam conectadas à rede elétrica ou ser conectado à rede elétrica (CRESESB,2011).

2.6.5.1 Sistemas fotovoltaicos autônomos

Os sistemas fotovoltaicos autônomos são também conhecidos como sistemas isolados. Estes sistemas são empregados, sobretudo em localidades isoladas não atendidas pela rede elétrica. Podem ser usados para fornecer energia em zonas rurais, na praia, em ilhas e etc. Além disso, também encontram aplicações na iluminação pública, alimentação de sistemas de telecomunicações, na sinalização de

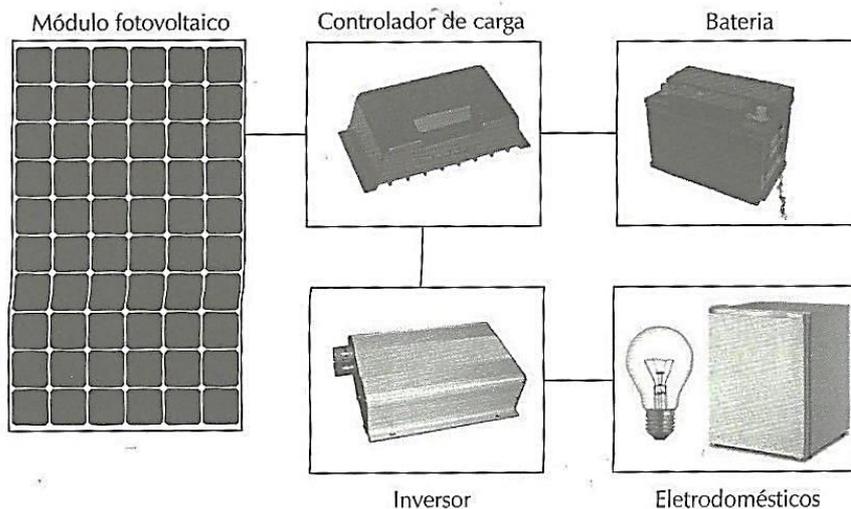
estradas, no carregamento de baterias de veículos terrestres e náuticos e fornecer eletricidades para diversos equipamento eletrônico (CRESESB,2011).

2.6.5.1.1 Componentes de um sistema fotovoltaico autônomo (*Off-Grid*)

Esse sistema é geralmente composto por uma placa ou conjunto de placas fotovoltaicas, um controlador de carga, uma bateria e, dependendo da aplicação, um inversor de tensão contínua para alternada. A figura 26 apresenta o arranjo dos componentes de um sistema fotovoltaico.

Nos sistemas autônomos as baterias são necessárias devido a característica intermitente e aleatória da radiação solar durante o dia. Logo, os painéis carregam a bateria que por sua vez tem a capacidade de alimentar uma carga de forma contínua. A bateria também funciona como um regulador de tensão, estabilizando a tensão que sai dos painéis. (CRESESB,2011)

Figura 26 - Arranjo dos Componentes de um Sistema Off-Grid



Fonte: Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações, 2012

O controlador de carga ou regulador de carga é o dispositivo que faz a correta conexão entre o painel fotovoltaico e a bateria, evitando que a bateria seja sobrecarregada ou descarregada excessivamente.

Outro elemento utilizado em alguns sistemas autônomos é o inversor de frequência. O inversor precisa ser utilizado quando a carga deve ser atendida em

tensão e corrente alternada. O inversor transforma a tensão e corrente contínuas gerados pelos painéis fotovoltaicos em tensão e corrente alternados. (CRESESB,2011)

2.6.5.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a rede (*On-Grid*)

Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica opera em paralelismo com a rede de eletricidade. Diferentemente de um sistema autônomo, o sistema conectado é empregado em locais já atendidos por energia elétrica.

O objetivo do sistema fotovoltaico conectado a rede é gerar eletricidade para consumo local, podendo reduzir ou eliminar o consumo de energia da rede elétrica. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser classificados de acordo com a potência gerada em:

Minigeração: Possuem potência instalada entre 100 kW e 1 MW. Os sistemas fotovoltaicos de minigeração são aqueles instalados em consumidores de maior porte como indústrias.

Usinas de geração fotovoltaica

Microgeração: Possuem potência instalada de até 100 kW e são instalados em locais de menor consumo de eletricidade. Nesta categoria se encontram os sistemas instalados nos telhados de residências

Os Sistemas fotovoltaicos podem ser usados na construção de usinas de geração conectadas ao sistema elétrico através dos transformadores e das linhas de transmissão. Possuem potência instalada entre 100 kW e 1 MW (RUTHER,2004).

2.7 ILUMINAÇÃO PÚBLICA DE CURITIBA

A iluminação pública em Curitiba é gerida pela COPEL (Companhia Paranaense de Energia). Esta criou um Manual de Iluminação Pública que pode ser acessado pelo site da companhia.

Como o foco está voltado para o Jardim Botânico de Curitiba, a abordagem será acerca da iluminação de praças e parques, mais especificamente sobre o LED.

2.7.1 Led

Diferentemente das lâmpadas incandescentes ou de descarga, que emitem luz através da queima de um filamento ou pela ionização de alguns gases específicos, o LED produz sua luminosidade, basicamente, através da liberação de fótons provocada quando uma corrente elétrica flui através deste componente.

Atualmente existem duas normativas nacionais relacionadas apenas aos dispositivos de controle eletrônicos que acionam os LED's, a NBR 16026:2012 e a NBR IEC 61347-2-13:2012, conhecidos também por drivers, contudo estas normas ainda não são suficientes para definir um nível mínimo de qualidade para um equipamento mais complexo como uma luminária, por exemplo.

Para melhor visualização e comparação entre as lâmpadas, segue a Tabela 4.

Tabela 4 - Tabela Comparativa das Fontes Luminosas

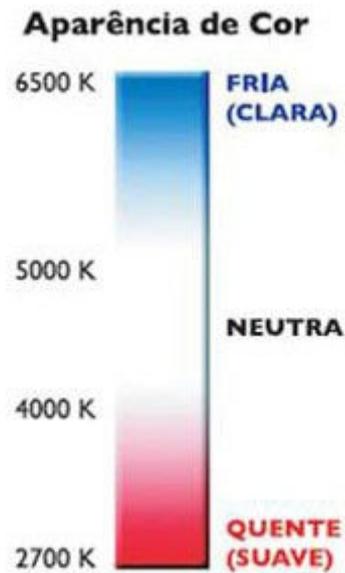
Tecnologia	Temperatura de cor (K)	IRC (%)	Eficiência luminosa (lm/W)	Vida mediana (horas)
Incandescente	2700	100	10-20	1000
Vapor de mercúrio	3000-4000	40-55	45-58	9000-15000
Vapor de sódio	2000	22	80-150	18000-32000
Vapor metálico	3000-6000	65-85	65-90	8000-12000
Indução	4000	80-90	80-110	60000

Fonte: Manual de Iluminação Pública COPEL

IRC – quantifica a fidelidade com que as cores são reproduzidas sob uma determinada fonte de luz. A capacidade de a lâmpada reproduzir bem as cores (IRC) independe de sua temperatura de cor (K).

Temperatura de cor – quanto mais alta, mais fria (clara) se torna a coloração da lâmpada. A figura 27 demonstra essa teoria.

Figura 27 - Relação Temperatura/Cor das Fontes Luminárias



Fonte: Philips, 2013

2.8 TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com a ANEEL, a tarifa referente a energia elétrica é um valor unitário, medido em reais por quilowatt-hora (R\$/kWh), multiplicado pela quantidade de energia elétrica consumida no mês, que os consumidores pagam por meio de conta recebida de sua empresa distribuidora de energia elétrica. Esse valor corresponde a 1 quilowatt consumido em uma hora.

2.8.1 Classes e Subclasses de consumo

Os consumidores são divididos em classes e subclasses de consumo:

- Residencial
- Industrial
- Comercial, Serviços e Outras atividades
- Rural
- Poder Público
- Iluminação Pública
- Serviço Público

- Consumo Próprio
- Estrutura Tarifária

No Brasil, há a divisão entre grupo A e grupo B, cada um com tarifas de energia elétrica diferentes. (Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, ANEEL 2005).

2.8.1.1 Tarifas Grupo A

São as tarifas para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, variando entre 2,3 a 230kV. São seguidos de um número ou letra depois da A, indicando a tensão de fornecimento.

- A1 – tensão de 230kV ou mais
- A2 – tensão de 88 a 138kV
- A3 – tensão de 69kV
- A3a – tensão de 30 a 44kV
- A4 – tensão de 2,3 a 25kV
- AS – sistema subterrâneo

Dentro das tarifas do grupo A, há a divisão de acordo com o fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde.

Convencional – essa estrutura tarifária é caracterizada pela aplicação de tarifas independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

Horo-sazonal - estrutura tarifária caracterizada pela aplicação de tarifas de acordo com as horas de utilização dos dias e dos períodos do ano. O intuito dessa modalidade é motivar o consumidor a não consumir energia nos horários de ponta (18 e 21h), mas sim nos períodos chamados úmidos do ano. Obviamente, nos períodos úmidos a tarifa da energia elétrica é menor que no período seco. Divide-se em azul e verde.

Horo-sazonal azul – Obrigatoriamente essa tarifa é aplicável aos consumidores atendidos pelo sistema elétrico interligado e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69kV.

A estrutura da tarifa horo-sazonal azul é apresentada a seguir:

Demanda de potência (R\$/kW):

Um valor para o horário de ponta (P)

Um valor para o horário fora de ponta (FP)

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Horo-Sazonal Verde – Obrigatoriamente, essa tarifa é aplicável aos consumidores atendidos pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69kV e demanda contratada igual ou superior a 300kW.

A estrutura da tarifa horo-sazonal verde é apresentada a seguir:

Demanda de potência (R\$/kW): valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU).

Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU).

Um valor para o horário de ponta em período seco (PS).

Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS).

(Tarifas de Fornecimento de Energia Eletrica, ANEEL 2005)

2.8.1.2 Tarifas Grupo B

Tarifas destinadas aos consumidores atendidos em tensão inferior a 2.3kV

Classes e subclasses do grupo B:

B1- referente ao consumidor residencial e residencial baixa renda.

B2 – referente ao consumidor de área rural, abrangendo diversas subclasses como agropecuária, indústria rural.

B3 – Classes comercial, industrial, poder público, serviço público e consumo próprio.

B4 – Classe iluminação pública. A classe B4 divide-se em dois subgrupos: B4a e B4b. O B4a é utilizada quando a manutenção do sistema ocorre a cargo das prefeituras. E o B4b quando a responsabilidade pela manutenção do sistema de iluminação pública cabe a distribuidora. (AMM)

O presente trabalho utilizará como referência a tarifa B4. Mais precisamente subgrupo B4a. (Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, ANEEL 2005).

2.9 RESOLUÇÃO 482 ANEEL.

No dia 17 de abril de 2012 foi aprovada a resolução normativa número 482 da ANEEL.

Essa resolução estabelece condições para acesso tanto de microgeração quanto de minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Também foi criado o sistema de compensação de energia.

Potências com até 1MW instalados em empresas ou residências sendo de fontes renováveis tem permissão para conectar-se a rede elétrica e, além de atender ao consumo próprio local, pode ser injetado o excedente na rede, podendo ser usados como crédito no período de 36 meses. Assim, dependendo do dimensionamento do sistema fotovoltaico é possível zerar a conta de luz com o uso da energia solar.

No final de cada mês, é calculado o quanto foi injetado e o quanto foi consumido.

O crédito, caso seja gerado, pode ser usado para compensar o consumo de outras unidades cadastradas contanto que sejam atendidas pela mesma distribuidora de energia. Além disso, o CNPJ ou o CPF precisam coincidir no cadastramento das unidades consumidoras. (Resolução 482 - ANEEL).

2.10 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA

Um dos pontos para verificar a viabilidade de um projeto, seja qual for a dimensão dele, é o custo.

De acordo com Bezerra (1995) a escolha dentre as opções disponíveis que deve-se fazer para se investir depende somente da análise dos recursos: entrada e de saída. Se houve lucro trata-se então de viabilidade.

Segundo Motta e Caloba (2009), a análise de investimentos busca por meio de técnicas avançadas, com o auxílio da Estatística e da Matemática Financeira,

uma solução eficiente para uma determinada situação problema. Para isso, é necessário dominar o conceito e a aplicação de diversos indicadores para modelar uma estrutura que forneça os dados otimizados.

Ainda de acordo com Motta e Calob (2009) é necessário dominar o conceito e a aplicabilidade dos vários indicadores existentes na análise econômica e financeira, como o TIR (taxa interna de retorno), VPL (valor presente líquido), *PAYBACK* (período de retorno) e entre outros. Todos esses parâmetros tem origem de conceitos básicos como Capital de Giro, Margem de Lucro, Demonstração de Resultados e Exercícios, até agregados como taxa de juros e câmbio.

A seguir, serão detalhados vários indicadores, alguns deles foram utilizados para a análise de viabilidade econômica na presente monografia.

2.10.1 Payback

Também chamado de *Payout*, ou tempo de recuperação do investimento este indicador é utilizado como referência para julgar o nível de atratividade relativa das opções de investimento. Quanto maior o prazo de repagamento do empréstimo, menos interessante ele se torna ao empreendedor.

Obviamente que esse prazo de Payback é relativo. Investimentos de grande porte como aqueles ligados a infra-estrutura, como hidrelétricas e mineração podem apresentar o intervalo de payback bem alongado.

Este indicador não considera o valor do dinheiro e nem os fluxos líquidos após o período de recuperação. Analisa separadamente a liquidez do investimento e ignora o valor dos recursos destinados a manutenção.

Pode ser calculado de forma simples, pela razão entre investimento e receitas. (NETO, JUNIOR, AMORIM, 2003)

2.10.2 Fluxo De Caixa

O fluxo de caixa refere-se as atividades operacionais e financeiras. É a apreciação das contribuições monetárias ao longo do tempo. De maneira simplificada, contempla todas as entradas e saídas de caixa dos negócios.

Pode ser complexo, podendo gerar uma matriz do fluxo de caixa, onde nela será representado os fluxos de dinheiro ao longo de um tempo estipulado, na maioria das vezes a linha horizontal diz respeito ao tempo, com vetores identificando os movimentos monetários. Convencionalmente, dividendos, receitas e economias da empresa são os fluxos positivos, e os gastos e aplicações, os fluxos negativos. Costuma-se representar os fluxos positivos com vetores para cima e os fluxos negativos com vetores para baixo (ROSS, WESTERFIELD, JAFFE, 2002).

A análise do fluxo de caixa serve para embasar as decisões empresariais além de auxiliar na determinação do período que a empresa necessitará entrar com os recursos de investimento ou financiamento, é também o momento que parte do faturamento poderá ser transferido para o retorno. (NETO, JUNIOR, AMORIM, 2003)

2.10.3 Taxa Mínima De Atratividade

De acordo com CASAROTTO (1994), é uma taxa de juros que representa o valor mínimo desejado pelo investidor quando se faz um investimento. Pode variar com o tempo e não apresenta uma fórmula fixa para se calcular. A TMA depende de 3 fatores básicos: custo de oportunidade a qual representa o valor das outras oportunidade não escolhidas, Risco de negócio e Liquidez.

2.10.4 Taxa De Desconto Do Fluxo De Caixa

Considera-se a taxa de desconto como valor k . Nesse caso o capital equivalente aplicado ao intervalo de t anos considerando a taxa de juros $k\%$ ao ano, equivale a:

$$(1 + k)^t \quad (\text{Equação 2.1})$$

.Em outras palavras, essa expressão refere-se ao valor de 1 real a ser recebido em t anos. Sendo assim, o projeto é classificado como rentável se as entradas, tomadas a uma taxa k , tiverem um valor superior ao das saídas com a mesma caixa k . (GALESNE, 1999).

Ainda de acordo com GALESNE (1999), para a avaliação de um projeto de investimento, a taxa k representará a mínima taxa de rentabilidade requerida do

projeto. Essa taxa tem o objetivo de tornar os valores do fluxo de caixa equivalentes aos valores presentes.

A taxa k pode assumir um dos valores abaixo, de acordo com as premissas e enfoque da análise:

K_a – Custo de oportunidade do capital de terceiros – taxa de captação dos recursos do mercado.

K_e – Custo de oportunidade de capital próprio – representa as oportunidades de uso de capital perdidas quando determina-se alocação de recursos.

R_s – Taxa de reinvestimento – taxa de aplicações futuras dos fluxos de caixa positivos.

2.10.5 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido indica se o projeto em questão irá gerar valor aos empreendedores, caso haja valor positivo, é viável.

Para se calcular o VPL de um projeto faz-se a diferença entre o saldo dos valores das entradas aos das saídas líquidas com desconto dos fluxos de caixa feito a uma taxa k determinada pelo TMA.

Em caso de escolha dentre vários projetos disponíveis, aquele que apresentar maior valor de VPL é o mais indicado para ser introduzido. (GALESNE, 1999).

2.10.6 Taxa Interna De Retorno

Para Hoji (2006) a TIR é conhecida como taxa de desconto do fluxo de caixa. Trata-se uma taxa de juros implícita em uma série de pagamentos e recebimentos cuja função é de descontar um valor futuro ou aplicar um juros sobre o valor presente.

MOTTA e CALOBA (2009) definem a Taxa Interna de Retorno como o índice relativo que mede a rentabilidade do investimento por unidade de tempo, necessitando que haja investimentos e receitas.

Caso a TIR seja superior a TMA do mercado analisado, a alternativa merece consideração. Caso a TIR seja inferior, deverá ser descartada.

Quando há comparação entre projetos para verificar qual é mais viável, aquele que apresentar a maior TIR é o mais recomendado para se investir.

Ainda de acordo com MOTTA e CALOBA (2009), convertendo para números, TIR é o valor da taxa de desconto que anula o VPL obtido pela soma algébrica de todos os fluxos de caixa, podendo ser calculado pela seguinte expressão:

$$\sum_{j=0}^n FC_j \left(\frac{1}{(1+j)^j} \right) = 0 \quad (\text{Equação 2.2})$$

Notação:

j = Taxa interna de retorno

FC_j = fluxo de caixa qualquer, genérico para $j = (0;n)$

Unidade = % ao ano, ou % ao mes

Campo de definição = (= infinito; + infinito)

Há uma metodologia para se calcular a TIR, seguindo os seguintes passos:

- 1) Calcula-se o VPL(i) com uma taxa de desconto inicial i_0 tentativa
- 2) Caso $VPL(i_0) > 0$, então recalcula-se $VPL(i_1)$, com $i_1 > i_0$
- 3) Caso $VPL(i_1) < 0$ então recalcula-se $VPL(i_2)$ com $i_2 < i_1$
- 4) Faz-se iterações sucessivas até chegar-se a $VPL(i_3) = 0$
- 5) Aproximações podem ser obtidas por meio de regra de três ou recursos gráficos para estimar-se a TIR.

Para o cálculo do valor inicial (tentativo) pode-se usar os seguintes passos:

- 1) Toma-se o valor da simples soma algébrica, até o fim do último ano, de todos os fluxos de caixa pontuais, ignorando-se todas as taxas de juros, isto é ($i=0$) para capitalização dos fluxos.
- 2) Divide-se o valor investido em 1 pelo investimento.
- 3) Toma-se o valor em %.
- 4) O resultado obtido em 3, divide-se pelo número de anos.
- 5) O valor que obtem-se no passo 4 chama-se taxa de retorno, considerando-se juros simples ao ano. (MOTTA e CALOBA, 2009)

2.10.7 Índice De Lucratividade

Este critério consiste em estabelecer a razão entre o valor presente das entradas líquidas do projeto e o investimento inicial. No caso da implantação dos painéis no Jardim Botânico de Curitiba, as entradas líquidas não serão tão palpáveis, pois não será vista uma “entrada” no caixa e sim uma economia. Essa economia será, então, considerada como a entrada.

O critério do Índice de Lucratividade pode ser representado pela seguinte expressão:

$$IL = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Rt-Dt}{(1+k)^t} + \frac{St}{(1+k)^T}}{I_0} \quad (\text{Equação 2.2})$$

Componentes da fórmula:

D_t – Receitas operacionais no ano t (economia bruta no ano t);

R_t – Despesas Operacionais no ano t (custos variáveis de produção mais despesas administrativas e comerciais);

k – taxa mínima de rentabilidade exigida dos projetos de investimento para que seja implantado;

T – duração esperada do projeto;

t – Tempo do período analisado do projeto;

S_t – Valor residual do investimento ao final de sua vida útil;

I_0 – Valor do investimento inicial.

O valor do IL, mesmo sendo um valor relativo, quanto maior, melhor.

2.11 SOFTWARE HOMER

O HOMER é um software gratuito criado pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) nos Estados Unidos que ajuda na criação de projetos de geração distribuída. Nele é possível fazer comparações entre vários sistemas de geração de energia elétrica levando em consideração uma infinidade de variáveis como preço de equipamentos, manutenção e etc. (SILVA; BELUCO,2011).

O programa simula a operação de um ou mais sistemas por meio de cálculos do balanço de energia para cada hora do ano.

Para o presente trabalho, o software HOMER foi utilizado apenas para gerar as informações necessárias para obtenção de dados de radiação solar da região

desejada, no caso, a cidade de Curitiba. O modo como tais dados foram retirados do programa será explanado mais a frente, na parte da metodologia.

3 METODOLOGIA

A Secretaria Municipal de Obras Públicas, recentemente, desenvolveu um projeto com o propósito de modificar a iluminação do Jardim Botânico de Curitiba para um sistema com menor consumo. Esse projeto ainda não foi completamente implantado, porém na parte da estufa já foram feitas algumas alterações.

A preocupação inicial com a estufa era de cunho estético e através de luminárias novas podem ser feitas algumas personalizações tais como alterações na coloração da estufa e desenhos.

Seguem os modelos dos projetores instalados na parte externa da estufa.

Figura 28 - Projetor



Fonte: SMOP, 2012

Características:

Descrição: Projetor com 104 LED's de alta potência RGB

Fornecedor: Philips ou equivalente

Fonte de Luz: LED RGB, 290 W

Driver: Fonte de alimentação elétrica integrada multi-tensão

Tensão: 100-220 V

Frequência: 50-60 Hz

Fator de Potência: maior que 0,9

Código: Color ReachPowercore

Figura 29 - Projetor



Fonte: SMOP, 2012

Características:

Descrição: Projetor com 104 LED's de alta potência

Fornecedor: Philips

Fonte de Luz: LED Branco (2700 K – 6500 K), 290 W

Driver: Fonte de alimentação elétrica integrada multi-tensão

Tensão: 100-220 V

Frequência: 50-60 Hz

Fator de Potência: maior que 0,9

Código: IW Reachpowercore

Figura 30 - Projetores LED RGB 290 W e Projetores IWBLAST 290W



Fonte: Elaborada pelo autor

Na parte interna da estufa será considerada para análise desta monografia a presença de 70 luminárias LED de 53W (figura 32), já previstas para serem instaladas, conforme citado anteriormente, pelo projeto da prefeitura de Curitiba.

Figura 31 - Luminária



Fonte: SMOP, 2012

Características:

Descrição: Projetor de LED's composto de LED's de alta potência

Fornecedor: Philips ou equivalente

Fonte de Luz: LED Branco (2700 K – 6500 K) 53 W

Driver: Driver de Potência de 60 W

Tensão: 100-277 V

Frequência: 50-60 Hz

Código: Decoflood LED BVP626

Com todos os aparelhos citados, é possível calcular o consumo diário elétrico da estufa. Vale lembrar que os projetores locados na área externa tem cunho apenas estético e são usados somente em ocasiões especiais. De acordo com o SMMA tais projetores são ligados em ocasiões como dia das mães, dia dos pais e outros feriados ao longo do ano. Nesses dias especiais, são ligados assim que não há mais luz solar e assim permanecem por apenas 2 horas. Para efeito de cálculos, considerou-se a utilização dos mesmos durante 2 hora por mês.

As 70 luminárias da região interna são acionadas por fotosensores, logo, para calcular o consumo, supõem-se que elas ascendam exatamente no momento em que o sol se põem e apagam ao nascer do sol. De acordo com o INMET totaliza-se em média 10h 39min entre o nascente e o poente do sol.

Tabela 5 - Consumo diário da Estufa

Aparelho	Localização na Estufa	Quantidade	Potência (kW)	Potência Total (kW)	Horas	Consumo Total (kWh)
LED RGB	Externa	12	0,29	3,48	2	*0,232
LED IWBLAST	Externa	12	0,29	3,48	2	*0,232
LED Branco	Interna	70	0,053	3,71	10,6	39,326
TOTAL						39,79

Fonte: Autoria própria

A tabela 5 detalha o consumo de cada componente de iluminação referente a estufa.

*O consumo total dos LEDs RGB e IWBLAST, tabela 5, tiveram seu valor reduzido pois como mencionado anteriormente, para efeito de cálculos, a iluminação externa é ligada somente 1 vez por mês. Logo o consumo total foi dividido por 30, dividindo o consumo do único dia em funcionamento ao longo dos 30 dias do mês.

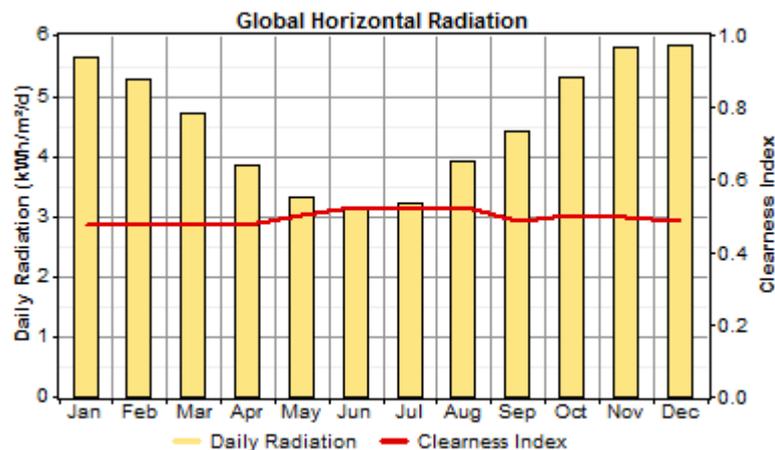
Em uma residência ou em uma indústria, a periodicidade do consumo energético depende da demanda, ou seja, em feriados por exemplo, a indústria tem seu consumo reduzido quando comparado a um dia comum de trabalho.

A iluminação pública, no caso da estufa do Jardim Botânico de Curitiba, independentemente do dia do ano, funcionará normalmente todos os dias da mesma forma. Sendo assim, fica simples calcular o consumo mensal. Basta multiplicar o consumo diário já encontrado, pela média de dias de um mês (aproximadamente 30 dias), resultando em 1193,7kWh/mês.

A estimativa do pontencial solar do local objeto de estudo foi feita com o auxílio do software HOMER. Fornecendo a atitude e a longitude de um local, é possível obter a média mensal de radiação solar. O *software* HOMER acessa a base de dados da NASA e fornece tais informações.

Sabe-se que a latitude e longitude de Curitiba são respectivamente 25°25'40'' sul e 49°16'23'' oeste.

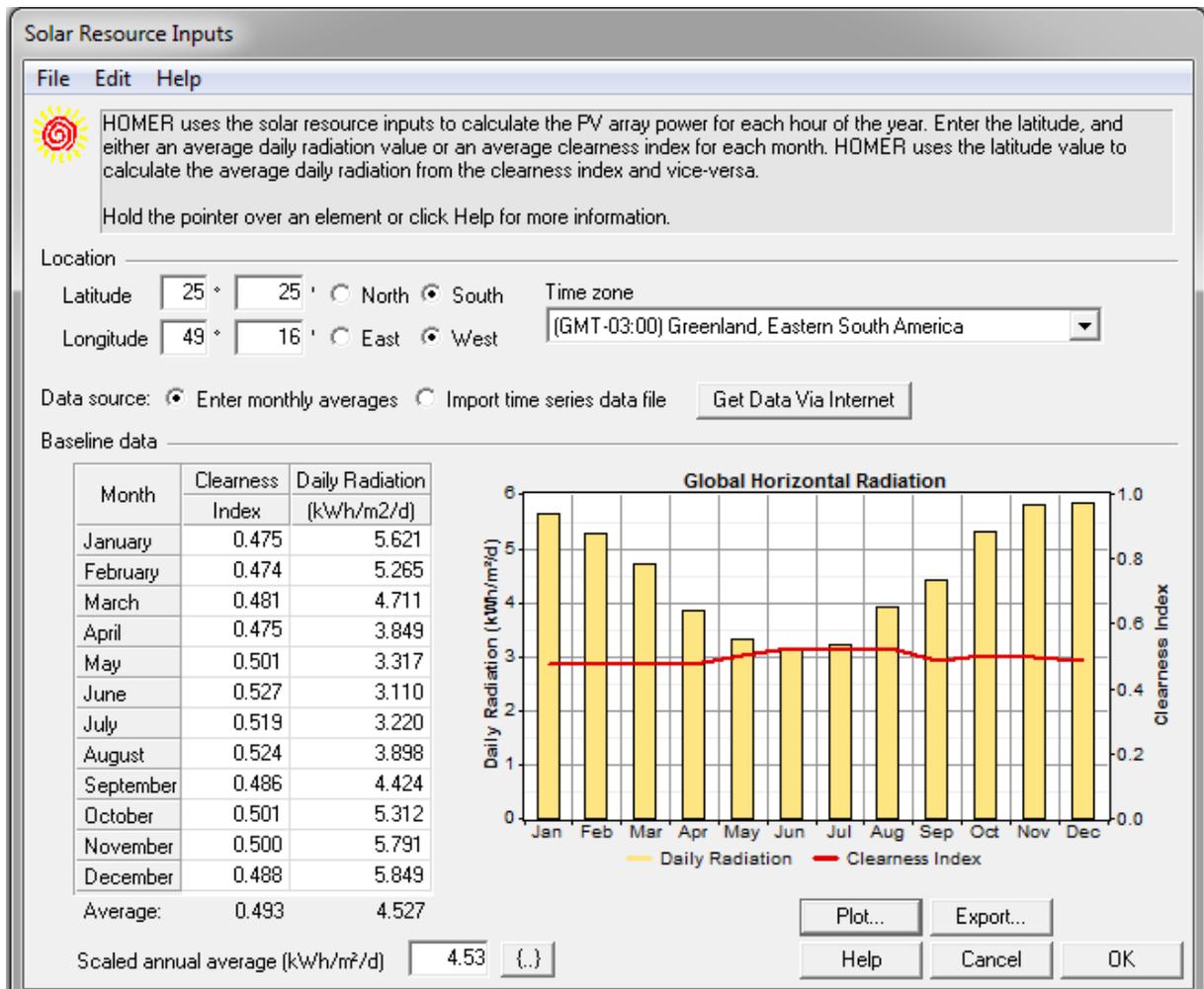
Figura 32 - Gráfico com as médias mensais de radiação solar de Curitiba



Fonte: software HOMER

Figura 33 - Valores de irradiação solar por hora para cidade de Curitiba por unidade de área por dia (kWh/m²/dia)

Figura 34 - Valores de irradiação solar por hora para cidade de Curitiba por unidade de área por dia (kWh/m²/dia)



Fonte: HOMER,2014

A figura 33, retirada do *software* HOMMER, mostra os valores diários de irradiação solar por hora por metro quadrado referentes a cidade de Curitiba. Na figura 34, além do gráfico representado pela figura 33, estão outras informações como as encontradas na coluna da esquerda: médias mensais em números exatos e na parte final a média anual.

O *software* HOMMER faz toda a análise de irradiação de locais, basta que o usuário entre com as informações de latitude e longitude da região desejada.

3.1 DIMENSIONAMENTO DO SF OFFGRID

Para realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi utilizado o método que a Universidade Federal de Lavras utiliza em seus curso de pós graduação.

3.1.1 Dimensionamento do Painel Solar

$$Wp = \frac{\text{ConsumoTotal}}{\text{HorasEquivalentes deSolPleno} \times Fpp \times Fps} \quad (\text{Equação 3.1})$$

Onde:

Wp = Potência mínima do gerador: potência mínima necessária total dos módulos fotovoltaicos para se gerar a energia demandada pelas cargas.

Consumo Total = medido em **Wh/dia**, valor retirado da tabela 5.

Horas equivalentes de sol pleno = medido em **horas / dia**, valor retirado da figura 35. Corresponde ao valor médio diário de insolação medido em horas de uma determinada região.

Fpp = Fator de perda de potência: Perdas devido ao fato da tensão da bateria ser inferior a tensão máxima de potência do módulo fotovoltaico.

Fps = Fator de perdas e segurança: Refere-se as perdas do sistema devido a fatores como temperatura de trabalho, tolerância na fabricação, poeira, degradação, sombras ocasionais ao longo do dia, desalinhamentos e etc. Geralmente adota-se 0.8 mas pode variar entre 0 e 1.

Figura 35 - Media anual de insolacao diaria no Brasil



Fonte: SunLAB.2013

3.1.2 Dimensionamento das Baterias

A partir das equações 3.2 e 3.3 utilizar o maior valor entre elas.

$$Ah = \frac{\text{ConsumoTotal} \times \text{Autonomia}}{\text{TensãoBancodeBaterias} \times \text{ProfundidadedeDescarga}} \quad (\text{Equação 3.2})$$

$$Ah = \frac{\text{ConsumoTotal}}{\text{TensãoBancodeBaterias} \times \text{ProfundidadedeDescargaNoite}} \quad (\text{Equação 3.3})$$

Onde:

Capacidade (Ah) = medido em amperes x hora.

Consumo total = Medido em **Wh / dia**, consumo retirado da tabela 5

Autonomia = Medida em **dias**, prevê um período sem insolação, normalmente varia entre 3 a 5 dias.

Tensão do banco de baterias = utiliza-se 12V para sistemas pequenos / médios e 24V , 48V ou mais para sistemas muito grandes.

Profundidade de descarga no final da autonomia = Medida em pu
 Geralmente adotado o valor 0,6 para as baterias estacionárias.

Profundidade da descarga no final de cada noite = Medida em pu / dia.
 Quanto menor o valor maior a vida útil da bateria. Pode chegar no máximo de 0,2.
 Adota-se 0,15 se possuir vida útil de 5 anos a 0,2 se possuir vida útil de 4 anos.

Após obtido o valor de Ah, dividi-se pela capacidade Ah da bateria para verificar o número de baterias necessárias para o sistema.

$$\text{NumeroBaterias} = \frac{Ah_{Total}}{Ah_{Bateria}} \quad (\text{Equação 3.4})$$

3.1.3 Dimensionamento do Inversor

Para realizar o dimensionamento do inversor do sistema deve-se primeiramente calcular a potencia total das cargas de corrente alternada e selecionar um inversor com capacidade minima de 10% superior. A tensão de entrada do inversor deve ser a mesma das baterias e a de saída deve ser igual a das cargas.

3.1.4 Dimensionamento do controlador de carga

Para dimensionar o controlador de carga é feito o cálculo das correntes dos painéis e a ser consumida e decidir pela mais alta, ou seja, o controlador deve ser definido pela corrente mais elevada. Caso a corrente supere a capacidade de um controlador pode-se dividir a instalação em duas ou mais linhas de energia

3.2 DIMENSIONAMENTO DO SF OFFGRID APLICADO AO ESTUDO DE CASO

Nos próximos passos, a partir da metodologia de dimensionamento exposta anteriormente, serão escolhidos os componentes do sistema. Os preços cotados são resultados de pesquisa via *internet / email* e telefone de várias empresas nacionais.

3.2.1 Dimensionamento do painel fotovoltaico

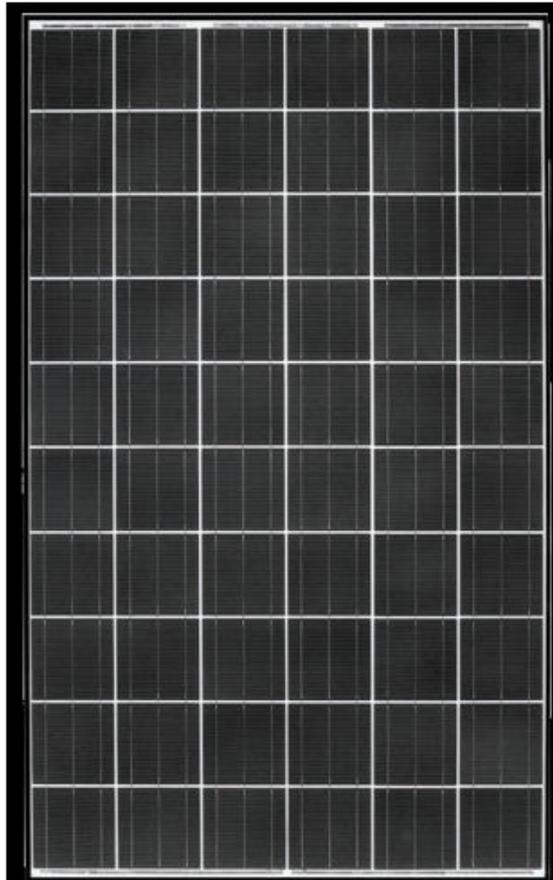
$$W_p = \frac{\text{ConsumoTotal}}{\text{HorasEquivalentes deSolPleno} \times F_{pp} \times F_{ps}}$$

$$W_p = 39790 / (4.53 \times 0.9 \times 0.8)$$

$$W_p = 11052,778 \text{ Wp}$$

Foi escolhido o painel solar fotovoltaico Policristalino de 245W Kyocera Solar – Código KD245GH – 4FB2.

Figura 36 - Painel solar Kyocera KD245GH-4FB2



Fonte: minhacasasolar,2014

Detalhes técnicos resumidos:

Condições Padrões de Teste*(CPT):

Potência máxima (Pmax): 245Wp

Tolerância: +5%/-3%

Tensão em circuito aberto (Voc): 36,9V

Tensão de Pico (Vmpp): 29,8V

Corrente de curto-circuito (Isc): 8,91A

Corrente de Pico (Impp): 8,23A

Voltagem máxima do sistema: 1000V

Tipo de célula: Silício Policristalino

Dimensões painel: 1662 x 990 x 46 (mm)

Moldura: Alumínio

Peso: 20 kg

*CPT: Irradiação de 1000W / m², Espectro de Massa de Ar 1.5 e Temperatura de Célula de 25°C

Para informações mais detalhadas a respeito do painel, em anexo encontra-se o *DATASHEET*.

A capacidade de geração do modelo escolhido é aproximadamente 245Wp.

$$\text{NumeroModulos} = \frac{\text{PotenciaMinimaGerador}}{\text{PotênciadoModulo}} \quad \text{Equação (3.5)}$$

Número de módulos = 11052,778 Wp / 245 Wp

Número de módulos = 46 módulos (arredondamento para cima).

3.2.2 Dimensionamento do inversor

Todas as cargas da estufa do jardim botânico são CA. A potência total delas foi tirada da tabela 5, correspondendo a 10670 Watts. Lembrando de acrescentar 10% sobre o valor total, chega-se a 11737 Watts.

Não encontrou-se no mercado nacional um inversor capaz de suprir a potência de 11,737KW individualmente. Por isso, optou-se por usar 3 inversores de 5000W da marca Xantrex. Apesar deste inversor estar rotulado para 5000W, o consumo constante só permite alimentar 4000W. Como as cargas são constantes ao longo do tempo, optou-se por este modelo.

Figura 37 - Inversor XANTREX



Fonte: minhcasasolar, 2014

Os dados técnicos do inversor segue a seguir:

- Tensão nominal de entrada: 12Vcc
- Faixa de tensões de entrada: 10,5 a 15,5Vcc
- Tensão de saída: 120Vca
- Potência de saída (uso contínuo): 4000W
- Potência de saída (05 minutos): 5000W
- Potência de Surto (Pico): 10000W
- Frequência de Saída: 60 Hertz
- Forma de onda na saída: Senoidal modificada
- Eficiência máxima: 90%
- Faixa de temperatura ambiente: 0 a 40°C

- Proteções: alarme de tensão baixa na bateria, desligamento automático por tensão baixa ou alta, por sobrecarga ou superaquecimento

- Consumo próprio: <0,6A

- Peso: 10,9Kg

- Dimensões (cm): 52x20,5x16

Para informacoes mais detalhadas a respeito do inversor, em anexo encontra-se o seu *DATASHEET*.

3.2.3 Dimensionamento das baterias

Aplicando valores as duas equações mencionadas anteriormente, obteve-se os seguintes valores:

$$Ah = \frac{\text{ConsumoTotal} \times \text{Autonomia}}{\text{TensãoBancodeBaterias} \times \text{ProfundidadedeDescarga}}$$

$$\text{Capacidade (Ah)} = (39790 \times 3) / (12 \times 0,6)$$

$$\text{Capacidade (Ah)} = 16579,167$$

$$Ah = \frac{\text{ConsumoTotal}}{\text{TensãoBancodeBaterias} \times \text{ProfundidadedeDescargaNoite}}$$

$$\text{Capacidade (Ah)} = 39790 / (12 \times 0,2)$$

$$\text{Capacidade (Ah)} = 16579,167$$

O maior valor, então, será usado para dimensionar o banco de baterias. Foi escolhido o modelo da marca FREEDOM código DF4001. Com capacidade de 240Ah em 100 horas. A seguir as especificações técnicas da mesma:

Figura 38 - Bateria FREEDOM DF4001



Fonte: minhacasasolar, 2014

- As baterias Freedom são livres de manutenção e não necessitam de reposição de água ou eletrólito durante toda sua vida útil
- Capacidade @25°C: 200Ah (10hrs), 220Ah (20hrs), 240Ah (100hrs)
- 525mm (Comprimento), 275mm (Largura), 250mm (Altura)
- Peso: 60,3Kg
- Tensão de Flutuação: de 13,2V a 13,8V @20°C
- Tensão de Carga/Equalização: de 14,4V a 15,5V @20°C (quanto maior a tensão mais rápida será a recarga)
- Compensação de temperatura: para cada 1°C acima de 25°C, subtrair 0,033V. Para cada 1°C abaixo de 25°C, adicionar 0,033V
- Utilizar em veículos automotivos somente como bateria auxiliar. O uso como bateria principal reduz aceleradamente a vida útil e invalida a garantia
- Tipo de terminal: Terminal "L", de chumbo
- Bateria homologada pela ANATEL (resolução n°379/homologação 1216-07-3962)
- Possui certificação ISO9002, ISO14000 e ISSO/TS16949

*Vida útil projetada para ser superior a 04 anos a uma temperatura de 25°C e profundidade de descarga de 20%

**Valores aproximados. Fatores como a temperatura e a condição de recarga também influenciam a vida útil das baterias. Para maiores detalhes, consultar o fabricante.

Para informações mais detalhadas do produto, o *DATASHEET* encontra-se em anexo.

O valor encontrado pelas equações foi o mesmo.

Logo, calculou-se o número necessário de baterias para compor o banco:

$$\text{NumeroBaterias} = \frac{\text{AhTotal}}{\text{AhBateria}}$$

Número de baterias = 16579,167 / 240

Número de baterias = 67.07986

Número de baterias = 68

3.2.4 Cálculo do Custo Anual e ao longo de 20 anos - *OFFGRID*

Considerou-se o tempo total do projeto de 20 anos pois trata-se do tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos. Ao longo desse período será preciso realizar a troca das baterias 4 vezes e duas vezes os inversores. A tabela a seguir mostra o custo inicial para a implantação do sistema fotovoltaico isolado gerando 11052,778 Wp. E a tabela 7 mostra o valor ao longo dos 20 anos de projeto.

Tabela 6 - Custo de instalação do sistema fotovoltaico OFFGRID

Componente	Preço Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
46 painéis fotovoltaicos 245Wp	1099,00	50554,00
3 Inversores Xantrex 5000W	4499,00	13497,00
68 Baterias FREEDOM 240Ah (100 horas)	899,00	61132,00

Custo Total (R\$): 125183,00

Fonte: Autoria própria

Tabela 7 - Custo do sistema OFFGRID durante 20 anos

Componente	Custo Total (R\$)
1 x paineis fotovoltaicos	50554,00
3 x Inversores	40491,00
5 x Baterias	305660,00
Custo Total (R\$): 396705,00	

Fonte: Autoria própria

3.3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA *ONGRID* APLICADO AO ESTUDO DE CASO

De acordo com LISITA (2005) para dimensionar o tamanho do sistema fotovoltaico conectado a rede pode-se utilizar de 3 meios:

- I) Produção máxima de energia fotovoltaica
- II) Produção de energia a fim de suprir o consumo total do sistema
- III) Produção de energia com o objetivo de atender apenas a uma parcela do consumo elétrico, dessa forma, a rede atuará como um sistema de back up.

Anteriormente, para o cálculo do dimensionamento do sistema OFF GRID o cálculo foi feito baseado na produção de energia a fim de suprimir o consumo total do sistema. Fato este ocasionado pois o sistema era isolado e obrigatoriamente, para que não houvesse falta de energia, foi dimensionado para atender tal consumo.

O mesmo dimensionamento usado no sistema isolado será utilizado neste caso para padronizar o dimensionamento dos sistemas e facilitar os cálculos e comparações posteriores. Os componentes serão os mesmo e as mesmas quantidades, com exceção para as baterias pois não há necessidade de usa-las no conjunto ligado a rede.

3.3.1 Dimensionamento dos painéis fotovoltaicos

Foi escolhido o painel solar fotovoltaico Policristalino de 245W Kyocera Solar – Código KD245GH – 4FB2.

3.3.2 Dimensionamento do Inversor

Foi escolhido o inversor de 5000W da marca Xantrex.

3.3.3 Cálculo do custo anual e de ao longo de 20 anos – *ON GRID*

Da mesma maneira que no sistema isolado, foi considerado o tempo total de 20 anos de projeto pois é o tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos. Até o fim desse período, os inversores serão trocados duas vezes.

Tabela 8 - Custo de instalação do sistema ONGRID

Componente	Preço Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
46 painéis fotovoltaicos 245Wp	1099,00	50554,00
3 Inversores Xantrex 5000W	4499,00	13497,00
Custo Total (R\$): 64051,00		

Fonte: Autoria própria

Tabela 9 - Custo de instalação do sistema ONGRID - 20 anos

Componente	Custo Total (R\$)
1 x painéis fotovoltaicos	50554,00
3 x Inversores	40491,00
Custo Total (R\$): 91045,00	

Fonte: Autoria própria

4 CÁLCULO DOS INDICADORES ECONÔMICOS

4.1 INTRODUÇÃO

Para o cálculo dos indicadores tanto no caso do sistema ONGRID quanto OFFGRID foi utilizado a ferramenta Microsoft Excel caracterizada anteriormente neste presente trabalho.

Os gastos referentes à manutenção dos componentes, mão de obra, componentes de fixação e cabos não foram levados em consideração.

O valor da tarifa para calcular o consumo nos dois casos estudados foi utilizado com base no site da empresa fornecedora de energia ao Jardim Botânico de Curitiba, COPEL.

Segue o valor da tarifa destinada a iluminação pública.

Figura 39 - Tarifa COPEL - iluminação Pública

CONVENCIONAL	Resolução ANEEL Nº 1565, de 9 de julho de 2013	
Tarifa em R\$/kWh	Resolução ANEEL(*)	com Impostos: ICMS PIS/COFINS
B4a - Rede De Distribuição	0,13968	0,21004
Vigência em 24/06/2013		Pis dez09

Fonte: COPEL ,2014

4.2 SISTEMAS OFFGRID

A seguir foram demonstrados todos os valores dos índices financeiros (fluxo de caixa, VPL, TIR e payback) do sistema OFFGRID.

4.2.1 Fluxo De Caixa

Consumo Mensal e Anual da iluminação da estufa

$$\text{Consumo Mensal} = \text{ConsumoDiario}(kWh) \times 30(\text{dias})$$

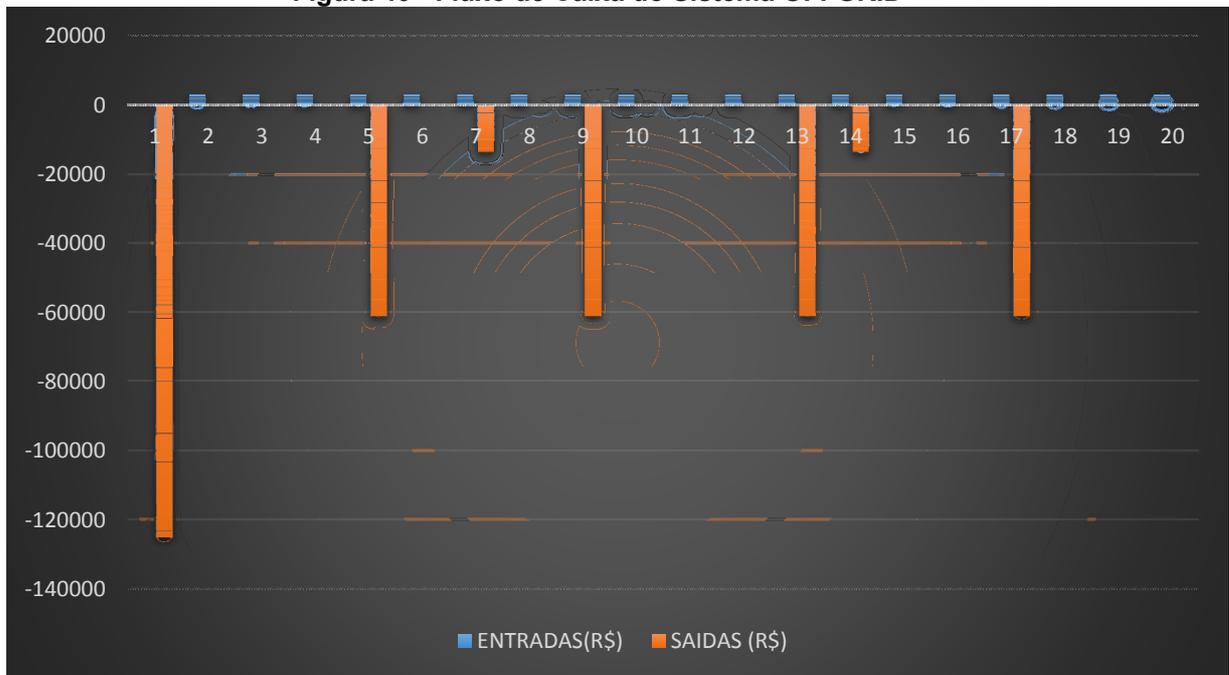
Consumo Mensal = 39.79KWh diário x 30 = 1193,7 KWh

Consumo anual = 1193,7 x 12 = 14324,4 kWh

Receitas: 39.79kWh x 30 dias x 12 x 0.21004 (tarifa iluminação pública com impostos já inseridos).

Receita anual = R\$ 3008,70

Figura 40 - Fluxo de Caixa do Sistema OFFGRID



Fonte: Autoria Própria

4.2.2 Cálculo do VPL

Será considerada a taxa SELIC de 10.5%, dados do Banco Central da última atualização (16 de janeiro de 2014), para efeito de cálculo.

Considerando a taxa mencionada, o valor do VPL desse sistema de geração solar é aproximadamente -R\$ 211.252,54.

Figura 41 - VPL do Sistema OFFGRID

FLUXO DE CAIXA				TAXA =	10,50%
PERÍODO (ANOS)	ENTRADAS(R\$)	SAIDAS (R\$)	TOTAL(R\$)	VPL =	-R\$ 211.252,54
0	0	-125183	-125183	TIR =	-86%
1	3008,7	0	3008,7		
2	3008,7	0	3008,7		
4	3008,7	0	3008,7		
5	3008,7	-61132	-58123,3		
6	3008,7	0	3008,7		
7	3008,7	-13497	-10488,3		
8	3008,7	0	3008,7		
9	3008,7	-61132	-58123,3		
10	3008,7	0	3008,7		
11	3008,7	0	3008,7		
12	3008,7	0	3008,7		
13	3008,7	-61132	-58123,3		
14	3008,7	-13497	-10488,3		
15	3008,7	0	3008,7		
16	3008,7	0	3008,7		
17	3008,7	-61132	-58123,3		
18	3008,7	0	3008,7		
19	3008,7	0	3008,7		
20	3008,7	0	3008,7		
TOTAL(R\$)	57165,3	-396705			

Fonte: Autoria Própria

Conforme visto na teoria, o resultado, apresentado na figura 41, com valor negativo da VPL, demonstra a inviabilidade do projeto.

4.2.3 Cálculo da TIR

Com o valor presente líquido de -R\$ 211.252,54 , valor das entradas e de saídas, ao longo dos 20 anos de análise, iguais a R\$57165,3 e R\$-396705,00 respectivamente, o valor da taxa interna de retorno é -86%, como pode ser visto na figura 42.

4.3 SISTEMAS *ONGRID*

4.3.1 Cálculo da estimativa de energia a ser produzida pelos painéis

A resolução 482 da ANEEL aprovada no dia 17 de abril de 2012 afirma que a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos pode ser usada como crédito ao longo de 36 meses.

Sabe-se que Curitiba possui irradiação solar diária média anual de aproximadamente 4,51KWh/m². A energia passível de ser produzida, medida em kWh, pode ser calculada com a seguinte expressão:

$$Eg = P \times HSP \times Ncc/ca \text{ (Equação 4.1)}$$

Onde:

Eg = energia produzida pelo gerador fotovoltaico, em kWh

P = potência nominal do gerador fotovoltaico, em kW

HSP = número de horas de sol pleno em média diária, e equivalente a energia total diária incidente sobre a superfície do gerador em kWh/m², dados em horas.

Ncc/ca = rendimento do inversor de corrente contínua para corrente alternada (LISITA,2005).

A partir dessa fórmula será calculada a receita mensal e anual para análise dos indicadores do sistema ON GRID.

$$Eg \text{ mensal} = 0.245 \times 46 \times 4.53 \times 0.9 \times 30$$

$$Eg \text{ mensal} = 1378.433 \text{ kWh}$$

$$Eg \text{ anual} = Eg \text{ mensal} \times 12$$

$$Eg \text{ anual} = 1378.433 \times 12$$

$$Eg \text{ anual} = 16541,2044 \text{ kWh}$$

Com base nesses cálculos, o sistema fotovoltaico *ONGRID* instalado na estufa do jardim botânico de Curitiba irá produzir anualmente 16541,2044 kWh.

Com a tarifa estipulada pela Copel para iluminação pública estabelecida em R\$ 0,21004, pode-se calcular o valor economizado da energia.

$$EgEconomizada = Eganual \times Tarifa \text{ (Equação 4.2)}$$

$$EgEconomizada = 16541,2044 \times 0,21004$$

$$EgEconomizada = R\$3474,31$$

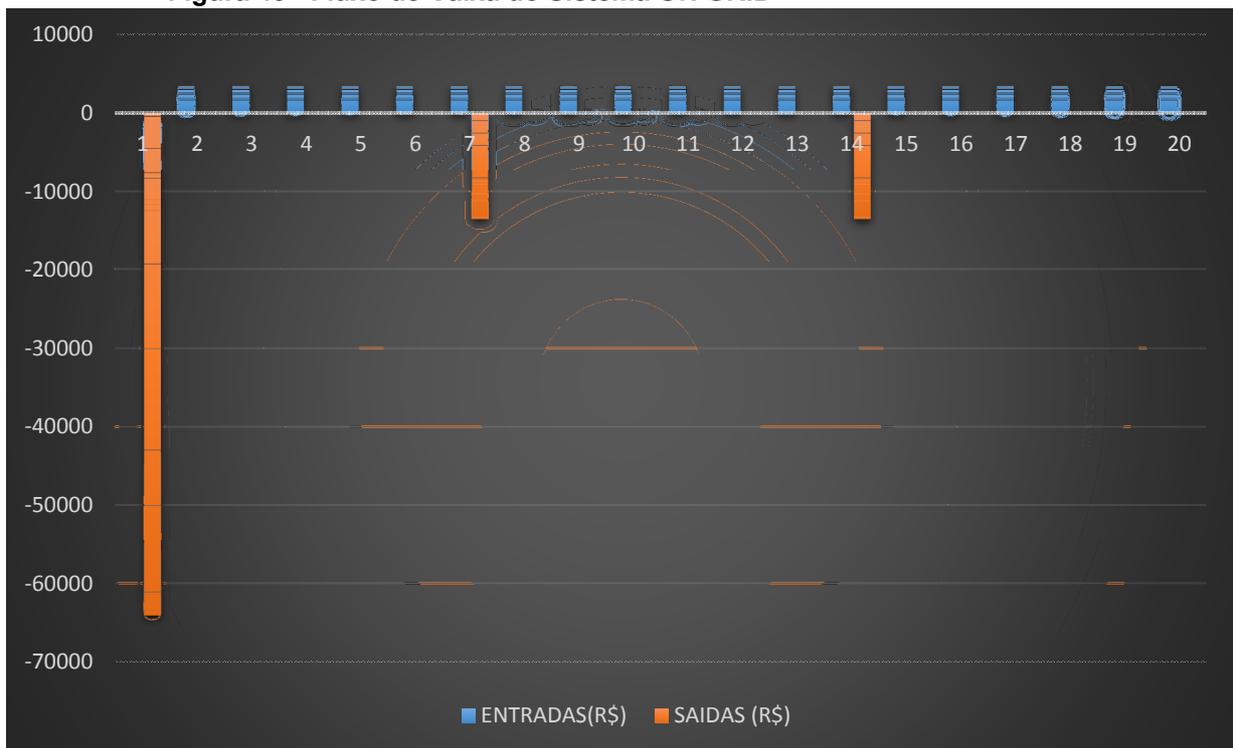
Esse será o valor que a iluminação da estufa do Jardim Botânico de Curitiba deixará de pagar anualmente à COPEL.

4.3.2 Fluxo De Caixa

Com os dados das receitas anuais e dos gastos totais até o final dos 20 anos de projeto é possível analisar o fluxo de caixa do sistema solar.

A figura 43 representa, graficamente, o fluxo de caixa .

Figura 43 - Fluxo de Caixa do Sistema ON GRID



Fonte: Autoria própria

4.3.3 Cálculo do VPL

Será considerada a taxa SELIC de 10.5%, dados do Banco Central da última atualização (16 de janeiro), para efeito de cálculo.

Considerando a taxa mencionada, o valor do VPL desse sistema de energia solar é aproximadamente -R\$ 47.025,88

Figura 44 - Valor do VPL do Sistema ONGRID

FLUXO DE CAIXA				TAXA =	10,50%
PERIODO (ANOS)	ENTRADAS(R\$)	SAIDAS (R\$)	TOTAL(R\$)	VPL =	-R\$ 47.025,88
0	0	-64051	-64051		
1	3474,31	0	3474,31		
2	3474,31	0	3474,31		
4	3474,31	0	3474,31		
5	3474,31	0	3474,31		
6	3474,31	0	3474,31		
7	3474,31	-13497	-10022,69		
8	3474,31	0	3474,31		
9	3474,31	0	3474,31		
10	3474,31	0	3474,31		
11	3474,31	0	3474,31		
12	3474,31	0	3474,31		
13	3474,31	0	3474,31		
14	3474,31	-13497	-10022,69		
15	3474,31	0	3474,31		
16	3474,31	0	3474,31		
17	3474,31	0	3474,31		
18	3474,31	0	3474,31		
19	3474,31	0	3474,31		
20	3474,31	0	3474,31		

Fonte: Autoria Própria

4.3.4 Cálculo da TIR

Com o valor da VPL calculado de R\$-47025,88, valor das entradas e saídas ao longo dos 20 anos de análise e duração do projeto igual a, respectivamente, R\$66011.89 e R\$ -91.045,00, o valor da taxa de retorno vale aproximadamente 27% negativo.

Figura 45 - Valor do TRI do Sistema ONGRID

FLUXO DE CAIXA				TAXA =	10,50%
PERIODO (ANOS)	ENTRADAS(R\$)	SAIDAS (R\$)	TOTAL(R\$)	VPL =	-R\$ 47.025,88
0	0	-64051	-64051	TRI =	-27%
1	3474,31	0	3474,31		
2	3474,31	0	3474,31		
4	3474,31	0	3474,31		
5	3474,31	0	3474,31		
6	3474,31	0	3474,31		
7	3474,31	-13497	-10022,69		
8	3474,31	0	3474,31		
9	3474,31	0	3474,31		
10	3474,31	0	3474,31		
11	3474,31	0	3474,31		
12	3474,31	0	3474,31		
13	3474,31	0	3474,31		
14	3474,31	-13497	-10022,69		
15	3474,31	0	3474,31		
16	3474,31	0	3474,31		
17	3474,31	0	3474,31		
18	3474,31	0	3474,31		
19	3474,31	0	3474,31		
20	3474,31	0	3474,31		
TOTAL(R\$)	66011,89	-91045			

Fonte: Autoria Própria

Pela definição anteriormente citada, caso o valor da TIR seja inferior ao da taxa estipulada, no caso, 10.5% ao ano, o projeto torna-se inviável economicamente.

4.3.5 Cálculo do *Payback*

Assim como no estudo de caso referente ao sistema solar *OFFGRID*, o *payback* não pode ser alcançado. À medida que o tempo do projeto passa, o ponto de equilíbrio torna-se mais distante, fato esse devido ao valor da troca de materiais (inversores e painéis fotovoltaicos) que deve ser feita a cada intervalo específico de anos.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os valores dos VPLs e dos TIRs indicam que os projetos não são economicamente rentáveis. No primeiro caso, do sistema OFFGRID, o número elevado dos componentes para armazenamento, as baterias, aliado ao alto preço por unidade, tem seus papéis fundamentais para tornar os valores tão negativos dos indicadores econômicos e impossibilitando o payback.

No segundo caso, do sistema ONGRID, torna-se viável quando comparado com o OFFGRID. Porém ainda distante de ser realmente aplicado e investido. Os valores das receitas líquidas anuais de ambos os sistemas são extremamente irrisórios quando olha-se para o investimento inicial necessário e para se realizar a troca dos componentes quando tem sua vida útil alcançada. O valor da entrada anual é baixo, principalmente pelo montante diminuto do custo do kWh consumido referente à iluminação pública cobrada pela companhia paranaense de energia (COPEL), valor de R\$0,21004.

Caso os sistemas estivessem instalados nas redes residenciais, o valor da taxa seria quase dobrado, chegando ao preço de R\$0.3956 por kWh, desse forma, a receita seria quase dobrada.

Além do valor baixo cobrado pelo kWh, um outro ponto que contribui para o baixo valor da receita anual é o valor médio anual de radiação solar global diária de Curitiba. 4,53kWh por metro quadrado que está abaixo da média nacional. Isso acarreta menos energia elétrica convertida a partir dos sistemas fotovoltaicos e consequentemente o valor de retorno diminui.

Os valores dos equipamentos que constituem os sistemas fotovoltaicos já são vendidos em várias lojas nacionais mas o preço apenas corrobora com a situação da inviabilidade da instalação de sistemas solares destinados à iluminação pública.

Vale lembrar, como dito anteriormente, em ambos os casos vários gastos não foram inclusos durante a análise. Valores como fixações dos SFs, mão de obra de instalação. O que tornaria os valores dos índices financeiros ainda mais negativos.

6 CONCLUSÃO

O cenário energético mundial de hoje aponta uma necessidade de estudo e investimento na implantação de fontes alternativas de energia. Uma das alternativas é a utilização da irradiação solar.

Entre os anos de 1993 e 2007 houve um salto da capacidade instalada mundial de geração fotovoltaica, de 110MWp para 7841MWp, sendo que 93% do total concentrava-se em quatro países: Alemanha Japão, EUA e Espanha (VARELLA E GOMES, 2009).

A resposta para tamanha concentração da capacidade estar nesses quatro países é incentivo. Nesses países, há mecanismos regulatórios responsáveis pela criação e desenvolvimento do mercado de sistemas fotovoltaicos. Essas experiências têm papel fundamental para fornecimento de subsídios nesse setor (VARELLA E GOMES, 2009).

Ainda de acordo com VARELLA E GOMES (2009) há programas governamentais nesses quatro países, principalmente de incentivos, aumentando a participação dos sistemas fotovoltaicos na geração de energia elétrica.

A motivação para a realização de tais programas são a diversificação das fontes de energia utilizadas, o barateamento da tecnologia e a preocupação com o meio ambiente como a redução das emissões de CO₂.

Apesar de ter havido crescimento do SF nesses países, cada um deles, para chegar a produção atual de energia gerada por esse sistema, adotou suas próprias linhas de incentivo.

Na Alemanha, no ano 1999 iniciou-se o programa de 100000 Telhados (100000 Roofs Programm) (SCHEER, 1999) e terminou em 2003. Esse programa disponibilizou a população empréstimos para instalação de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica. (IEA-PVPS-2006).

Além desse programa, em 2004 entrou em vigor a lei da Energia Renovável. Essa lei determinou a obrigatoriedade de compra de toda a energia elétrica provenientes de fontes renováveis por parte das concessionárias de energia que operassem redes para abastecimento público. (EREC, 2004)

No Japão há a chamada *Basic Act on Energy Policy* que entrou em vigor no ano de 2002. Essa lei estabelece três princípios: garantia de suprimento estável, adequação ambiental e utilização dos mecanismos de mercado (IEA-PVPS,2007).

Além dessa lei, foram criados diversos programas relacionados a energia fotovoltaica, todos com o intuito de promover a instalação em larga escala do sistema em questão. (HAAS,2006).

Nos Estados Unidos, há dois programas grandes que se destacam dentre os outros existentes no país. Trata-se do California Solar Initiative (CSI), e o New Jersey Renewable Portfolio Standard (RPS).

O CSI fornece descontos ao consumidor residencial de energia renovável. Procura-se, dessa forma, aumentar a capacidade instalada solar fotovoltaica do estado da Califórnia.

O RPS busca aumentar a participação das fontes renováveis de energia na matriz energética para 20% até 2017 (CAVALIERO,2004).

E no Brasil? Há incentivos existentes para esta forma de geração de energia?

Sim, há. O convênio ICMS 101/97 (em anexo) isenta de impostos as operações com equipamentos e componentes para aproveitamento das energias solar e eólica que especifica.

Vale lembrar q esse convênio foi prorrogado pelo convenio ICMS 75/11, sendo válido até 31/12/2015 e que provavelmente será renovado novamente.

Em outras palavras, ao importar os equipamentos listados nesse decreto o IPI e o ICMS são reduzidos à zero.

Um outro ponto é a resolução 482 da ANEEL que regulariza a geração de energia por meio de fontes alternativas. A regra é válida para geradores que utilizam painéis solares, pequenas turbinas eólicas, geradores a biocombustíveis ou mesmo mini CHs. A energia gerada por essas fontes alternativas que não forem utilizadas podem ser abatidas depois, dentro do prazo de 36 meses, ou seja, funciona como um crédito. A resolução 482 encontra-se em anexo a este trabalho caso seja necessário algum esclarecimento.

Esses são alguns dos incentivos do Governo para aumentar a instalação de sistemas fotovoltaicos.

Porém, infelizmente, com o que foi feito até a presente data não é o suficiente para garantir o desenvolvimento de um mercado desta energia.

Em vários países europeus que adotaram a energia solar em suas matrizes energéticas, geralmente é permitida a venda da produção para a concessionária, e muitas vezes por um valor muito maior do que de consumo. A resolução 482 não menciona compras, apenas crédito para ser utilizado depois.

Os resultados obtidos nesse trabalho comprovam a inviabilidade, do ponto de vista financeiro, da instalação de sistemas fotovoltaicos tanto conectados a rede quanto isolados para iluminação pública da região de Curitiba. Obviamente que teve um fator agravante: o preço irrisório da tarifa do kWh referente a classe B4a onde está inserida a iluminação pública do Jardim Botânico de Curitiba, tornando os índices econômicos ainda mais negativos. Mas isso não significa que o cenário seja muito diferente quando o sistema é atrelado a outras funções.

É nítida a necessidade de incentivos/programas, assim como os implantados no Japão, Espanha, Portugal, EUA e Alemanha, em âmbito nacional.

Porém, nessa análise financeira não são considerados os ganhos sociais e ambientais que essa forma de energia acarreta. A grande vantagem da utilização da energia solar para geração de energia está no fato dela ser totalmente limpa e renovável. Não há necessidade de combustível fóssil, não emite poluentes durante todo o processo de produção e a sua manutenção é bem baixa.

Conclui-se então, pelas experiências internacionais bem sucedidas no setor, que um bom programa de incentivo como pagamento de subsídios para quem desejar gerar energia elétrica por meio de SF, aliado ao fato de que não há poluentes gerados e a energia ser 100% renovável, a geração de eletricidade por meio de módulos fotovoltaicos torna-se viável.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 5 mai. 2013, 22:00.

BECKER, Bertha K. **Human dimensions of global environmental change: Brazilian perspectives**. Rio de Janeiro: ABC, 2001. v. 1, p. 299-324.

BECKER, Bertha Koiffmann. **Reflexões sobre hidrelétricas na Amazônia: água, energia e desenvolvimento**. Bol. Mus. Para. Emílio Goeldi. Ciênc. hum., Belém, v. 7, n. 3, Dez. 2012.

BEHENCK, Ivann Soares. **Estudo Comparativo da viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, através do Software Homer**. UFRJ, Rio de Janeiro, RJ. 2011

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados a rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 110 f. Dissertação de Mestrado – USP, São Paulo, 2009.

BEZERRA LEITE NETO, Pedro et al. **Exploração de energia maremotriz para geração de eletricidade: aspectos básicos e principais tendências**. Ingeniare. Rev. chil. ing., Arica, v. 19, n. 2, agosto 2011.

BEZERRA DA SILVA, Mozart. **Planejamento Financeiro para o Setor da Construção Civil**. Texto Técnico 11 (TT/PCC/11). São Paulo: EPUSP, 1995.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITTTKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos**. São Paulo: Editora Atlas S/A, 1994, 10ª Edição.

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

Caderno temático ANEEL – **tarifas de fornecimento de energia elétrica**, 2005, Brasília, DF.

CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Energia Solar Princípios e Aplicações**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf. Acesso em 09 de janeiro de 2014.

FURLAN, A. L.. **Análise Comparativa de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica Fotovoltaico por meio de Baterias e Hidrogênio em Localidades Isoladas da Região Amazônica**. 2008. 118 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento em Sistemas Energéticos) – Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008

GALESNE, Alain; FENSTERSEIFER, Jaime E; LAMB, Roberto. **Decisões de Investimento da Empresa**. São Paulo: Atlas, 1999.

GOLDEMBERG, José. Usos Modernos da Biomassa. **Biomassa e Energia**, São Paulo, vol. 32, p. 582-587. Artigo, Química Nova vol. 32, p. 3, 2009.

GOMES, Carlos Francisco Simões; MAIA, Ana Claudia Coenca. **Ordenação de alternativas de biomassa utilizando o apoio multicritério à decisão. Produção**, São Paulo, v. 23, n. 3, Set. 2013.

GRADELLA, Vilalva Marcelo; GAZOLLI, Rafael Jonas. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1 ed. São Paulo: Érica, 2012.

GTES, Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**, p. 17, 31, 43, 26 / Rio de Janeiro, Edição Especial, PRC-PRODEEM Rio de Janeiro - Agosto – 2004.

HAAS, Reinhard. Residential Photovoltaics applications: the relevance of nontechnical issues. *Solar Energy*. New Holland: v.20, January – March 2006.

HOJI, Masakazu. **Administração Financeira: uma abordagem pratica**. 5ª ed. São Paulo: ATLAS, 2006. 525.

JOSE ANISIO LEAL COSTA NETO, JOSE VIANA BRIM JUNIOR, PAULO HENRIQUE MELO DE AOMRIM, UFBA, **Estudo de um modelo para analise previa de viabilidade economica – ficanceira de empreendimentos imobiliarios em salvador – Ba**, Salvador, 2003.

JUNIOR, Orlando Lisita. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede: Estudo de Caso – 3kWp Instalados no Estacionamento do IEE-USP-** Metrado, São Paulo – SP: Universidade de São Paulo, 2005.

MOREIRA, Nelson José Hubner. **RESOLUÇÃO 482**, ANEEL, 17 de Abril de 2012 – disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.

PEREIRA, Enio Bueno; Fernando MARTINS, Ramos; DE ABREU, Samuel Luna. **Atlas brasileiro de energia solar**, São José dos Campos : INPE, 2006.

PESSOA JUNIOR, Christovão Cesar da Veiga. **Manual de Iluminação Pública** Curitiba: COPEL, 2013. 44p.

PRATES, José E.; ZAICOVSKI, Marcelo B.; GUETTER, Alexandre K. **Inventário de Energia Solar no Paraná**. SIMEPAR. Disponível em: <http://www.cbmet.com/cbm-files/11-5a265ef06586a8756837248033b062c7.pdf>.

PROCEL RELUZ. Eletrobrás. **Iluminação Pública no Brasil**. Disponível em: <<http://www.eletrabras.com/elb/main.asp?TeamID={EB94AEA0-B206-43DE-8FBE-6D70F3C44E57}>>>. Acesso em: 23 nov. 2011.

ROSS, Sthefen A., WESTERFIELD, Randolph, JAFFE. Jeffrey. **Princípios da administração financeira**. 2º edição. São Paulo: Editora Atlas, 2002.

RUTHER, Ricardo. Edifícios Solares Fotovoltaicos: **O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. Florianópolis, 2004.

SILVA, Jones Souza; BELUCO, Alexandre: **Guia de Introdução para o HOMER Legacy**. Janeiro, 2011. Instituto de Pesquisas Hidráulicas – UFRGS.

SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. **Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável**. Estudos avançados, São Paulo , v. 27, n. 77, 2013.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil**. 2012, vol. 26, n.74, p. 247-260. ISSN 0103-4014.

VARELLA, K de O.M Fabiana; GOMES, Rodolfo Dourado Maia: **Sistema Fotovoltaico Conectados a Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. PROCOPRE, Outubro 2009 Campinas SP.

VIDAL, J.W.B.; VASCONCELLOS, G.F. **Dialética dos trópicos**. Brasília: Instituto do Sol, 2002. 183 p

ANEXO A INFORMAÇÕES TÉCNICAS DO PAINEL SOLAR USADO NOS ESTUDOS DE CASO

HIGH EFFICIENCY MULTI-CRYSTALLINE PHOTOVOLTAIC MODULE



KD245GH-4FB2

CUTTING EDGE TECHNOLOGY

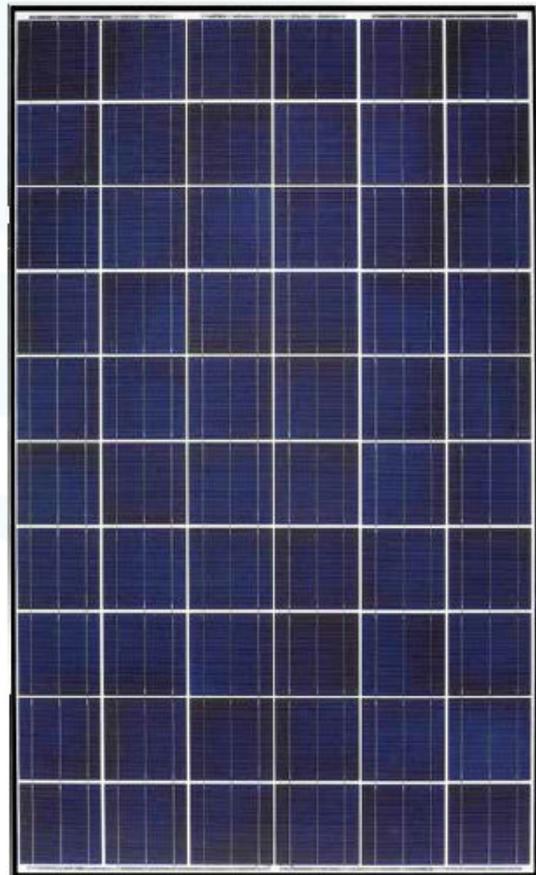
As a pioneer with over 38 years in the solar energy industry, Kyocera demonstrates leadership in the development of solar energy products. Kyocera's *Kaizen* Philosophy, commitment to continuous improvement, is shown by repeated achievement of world record cell efficiencies, supported by proven field performance.

QUALITY & SAFETY BUILT IN

- Manufactured in our own production plants using a fully automated and integrated production process
- UV stabilized, aesthetically pleasing black anodized frame
- Easily accessible grounding points on all four corners for fast installation
- Proven junction box technology with encapsulation
- Pre-configured with connection wires and SMK plug connectors
- Frame reinforced on back side with two cross struts for added strength and durability
- Passed TÜV surface load testing to 5400N/m²

PROVEN RELIABILITY

- First module manufacturer to pass rigorous Long-Term Sequential Test performed by TÜV Rheinland
- Proven superior field performance with more than 25 years of field data from a number of real world operating systems
- Confirmed as Potential Induced Degradation (PID) resistant by Fraunhofer CSP Testing, with zero degradation



QUALIFICATIONS AND CERTIFICATIONS



IEC 61215 ed.2 IEC 61730 and Application Class A
IEC 61701 (Salt Mist Corrosion Testing)

Kyocera is ISO 9001 and ISO 14001 certified and registered

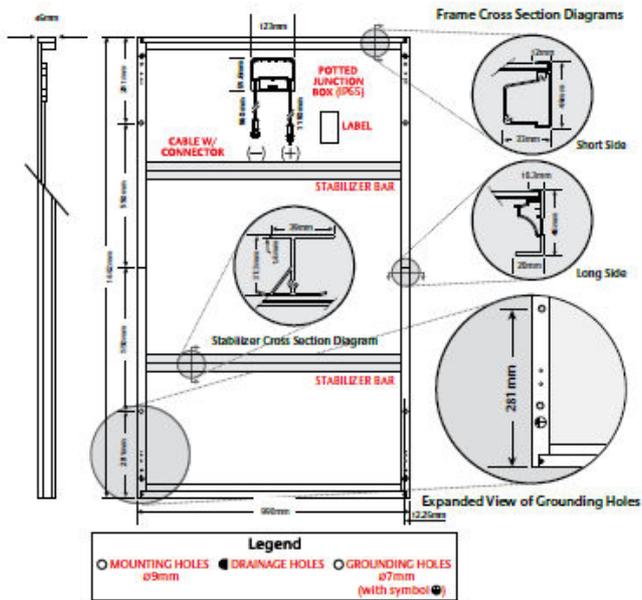
WARRANTY

- Kyocera standard 20 year power output warranty
- 10 year workmanship warranty

SOLAR by KYOCERA

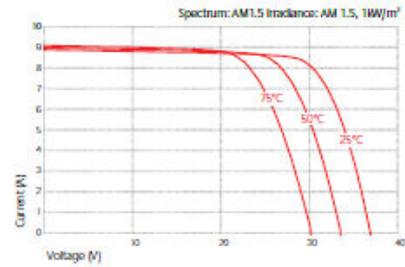
KD245GH-4FB2

SPECIFICATIONS

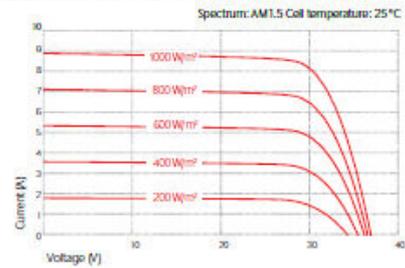


ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Current-Voltage characteristics at various cell temperatures



Current-Voltage characteristics at various irradiance levels



ELECTRICAL PERFORMANCE

At 1000 W/m ² (STC)*		
Maximum Power	245	W
Maximum Power Voltage (V _{mp})	29.8	V
Maximum Power Current (I _{mp})	8.23	A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	36.9	V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.91	A
Efficiency	14.8	%

At 800 W/m ² (NOCT)**		
Maximum Power	176	W
Maximum Power Voltage (V _{mp})	26.8	V
Maximum Power Current (I _{mp})	6.58	A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	33.7	V
Short Circuit Current (I _{sc})	7.21	A
NOCT	45	°C

Other Electrical Characteristics		
Power Tolerance	+5/-3	%
Maximum System Voltage	1000	V
Maximum Reverse Current	15	A
Series Fuse Rating	15	A
Temperature Coefficient of (V _{oc})	-0.36	%/C
Temperature Coefficient of (I _{sc})	0.06	%/C
Temperature Coefficient of Max. Power	-0.46	%/C

MODULE CHARACTERISTICS

Dimensions		
Length	1662 (±2.5)	mm
Width	990 (±2.5)	mm
Depth (Including Junction Box)	46	mm
Weight	20	kg
Cable	(+)1190 / (-)960	mm
Connection Type	R51-7/IP51-7 (SMK-IV-03 Series)	
Junction Box	123 x 91.6 x 16	mm
Number of Bypass Diodes	3	
IP Code	IP65	
Cells		
Cell Per Module	60	
Cell Technology	multi-crystalline	
Cell Dimensions (Square)	156 x 156	mm
Cell Bonding	3 busbar	

* Electrical values under standard test conditions (STC) – irradiation of 1000 W/m², air mass AM 1.5, and cell temperature of 25°C.

** Electrical values under normal operating test conditions (NOCT) – irradiation of 800 W/m², air mass AM 1.5, wind speed of 1m/s, and ambient temperature of 20°C.

KYOCERA reserves the right to modify these specifications without notice.

070213

OUR VALUED PARTNER

KYOCERA Solar Pty Ltd 61-2-9888-9999 61-2-9888-9673 fax www.kyocerasolar.com.au

ANEXO B RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 DE 17 DE ABRIL DE 2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

[Texto Compilado](#)

[Módulos do PRODIST](#)

[Voto](#)

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº [15/2010](#), realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº [42/2011](#), realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

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

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

~~III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa.~~

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

CAPÍTULO II

DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º As distribuidoras deverão adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas para tratar do acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, as normas técnicas brasileiras e, de forma complementar, as normas internacionais.

§1º O prazo para a distribuidora efetuar as alterações de que trata o *caput* e publicar as referidas normas técnicas em seu endereço eletrônico é de 240 (duzentos e quarenta) dias, contados da publicação desta Resolução.

§2º Após o prazo do § 1º, a distribuidora deverá atender às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

~~Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão para a central geradora que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores.~~

Art.4º Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para a microgeração e minigeração distribuída que participe do sistema de compensação de energia elétrica da distribuidora, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a celebração de Acordo Operativo para os minigeradores ou do Relacionamento Operacional para os microgeradores. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

§1º A potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica fica limitada à carga instalada, no caso de

unidade consumidora do grupo B, ou à demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

§2º Caso o consumidor deseje instalar microgeração ou minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar aumento da carga instalada, no caso de unidade consumidora do grupo B, ou aumento da demanda contratada, no caso de unidade consumidora do grupo A. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

~~Art. 5º Caso seja necessário realizar ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função da conexão de centrais geradoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, a distribuidora deverá observar o disposto no Módulo 3 do PRODIST.~~

Art. 5º Quando da conexão de nova unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, ou no caso do §2º do art. 4º, aplicam-se as regras de participação financeira do consumidor definidas em regulamento específico. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

Parágrafo único. Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

CAPÍTULO III

DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

~~Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução.~~

Art. 6º O consumidor poderá aderir ao sistema de compensação de energia elétrica, observadas as disposições desta Resolução. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora, será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 36 (trinta e seis) meses. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observados os seguintes procedimentos:

~~II — o consumo a ser faturado, referente à energia elétrica ativa, é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário, quando for o caso, devendo a~~

distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes.

~~III - caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver.~~

~~IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para este fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, ou cujas unidades consumidoras forem reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito.~~

~~V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica.~~

~~VI - os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia elétrica expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento, não fazendo jus o consumidor a qualquer forma de compensação após o seu vencimento, e serão revertidos em prol da modicidade tarifária.~~

~~VII - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente, em quilowatt hora (kWh), por posto horário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.~~

~~VIII - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.~~

I - deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso.

II - o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado é a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto tarifário, quando for o caso, devendo a distribuidora utilizar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater o consumo medido em meses subsequentes. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

III - caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia - TE, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

IV - os montantes de energia ativa injetada que não tenham sido compensados na própria unidade consumidora poderão ser utilizados para compensar o consumo de outras unidades previamente cadastradas para esse fim e atendidas pela mesma distribuidora, cujo titular seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia elétrica, possuidor

do mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

V - o consumidor deverá definir a ordem de prioridade das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica, devendo a unidade consumidora onde se encontra instalada a geração ser a primeira a ter seu consumo compensado. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

VI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia – TE para diferentes postos tarifários de uma mesma unidade consumidora, conforme definição da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, se houver. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

VII - os créditos de energia ativa resultantes após compensação em todos os postos tarifários e em todas as demais unidades consumidoras, conforme incisos II a VI, expirarão 36 (trinta e seis) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

VIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

IX - a fatura deverá conter a informação de eventual saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt-hora (kWh), por posto tarifário, quando for o caso, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

X - os montantes líquidos apurados no sistema de compensação de energia elétrica serão considerados no cálculo da sobrecontratação de energia para efeitos tarifários, sem reflexos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, devendo ser registrados contabilmente, pela distribuidora, conforme disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

XI - Para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deverá ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, nos termos do art. 94 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. ([Incluído pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

Parágrafo único. Aplica-se de forma complementar as disposições da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, relativas aos procedimentos para faturamento.

CAPÍTULO IV

DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º Os custos referentes à adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado.

§1º O custo de adequação a que se refere o *caput* é a diferença entre o custo dos componentes do sistema de medição requerido para o sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

~~§2º Os equipamentos de medição instalados nos termos do *caput* deverão atender às especificações técnicas do PRODIST e da distribuidora.~~

~~§3º Os equipamentos de que trata o *caput* deverão ser cedidos sem ônus às respectivas Concessionárias e Permissionárias de Distribuição, as quais farão o registro contábil no Ativo Imobilizado, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão de Serviço Público de Energia Elétrica.~~

§2º O sistema de medição deve observar as especificações técnicas do PRODIST e ser instalado pela distribuidora, que deve cobrar dos interessados o custo de adequação. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

§ 3º O sistema de medição deve ser registrado no ativo imobilizado em serviço, devendo a parcela de responsabilidade de o interessado ser contabilizada em contrapartida do Subgrupo Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica. ([Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.](#))

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

CAPÍTULO V

DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. Aplica-se o estabelecido no *caput* e no inciso II do art. 164 da Resolução Normativa nº [414](#) de 9 de setembro de 2010, no caso de dano ao sistema elétrico de distribuição comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída incentivada.

Art.12. Aplica-se o estabelecido no art. 170 da Resolução Normativa nº [414](#), de 2010, no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local.

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do *caput*, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

CAPÍTULO VI

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13. Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados constantes nos Anexos das Resoluções Normativas nos [390](#) e [391](#), ambas de 15 de dezembro de 2009, para a ANEEL.

Art.14. Ficam aprovadas as revisões 4 do Módulo 1 – Introdução, e 4 do Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, de forma a contemplar a inclusão da Seção 3.7 – Acesso de Micro e Minigeração Distribuída com as adequações necessárias nesse Módulo.

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução em até cinco anos após sua publicação.

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de [19.04.2012](#), seção 1, p. 53, v. 149, n. 76 e o retificado no D.O. de [08.05.2012](#) e [19.09.2012](#).

ANEXO C RESOLUÇÃO CONVÊNIO ICMS 101/97

2/5/2014 CONVÊNIO ICMS 101/97

CONVÊNIO ICMS 101/97

- Publicado no DOU de 18/12/97.
- Ratificação Nacional DOU de 02.01.98, pelo ATO-COTEPE [01/98](#).
- Alterado pelos Convs. ICMS [46/98](#), [61/00](#), [93/01](#), [46/07](#), [19/10](#), [187/10](#), [11/11](#), [25/11](#).
- Prorrogado, até 30.04.99, pelo Conv. ICMS [23/98](#).
- Prorrogado, até 30.04.00, pelo Conv. ICMS [05/99](#).
- Prorrogado, até 30.04.02, pelo Conv. ICMS [07/00](#).
- Prorrogado, até 30.04.04, pelo Conv. ICMS [21/02](#).
- Prorrogado, até 30.04.07, pelo Conv. ICMS [10/04](#).
- Vide o Conv. ICMS [149/06](#).
- Prorrogado, até 31.07.07, pelo Conv. ICMS [46/07](#).
- Prorrogado, até 31.08.07, pelo Conv. ICMS [76/07](#).
- Prorrogado, até 30.09.07, pelo Conv. ICMS [106/07](#).
- Prorrogado, até 31.10.07, pelo Conv. ICMS [117/07](#).
- Prorrogado, até 31.12.07, pelo Conv. ICMS [124/07](#).
- Prorrogado, até 30.04.08, pelo Conv. ICMS [148/07](#).
- Prorrogado, até 31.07.08, pelo Conv. ICMS [53/08](#).
- Prorrogado, até 31.12.08, pelo Conv. ICMS [71/08](#).
- Prorrogado, até 31.07.09, pelo Conv. ICMS [138/08](#).
- Prorrogado, até 31.12.09, pelo Conv. ICMS [69/09](#).
- Prorrogado, até 31.01.10, pelo Conv. ICMS [119/09](#).
- Prorrogado, até 31.12.12, pelo Conv. ICMS [01/10](#).
- Prorrogado, até 31.12.13, pelo Conv. ICMS [124/10](#).
- Prorrogado, até 31.12.15, pelo Conv. ICMS [75/11](#).

Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica que especifica.

O Ministro de Estado da Fazenda e os Secretários de Fazenda, Finanças ou Tributação dos Estados e do Distrito Federal, na 88ª Reunião Ordinária do Conselho Nacional de Política Fazendária, realizada no Rio de Janeiro, RJ, no dia 12 de dezembro de 1997, tendo em vista o disposto na Lei Complementar nº 24, de 7 de janeiro de 1975, resolvem celebrar o seguinte

CONVÊNIO

Nova redação dada à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 46/07, efeitos a partir de 01.05.07.

Cláusula primeira Ficam isentas do ICMS as operações com os produtos a seguir indicados e respectivas classificação na Nomenclatura Comum do Mercosul - Sistema Harmonizado - NCM/SH:

I - aerogeradores para conversão de energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos - 8412.80.00;

II - bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP - 8413.81.00;

III - aquecedores solares de água - 8419.19.10;

IV - gerador fotovoltaico de potência não superior a 750W - 8501.31.20;

V - gerador fotovoltaico de potência superior a 750W mas não superior a 75kW - 8501.32.20;

VI - gerador fotovoltaico de potência superior a 75kW mas não superior a 375kW - 8501.33.20;

VII - gerador fotovoltaico de potência superior a 375Kw - 8501.34.20;

VIII - aerogeradores de energia eólica - 8502.31.00;

IX- células solares não montadas - 8541.40.16;

X- células solares em módulos ou painéis - 8541.40.32;

http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/ICMS/1997/CV101_97.htm

2/5/2014 CONVÊNIO ICMS 101/97

Nova redação dada ao inciso XI da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 19/10, efeitos a partir de 23.04.10.

XI - torre para suporte de gerador de energia eólica - 7308.20.00 e 9406.00.99;

Redação anterior dada ao inciso XI da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 46/07, efeitos de 01.05.07 a 22.04.10.

XI - torre para suporte de gerador de energia eólica - 7308.20.00.

Nova redação dada ao inciso XII da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 25/11, efeitos a partir de 01.06.11.

XII - pá de motor ou turbina eólica - 8503.00.90;

Acrescido o inciso XII à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 187/10, efeitos de 01.03.11 a 31.05.11.

XII - pá de motor ou turbina eólica - 8412.90.90.

Acrescido o inciso XIII à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 25/11, efeitos a partir de 01.06.11.

XIII - partes e peças utilizadas exclusiva ou principalmente em aerogeradores classificados no código 8502.31.00 da NCM/SH - 8503.00.90;

Acrescido o inciso XIV à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 11/11, efeitos a partir de 01.06.11. XIV - chapas de Aço - 7308.90.10;

Acrescido o inciso XV à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 11/11, efeitos a partir de 01.06.11. XV - cabos de Controle - 8544.49.00;

Acrescido o inciso XVI à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 11/11, efeitos a partir de 01.06.11. XVI - cabos de Potência - 8544.49.00;

Acrescido o inciso XVII à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 11/11, efeitos a partir de 01.06.11. XVII - anéis de Modelagem - 8479.89.99.

Renumerado o parágrafo único para § 1º da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 11/11, efeitos a partir de 01.06.11.

§ 1º O benefício previsto no **caput** somente se aplica aos equipamentos que forem isentos ou tributados à alíquota zero do Imposto sobre Produtos Industrializados.

Acrescido o § 2º à cláusula primeira pelo Conv. ICMS 11/11, efeitos a partir de 01.06.11.

§ 2º O benefício previsto no **caput** somente se aplica aos produtos relacionados nos incisos XIV a XVII quando destinados a fabricação de torres para suporte de gerador de energia eólica.

Redação anterior dada ao caput da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 93/01, efeitos de 22.10.01 a 30.04.07.

Cláusula primeira Ficam isentas do ICMS as operações com os produtos a seguir indicados, classificados na posição ou código da Nomenclatura Brasileira de Mercadorias - Sistema Harmonizado - NBM/SH:

DISCRIMINAÇÃO	CÓDIGO NBM/SH
Aerogeradores para conversão de energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos	8412.80.00
Bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP	8413.81.00
Aquecedores solares de água	8419.19.10
Gerador fotovoltaico de potência não superior a 750W	8501.31.20
Gerador fotovoltaico de potência superior a 750W mas não superior a 75kW	8501.32.20
Gerador fotovoltaico de potência superior a 75kW mas não superior a 375kW	8501.33.20
Gerador fotovoltaico de potência superior a 375Kw	8501.34.20
Aerogeradores de energia eólica	8502.31.00

http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/ICMS/1997/CV101_97.htm

2/5/2014 CONVÊNIO ICMS 101/97

Células solares não montadas	8541.40.16
Células solares em módulos ou painéis	8541.40.32

Redação anterior dada ao **caput** e à tabela da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 61/00, efeitos de 25.10.00 a 21.10.01.

Cláusula primeira Ficam isentas do ICMS as operações com os produtos a seguir indicados, classificados na posição ou código da Nomenclatura Brasileira de Mercadorias - Sistema Harmonizado - NBM/SH:

DISCRIMINAÇÃO	CÓDIGO NBM/SH
Aerogeradores para conversão de energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos	8412.80.00
Bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP	8413.81.00
Aquecedores solares de água	8419.19.10
Gerador fotovoltaico de potência não superior a 750W	8501.31.20
Aerogeradores de energia eólica	8502.31.00
Células solares não montadas	8541.40.16

Parágrafo único O benefício previsto no **caput** somente se aplica aos equipamentos que forem isentos ou tributados à alíquota zero do Imposto sobre Produtos Industrializados.

Redação anterior dada ao "caput" e à tabela da cláusula primeira pelo Conv. ICMS 46/98, efeitos de 14.07.98 a 24.10.00.

Cláusula primeira Ficam isentas do ICMS as operações com os produtos a seguir indicados, classificados na posição ou código da Nomenclatura Brasileira de Mercadorias - Sistema Harmonizado - NBM/SH:

DISCRIMINAÇÃO	CÓDIGO NBM/SH
Aerogeradores para conversão de energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos	8412.80.00
Bomba para líquidos, para uso em sistema de energia solar fotovoltaico em corrente contínua, com potência não superior a 2 HP	8413.81.00
Aquecedores solares de água	8419.19.10
Gerador fotovoltaico de potência não superior a 750W	8501.31.20
Aerogeradores de energia eólica	8502.31.00

Redação original do **caput** e da sua tabela, efeitos de 02.01.98 a 13.07.98.

Cláusula primeira Ficam isentas do ICMS as operações com os produtos a seguir indicados, classificados na posição ou código da Nomenclatura Brasileira de Mercadorias - Sistema Harmonizado - NBM/SH:

DISCRIMINAÇÃO	CÓDIGO NBM/SH
Aquecedores solares de água	8419.19.10
Módulos fotovoltaicos, aerogeradores para conversão da energia dos ventos em energia elétrica e seus respectivos acessórios, incluindo reguladores, controladores, inversores e retificadores, motores fotovoltaicos e geradores elétricos fotovoltaicos.	8501
Aerogeradores para conversão da energia dos ventos em energia mecânica para fins de bombeamento de água e/ou moagem de grãos e motores de vento	8412.80.00

Redação original, efeitos de 02.01.98 a 24.10.00.

http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/ICMS/1997/CV101_97.htm
2/5/2014 CONVÊNIO ICMS 101/97

Parágrafo único O benefício previsto no **caput** somente se aplica aos equipamentos que forem isentos ou tributados à alíquota zero do Imposto sobre Produtos Industrializados.

Cláusula segunda Fica assegurada a manutenção dos créditos do imposto nas operações a que se refere a cláusula anterior.

Cláusula terceira Este convênio entra em vigor na data da publicação de sua ratificação nacional, produzindo efeitos até 30 de junho de 1998.

Rio de Janeiro, RJ, 12 de dezembro de 1997.

http://www1.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/ICMS/1997/CV101_97.htm

ANEXO D INFORMAÇÕES TÉCNICAS DO INVERSOR USADO NOS ESTUDOS DE CASO



XPower Inverters connect easily to 12 volt batteries to provide AC power for a variety of medium to heavy duty applications. Designed for easy installation and operation, the XPower inverters provide a reliable source of power onboard trucks, RVs and boats to run home appliances, consumer electronics, entertainment systems, power tools, office equipment and much more. They are also suitable for small contractors who need to operate handheld power tools from their van or pick-up truck. The powerful 5000-watt model has four GFCI outlets for multiple loads and an easy-to-read digital display for instant system information. All models meet the stringent UL458 regulatory requirements.

Product Features

Portable power for AC products: 1000, 1500, 3000 and 5000 watt models available
Two GFCI AC receptacles for connecting multiple loads
5000-watt model: Four GFCI AC receptacles, each equipped with a 20-amp breaker
High surge capacity for products that require more power to start
High efficiency - converts virtually all the battery's available power to AC
Mounting brackets for convenient installation Heavy duty stud connectors
Remote on/off switch included

Protection Features

Overload and over temperature shutdown
Over voltage protection (15.0 VDC)
Low voltage alarm (11.0 VDC)
Low voltage cut-out (10.5 VDC)

Product Applications

Household Appliances: compact microwave ovens, bread makers, food processors, small bar refrigerators, small vacuum cleaners, fluorescent and incandescent lights, sewing machines and fans
Handheld Power Tools: drills, jigsaws, sanders and buffers
Entertainment Electronics: televisions, VCRs, video games, stereos, musical instruments and satellite equipment
Office Equipment: computers with 17" monitors, facsimile machines

Xantrex Technology Inc.

3700 Gilmore Way
Burnaby, British Columbia
Canada V5G 4M1
800 670 0707 Toll Free
604 420 1591 Fax

541 Roske Drive
Elkhart, Indiana
USA 46516-9322

www.xantrex.com

Electrical Specifications	Inverter 1000	Inverter 1500	Inverter 3000	Inverter 5000
Surge capacity (peak)	2000 watts	3000 watts	5000 watts	10000 watts
Max. continuous power	1000 watts	1500 watts	2500 watts	4000 watts
AC output voltage	115 VAC +/- 5%			
AC output frequency	60 Hz +/- 1 Hz			
AC output waveform	Modified sine wave	Modified sine wave	Modified sine wave	Modified sine wave
Optimum efficiency	90%	90%		90%90%
No load current draw	< 0.3 A DC	< 0.3 A DC	< 0.6 A DC	< 0.6 A DC
Input voltage range	10.5 - 15.5 VDC			

General Specifications

Operating temperature range	32°F - 104°F / 0°C - 40 °C			
AC receptacle	Two	Two	Two	Four
Dimensions (HxWxL)	2.8 x 5.9 x 12.3" (70 x 151 x 312 mm)	3 x 5.9 x 15" (75 x 151 x 382 mm)	4.3 x 9.5 x 18.5" (109 x 240 x 468 mm)	6.25 x 8 x 19.5" (160 x 205 x 520 mm)
Weight	4.4 lbs (2 kg)	5.9 lbs (2.7 kg)	12.9 lbs (5.9 kg)	24.1 lbs (10.9 kg)
Warranty	1 year	1 year	1 year	1 year
Part number	813-1000-UL	813-1500-UL	813-3000-UL	813-5000-UL

Packaging Specifications

Retail package size (HxWxL)	5.1 x 8.3 x 14.4" (130 x 210 x 365 mm)	5.1 x 8.3 x 16.9" (130 x 210 x 430 mm)	8.1 x 12 x 23.4" (205 x 306 x 595 mm)	12 x 10.25 x 23.5" (304 x 260 x 596 mm)
Weight	6.3 lbs (2.9 kg)	7.9 lbs (3.6 kg)	17.4 lbs (7.9 kg)	27 lbs (12.2 kg)
Master carton size (HxWxL)	12 x 14.6 x 17.4" (304 X 370 X 442 mm)	11.8 x 17 x 17.4" (300 x 432 x 443 mm)	17.2 x 12.6 x 23.9" (436 x 320 x 607 mm)	13 x 11 x 24" (330 x 279 x 609 mm)
Count	4	4		21
Weight	25.3 lbs (11.5 kg)	31.5 lbs (14.3 kg)	34.8 lbs (15.8 kg)	30 lbs (13.6 kg)
UPC number	715535896430	715535896478	715535896553	715535890452

XPower™ Inverter 1000, 1500, 3000 & 5000

Regulatory Compliance

All models comply with UL 458 standards. 1000, 1500 and 3000 W models are certified to CSA standard C22.2 No. 107.1-01 as well.

Note: Specifications subject to change without notice.

Copyright © 2010 Xantrex Technology Inc. All rights reserved. Xantrex and XPower are trademarks of Schneider Electric Services International sprl, registered in the United States and other countries.

ANEXO E INFORMAÇÕES TÉCNICAS DA BATERIA USADA NOS ESTUDOS DE CASO



Sorocaba, 25 de julho de 2008

Manual Técnico

Bateria estacionária

FREEDOM

S.A.C. 0800161644

Enertec do Brasil Ltda
Av. Independência, 2757
Sorocaba - SP



Evite: faíscas, chamas ou fumar próximo. Pode causar explosão.



Contato com os olhos ou pelo: lave imediatamente em água corrente. Se ingerido: beba muita água e procure um médico urgente.



Corrosivo: ácido sulfúrico. Pode causar cegueira e queimaduras graves. Evite contato com as roupas. Não virar.



Mantenha fora do alcance das crianças.



Leia as instruções no Certificado de Garantia.



Proteja os olhos: gases explosivos podem causar cegueira ou ferimentos.



CHUMBO

O chumbo é uma substância tóxica que em contato com o meio ambiente tem um efeito bioacumulativo prejudicial para toda cadeia alimentar e, portanto, não deve ser colocado em contato direto com a natureza. O seu descarte é regulamentado pela Lei CONAMA que tem o objetivo de direcionar as baterias usadas a locais apropriados para tratamento do chumbo.



Reciclagem obrigatória. Devolva esta bateria ao revendedor no ato da troca. De acordo com a resolução da lei CONAMA, a bateria automotiva, quando substituída, deve ser recolhida pelo lojista e encaminhada a uma recicladora licenciada, que tratará de forma adequada os seus rejeitos tóxicos.

1 - Introdução

1.1 Objetivo

Este manual técnico tem como objetivo oferecer ao usuário noções básicas sobre o funcionamento, construção, dimensionamento e instalação das baterias chumbo-ácido estacionárias Freedom , bem como instruções necessárias para operação e manutenção corretiva e preventiva das mesmas.

1.2 Abrangência

Este manual técnico aplica-se a bateria chumbo-ácido estacionária destinada a aplicações em: PABX; Sinalização; Energia Solar; Centrais telefônicas; Subestações elétricas; Centrais de computador (no-break); Estações de telecomunicações de pequeno porte, etc.

1.3 Segurança

Bateria é um produto perigoso e deve ser tomado alguns cuidados durante seu manuseio, instalação, manutenção, transporte e descarte.

1

1.4 Características de construção

As características de construção das baterias estacionárias Freedom , são:

-Tampa* selada com sistema de labirinto, com grande superfície interna, permite que gotículas de eletrólito originadas na carga sejam condensadas em sua superfície e retorne às respectivas células, evitando escape de eletrólito para o exterior.

-Filtro anti-chamas*: ou pastilha em material poroso que permite o escape de gases para fora da bateria e impede a penetração de chamas para o interior da bateria que pode ocasionar explosão.

-Grade - Com liga de Chumbo- Cálcio-Prata desenvolvida para ter alta resistência à corrosão e mínima perda de água da bateria durante a sua vida útil. A tecnologia de grade e liga faz com que a bateria Freedom seja a de menor perda de água no mercado e de melhor durabilidade.

-Design da grade radial e reforçado, que permite melhor condução de corrente e melhor durabilidade da bateria em serviço.

-Eletrólito Fluido - Diferentemente das baterias VRLA, as baterias Freedom tem eletrólito em forma fluida, permite melhor dissipação térmica da bateria, conferindo vantagens em relação a baterias VRLA que são mais sensíveis a variação de temperatura.

-Solda Intercelular: Conexão entre elementos com área de solda 36% maior que baterias do mercado.

Permite melhor condução de corrente e melhor eficiência elétrica da bateria em processo de carga e descarga.

-Placas espessas de alta densidade.

-Separadores de polietileno, em forma de envelope, com alta resistência mecânica.

-Caixa e tampa de polipropileno de alta resistência a impactos, com tampas seladas por fusão do material, sem possibilidade de apresentar vazamentos.

-Indicador de teste* que permite imediata visualização das condições da bateria para teste, orientando seu diagnóstico:

□Indicação verde: a indicação verde não significa bateria boa e sim que a bateria está carregada e pode ser submetida a teste;

□Indicação escura: a bateria está descarregada e deve ser recarregada;

□Indicação clara: nível do eletrólito está baixo, esta bateria não deve ser submetida a teste e recarga, pode ter sido danificada pelo sistema de carga, exposição à temperatura elevada por um longo período de tempo ou por dano que ocasionou vazamento, a bateria deve ser substituída.

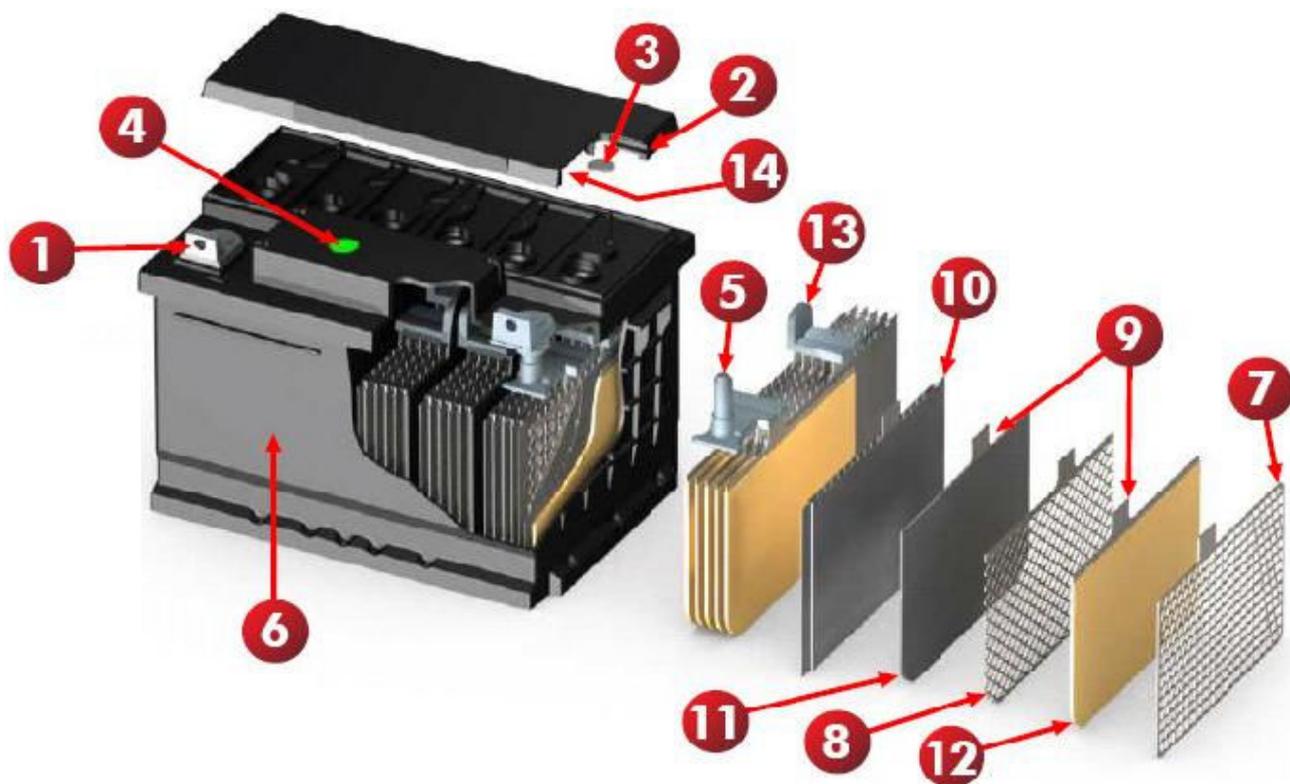
-Tipos de terminais:

□DF300, DF500, DF700, DF1000, DF2500, DF3000 e DF4001: Terminal "L", de chumbo;

□DF2000: rosqueados, de aço inoxidável (rosca de 3/8" 16unc).

*não se aplica a DF4001

As baterias estacionárias Freedom® são produzidas em fábrica certificada ISO9002, ISO/TS16949, ISO14000 e Certificação na Resolução Anatel nº 379 - Homologação 1216-07-3962.



- 1.Terminal tipo “L”
- 2.Respiro
- 3.Filtro Anti-Chama
- 4.Indicador de Teste
- 5.Poste Reforçado
- 6.Caixa Polipropileno
- 7.Grades Positivas fundias em Liga de Chumbo – Cálcio - Prata
- 8.Grades Negativas expandidas em Liga de Chumbo - Cálcio
- 9.Terminal da placa centralizado** com área 36% maior que a concorrência
- 10.Separador em Polietileno
- 11.Material Ativo Negativo
- 12.Material Ativo Positivo
- 13.Conexão 36% maior que a concorrência
- 14.Labirinto

**exceto para DF2500, DF3000 e DF4001

3

1.5 Identificação

As baterias estacionárias Freedom apresentam código identificação constando data da fabricação:

Identificação / Código Seqüencial

XX	XX	X	XXXX
			Linha do Produto Número
Mês / Ano	Diade	Série	

MÊS	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
JANEIRO	73	74	01	02	25	26	49	50	73
FEVEREIRO	75	76	03	04	27	28	51	52	75
MARÇO	77	78	05	06	29	30	53	54	77
ABRIL	79	80	07	08	31	32	55	56	79
MAIO	81	82	09	10	33	34	57	58	81
JUNHO	83	84	11	12	35	36	59	60	83
JULHO	85	86	13	14	37	38	61	62	85
AGOSTO	87	88	15	16	39	40	63	64	87
SETEMBRO	89	90	17	18	41	42	65	66	89
OUTUBRO	91	92	19	20	43	44	67	68	91
NOVEMBRO	93	94	21	22	45	46	69	70	93
DEZEMBRO	95	96	23	24	47	48	71	72	95

2 – Definições

Para os fins a que se destina este manual técnico, aplicam-se as seguintes definições:

2.1 – Principais componentes da bateria:

- Grade

Nas baterias Freedom , as grades são feitas com uma liga dos elementos chumbo, cálcio - prata que caracteriza uma geração de baterias que realmente não necessitam de nenhuma manutenção ou adição de água. Além disso, podemos listar as seguintes vantagens:

- Melhor condutividade;
- Menor taxa de autodescarga;
- Maior resistência à degradação térmica;
- Maior resistência à corrosão.

- Placa

Uma vez empastadas com o material ativo, as grades passam a ser chamadas de placas.

- Separador

É utilizado para evitar que as placas se toquem e causem um curto-circuito.

- Conectores de placas

Têm como função unir as placas de um mesmo tipo, formando grupos positivos e negativos, e fazer a integração entre as células.

4

- Elemento

É um grupo de placas positivas e negativas intercaladas. Cada elemento gera 2 Volts; portanto, são necessários 6 elementos para conseguirmos uma bateria de 12 Volts.

- Caixa / Tampa

As caixas e tampas são feitas com um material leve, o polipropileno de alto impacto, excepcionalmente resistente e durável. As caixas resistem às vibrações que ocorrem em serviço e em diversos tipos de terreno, e são divididas em 6 células para abrigar cada elemento.

-Flame arrestor

Dispositivo destinado a permitir a liberação de gases formada no interior do acumulador retendo a saída de partículas do eletrólito arrastadas durante o processo de carga e impedindo a entrada de

impurezas no mesmo. Este filtro apresenta características de segurança, evitando a penetração de gases e explosão do elemento.

2.2 – Outras definições

- Acumulador Chumbo-Ácido Ventilado

Acumulador elétrico no qual os materiais ativos são o chumbo e seus compostos e o eletrólito uma solução aquosa de ácido sulfúrico;

- Acumulador Chumbo-Ácido Regulado por Válvula:

Acumulador chumbo-ácido fechado, que tem como princípio de funcionamento o ciclo do oxigênio, apresenta eletrólito imobilizado e dispõe de uma válvula reguladora para escape de gases, quando a pressão interna do acumulador exceder a um valor pré-determinado;

- Acumulador Elétrico:

Dispositivo capaz de transformar energia química em energia elétrica e vice-versa, em reações quase completamente reversíveis, destinado a armazenar sob forma de energia química a energia elétrica que lhe tenha sido fornecida, restituindo a mesma em condições determinadas;

- Acumulador Estacionário:

Acumulador que, por natureza do serviço, funciona imóvel, permanentemente conectado a uma fonte de corrente contínua;

- Autodescarga:

Descarga proveniente de processos eletroquímicos internos do acumulador;

- Bateria:

Conjunto de elementos interligados eletricamente;

- Capacidade em Ampère-hora (Ah):

Produto da corrente, em Ampère, pelo tempo, em hora, corrigido para a temperatura de referência, fornecido pelo acumulador em determinado regime de descarga, até atingir a tensão final de descarga estabelecida;

- Capacidade Especificada:

Capacidade em Ampère-hora definida para um determinado regime de descarga, podendo ser o nominal ou o indicado;

- Capacidade Indicada (Ci):

Capacidade em Ampère-hora definida para um regime de descarga diferente do nominal, com corrente constante à temperatura de referência (25°C), até a tensão final de 1,75 V por elemento;

- Capacidade Nominal (C10):

Capacidade em Ampère-hora definida para um regime de descarga de 10 horas, com corrente constante à temperatura de referência (25°C), até a tensão final de 1,75 V por elemento;

- Capacidade Real em Regime Nominal (Cr10):

Capacidade em Ampère-hora obtida ao final de uma série de descargas com corrente de descarga numericamente igual C10 dividido por 10, à temperatura de referência (25°C), até a tensão final de 1,75 V por elemento;

5

- Capacidade Real em Regime Diferente do Nominal (Cri):

Capacidade em Ampère-hora obtida ao final de uma série de descargas com corrente de descarga diferente do valor nominal, à temperatura de referência (25°C), até a tensão final de 1,75 V por elemento;

- Carga de um Acumulador:

Operação pela qual ocorre a conversão de energia elétrica em energia química dentro do acumulador;

– Carga de Flutuação:

Carga aplicada visando compensar as perdas por autodescarga, mantendo-o no estado de plena carga;

– Carga com Tensão Constante:

Carga realizada mantendo-se limitada a tensão na fonte de corrente contínua;

– Circuito Aberto:

Condição na qual o elemento ou monobloco ou bateria encontra-se desconectado de circuito externo, não havendo circulação de corrente entre pólos ou terminais;

– Coefficiente de Temperatura para a Capacidade:

Constante utilizada para corrigir a temperatura de referência, o valor da capacidade obtida a uma determinada temperatura;

– Corrente de Carga:

Corrente fornecida ao acumulador no processo de carga;

– Corrente de Descarga:

Corrente fornecida pelo acumulador quando em descarga;

– Descarga de um Acumulador:

Operação pela qual a energia química armazenada é convertida em energia elétrica alimentando um circuito externo;

– Instante Final de Descarga:

Instante em que um elemento atinge a tensão final de descarga especificada;

– Plena Carga:

Estado do elemento quando atinge as condições do instante final de carga;

– Regime de Descarga:

Condição de descarga de um acumulador, definido por uma corrente necessária para que seja atingida a tensão final de descarga, em tempo e condições especificados;

– Regime de Flutuação:

Condição em que o elemento ou bateria é mantido a uma carga de flutuação contínua;

– Temperatura Ambiente:

Temperatura do local onde está instalado o elemento ou bateria;

– Temperatura do Elemento:

Valor da temperatura obtida na superfície do elemento;

– Temperatura de Referência:

Temperatura à qual devem ser referidos os valores medidos. Para os acumuladores estacionários Freedom a temperatura de referência é de 25°C;

– Tensão de Circuito Aberto:

Tensão existente entre os pólos de um elemento em circuito aberto;

– Tensão de Flutuação:

Tensão acima da tensão de circuito aberto, estabelecida para elemento carregado, acrescida apenas do necessário para compensar as perdas por autodescarga, mantendo o elemento carregado;

6

– Tensão Nominal de um Elemento:

Valor de tensão que caracteriza o tipo de acumulador. Para elemento chumbo-ácido a tensão nominal é de 2 V;

– Vida Útil de um Acumulador:

Modelos		DF300	DF500	DF700	DF1000	DF2000	DF2500	DF3000	DF4001
Capacidade @25°C (Ah)	10 h	24	30	41	54	94	130	156	200
	20 h	26	36	45	60	105	150	170	220
	100 h	30	40	50	70	115	165	185	240
Dimensões (mm)	Comprimento	175	175	210	244	330	511	511	525
	Largura	175	175	175	175	172	213	213	275
	Altura	175	175	175	175	240	230	230	250
Peso (Kg)		8,8	9,7	12,5	14,7	27,1	44,6	48,3	60,3

Intervalo de tempo entre o início de operação e o instante no qual sua capacidade atinge a 80% do valor da capacidade nominal, nas condições normais de operação;

– Vida Útil Projetada:

Vida útil de um acumulador, baseada nas suas características de projeto, fabricação e aplicação.

3 - Características

3.1 Normas de referência

As baterias estacionárias Freedom são fabricadas de acordo com as seguintes normas:

- NBR14199 Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado – Ensaio
- NBR14198 Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado – Terminologia
- NBR14197 Acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado – Especificação
- Norma para certificação e homologação de acumuladores chumbo-ácido estacionários para aplicações específicas.

3.2 Principais características elétricas

Correntes de descarga (A) em diferentes regimes a 25°C (tensão final 10,5V)

Modelo	HORAS																MINUTOS		
	100hs	20hs	10hs	9hs	8hs	7hs	6hs	5hs	4,5hs	4hs	3,5hs	3hs	2,5hs	2hs	1,5hs	1h	45'	30'	15'
DF300	0,3	1,3	2,4	2,6	2,9	3,3	3,8	4,4	4,9	5,4	6,0	7,0	8,2	10,0	12,8	18,0	21,0	25,0	40,0
DF500	0,4	1,8	3,0	3,3	3,7	4,2	4,9	5,8	6,2	6,8	7,6	8,6	9,9	12,0	15,0	20,0	25,3	33,0	52,0
DF700	0,5	2,3	4,1	4,5	5,0	5,6	6,5	7,5	8,2	9,2	10,0	11,5	13,6	16,3	21,0	27,0	32,0	43,0	65,0
DF1000	0,7	3,0	5,4	5,8	6,4	7,3	8,2	9,8	10,5	11,5	12,5	14,5	17,0	19,0	25,2	35,0	42,5	55,0	84,0
DF2000	1,2	5,3	9,4	10,2	11,5	13,0	14,5	17,0	18,4	20,3	22,6	25,0	29,5	34,5	44,0	60,0	75,0	96,0	150,0
DF2500	1,7	7,5	13,0	14,4	16,2	18,0	20,0	23,0	25,0	28,0	31,0	34,0	40,0	47,0	58,0	81,0	99,0	130,0	200,0
DF3000	1,9	8,5	15,6	17,0	19,0	21,4	24,7	28,0	30,0	33,0	36,0	41,0	48,0	57,0	72,0	95,0	112,0	152,0	231,0
DF4001	2,4	11,0	20,0	21,5	24,0	26,5	30,0	35,0	38,0	41,5	46,0	52,0	60,0	72,0	90,0	120,0	145,0	191,0	290,0

Capacidade em ampère-hora (Ah) a 25°C em diferentes regimes de

Modelo	HORAS																MINUTO		
	100hs	20hs	10hs	9hs	8hs	7hs	6hs	5hs	4,5hs	4hs	3,5hs	3hs	2,5hs	2hs	1,5hs	1h	45'	30'	15'
DF300	3	16	25	28	32	35	37	45	46	47	50	65	68	75	90	125	145	175	300
DF500	5	22	36	40	43	48	53	65	67	70	75	92	95	107	130	167	200	250	510
DF700	6	29	45	51	55	62	68	84	82	85	94	118	120	135	165	210	250	300	550
DF1000	7	36	63	69	76	84	96	111	121	133	148	168	194	233	248	257	278	487	712
DF2000	13	65	104	118	126	139	160	188	192	200	217	270	268	310	372	490	582	694	1200
DF2500	19	93	155	170	181	202	224	269	273	287	311	378	381	441	581	698	817	989	1638
DF3000	25	110	179	197	217	238	251	306	311	333	382	437	448	517	637	798	958	1148	1917
DF4001	28	139	217	240	264	285	315	376	381	406	441	536	547	643	768	995	1185	1424	2374

descarga (tensão final 10,5V)

Modelo	HORAS																MINUTOS		
	100hs	20hs	10hs	9hs	8hs	7hs	6hs	5hs	4,5hs	4hs	3,5hs	3hs	2,5hs	2hs	1,5hs	1h	45'	30'	15'
Bateria	100hs	20hs	10hs	9hs	8hs	7hs	6hs	5hs	4,5hs	4hs	3,5hs	3hs	2,5hs	2hs	1,5hs	1h	45'	30'	15'
DF300	30,0	26,0	24,0	23,8	23,5	23,1	22,8	22,0	21,9	21,6	21,0	21,0	20,5	20,0	19,2	18,0	15,8	12,5	10,0
DF500	40,0	36,0	30,0	29,9	29,8	29,7	29,4	28,8	27,7	27,0	26,6	25,8	24,8	24,0	22,5	20,0	19,0	16,5	13,0
DF700	50,0	45,0	41,0	40,5	40,0	39,5	39,2	37,5	37,1	36,8	35,0	34,5	34,0	32,5	31,5	27,0	24,0	21,5	16,3
DF1000	70,0	60,0	54,0	51,8	51,6	51,1	49,2	49,0	47,3	46,0	43,8	43,5	42,5	38,0	37,8	35,0	31,9	27,5	21,0
DF2000	115,0	105,0	94,0	92,0	91,8	91,0	87,0	85,0	82,8	81,2	79,1	75,0	73,8	69,0	66,0	60,0	56,3	48,0	37,5
DF2500	165,0	150,0	130,0	129,8	129,6	126,0	120,0	115,0	112,5	112,0	108,5	102,0	100,0	94,0	87,0	81,0	74,3	65,0	50,0
DF3000	185,0	170,0	156,0	153,0	152,0	150,0	148,2	140,0	135,0	132,0	126,0	123,0	120,0	114,0	108,0	95,0	84,0	76,0	57,8
DF4001	240,0	220,0	200,0	193,5	192,0	185,5	180,0	175,0	171,0	166,0	161,0	156,0	150,0	144,0	135,0	120,0	108,8	95,5	72,0

Watts-horas (Wh) a 25°C (tensão final 10,5V)

3.3 Instruções de carga

- Tensão de flutuação: 13,2 a 13,8 V @ 25°C
- Tensão de equalização e carga: 14,4 a 15,5 V @ 25°C

3.4 Compensação de temperatura

Para cada 1°C acima de 25°C, subtrair 0,033 V e para cada 1°C abaixo de 25°C, adicionar 0,033 V.



3.5 Identificações

As baterias estacionárias Freedom possuem em suas etiquetas as informações necessárias para identificação do produto bem como instruções de manuseio, instalação e cuidados de segurança, tais como:

- CNPJ da ENERTEC;
- Linha e modelo da bateria;
- Tensão nominal;
- Capacidade nominal;
- Aplicações, etc.

Exemplo:

4 – Instalação e Operação

4.1 Cuidados ao manusear as baterias

- Primeiramente, desconecte o cabo aterrado da bateria;
- Não bata as baterias nem as incline mais do que 45°;
- Remova a corrosão dos terminais, bandeja e suportes, antes de instalar a bateria estacionária Freedom ;
- Instale a bateria nivelada e fixe as conexões de forma que fiquem bem apertadas;
- Sempre conecte o cabo aterrado por último.

Ácido Sulfúrico

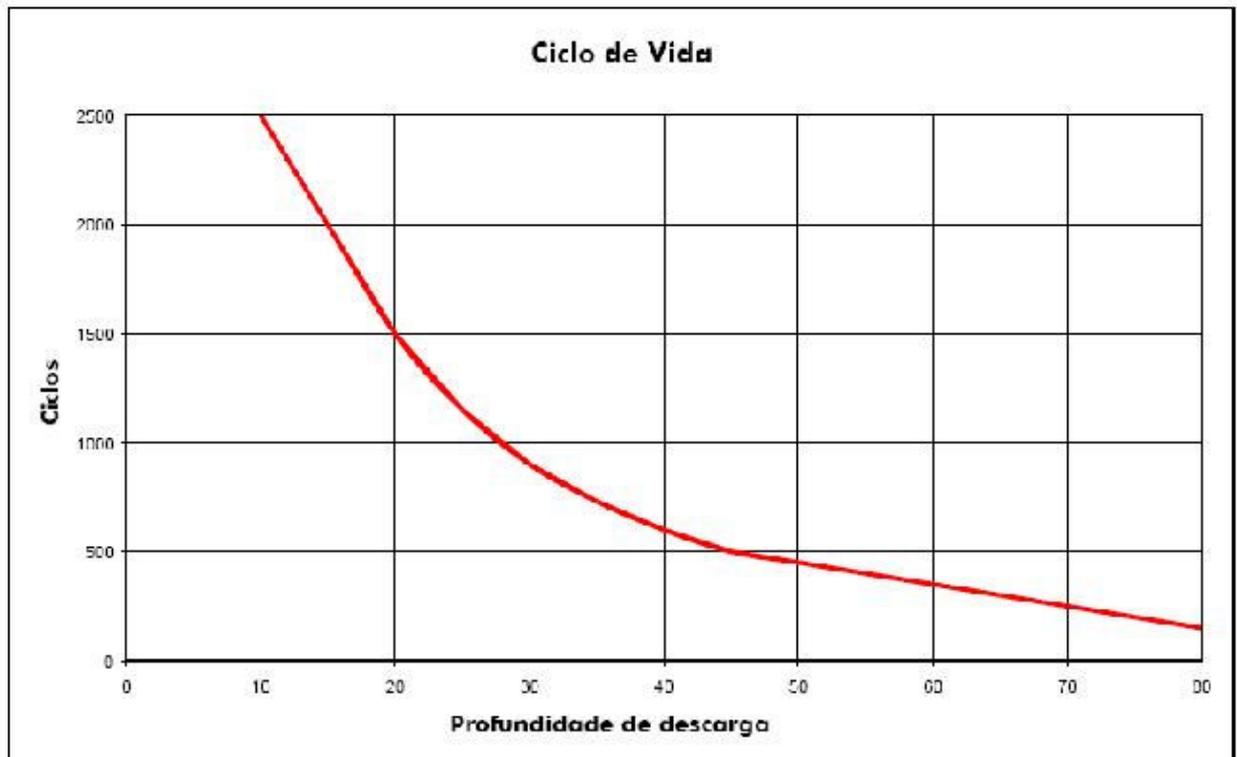
Riscos: O ácido sulfúrico é um líquido venenoso e corrosivo que pode causar queimaduras ou irritações na pele e nos olhos, podendo ainda corroer roupas.

Precauções:

1. Manusear a bateria com cuidado. Não bata nem incline mais do que 45°;
2. Sempre empilhe as baterias de forma correta, para evitar quedas - não mais que quatro camadas;
3. Sempre faça a recarga em local bem ventilado;
4. Use óculos de segurança.

Ações de Emergência

- Contato com a pele: lave imediatamente a área afetada em água corrente e tire a roupa contaminada pelo ácido.



-Contato com os olhos: lave-os imediatamente em água corrente durante pelo menos 10 minutos.

-Ingestão: beba bastante água ou leite.

□Energia Elétrica

Riscos: Os terminais da bateria podem sofrer curtos-circuitos provocados por objetos de metal (como chaves e alicates) que podem causar faíscas, portanto não coloque ferramentas encima das baterias.

Precauções:

- 1.Desconecte o cabo aterrado da bateria sempre que for trabalhar com o sistema elétrico do equipamento,conectando-o novamente, sempre por último.
- 2.Nunca coloque ferramentas sobre a bateria.

□Emissão de gases

Riscos: O hidrogênio é um gás explosivo (a emissão de gases das baterias estacionária Freedom é mínima em condições normais de uso, o que praticamente elimina esse risco).

Precauções:

- 1.Sempre recarregue a bateria em local bem ventilado;
- 2.Não fume. Não provoque faíscas nem chamas;
- 3.Tenha certeza de que o carregador está desligado para conectar ou desconectar a bateria. Sempre remova o cabo aterrado antes e conecte-o por último.

Ações de Emergência: Em caso de explosão, procure um médico urgente. Lembre-se de que o ácido sulfúrico pode ter esparramado, contaminando partes do corpo.

4.2 Vida útil

As baterias estacionária Freedom são projetadas para apresentar uma vida útil de 4 anos a 25°C, considerando profundidade de descarga de 20%. A temperatura do ambiente de operação da bateria deve sempre estar entre -10°C e 45°C, porém, a operação do acumulador em ambientes com temperatura superiores a 25°C acarretará na redução de sua vida útil.

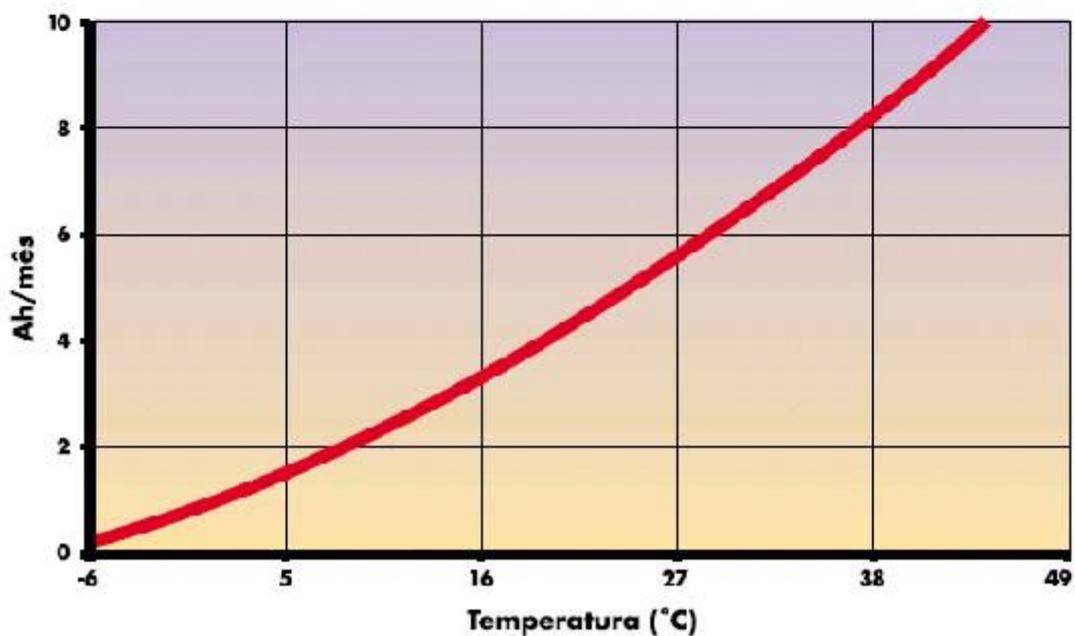
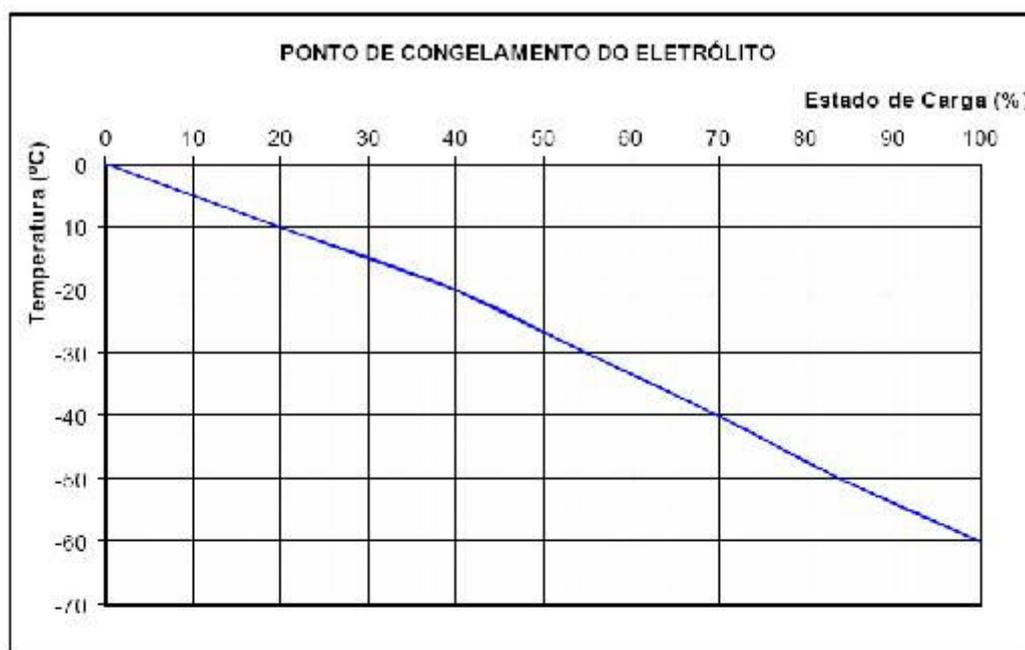
4.3 Estado de carga da bateria

As baterias estacionárias Freedom possuem um indicador embutido na tampa que auxilia na identificação do estado de carga. A figura abaixo ilustra o funcionamento do mesmo. Detalhe do funcionamento do indicador nas baterias estacionárias

OBS: A bateria deve ser substituída sempre que o nível do eletrólito estiver baixo (indicador claro), pois nesta condição a bateria poderá vir a explodir.

4.4 Expectativa de vida em função da temperatura

A curva abaixo ilustra o impacto da alta temperatura nas baterias estacionárias Freedom em relação a sua vida útil:



4.5 Características gerais

As baterias estacionárias Freedom são projetadas de tal forma que, ao longo de sua vida útil, os efeitos da corrosão dos pólos e da expansão das placas não prejudiquem o seu desempenho bem como para suportar os esforços existentes durante seu transporte e manuseio, evitando derramamento de eletrólito.

A bateria estacionária Freedom é uma bateria selada ventilada e não necessita de reposição de água ou eletrólito.

O período de garantia das baterias estacionária Freedom é de dois (2) anos em condições normais de trabalho descrito neste manual técnico.

4.6 Ponto de congelamento do eletrólito

4.7 Taxa de auto-descarga

Temperatura da Bateria (°C)	Tensão de Flutuação (V)	Tensão de Equalização (V)
-9,1	14,7	15,7
-6,7	14,51	15,51
-4,4	14,42	15,42
-2,2	14,34	15,34
0	14,26	15,26
2,2	14,17	15,17
4,4	14,09	15,09
6,7	14,01	15,01
8,9	13,92	14,92
11,1	13,84	14,84
13,3	13,76	14,76
15,6	13,67	14,67
17,8	13,59	14,59
20,0	13,5	14,5
22,2	13,42	14,42
24,4	13,34	14,34
26,7	13,26	14,26
28,9	13,17	14,17
31,1	13,09	14,09
33,3	13,01	14,01
35,6	12,92	13,92
37,8	12,84	13,84
40,0	12,76	13,76
42,2	12,67	13,67
44,4	12,59	13,59
46,7	12,5	13,5
48,9	12,42	13,42

4.8 Recomendações sobre o sistema de carga

1-Para as baterias Freedom o sistema de carga deve ter carga, equalização e flutuação com compensação de temperatura.

- Tensão de flutuação: 13,2 à 13,8 V @ 25°C
- Tensão de carga e equalização: 14,4 a 15,5 V @ 25°C
- Para cada 1°C acima de 25°C, subtrair 0,033 V e para cada 1°C abaixo de 25°C, adicionar 0,033 V.

2-É recomendado ligar todas as baterias numa configuração paralela por 24 horas, antes de se fazer a ligação em série. Este processo vai equalizar todas as baterias e compensar a diferença de estado de carga em função da data de fabricação ou condições de armazenamento.

4.9 Sistemas maiores

Se necessário qualquer número de baterias pode ser colocado em paralelo, mas é de fundamental importância o uso terminais adequados. O uso de um terminal impróprio ou em más condições pode não permitir uma recarga adequada e ocasionar desbalanceamento no sistema e danos para as baterias.

Ao operar com baterias em paralelo, é melhor tomar a saída de positivo de um lado e a saída de negativo do outro lado do banco. Isto vai permitir que qualquer queda de tensão se cancele e melhore a recarga.

Existem observações importantes para tais sistemas:

- Quando necessário utilizar baterias com ligações série-paralelo em função da necessidade de maior capacidade e autonomia, recomenda-se primeiro montar os grupos em paralelo e depois em série. Esta configuração implica em mais fiação, porém, é o sistema mais confiável.

4.10 Tensão de carga e flutuação

A seleção e a manutenção da tensão específica de carga e flutuação são essenciais para alcançar a vida útil e capacidade projetada da bateria. Se a tensão de carga e flutuação for muito alta causará crescimento acelerado e corrosão da placa reduzindo a vida útil da bateria. Se a tensão de carga e flutuação for muito baixa, a bateria não será mantida a plena carga, isto causará sulfatação das placas resultando na degradação da capacidade e redução da vida útil.

As baterias estacionárias Freedom podem ser mantidas à plena carga se permanentemente ligadas a uma fonte de carga de flutuação entre 13,2 e 13,8 Volts @ 25°C. Porém salientamos que todas as vezes que forem submetidas a uma descarga é obrigatório que sejam recarregadas de acordo com o especificado no item 3.4 sempre fazendo a correção de tensão de acordo com a temperatura.

As tensões de equalização e flutuação devem ser ajustadas em função da temperatura de acordo com a tabela abaixo.

Em algumas ocasiões as baterias estarão expostas a variações de temperatura, neste caso pode-se adotar uma temperatura média para tensão de carga e flutuação.

21

4.11 Disposição e transporte das baterias

Baterias contêm chumbo e ácido sulfúrico, que são materiais contaminantes do meio ambiente. Seu manuseio deve ser adequado, evitando-se choque e batidas, não tombando-a para evitar vazamento pelo respiro.

4.12 Recomendações para estoque e manuseio

Rotação de estoque

- Baterias mais antiga devem ser utilizadas antes das mais recentes. (fifo) Armazenagem
- Não mais que 4 camadas para empilhamento
- Observar o indicador de teste para providenciar a recarga
- Temperatura elevada aumenta a taxa de autodescarga, podendo haver necessidade de recarga.

-As baterias devem ser armazenadas em local limpo e seco com boa ventilação (25°C), devidamente protegidas contra chuva, poeira e incidência direta dos raios solares.

-As baterias devem ficar no máximo seis (6) meses em estoque. A bateria deverá ser carregada ou instalada no equipamento antes do fim deste período. O não cumprimento deste procedimento é prejudicial à vida e desempenho das baterias.

4.13 Baterias completamente descarregadas

-Baterias com tensão abaixo de 11Volts levam algum tempo para mostrar que estão aceitando recarga.

-A baixa tensão inicial pode não ativar os carregadores com proteção contra recarga invertida, apesar de as ligações estarem corretas. Veja as instruções do fabricante do carregador para ativar o circuito nessa situação.

-Após recarregar, teste a bateria.