

unesp  **UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

GALTIERI SILVA COSTA

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA
E PANORAMA FOTOVOLTAICO BRASILEIRO E PORTUGUÊS

Guaratinguetá
2015

GALTIERI SILVA COSTA

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA
E PANORAMA FOTOVOLTAICO BRASILEIRO E PORTUGUÊS**

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Mesquita

Guaratinguetá
2015

C837g	<p>Costa, Galtieri Silva</p> <p>Geração distribuída de energia elétrica e panorama fotovoltaico brasileiro e português / Galtieri Silva Costa– Guaratinguetá, 2015. 82 f : il.</p> <p>Bibliografia: f. 81-82</p> <p>Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2015. Orientador: Prof. Dr. Leonardo Mesquita</p> <p>1. Energia solar 2. Geração de energia fotovoltaica 3. Energia elétrica – Distribuição – Brasil 4. Energia elétrica – Distribuição – Portugal I. Título</p> <p>CDU 620.91</p>
-------	---

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me conceder sabedoria e inteligência para escrever esta monografia.

Agradeço a minha mãe pelo incentivo e amor, ao meu pai , aos meus amigos e a minha namorada que mesmo distante se faz presente em gestos de carinho e amor.

COSTA, G. S. Geração distribuída de energia elétrica e panorama fotovoltaico brasileiro e português. 2015. 82 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo sobre o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede. É abordado as principais características da célula solar que é o componente básico para a confecção do módulo solar, os principais componentes do sistema fotovoltaico bem como as etapas do projeto fotovoltaico e elétrico do sistema, que vão desde a escolha do módulo fotovoltaico até o dimensionamento dos componentes da instalação elétrica. Além do projeto técnico, esta obra contém uma completa análise comparativa entre a situação atual da geração fotovoltaica distribuída no Brasil e em Portugal, passando por programas de incentivos ao uso da energia e também a legislação vigente nos dois países.

PALAVRAS-CHAVE: Energia fotovoltaica. Brasil. Portugal.

COSTA, G. S. Distributed generation electricity and situation photovoltaic Brazilian and Portuguese. 2015. 82 f. Graduate Work (Graduate in Electrical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015.

ABSTRACT

This work presents a study on the design of a photovoltaic system connected to the grid. It discussed the main characteristics of the solar cell which is the basic component for the manufacture of solar module the main components of the photovoltaic system and the steps of the photovoltaic and electrical design of the system, ranging from the choice of the photovoltaic module to the dimensioning of the components of the electrical installation. In addition to the technical design, this work contains a complete comparative analysis of the current situation of photovoltaic generation distributed in Brazil and Portugal, through incentive programs to energy use as well as current legislation in both countries

KEYWORDS: Photovoltaic energy. Brazil. Portugal

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Cristal de silício negativamente carregado	18
Figura 2	Cristal de silício positivamente carregado	18
Figura 3	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	22
Figura 4	Curva tensão-corrente da célula fotovoltaica	23
Figura 5	Tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito em função da irradiância	27
Figura 6	Resposta V-I da célula fotovoltaica em função de R_s	28
Figura 7	Resposta V-I da célula fotovoltaica em função de R_p	28
Figura 8	Módulo <i>standard</i>	31
Figura 9	Módulo especial	32
Figura 10	Módulo específica	32
Figura 11	Etiqueta do INMETRO	34
Figura 12	Arranjo do sistema	37
Figura 13	Conceito do SPPM	43
Figura 14	Esquema elétrico do sistema	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Etapas de registro	55
Tabela 2	Irradiação para inclinação de 20°	57
Tabela 3	Irradiação para inclinação de 25°	57
Tabela 4	Média das temperaturas	58
Tabela 5	Consumo na residência	59
Tabela 6	Características do módulo YZM230-60	61
Tabela 7	Características do inversor PHB3000-SS	62
Tabela 8	Produção e consumo de energia em kWh	65
Tabela 9	Custo dos componentes do sistema	75
Tabela 10	Custo da fatura de energia elétrica	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Eletro-Eletrônica
ABNT	Associação Brasileira De Normas Técnicas
AC	Alternating Current – Corrente Alternada
AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional De Energia Elétrica
a-Si:H	Silício Amorfo Hidrogenado
BEP	Barra de Equipotencialização
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i> - Taxa de Crescimento Anual
CdTe	Tuturoto de Cadmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CO ₂	Dióxido de Carbono
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CPV	Célula Fotovoltaica para Concentração
c-Si	Silício Cristalino
CTS	Condição de Teste Padrão
DC	Direct Current – Corrente Contínua
DPS	Dispositivo De Proteção Contra Surtos
DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cells</i> - Células Sensibilizadas por Corantes
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i> - Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica
EVA	<i>Ethylene-vinyl acetate</i> -Acetato Etileno de Vinil
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FF	Fator de Forma
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FV	Fotovoltaico
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

MPP	Ponto de Máxima Potência
m-Si	Silício Monocristalino
NOCT	Temperatura Nominal de Operação da Célula
OPV	Células Orgânicas e Poliméricas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROESCO	Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética
p-Si	Silício Policristalino
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
Si-gE	Silício Grau Eletrônico
Si-Ge	Silício Grau Eletrônico
Si-gS	Silício Grau Solar
SPDA	Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
SPPM	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standart Test Conditions</i> - Condições de Teste Padrão
TD	Taxa de Desempenho
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande Do Sul
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção

LISTA DE SÍMBOLOS

R_s	Resistência Série
R_p	Resistência Paralelo
I_{sc}	Corrente de Curto-Circuito
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
V_t	Tensão Térmica
P_{max}	Potência Máxima
V_{pmax}	Tensão Sobre Potência Máxima
I_{pmax}	Corrente Sobre Potência Máxima
H	Eficiência
PM_{pp}	Potência no Ponto de Máxima Potência
A_r	Área da Célula Fotovoltaica
E_s	Irradiância Solar
T_{cel}	Temperatura da Célula
T_{amb}	Temperatura Ambiente
G	Irradiância
K_c	Fator de Perda Térmica
K_v	Fator de Perda Térmica
S_p	Sessão do Pannel
ΔT	Variação da Temperatura
$V-I$	Tensão Corrente
$P_{nc.a}$	Potência Nominal em Corrente Alternada do Inversor
P_t	Potência de Pico dos Painéis Fotovoltaicos
$N^{\circ}mód$	Número de Módulos Conectados em Série
V_{ocTmin}	Tensão de Circuito Aberto do Módulo na Menor Temperatura
V_{imax}	Máxima Tensão em Corrente Contínua na Entrada do Inversor
$V_{iSPPMmin}$	Mínima Tensão em Corrente Contínua do SPPM do Inversor
$V_{iSPPMmax}(V)$	Máxima Tensão em Corrente Contínua do SPPM do Inversor
V_{mpTmin}	Tensão de Potência Máxima do Módulo na Menor Temperatura de Operação Prevista
V_{mpTmax}	Tensão de Potência Máxima do Módulo na Maior Temperatura de Operação Prevista

V_{mp}	Tensão para Máxima Potência
V_{mpstc}	Tensão para Máxima Potência na STC
Nº.fil.paralelo	Número de Fileiras em Paralelo
$I_{imáx}$	Corrente Máxima em Corrente Contínua na Entrada do Inversor
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
€	Euro
E	Energia Diária Média Consumida
N	Números de Módulos
V_{cc}	Tensão Contínua
V_{ca}	Tensão Alternada
I_{scgf}	Corrente de Curto-Circuito do Gerador Fotovoltaico
I_{max}	Corrente de Curto-Circuito de uma Fileira
I_b	Corrente de Projeto
I_{mp}	Corrente de Máxima Potência
ϕ_1	Fator de Correção para a Temperatura
ϕ_2	Fator de Correção para o Agrupamento
L_m	Comprimento do Circuito
U_{mf} :	Tensão Máxima da Fileira
K	Condutividade Elétrica do Cobre
S	Área da Seção Transversal do Condutor
I_{ca}	Corrente Alternada Máxima
$\cos\phi$	Fator de Potência
U_m	Tensão Nominal do Sistema
q	Valor do Financiamento
n	Número Total de Meses
j	Taxa de Juros
m	Valor das Parcelas
T_a	Tempo em Anos
V_i	Valor Inicialmente Investido no Sistema Fotovoltaico
V_e	Valor da Fatura de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO.....	15
1.2	OBJETIVOS.....	16
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	16
2	CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	17
2.1	EFEITO FOTOVOLTAICO.....	17
2.2	TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	19
2.2.1	Células de silício cristalino.....	19
2.2.2	Células de filmes finos.....	20
2.2.3	Células orgânicas e de corantes.....	21
2.3	CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS SOLARES.....	21
2.3.1	Modelo da célula fotovoltaica.....	21
2.3.2	Fator de forma.....	23
2.3.3	Eficiência das células fotovoltaicas.....	24
2.3.4	Resistências série e paralelo.....	27
3	COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	30
3.1	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	30
3.1.1	Tipos de módulos fotovoltaicos.....	30
3.1.2	Características elétricas dos módulos fotovoltaico.....	33
3.2	INVERSORES.....	34
3.2.1	Inversores comutados pela rede e auto-comutados.....	35
3.3	CABOS.....	36
3.4	DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO AC E DC.....	36
3.5	DIODOS DE BLOQUEIO DAS FILEIRAS, FUSÍVEIS E CAIXA DE JUNÇÃO.....	37
4	ETAPAS DO DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA.....	38
4.1	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA.....	38
4.1.1	Regulamentos para conexão à rede elétrica.....	38
4.1.2	Etapas iniciais de projeto.....	38
4.1.3	Recurso solar.....	39

4.1.4	Local da instalação.....	39
4.1.5	Dimensionamento dos módulos Fotovoltaicos.....	40
4.1.6	Dimensionamento do inversor.....	41
4.2	PROJETO ELÉTRICO.....	44
5	INCENTIVOS FISCAIS, LEGISLAÇÃO E PANORAMA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO.....	45
5.1	PANORAMA BRASILEIRO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	45
5.2	PROGRAMAS DE INCENTIVO AO USO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	45
5.2.1	PRODEEM.....	46
5.2.2	Luz para todos.....	46
5.2.3	Pesquisa e desenvolvimento.....	46
5.2.4	Plano inova energia.....	47
5.2.5	Fundo clima.....	47
5.2.6	Fundo tecnológico.....	47
5.2.7	PROESCO.....	48
5.3	LEGISLAÇÃO.....	48
5.4	POLÍTICA TARIFÁRIA.....	48
5.4.1	O sistema de compensação de energia elétrica.....	49
5.5	PANORAMA PORTUGUÊS DA ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	50
5.6	LEGISLAÇÃO AO USO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL.....	50
5.6.1	Decreto lei nº 189/88.....	50
5.6.2	Decreto lei nº 168/99.....	51
5.6.3	Decreto lei nº 339-C/2001.....	51
5.6.4	Decreto lei nº 225/2007.....	51
5.6.5	Decreto lei nº 363/2007.....	52
5.6.6	Decreto lei nº118/2010.....	52
5.6.7	Decreto lei nº 34/2011.....	53
5.6.8	Portaria nº 431/2012.....	53
5.6.9	Decreto lei nº 153/2014.....	53
5.7	POLÍTICA TARIFÁRIA.....	54
5.7.1	Unidade de produção em autoconsumo.....	54

5.7.2	Unidade de pequena produção.....	55
6	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.....	56
6.1	RECURSO SOLAR DISPONÍVEL E TEMPERATURA LOCAL.....	56
6.1.1	Irradiação e temperatura em São Paulo.....	57
6.2	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	59
6.3	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	61
6.4	ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA.....	65
6.5	PROJETO ELÉTRICO.....	66
6.5.1	Diagrama elétrico do sistema.....	66
6.5.2	Cabeamento CC das fileiras fotovoltaicas.....	67
6.5.3	Cabeamento CC entre a caixa de junção e a caixa principal.....	69
6.5.4	Cabeamento CA para conexão à rede.....	71
6.5.5	Dispositivos de proteção contra surtos.....	72
6.5.6	Sistema de proteção contra descarga atmosférica.....	72
6.5.7	Aterramento.....	72
6.5.8	Fusíveis, disjuntores AC e chaves seccionadoras.....	73
6.5.9	Caixa de junção.....	73
6.5.10	Caixa principal.....	74
6.5.11	Medidor de energia.....	74
6.5.12	Demais componentes do sistema.....	74
6.6	CUSTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA.....	75
6.7	CUSTO ATUAL DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	75
6.8	TEMPO DE AMORTIZAÇÃO DO INVESTIMENTO.....	76
7	CONCLUSÃO.....	79
	BIBLIOGRAFIA.....	81

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede vem se tornando cada vez mais atrativos em vista das quedas dos preços dos componentes do sistema e da iminência da paridade tarifária entre a energia fotovoltaica e a praticada pelas concessionárias de energia elétrica. A grande vantagem deste sistema em relação ao sistema isolado é a não necessidade do uso de bancos de bateria, já que o sistema funciona em paralelo com a rede e em períodos de pouca insolação ou nenhuma a rede supre a instalação.

A inserção da geração distribuída no Brasil é lenta se comparada a países considerados desenvolvidos, em razão do investimento inicial partir exclusivamente do produtor e não haver políticas de incentivo financeiro. Portugal teve em sua fase inicial de inserção da tecnologia fotovoltaica políticas financeiras que favoreceram o investimento por parte dos produtores, o investimento inicial era recuperada em curto intervalo de tempo.

1.1 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

A maior parte da energia produzida no mundo provem de fontes não renováveis, isto implica em grande emissão de gases do efeito estufa, entre eles o dióxido de carbono (CO_2). No Brasil a energia hidroelétrica é a modalidade mais comum de energia renovável, compondo a maior parte da energia produzida no país, seguida pelas fontes derivadas do petróleo.

Os sistemas fotovoltaicos têm experimentado um enorme crescimento ao redor do mundo nos últimos anos. Segundo dados da *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA), a capacidade instalada mundial atingiu a marca de 139 GWp em 2013, resultando em uma (CAGR) de 43% entre 2000 e 2013 (EPIA, 2014). Até o início do terceiro milênio, a tecnologia era utilizada majoritariamente em sistemas isolados, enquanto atualmente mais de 95% são sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Este grande crescimento foi fruto de programas de incentivo à fonte, promovidos por países como Alemanha, Austrália, China, Espanha, EUA, entre outros. Os preços seguiram caminhos inversos caindo significativamente conforme a capacidade instalada aumentava, como reflexo da curva de aprendizagem e dos ganhos de escala (EPE, 2014, p.5).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em edificações podem atuar em sinergia com o sistema de distribuição, minimizando a carga, como aquela gerada por equipamentos de condicionamento de ar.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo o dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede, demonstrando cada etapa de dimensionamento do sistema. Efetuar um estudo de viabilidade econômica do uso deste recurso energético para consumidores residenciais.

Neste projeto também será apresentado o panorama brasileiro e português do uso dessa fonte de energia, visando realizar uma análise comparativa.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está subdividido em sete capítulos descritos a seguir:

O Capítulo 1 traz uma introdução ao tema proposto, motivação e objetivos.

O Capítulo 2 apresenta os diferentes tipos de células fotovoltaicas, o modelo matemático da célula, o efeito fotovoltaico e as características elétricas das células.

O Capítulo 3 apresenta uma descrição dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

O Capítulo 4 apresenta as etapas de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

O Capítulo 5 apresenta a legislação e a evolução do uso da energia solar fotovoltaica no Brasil e em Portugal.

O Capítulo 6 apresenta um estudo de caso do dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede e o tempo de amortização do investimento.

O Capítulo 7 por fim apresenta a conclusão do trabalho.

2 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

As células fotovoltaicas são os componentes básicos para a confecção dos módulos fotovoltaicos. Será estudado neste capítulo os diferentes tipos de células fotovoltaicas.

É apresentado também as características elétricas das células fotovoltaicas.

2.1 EFEITO FOTOVOLTAICO

É a transformação direta da luz em energia elétrica, essa transformação ocorre em células fotovoltaicas, as quais são fabricadas de material semicondutor.

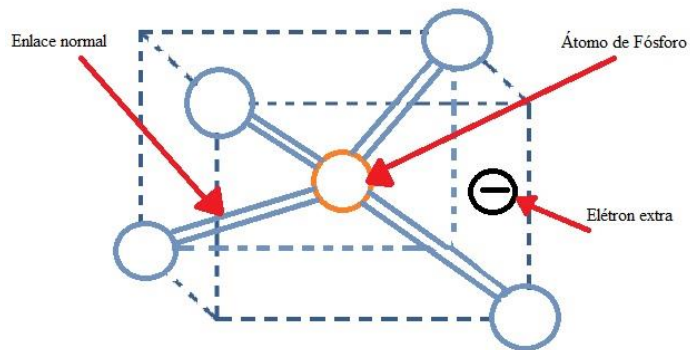
Para entender melhor como ocorre o efeito fotovoltaico é necessário saber que os semicondutores tem banda de valência cheia e banda de condução vazia. O semicondutor tem uma característica interessante, ele se comporta como isolante a uma temperatura de zero Kelvin e começam a conduzir eletricidade com o aumento da temperatura, agindo assim como um condutor.

Ao receber energia através dos fótons do espectro da luz visível os elétrons da banda de valência ganham energia e saltam para a banda de condução, produzindo uma corrente elétrica.

Para conseguir aproveitar essa corrente elétrica é necessário de certa forma alterar a estrutura cristalina do elemento químico, adicionando elementos como o fósforo e o bromo à estrutura cristalina do silício. A esse processo se dá o nome de dopagem.

O silício possui quatro elétrons na camada de valência, necessitando assim de mais quatro átomos para formar uma ligação covalente, se utilizarmos um elemento com 5 elétrons de valência (fósforo por exemplo) então o último elétron ficará livre à temperatura ambiente, o cristal de silício ficará negativamente carregado, esse condutor será do Tipo N, como se pode observar na Figura 1.

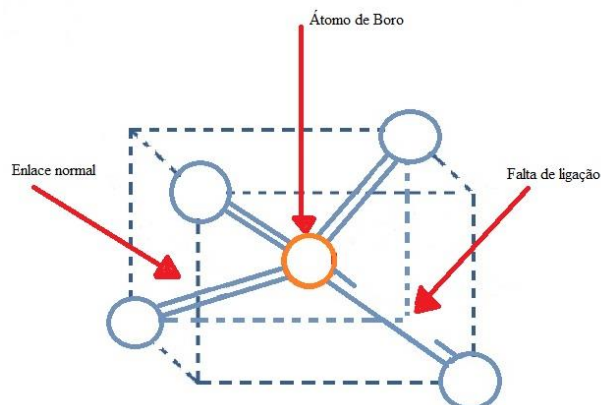
Figura 1 - Cristal de silício negativamente carregado



Fonte: (PRÓPRIA)

Se ao silício for adicionado boro com 3 elétrons na camada de valência então na estrutura cristalina ficará faltando um elétron, o semiconductor, será chamado de tipo P, como se pode observar na Figura 2.

Figura 2 - Cristal de silício positivamente carregado



Fonte: (PRÓPRIA)

Para formar uma célula fotovoltaica é necessário juntar as duas estruturas cristalinas descritas anteriormente ou seja, a estrutura Tipo P e a Tipo N, formando-se assim uma junção PN. Ocorre então uma movimentação de elétrons da camada N em

direção a camada P,essa movimentação não é infinita em virtude do campo elétrico que se forma na junção.

Ao receber fótons de luz visível os elétrons são energizados.Se ligarmos as camadas por um material condutor,haverá o fluxo de elétrons entre as camadas,gerando assim a corrente elétrica.

2.2 TIPOS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A tecnologia das células fotovoltaicas atualmente são classificadas em três gerações,sendo a primeira composta por células produzidas a base de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si),que representam a maior parte do mercado por ser uma tecnologia confiável e consolidada.A segunda geração são as células de filme fino,divididas em três tipos:silício amorfo (a-Si),disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre,índio e gálio (CIGS) e tutureto de cadmio (CdTe),a segunda geração possui eficiência menor que a primeira e tem participação menor no mercado em razão da dificuldade de obtenção das matérias primas, do baixo rendimento e vida útil.A terceira geração ainda em fase de desenvolvimento é composta por três tipos de tecnologias:célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV),células sensibilizadas por corante (DSSC) e células orgânicas e poliméricas (OPV).A tecnologia CPV possui um alto rendimento mas os custos de produção ainda não são competitivos comercialmente.

2.2.1 Células de silício cristalino

As células de silício cristalino correspondem a maior porção do mercado.Para sua fabricação é utilizado o silício grau eletrônico (Si-gE) ou o silício grau solar (Si-gS).

O silício utilizado na fabricação das células solares pode ser monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si). A eficiência média das células fotovoltaicas de silício monocristalino produzidas industrialmente é de 16,5% e para policristalino varia entre 14,5% a 16,2%.

A confecção dos módulos fotovoltaicos se dá pela associação série e paralela de células fotovoltaicas, cada módulo pode contar de 36 a 216 células fotovoltaicas. Essas células são soldadas entre si e depois encapsuladas para protegê-las contra intempéries. Os módulos fotovoltaicos de c-Si possuem garantia de rendimento mínimo durante 25 anos.

2.2.2 Células de filmes finos

Possuem alta absorção óptica, o que possibilita a construção de células com pequena espessura (sucessivas camadas de poucos micrômetros de materiais semicondutores são dispostos sucessivamente) e também diferentemente das células de silício cristalino existe a possibilidade da confecção de células de filmes finos flexíveis. As quais tem grande aplicação na arquitetura e em pequenos dispositivos eletrônicos. Os materiais mais utilizados para a confecção das células são: silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou CIS com adição de gálio (CIGS) e o telureto de cádmio (CdTe).

Os módulos fotovoltaicos de a-Si:H atingem eficiência de 10%, os módulos de CdTe atingem 14,4% de eficiência, já os módulos de CIGS atingem eficiência de 15,7%.

Um fato que deve ser levado em conta nos projetos utilizando módulos fotovoltaicos de a-Si:H, é que esses módulos podem apresentar uma potência real inicial de 115% a 130% da nominal, atingindo o valor nominal cerca de 6 a 12 meses depois de instalados. É importante que os demais equipamentos do sistema fotovoltaico estejam sobredimensionados para não sofrer danos em virtude dessa sobrecarga.

2.2.3 Células orgânicas e de corantes

Nas células orgânicas não existe uma junção PN, porque as células não são fabricadas a partir de materiais semicondutores e sim ocorre a utilização de um corante, o qual é responsável pela absorção da luz, tais células são designadas como: célula fotoeletroquímica.

O processo de fabricação desse tipo de célula é de baixo custo mas a eficiência do módulo fotovoltaico ainda é baixa (em torno de 10%), para se tornar viável sua aplicação em larga escala é necessário que a durabilidade dos módulos aumentem e que se utilize eletrólitos sólidos.

Tais células sensibilizadas por corantes são designadas como DSSC (*Dye Sensitized Solar Cells*), constituem as chamadas células de terceira geração.

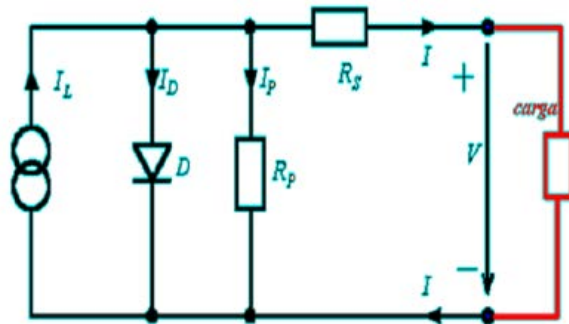
2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS SOLARES

As características elétricas das células fotovoltaicas são de grande importância prática, já que elas podem ser estendidas ao uso dos módulos fotovoltaicos

2.3. Modelo da célula fotovoltaica

Sabe-se que as células fotovoltaicas apresentam perdas elétricas, tais perdas são representadas em um modelo elétrico, o circuito elétrico equivalente é ilustrado na Figura 3 seguir.

Figura 3 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: (SANTOS, 2011)

As perdas características das células fotovoltaicas estão representadas no modelo como resistências série e paralelo, ocorre perdas de tensão em R_s e perdas de corrente em R_p , a equação (1) apresenta o cálculo.

$$I = I_{sc} \cdot (1 - e^{(V - V_{oc} + R_s \cdot I) / V_t}) \quad (1)$$

Onde:

I_{sc} : Corrente de curto-circuito (A)

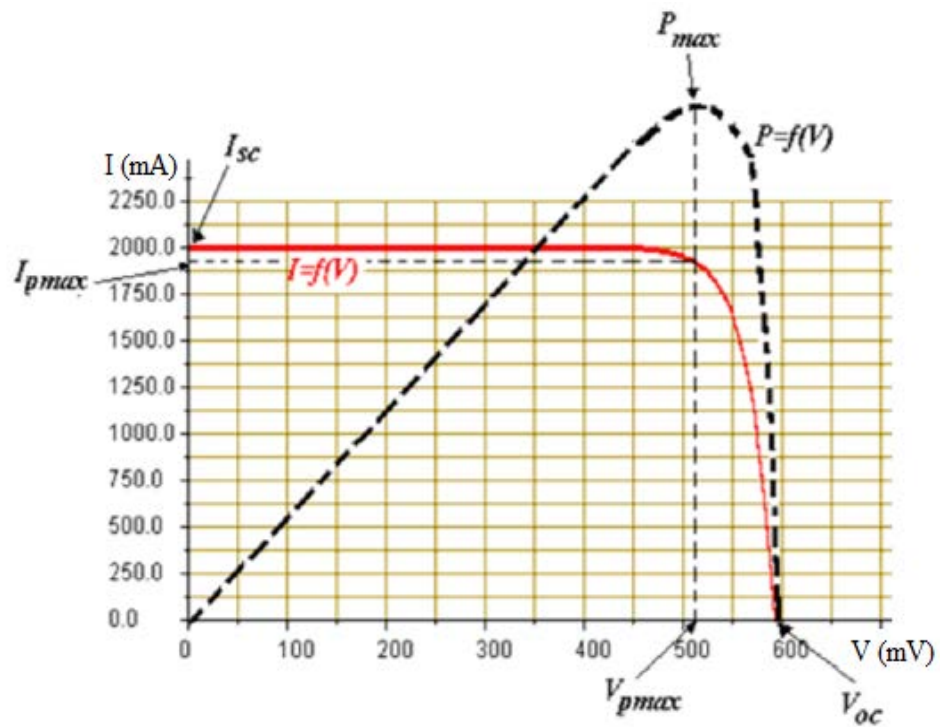
V_{oc} : Tensão de circuito aberto (V)

V_t : Tensão térmica (V)

R_s : Resistência em série em (Ω)

Na Figura 4 será representado a curva tensão-corrente da célula fotovoltaica.

Figura 4 - Curva tensão-corrente da célula fotovoltaica



Fonte: (Santos, 2011)

Onde:

P_{max} : Potência máxima (W)

V_{pmax} : Tensão sobre a potência máxima (V)

I_{pmax} : Corrente sobre a potência máxima (I)

2.3.2 Fator de forma

O fator de forma FF é um indicador responsável por representar a qualidade das células solares. É o quociente entre a potência MPP (Ponto de Máxima Potência) e a

potência máxima teórica, esta é resultante do produto da corrente de curto-circuito I_{sc} e da tensão de circuito aberto V_{oc} , a equação (2) apresenta o cálculo.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc}.I_{sc}} \quad (2)$$

Onde:

P_{max} : Potência no ponto de máxima potência

O fator de forma para células cristalinas varia entre 0,70 a 0,75 e para as células solares amorfas varia entre 0,5 a 0,70.

2.3.3 Eficiência das células fotovoltaicas

A eficiência da célula fotovoltaica é obtida pela razão entre a potência máxima entregue (ponto MPP) e a potência da radiação solar, a equação (3).

$$\eta = \frac{P_{Mpp}}{A_r.E_s} \quad (3)$$

Onde:

P_{Mpp} : Potência no ponto de máxima potência em (W)

A_r : Área da célula fotovoltaica em (m^2)

E_s : Irradiância solar em (W/m^2).

A temperatura e a irradiância possuem papel fundamental na eficiência das células solares, a temperatura da célula T_{cel} ($^{\circ}C$) necessita de ajuste uma vez que as

características são referidas a temperatura de 25° C na STC e é calculada através da equação (4).

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{G.(NOCT-20)}{800} - \left(\frac{P}{Sp.(K_c + V_{vento}.K_v)} \right) \quad (4)$$

Onde:

T_{cel} : Temperatura da célula em (°C)

T_{amb} : Temperatura ambiente (°C)

G: Irradiância (W/m²)

K_c e K_v : São os fatores de perdas térmicas do painel

P: Potência do painel (W)

Sp: Seção do painel (W)

NOCT: Temperatura Nominal de Operação da Célula

A expressão pode ser simplificada já que o último termo é muito pequeno, a equação (5) apresenta o cálculo.

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{G.(NOCT-20)}{800} \quad (5)$$

A tensão de circuito aberto V_{oc} diminui com o aumento da temperatura, a equação (6) apresenta o cálculo.

$$V_{oc}(T_{cel}) = V_{oc}(25\text{ }^{\circ}\text{C}) - \beta . (T_{cel} - 25) \quad (6)$$

Onde:

β : Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura (%/ C)

A corrente de curto-circuito aumenta com a temperatura segundo a equação (7).

$$I_{sc}(T_{cel}) = I_{sc}(25\text{ C}).(1 + \alpha.(T_{cel} - 25)) \quad (7)$$

Onde:

α : Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura (%/°C)

Já a potência da célula fotovoltaica diminui com a temperatura segundo a equação (8).

$$P_{max}(T_{cel}) = FF.Voc.(1 - \beta.\Delta T).I_{sc}.(1 + \alpha.\Delta T) \quad (8)$$

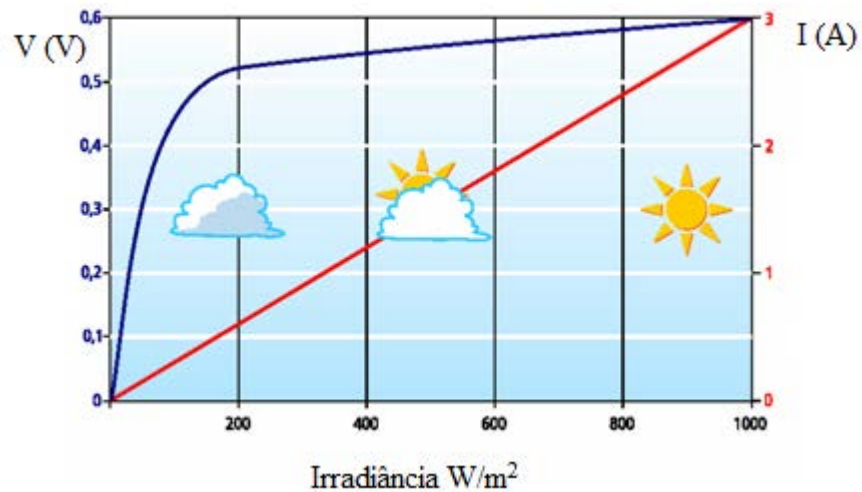
Onde:

ΔT : Variação da temperatura (°C)

Um aumento da temperatura da célula causa como consequência uma diminuição de seu rendimento, o motivo dessa diminuição é em razão do fato que a tensão diminui muito com o aumento da temperatura, enquanto que a corrente sofre uma elevação muito pequena.

Quanto a irradiância, a corrente de curto-circuito I_{sc} é linearmente dependente da irradiância. Enquanto que a tensão de circuito aberto V_{oc} se mantém praticamente constante com o aumento da irradiância, apenas quando a irradiância está abaixo de 100W/m^2 a tensão sofre significativa mudança. A Figura 5 ilustra o fato.

Figura 5 - Tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito em função da irradiância



Fonte: (ALTENER,2004)

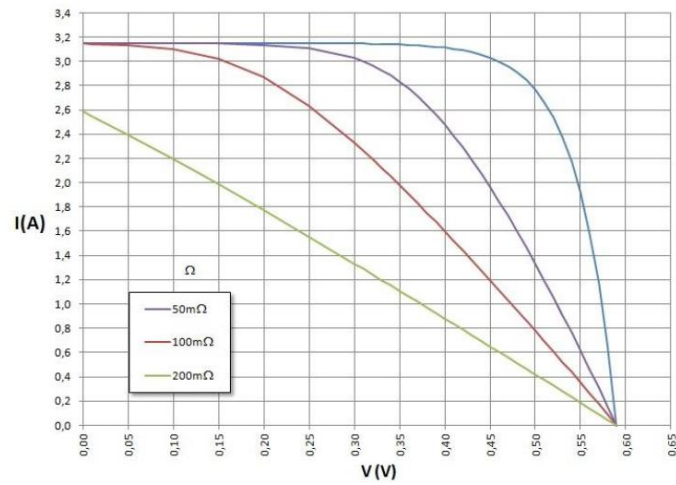
2.3.4 Resistências série e paralelo

As resistências série e paralelo das células fotovoltaicas influem diretamente no seu desempenho elétrico, portanto um bom projeto de uma célula deve levar em consideração dois aspectos: O primeiro deles é um pequeno valor de R_s , já que o mesmo influi diretamente no I_{sc} pela célula e o segundo é um valor alto de R_p , o mesmo influi diretamente no valor de V_{oc} .

Um baixo valor de resistência série é desejável durante o projeto e confecção de uma célula fotovoltaica, porque ela está totalmente ligada a eficiência da célula.

O efeito de R_s pode ser observado na Figura 6, foi considerado R_p com resistência infinita e os dados foram obtidos na STC.

Figura 6 - Resposta V-I da célula fotovoltaica em função de R_s

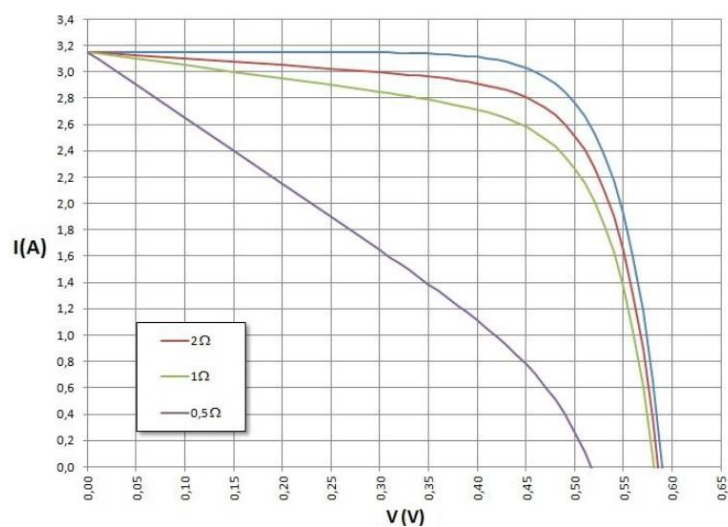


Fonte: (CEPEL,2014)

A resistência R_p tem como efeito a diminuição do valor de V_{oc} . É desejável que os valores assumidos por R_p não sejam muito pequenos, para que a curva V-I do diodo não perca sua característica.

O efeito de R_p pode ser observado na Figura 7, foi considerado nula a resistência série e os dados foram obtidos na STC.

Figura 7 - Resposta V-I da célula fotovoltaica em função de R_p



Fonte: (CEPEL,2014)

A sensibilidade da célula fotovoltaica é muito maior para valores de R_s do que para valores de R_p , assim manter o valor de R_s pequeno é essencial para fabricação de uma boa célula fotovoltaica.

3 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

O Capítulo apresenta os principais componentes de um SFCR, entre eles os diferentes tipos de módulos, o tipo de inversor apropriado para sistemas conectados à rede e sistemas isolados e também detalha os dispositivos de proteção e seccionamento.

3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As células fotovoltaicas são agrupadas em módulos que por sua vez são agrupados em painéis, tais painéis devem possuir resistência mecânica para que possa resistir as condições de instalação bem como as variações climáticas.

A união das células em módulos fotovoltaicos se faz necessário em virtude da baixa tensão produzida pelas células (0,5 a 0,8 volts, para células de silício), estas são conectadas em arranjos série para aumentar a tensão e em arranjos em paralelo para aumentar a corrente produzida pelo módulo.

Como as células não possuem muita resistência mecânica elas devem possuir um encapsulamento em placas rígidas ou flexíveis trazendo proteção mecânica e contra intempéries.

3.1.1 Tipos de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser classificados comercialmente da seguinte forma:

- Em função do material celular: Módulos monocristalinos, policristalinos e de película fina (amorfo, CdTe e CIS).
- Em função do material de encapsulamento: Módulos Teflon e de Resina Fundida.
- Em função da tecnologia de encapsulamento: laminagem com EVA ou Teflon.
- Em função da tecnologia do substrato: Módulo película-película (flexíveis) e módulo vidro-película, módulo metal-película, módulo de plástico acrílico e módulo vidro-vidro.
- Em função da estrutura da armação: Módulos com armação e sem armação.
- Em função de funções específicas de construção: Módulos de vidro de segurança endurecido ou laminado, módulos de vidro isolante, módulos de vidro isolante com coberturas de vidro e módulos de vidro laminado.

Há ainda outras classificações para os módulos fotovoltaicos:

- Módulos *standard*: são fabricados de modo a se obter o menor custo possível de fabricação, sua aplicação ocorre sempre onde não há exigências quanto a suas dimensões e formas, podem possuir armação de alumínio ou não, possuem potência nominal situada entre 50 a 320 Wp. A Figura 8 apresenta um módulo *standard* com armação em alumínio.

Figura 8 - Módulo *standard*



Fonte: (ALTENER, 2004)

- Módulos especiais: são módulos fabricados para aplicações específicas, podem ser utilizados materiais e armações especiais na sua fabricação, as aplicações comuns para este tipo de módulo são em barcos, carros elétricos, telhas solares, para pequenos

dispositivos eletrônicos, etc. A Figura 9 apresenta um módulo especial empregado na alimentação de uma luz de aviso utilizada em estradas.

Figura 9 - Módulo especial



Fonte: (ALTENER, 2004)

- Módulos específicos: são fabricados para aplicações específicas, geralmente a aplicação determina a forma e a dimensão do módulo, uma das aplicações é na cobertura de edifícios. A Figura 10 apresenta um módulo específico em forma de trapézio.

Figura 10 - Módulo específico



Fonte: (ALTENER, 2004)

3.1.2 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são caracterizados pelas características elétricas, essas características podem ser encontradas na etiqueta afixada nos módulos e para informações complementares deve ser observado o catálogo ou manual do fabricante. Os dados técnicos que constam na etiqueta são nome do fabricante, tensão máxima do sistema (indica o maior valor de tensão de circuito aberto de um arranjo onde o módulo pode ser instalado), tensão de circuito aberto V_{oc} , corrente de curto-circuito I_{sc} , tensão de máxima potência V_{mp} , corrente de máxima potência I_{mp} , potência nas condições padrão de ensaio STC (potência máxima nominal do módulo nas condições de irradiância de 1.000 W/m^2 , espectro AM 1,5 e temperatura de célula de 25°C), temperatura nominal das célula nas condições de operação NOCT (temperatura das células do módulo nas condições de irradiância de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de 20°C e velocidade de vento de 1 m/s).

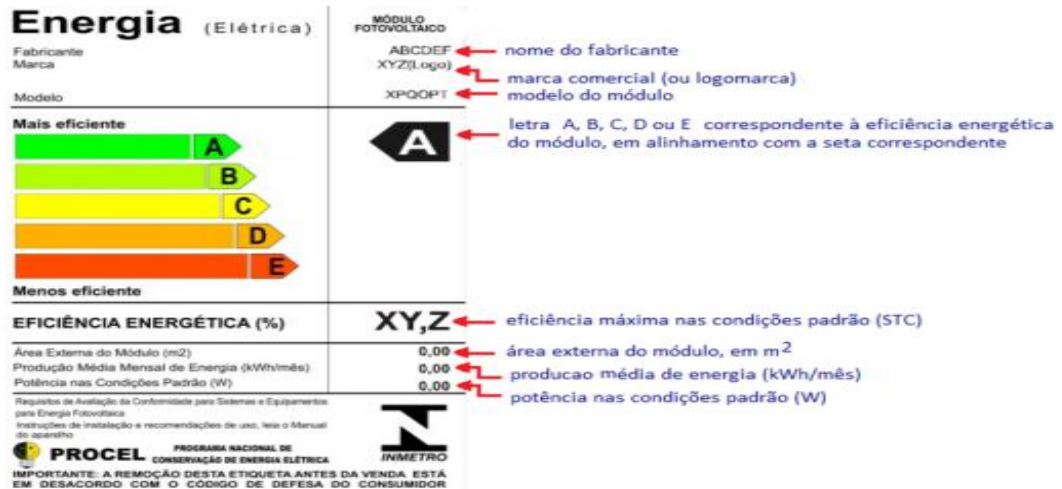
As características elétricas já mencionadas para as células fotovoltaicas bem como sua eficiência em situações perante as variáveis: temperatura ambiente, irradiância e temperatura nominal de operação das células são extensíveis para os módulos fotovoltaicos.

A classificação da categoria de eficiência energética do módulo de silício cristalino é feito de acordo com o seguinte critério.

- Classificação A
Eficiência maior que 13,5%
- Classificação B
Eficiência entre 13% a 13,5%
- Classificação C
Eficiência entre 12% a 13%
- Classificação D
Eficiência entre 11% a 12%
- Classificação E
Menor ou igual a 11%

A Figura 11 apresenta a etiqueta afixada no módulo.

Figura 11 - Etiqueta do INMETRO



Fonte: (CEPEL,2014)

Deve-se atentar ao fato que não se deve levar em conta somente a classificação de eficiência adotado pelo INMETRO, já que nos dias atuais estão disponíveis módulos *standard* com eficiência superior a 15%. Isto significa que um módulo com eficiência de 15,5% produz 14,81% a mais de energia do que um módulo com eficiência de 13,5%.

Além do fato deste selo não fazer distinção entre silício cristalino ou policristalino.

3.2 INVERSORES

Os inversores são dispositivos eletrônicos que transformam a energia elétrica de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Em sistemas conectados à rede elétrica a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede.

Nas instalações fotovoltaicas são utilizados dois tipos de inversores dependendo da aplicação: SFIs (Sistema Fotovoltaico Isolado) para sistemas isolados e SFCRs (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) para sistemas conectados à rede elétrica.

Os inversores podem ser monofásicos (normalmente com potências inferiores a 5KW) ou trifásicos (para potências superiores a 5KW).

3.2.1 Inversores comutados pela rede e auto-comutados

Os inversores podem ser classificados em dois grupos: comutados pela rede ou auto-comutados. Nos inversores comutados pela rede o processo de inversão é controlado pela fase e frequência da tensão da rede, esses inversores são usados exclusivamente em sistemas ligados à rede elétrica de distribuição não podendo ser utilizado em sistemas isolados. O inversor deve possuir baixo conteúdo harmônico, frequência e tensão compatíveis com a da rede. Já nos inversores auto-comutados o controle da inversão é realizado pelo próprio inversor através de um oscilador que controla a fase e a frequência da tensão, é o tipo de inversor adequado para ser utilizado em sistemas isolados apesar que sua utilização em sistemas conectados à rede seja possível desde que se use as devidas proteções elétricas adequadas para que o inversor na ausência da rede elétrica não entre em regime de sobrecarga. Por questões de segurança das equipes de manutenção e por norma os inversores conectados à rede elétrica devem possuir um mecanismo de auto-desligamento na ausência de tensão da rede de distribuição de energia elétrica.

3.3CABOS

Para a instalação do sistema fotovoltaico é necessário a utilização de cabos específicos em diferentes partes do sistema. Em relação a cablagem o sistema de cabos pode ser dividido em: cabos de módulo ou fileira, cabo principal DC e cabo do ramal AC.

Os cabos de módulo ou de fileira são os cabos que ligam os módulos individuais às caixa de junção. Esses cabos são utilizados no exterior sujeitos a temperaturas que superam o 70° C em telhas solares por exemplo, em função da alta temperatura são utilizados “cabos solares”, tais cabos são resistentes aos raios ultravioletas bem como a temperaturas que vão de -55°C a 125°C. Os estudos tem mostrado que se deve utilizar cabos monopolares com duplo isolamento. A caixa de junção permite a fixação de cabos de 1,5mm² a 6mm².

Cabo principal DC é o cabo responsável pela ligação entre a caixa de junção e o inversor, o tipo de cabo mencionado anteriormente (cabos de módulo ou fileira) pode ser utilizado também como cabo principal. Recomenda-se o uso de cabos monocondutores isolados para as linhas positiva e negativa, para instalações onde há risco de relâmpagos deve-se utilizar cabos blindados.

Cabo de ligação AC é o cabo que liga o inversor à rede receptora.

3.4DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO AC E DC

O fusível DC deve estar localizado nas fileiras de módulos e ser do tipo gPV.

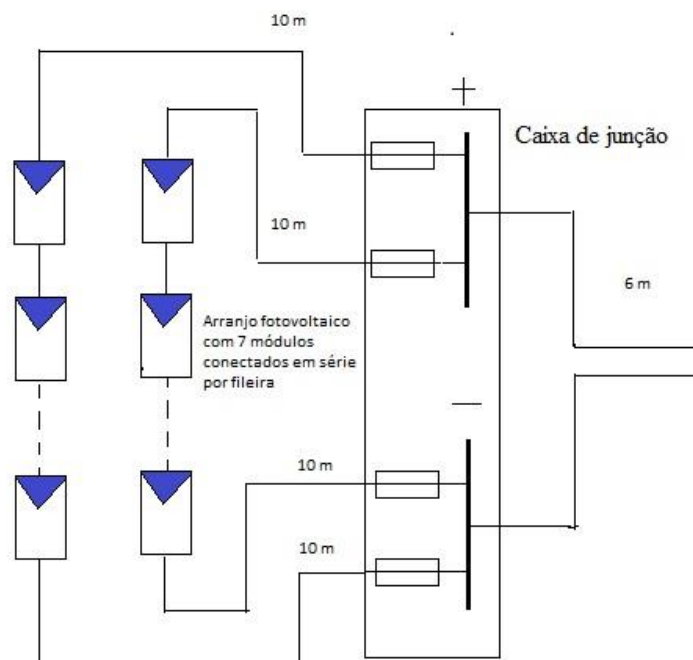
O disjuntor AC é utilizado para efetuar a proteção do sistema fotovoltaico da rede elétrica, é instalado entre o inversor e a rede.

3.5 DIODOS DE BLOQUEIO DAS FILEIRAS, FUSÍVEIS E CAIXA DE JUNÇÃO

As fileiras individuais são protegidas por fusíveis e podem ser conectados ou não por diodos de bloqueio nas fileiras. Experiências tem demonstrado que a utilização de tais diodos são desnecessários desde que se siga como regra: a utilização de painéis de mesmo modelo e fabricante, proteção de classe 2, certificados para suportar uma corrente reversa de 50% da corrente de curto-circuito e com desvio de tensão de circuito aberto entre as fileiras inferior a 5%.

Os diodos de bloqueio, fusíveis e o interruptor principal são instalados na caixa de junção. Geralmente é instalado também um descarregador de sobretensões, a caixa de junção deve ser aterrada e se for alojada em ambiente externo deve ter no mínimo proteção IP 54. A Figura 12 apresenta o arranjo do sistema.

Figura 12 - Arranjo do sistema



Fonte: (PRÓPRIA)

4 ETAPAS DODIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Neste capítulo será apresentado as etapas de dimensionamento dos principais componentes do sistema fotovoltaico conectado à rede. Será também apresentado a avaliação do recurso solar e os cuidados na disposição do painel em superfícies onde pode ocorrer sombreamentos

4.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA

Um SFCR dispensa o uso de acumuladores de energia, pois toda energia gerada é usada para alimentar as cargas. Cada instalação elétrica e o excedente é injetado na rede elétrica da concessionária. Caso a energia gerada pelo sistema fotovoltaico seja insuficiente para alimentar toda a demanda de energia da instalação ou durante o período noturno, a energia é absorvida da rede elétrica.

4.1.1 Regulamentos para conexão à rede elétrica

Para conectar um sistema de microgeração (potência gerada menor ou igual a 100 KW) ou minigeração (potência elétrica gerada maior que 100 KW e menor que 1 MW) à rede elétrica é necessário seguir a Resolução Normativa Aneel N° 482/2012 e atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), módulo 3 e às normas das concessionárias de energia locais.

4.1.2 Etapas iniciais de projeto

O projeto de um sistema fotovoltaico visa atender as necessidades da demanda de energia elétrica da instalação, o projeto deve levar em conta ainda: o recurso solar disponível no local, a orientação dos módulos, a área disponível e a estética da disposição dos painéis.

O presente estudo visa o dimensionamento de um SFCR, porém muitos dos conceitos possam ser estendidos para um SFI.

4.1.3 Recurso solar

Nessa etapa o objetivo é determinar a radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico. A forma mais comum de representar esses dados é através de valores médios mensais para a energia armazenada ao longo do dia, também é comum encontrar os dados na forma de um ano meteorológico típico.

Para avaliação prática do recurso solar é usado o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP), este conceito reflete o número de horas que a irradiância permanece constante e igual a 1.000 W/m^2 , o conceito reflete a energia solar disponível no local ao longo de um dia.

A equação (9) apresenta um exemplo de cálculo da grandeza HSP para um caso em que a irradiação é de 3 kWh/m^2 .

$$\text{HSP} = \frac{\frac{3 \text{ KWh}}{\text{m}^2}}{\left(\frac{1 \text{ KW}}{\text{m}^2}\right)} = 3 \text{ h/dia} \quad (9)$$

Os valores de irradiação devem ser transformados do plano horizontal para o plano inclinado dos módulos e posteriormente utilizar o conceito de HSP. Para obtenção de valores mais precisos se faz necessário fazer medições da irradiação no local da instalação dos módulos fotovoltaicos.

4.1.4 Local da instalação

O local da instalação dos módulos fotovoltaicos em áreas urbanas é delicado em função da limitada área disponível, dos possíveis sombreamentos causados por outras construções ou árvores da vizinhança e também por superfícies reflexivas próximas. Um

outro fator importante é quanto a capacidade de troca de calor dos módulos com o meio, por isso a importância de uma área com fácil circulação de ar. Deve-se atentar ainda a resistência mecânica do telhado ao efeito dos ventos além do aspecto estético da instalação.

4.1.5 Dimensionamento dos módulos fotovoltaicos

O dimensionamento dos painéis fotovoltaicos deve levar em conta o consumo médio diário anual da instalação (as informações podem ser calculadas a partir do histórico das faturas de energia elétrica emitidas pelas concessionárias), descontado o valor da disponibilidade mínima de energia.

O valor da potência do painel fotovoltaico pode ser calculado a partir da equação (10), lembrando que se pode escolher o valor da fração de energia elétrica que se deseja suprir inicialmente.

$$Pt(Wp) = \left(\frac{\frac{E}{TD}}{HSP} \right) \quad (10)$$

Onde:

Pt(Wp): Potência de pico do painel fotovoltaico

HSP(h): Média diária anual das Horas de Sol Pleno incidente no plano do painel

E(Wh/dia): Consumo médio diário anual ou fração deste

TD(adimensional): Taxa de desempenho

A taxa de desempenho TD pode variar entre 70% a 80%. Para diminuir a incerteza dos valores de TD são normalmente utilizados programas computacionais que auxiliam no cálculo do dimensionamento do sistema fotovoltaico.

4.1.6 Dimensionamento do inversor

O dimensionamento do sistema deve garantir que o inversor não trabalhe com potências muito abaixo da nominal nem seja sobrecarregado.

Costuma-se dimensionar os painéis fotovoltaicos com uma potência superior a do inversor, isso ocorre porque os painéis fotovoltaicos possuem um coeficiente de temperatura negativo o que acarreta uma diminuição da potência gerada com o aumento da temperatura, então em condições normais dificilmente um painel fotovoltaico vai apresentar uma potência igual a nominal. Muitos dos inversores disponíveis no mercado limitam sua potência de entrada, ajustando o seu SPPM, caso o conjunto de painéis fotovoltaicos gerem uma potência que ultrapasse a potência de entrada do inversor.

Deve-se atentar ao fato do local da instalação do inversor, dando preferência a lugares ventilados e não muito quentes. Caso o local da instalação seja pouco ventilado ou apresente uma temperatura mais elevada deve-se sobredimensionar o inversor.

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) representa a relação entre a potência de saída CA do inversor e a potência de pico dos painéis fotovoltaicos.

Os valores recomendados de FDI se situam entre 0,75 a 0,85 para a faixa inferior e até 1,05 para a faixa superior.

A equação (11) representa o cálculo do FDI.

$$FDI = \left(\frac{P_{nc.a.(W)}}{P_t(W_p)} \right) \quad (11)$$

Onde:

FDI(adimensional): Fator de Dimensionamento do Inversor

P_{nc.a.(W)}: Potência nominal CA do inversor

P_{t(W_p)}: Potência de pico do painel fotovoltaico

O dimensionamento do número de módulos fotovoltaicos conectados em série deve-se levar em conta a tensão máxima de entrada do inversor. O cuidado necessário no dimensionamento é levar em conta os extremos de temperatura a que o módulo será exposto no ambiente em que for instalado, já que a curva V-I é influenciada pela temperatura do módulo. Portanto deve-se garantir uma faixa de valores de tensão específica de entrada para o inversor, garantindo que o limite superior da faixa nunca seja ultrapassado, já que essa é uma das principais causas de queima de inversores.

O número de módulos conectados em série deve respeitar a equação (12).

$$N \leq \frac{V_{ocTmin}}{V_{imax}} \quad (12)$$

Onde:

N mód: Número de módulos conectados em série

V_{ocTmin}(V): Tensão de circuito aberto do módulo na menor temperatura prevista

V_{imax}(V): Máxima tensão CC na entrada do inversor

O número máximo de módulos conectados em série deve respeitar a tensão máxima admissível pelo módulo e também atender a faixa de tensão do SPPM do inversor.

O número de módulos de forma a respeitar o SPPM do inversor deve respeitar a equação (13).

$$\frac{V_{iSPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N \leq \frac{V_{iSPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (13)$$

Onde:

V_{iSPPMmin}(V): Mínima tensão CC do SPPM do inversor

V_{iSPPMmax}(V): Máxima tensão CC do SPPM do inversor.

V_{mpTmin}(V): Tensão de potência máxima de um módulo na menor temperatura de operação prevista

V_{mpTmax}(V): Tensão de potência máxima de um módulo na maior temperatura de operação prevista

As tensões para máxima potência V_{mp} do módulo para diferentes temperaturas podem ser calculadas pela equação (14).

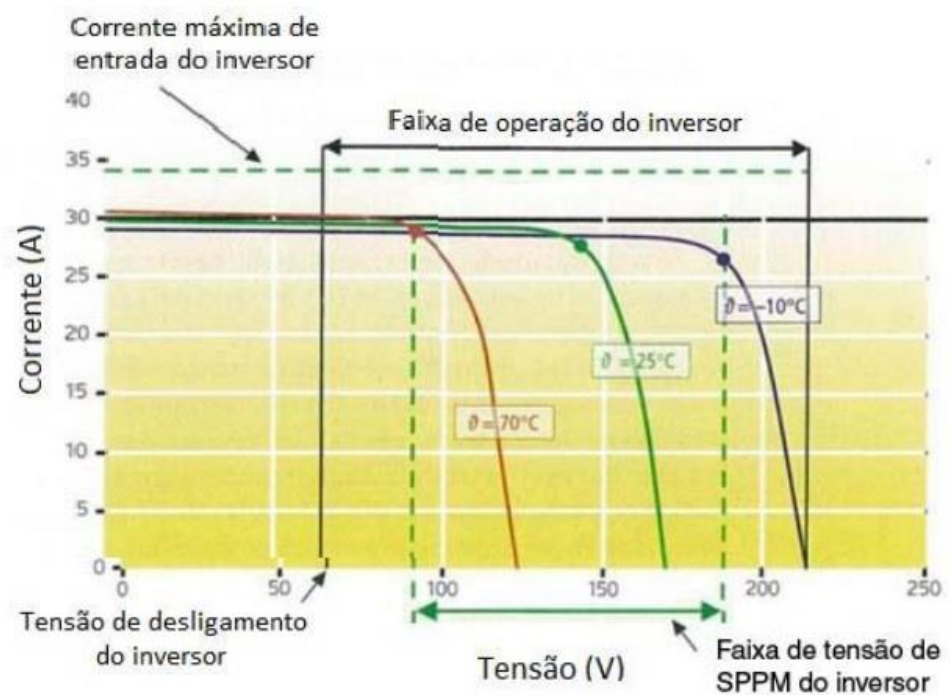
$$V_{mp}(T) = V_{mpstc} \cdot [1 + \beta \cdot (T - 25)] \quad (14)$$

Lembrando que :

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T}$$

A Figura 13 ilustra o conceito do SPPM do inversor.

Figura 13 - Conceito do SPPM



Fonte: (CEPEL,2014)

A corrente máxima CC na entrada do inversor deve ser respeitada e pode ser calculada pela equação (15).

$$N \text{ fil. paralelo} = \frac{I_{lim} \cdot x}{I_{sc}} \quad (15)$$

Onde:

$I_{limax}(A)$: Corrente máxima CC na entrada do inversor

$I_{sc}(A)$: Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico na STC

O fabricante do inversor pode indicar ainda o número máximo de fileiras conectadas em paralelo e também o inversor pode possuir mais de uma entrada CC, nesse caso as entradas podem ter ou não os mesmos níveis de corrente máxima.

4.2 PROJETO ELÉTRICO

O projeto elétrico do sistema fotovoltaico inclui a especificação dos condutores, dispositivos de proteção e seccionamento, aterramento, sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) e devem levar em conta a obediência às normas e aos regulamentos técnicos aplicáveis para instalações elétricas (ABNT, ANEEL, distribuidora local, etc.).

Tipicamente instalações elétricas em baixa tensão devem respeitar a norma NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão.

Há uma extensa faixa de tensões CC utilizadas em sistemas fotovoltaicos que vão desde 100 até 1.000 Volts.

Apresenta-se no capítulo 5 um estudo de caso de uma residência, onde será efetuado o completo dimensionamento de um SFCR.

5 INCENTIVOS FISCAIS, LEGISLAÇÃO E PANORAMA DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL E EM PORTUGAL

Neste capítulo será apresentado o panorama brasileiro, os programas de incentivo e a legislação ao uso da tecnologia fotovoltaica. Também será apresentado a evolução da legislação portuguesa ao uso da tecnologia fotovoltaica bem como seu panorama atual.

5.1 PANORAMA BRASILEIRO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

O Brasil apresenta grande potencial para a geração de eletricidade fotovoltaica mas apesar desse grande potencial ele ainda não é explorado de maneira satisfatória. Nos últimos anos com a recente escassez de água e conseqüentemente um elevado aumento no preço da energia elétrica associado a políticas públicas de incentivos fiscais. A energia fotovoltaica tem ganhado espaço no cenário nacional.

5.2 PROGRAMAS DE INCENTIVO AO USO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Será destacado os principais programas de incentivo ao uso da energia fotovoltaica no Brasil e as informações relevantes sobre eles

5.2.1 PRODEEM

O PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios) foi criado em 1994 e tinha como objetivo levar energia elétrica para comunidades isoladas

5.2.2 Luz para todos

O programa Luz Para Todos foi criado em 2004, tem por objetivo levar eletricidade para as comunidades afastadas através da extensão da rede elétrica das concessionárias de energia, além disso para localidades de difícil acesso o programa instalou sistemas fotovoltaicos isolados. O programa Luz Para Todos já permitiu até dezembro de 2012 a 14,7 milhões de pessoas o acesso à eletricidade.

5.2.3 Pesquisa e desenvolvimento

A ANEEL em agosto de 2012 apresentou o programa intitulado “Arranjos Técnicos e Comerciais Para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. O programa é financiado pelas concessionárias de energia elétrica que são obrigadas a aplicar parte de suas receitas em pesquisa e desenvolvimento (P&D). Após o lançamento do programa foram selecionados 18 projetos totalizando 24,6 MWp de potência instalada, gerando em torno de 395 milhões de reais em investimento e envolveu 96 empresas, 62 instituições e 584 pesquisadores (3º Inova FV, 2013).

5.2.4 Plano inova energia

O plano é organizado pela ANEEL em conjunto com a Finep (Financiadora de Estudos e Projetos), que disponibilizam recursos financeiros para empresas brasileiras e instituições tecnológicas a desenvolverem o domínio tecnológico da cadeia produtiva das energias renováveis como: solar, fotovoltaica, termossolar e eólica para geração de energia elétrica. No cenário da energia solar fotovoltaica o plano apóia o desenvolvimento do silício purificado em grau solar, desenvolvimento de tecnologias para a produção de células solares de filmes finos e o desenvolvimento de inversores e equipamentos aplicados a sistemas fotovoltaicos.

5.2.5 Fundo clima

Em relação à energia solar fotovoltaica o fundo apóia a geração e a distribuição local, desenvolvimento tecnológico e da cadeia produtiva no Brasil.

5.2.6 Fundo tecnológico

O Fundo Tecnológico tem como objetivo apoiar projetos que visam o desenvolvimento tecnológico de interesse estratégico para o Brasil. No cenário da energia fotovoltaica visa o desenvolvimento de tecnologias inovadoras, como por exemplo o da purificação do silício.

5.2.7 PROESCO

O programa apóia empreendimentos que contribuam com a eficiência energética e que promovam a substituição de fontes de energia fósseis por fontes renováveis. Programa mais indicado para pessoas que desejam instalar um sistema fotovoltaico em suas casas.

5.3 LEGISLAÇÃO

O ano de 2012 marcou o início da geração distribuída de energia elétrica incentivada pelo governo, através da resolução normativa nº482 de 17 de abril da ANEEL e posteriormente revista pela resolução normativa nº517 durante o mesmo ano. Essa legislação definiu as premissas básicas para a minigeração e microgeração distribuída. A produção de energia elétrica será incentivada por meio de um mecanismo de compensação de energia, ou seja, o produtor irá gerar sua própria energia e o excedente será injetado na rede para ser consumido em um período de pouca irradiância ou nenhuma (período da noite). Os créditos gerados pela injeção de energia elétrica na rede poderão ser consumidos por um período de até 36 meses e também caso o proprietário possua um outro imóvel com a mesma titularidade na conta de energia elétrica os créditos gerados em uma residência poderão ser consumidos em outra.

5.4 POLÍTICA TARIFÁRIA

A tarifa de energia elétrica no Brasil entre as décadas de 70 e 90 eram as mesmas para todas as concessionárias de energia elétrica. Este modelo não incentivava as

empresas que na época eram em sua maioria estatais a buscarem eficiência energética, já que as empresas que davam lucros subsidiavam as empresas que não geravam receitas o suficiente para se auto-sustentarem.

Em 1995, a lei nº 8987 obrigou as concessionárias a buscarem eficiência energética, já que foi imposto uma tarifa específica para cada região de concessão. Se em um mesmo Estado existir mais de uma concessão poderá existir mais de uma tarifa, caso contrário só existirá uma.

5.4.1 Sistema de compensação de energia elétrica

No Brasil a legislação atual não permite a venda da energia elétrica produzida nas residências. O regime empregado é o de compensação de energia elétrica, no qual a Resolução Normativa N° 517, de 11 de dezembro de 2012 veio alterar Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012, apresenta as regras para participar do sistema de compensação.

As principais considerações da Resolução Normativa N° 517, de 11 de dezembro de 2012 serão apresentadas a seguir.

A energia elétrica excedente produzida na microgeração ou minigeração distribuída será injetada na rede da concessionária e irá gerar créditos para posterior uso. Os créditos excedentes expirarão em 36 (trinta e seis) meses após a data de faturamento.

Deverá ser cobrado o preço mínimo do custo de disponibilidade de energia para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada do grupo A.

A potência instalada na microgeração ou minigeração distribuída fica limitada a potência instalada para unidades do grupo B, ou da demanda contratada do grupo A.

5.5 PANORAMA PORTUGUÊS DA ENERGIA FOTOVOLTAICA

O investimento na energia fotovoltaica em Portugal é resultado de várias políticas energéticas europeias que buscam uma maior autonomia e aumento da segurança energética dos países que compõem o grupo, bem como a diminuição do uso de combustíveis fósseis. Portugal tem seguido estas normas e aplicado mecanismos de incentivo que ajudem o desenvolvimento da tecnologia no país.

5.6 LEGISLAÇÃO AO USO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL

A legislação portuguesa adaptou-se às Diretrizes Europeias. Em seguida será descrito a evolução da legislação em relação às energias renováveis em especial a fotovoltaica.

5.6.1 Decreto lei nº 189/88

Primeiro decreto que estabelece as diretrizes para a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis.

5.6.2 Decreto lei nº 168/99

Intensifica os mecanismos de incentivo ao uso das fontes renováveis de energia. O decreto traz significativa alteração nas tarifas aplicadas a venda de energia elétrica a partir de fontes renováveis e reorganização do processo de regulamentação.

5.6.3 Decreto lei nº 339-C/2001

Atualiza o decreto anterior e vem dar ênfase as remunerações tarifárias para fontes renováveis de energia elétrica, com o intuito de diminuir a importação de energia elétrica e também diminuir as emissões de poluentes. Sua principal atualização é uma política tarifária diferente para as diferentes fontes de energia renovável.

5.6.4 Decreto lei nº 225/2007

O decreto cria uma tarifa específica para as centrais fotovoltaicas de microprodução instalados em edifícios residenciais, comerciais e industriais.

5.6.5 Decreto lei nº 363/2007

O decreto definiu dois regimes: o geral e o bonificado. O regime geral abrange qualquer fonte de microprodução com potência instalada até 5,75 kW, e a tarifa de venda da energia é igual a tarifa de compra de energia da rede elétrica. O regime bonificado é exclusivo para fontes de energia renováveis com potência instalada até 3,68 kW. O regime define uma tarifa de 0,65 €/kWh aos primeiros 10 MW de potência instalada registrados a nível nacional e uma redução de 5% na tarifa para cada 10 MW adicionais de potência instalada. A tarifa é garantida nos primeiros 5 anos da instalação do sistema e tem o valor referente ao do ano de instalação, nos 10 anos seguintes a tarifa aplicada é igual a tarifa dos novos produtores desse ano, ou seja, com a regra de diminuição da tarifa de 5% a cada 10 MW de potência instalada. Após os últimos 10 anos a tarifa se torna igual ao do regime geral.

5.6.6 Decreto lei nº 118/2010

Este decreto alterou o regime de remuneração publicado no Decreto anterior nº 363/2007. Os produtores continuam a receber uma tarifa bonificada nos primeiros 15 anos de produção, divididos em dois períodos. O primeiro período tem duração de 8 anos com uma tarifa de 0,40 €/kWh e o segundo período com duração de 7 anos com uma tarifa de 0,24 €/kWh. Ambas tarifas são reduzidas anualmente. E o limite de potência instalado para toda a rede foi alterado para 25 MW por ano.

5.6.7 Decreto lei nº 34/2011

Estabelece o regime jurídico na produção de eletricidade nas unidades de microprodução. As diferenças estão na potência instalada e nas tarifas. As potências de ligação à rede são divididas em 3 escalões: primeiro escalão para potência instalada até 20 kW, segundo escalão para potência instalada entre 20 kW a 100 kW e o terceiro escalão com potência instalada compreendida entre 100 a 250 kW. A tarifa de referência é de 0,25 €/kWh sendo o valor dessa tarifa reduzido anualmente.

5.6.8 Portaria nº 431/2012

Atualiza a tarifa do regime bonificado para sistemas fotovoltaicos. A tarifa foi fixada em 0,19 €/kWh para os primeiros 8 anos sendo reduzida anualmente e de 0,165 €/kWh para os 7 anos restantes com redução anual da tarifa. A quota anual de potência instalada foi de 11 MW.

5.6.9 Decreto lei nº 153/2014

Estabelece o regime jurídico para as unidades que produzem energia elétrica para o autoconsumo (designadas de Unidades de Produção para Autoconsumo-UPAC) a partir de fontes renováveis ou não renováveis, ligadas ou não à rede elétrica. O presente Decreto estabelece também do regime jurídico para as pequenas unidades produtoras de energia elétrica, que usam em sua totalidade fontes renováveis e a qual toda a energia produzida é vendida à rede elétrica (designadas por Unidades de Pequena Produção-UPP).

5.7 POLÍTICA TARIFÁRIA

A política tarifária aplicada a geração distribuída em Portugal sofreu muitas alterações ao longo dos anos. Atualmente os projetos fotovoltaicos passam a ser avaliados como medida de eficiência energética, o dimensionamento é baseado no perfil da carga do edifício e não mais na venda da energia produzida, o seu dimensionamento era efetuado de maneira independente da carga instalada.

Atualmente são duas nomenclaturas atuais no regime de produção distribuída, a primeira delas é a Unidade de Produção em Autoconsumo (UPAC) e a segunda é a Unidade de Pequena Produção (UPP). Estes nomes vieram substituir a antiga denominação de mini e microgeração distribuída.

5.7.1 Unidade de produção em autoconsumo

Na UPAC a energia produzida é consumida e o excedente injetado na RESP (Rede Elétrica de Serviço Público), caso a energia produzida não seja o suficiente o local de consumo é alimentado pela RESP. Estas instalações podem ainda decidir vender ou não o excedente.

A fonte de energia deve ser renovável ou não e a potência de instalação não pode superar a potência instalada das cargas. Estas são as principais características das UPAC.

O registro deste tipo de instalação é efetuado via plataforma eletrônica. A Tabela 1 representa as etapas de registro em função da potência da UPAC.

Tabela 1 - Etapas de registro

Tipo	Potência da UPAC	Procedimento
A	< 200 W	Não necessita de Registro
B	200 W - 1,5 kW	Mera comunicação prévia
C	1,5 kW - 1 MW	Registro e inspeção conforme Figura 1
D	> 1 MW	Licença de produção e exploração (DL115B/2012)

Fonte: (APESF,2015)

5.7.2 Unidade de pequena produção

A Unidade de Pequena Produção (UPP) injeta o total de energia produzida na RESP, o registro é efetuado via plataforma eletrônica. As UPP são instalações de produção e venda de energia elétrica.

A fonte de energia deve ser obrigatoriamente renovável, tarifa obtida em leilão para a totalidade de produção e potência de ligação até 250 kW. Estas são as principais características para registro das UPP.

6 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

O projeto de um sistema fotovoltaico visa atender as necessidades da demanda de energia elétrica da instalação, o projeto deve levar em conta ainda: o recurso solar disponível no local, a orientação dos módulos, a área disponível e a estética da disposição dos painéis.

O presente estudo de caso terá como base uma residência localizada na cidade de São Paulo. A residência tem um consumo médio mensal de energia de 400 kWh/mês o equivalente a 4800 kWh/ano.

6.1 RECURSO SOLAR DISPONÍVEL E TEMPERATURA LOCAL

Nessa etapa o objetivo é determinar a radiação solar incidente sobre o painel fotovoltaico. A forma mais comum de representar esses dados é através de valores médios mensais para a energia armazenada ao longo do dia.

Os dados de irradiação e temperatura foram adquiridos com auxílio do *software* RADIASOL2, desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). O programa auxilia a determinação da irradiação e da temperatura no local e leva em conta a inclinação do painel para determinar a irradiação no plano inclinado do gerador fotovoltaico.

6.1.1 Irradiação e temperatura em São Paulo

A irradiação foi obtida através do *software*RADIASOL2 e será apresentada para duas diferentes inclinações do painel em relação a horizontal, a latitude de São Paulo é de 23,5°.A Tabela 2 mostra os dados de irradiação para uma inclinação de 20°.

Tabela 2 - Irradiação para inclinação de 20°

Mês	Global	Inclinada
1	5.57	5.32
2	5.43	5.46
3	4.83	5.17
4	4.27	4.88
5	3.51	4.26
6	3.23	4.08
7	3.37	4.19
8	4.10	4.80
9	4.35	4.79
10	4.95	5.12
11	5.54	5.31
12	5.59	5.26
Média	4.56	4.88

Fonte: (PRÓPRIA)

A Tabela 3 mostra os dados para uma inclinação de 25°.

Tabela 3 - Irradiação para inclinação de 25°.

Mês	Global	Inclinada
1	5.57	5.19
2	5.43	5.37
3	4.83	5.17
4	4.27	4.95
5	3.51	4.42
6	3.23	4.25
7	3.37	4.34
8	4.10	4.93
9	4.35	4.80
10	4.95	5.06
11	5.54	5.26
12	5.59	5.08
Média	4.56	4.90

Fonte: (PRÓPRIA)

Será utilizado uma inclinação de 25°, pois apresenta uma média anual da irradiância inclinada de 4,90kWh/dia, o que é um pouco superior a irradiância inclinada obtida com uma inclinação de 20°.

A inclinação do painel deve estar situada a um ângulo próximo ao da latitude do local. Na média a irradiação no plano inclinado não irá variar significativamente com a variação da inclinação de 20° para 25°.

Com os dados da irradiação se pode calcular a HSP com o auxílio da equação (9).

$$HSP = \frac{\frac{4,9 \text{ KWh}}{m^2}}{\left(\frac{1 \text{ KW}}{m^2}\right)} = 4,9 \text{ h/dia} \quad (9)$$

Então teremos 4,9 Horas de Sol Pleno durante o dia com uma irradiância de 1000 W/m².

A Tabela 4 apresenta a média histórica de 30 anos das temperaturas máximas e mínimas na cidade de São Paulo.

Tabela 4 - Média das temperaturas

Mês	Temperatura Máxima °C	Temperatura Mínima °C
1	27	19
2	28	19
3	27	18
4	25	16
5	23	14
6	22	12
7	22	12
8	23	13
9	24	14
10	25	15
11	26	17
12	26	18

Fonte: (PRÓPRIA)

6.2 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Como visto no capítulo 3.2.1, será utilizado o conceito de HSP para àavaliação do recurso solar no plano inclinado do painel.O consumo na residência em questão será apresentado na Tabela 5 descontado do valor da disponibilidade mínima de energia para consumidores do Grupo B que é de 50 kWh da concessionária AES ELETROPAULO.Será considerada uma Taxa de Desempenho (TD) de 75% para o sistema.

Tabela 5 - Consumo na residência

Mês	Consumo mensal em kWh	Consumo mensal descontado da disponibilidade mínima em kWh
1	400	350
2	400	350
3	400	350
4	400	350
5	400	350
6	400	350
7	400	350
8	400	350
9	400	350
10	400	350
11	400	350
12	400	350
Total	4.800	4.200

Fonte: (PRÓPRIA)

A energia diária média consumida será:

$$E = \frac{4200}{365} = 11,50 \text{ kWh/dia}$$

A potência de pico do painel será calculada de acordo com a equação (10), a qual foi previamente apresentada no capítulo 4.

$$Pt(Wp) = \left(\frac{E}{\frac{TD}{HSP}} \right) = \frac{\frac{11.510}{0,75}}{4,9} = 3.132 Wp \quad (10)$$

O número de módulos será calculado pela equação (16).

$$n = \frac{Pt(Wp)}{P(Wp)} \quad (16)$$

Onde:

n: Número de módulos

Pt(Wp): Potência de pico do painel fotovoltaico

P(Wp): Potência do módulo fotovoltaico

$$n = \frac{3.132}{230} = 13,61$$

Será utilizado o módulo do fabricante Wsolar, modelo YZM230-60, totalizando 14 painéis de 230 Wp. Os painéis deverão ter uma inclinação em relação a horizontal de 25° e devem ter suas faces de captação solar voltadas para o norte geográfico.

A Tabela 6 apresenta características elétricas e térmicas do módulo YZM230-60.

Tabela 6 - Características do módulo YZM230-60

YZM230-60 (Sob condições STC)	
Potência elétrica máxima (Pmax)	230 Wp
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,10 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,20 A
Tensão de máxima potência (Vmp)	29,90 V
Corrente de máxima potência (Imp)	7,69 A
Coeficiente de temperatura Isc (α)	0,05%/°C
Coeficiente de temperatura Voc (β)	0,35%/°C
Coeficiente de temperatura Pmax (γ)	0,45%/°C
Coeficiente de temperatura Vmp(β_{mv})	0,50%/°C

Fonte: (PRÓPRIA)

6.3 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), será calculado de acordo com a equação(11) anteriormente apresentada no capítulo 4.Será considerado um FDI igual a 80%.

$$FDI = \left(\frac{P_{nc.a.(W)}}{P_t(W_p)} \right) \quad (11)$$

Isolando Pnc.a temos que:

$$P_{nc.a.}(W) = FDI.P_t(W_p)$$

Logo Pnc.a é igual a:

$$P_{nc.a} = (0,80).(3.132) = 2.505 W_p$$

Logo a potência nominal do inversor deverá ser de 2.505 Wp.

Como na prática não existe um inversor com exatamente com a mesma potência, foi escolhido o inversor PHB3000-SS de potência nominal de 3000W e que possui certificação pelo INMETRO.

A Tabela 7 apresenta as principais características elétricas do inversor PHB3000-SS.

Tabela 7 - Características do inversor PHB3000-SS

PHB3000-SS	
Potência fotovoltaica máxima	3200 W
Tensão máxima	500 Vcc
Faixa de operação SPPM	125 a 450 Vcc
Tensão CC de partida	125 Vcc
Corrente CC máxima	18 A
Número de strings em paralelo	2
Potência CA nominal	3000 W
Potência máxima em CA	3000 W
Corrente máxima em CA	15 A
Saída nominal em CA	220 Vca
THD	<5%
Fator de potência	Unitário
Conexão CA	Monofásica
Frequência	60 Hz
Eficiência máxima	99 %
Eficiência SPPM	>99,5 %

Fonte: (PRÓPRIA)

O número de módulos conectados em série deverá obedecer a equação (12) previamente apresentada no capítulo 4. Primeiramente vamos calcular o valor da tensão de circuito aberto para uma temperatura de -10 °C.

$$N \cdot m \cdot d \cdot Voc_{Tmin} < V_{imax} \quad (12)$$

Onde V_{ocTmin} pode ser calculado usando a equação (14) anteriormente apresentada no capítulo 4. O coeficiente de temperatura β do painel é igual a $-0,35\%/C^\circ$.

$$V_{ocTmin}(T) = V_{ocstc} \cdot [1 + \beta \cdot (T - 25)] \quad (14)$$

$$V_{ocTmin}(-10) = 37,10 \cdot [1 - 0,0035(-10 - 25)]$$

$$V_{ocTmin}(-10) = 41,64 \text{ V}$$

Utilizando a equação (12) o número máximo de painéis conectados em série deverá ser igual a:

$$N^{\circ}mód. 41,64 < V_{imax} \quad (12)$$

$$N^{\circ}mód. 41,64 < 450$$

$$N^{\circ}mód < 10,80$$

Dessa maneira o número máximo de módulos conectados em série deve ser igual a 11.

$$N^{\circ}mód = 10$$

O número de módulos de forma a respeitar o SPPM do inversor deve respeitar a equação (13), anteriormente apresentada no capítulo 4.

$$\frac{V_{iSPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ}mód < \frac{V_{iSPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (13)$$

Primeiramente será calculado os valores de V_{mpTmax} e V_{mpTmin} através da equação (14) e posteriormente com os dados em mãos iremos calcular o número de módulos de forma a adequar o SPPM do inversor.

$$V_{mpTmax}(T) = V_{mpstc} [1 + \beta_{mv}(T - 25)] \quad (14)$$

$$V_{mpTmax}(70) = 29,90 [1 - 0,005(70 - 25)]$$

$$V_{mpTmax}(70) = 29,90[0,775]$$

$$V_{mpTmax}(70) = 23,17 V$$

$$V_{mpTmin}(T) = V_{mpstc}[1 + \beta_{mv}(T - 25)]$$

$$V_{mpTmin}(-10) = 29,90[1 - 0,005(-10 - 25)]$$

$$V_{mpTmin}(-10) = 29,90[1,065]$$

$$V_{mpTmin}(-10) = 35,13 V$$

Com os dados obtidos pode-se determinar o número de módulos em série do sistema de forma a respeitar o SPPM do inversor. Utilizando a equação (13) o número de módulos deverá estar compreendido entre:

$$\frac{V_{iSPPMmin}}{V_{mpTmax}} < N^{\circ}mód < \frac{V_{iSPPMmax}}{V_{mpTmin}} \quad (13)$$

$$\frac{125}{27,11} < N^{\circ}mód < \frac{450}{35,13}$$

$$4,61 < N^{\circ}mód < 12,80$$

Logo o número de módulos de forma a respeitar o SPPM deverá estar compreendido entre 5 à 12 módulos, conectados em série.

Por fim, o número de fileiras conectadas em paralelo será calculada utilizando a equação(15), previamente apresentada no capítulo 4.

$$N^{\circ}fil.paralelo = \frac{I_{imáx}}{I_{sc}}$$

$$N^{\circ}fil.paralelo = \frac{18}{8,2}$$

$$N^{\circ}fil.paralelo = 2,19$$

Portando será utilizado um total de duas fileiras em paralelo.

O número de módulos em série deverá respeitar simultaneamente as equações (12) e (13).

Portando como será utilizado um total de 14 módulos,optou-se por um arranjo com duas fileiras,ou seja,7 módulos conectados em série formando uma fileira e cada uma das fileiras conectadas em paralelo entre si totalizando duas fileiras com 7 módulos cada.

Lembrando que deverá ser sempre respeitado o manual do inversor quanto ao dimensionamento do arranjo dos módulos fotovoltaicos.

6.4 ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

A produção de energia do sistema fotovoltaico e o consumo da residência é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 - Produção e consumo de energia em kWh

Mês	Produção	Consumo	Saldo
1	388,00	400,00	-12,00
2	421,20	400,00	+21,20
3	414,10	400,00	+14,10
4	385,21	400,00	-14,79
5	365,66	400,00	-34,34
6	339,22	400,00	-60,78
7	370,47	400,00	-29,53
8	405,96	400,00	+5,96
9	386,00	400,00	-14,00
10	406,21	400,00	+6,21
11	382,09	400,00	-17,91
12	407,26	400,00	+7,96
Total	4.671,38	4.800,00	-127,92

Fonte: (PRÓPRIA)

A análise da Tabela 8 mostra que o sistema fotovoltaico satisfaz a necessidade energética da residência, lembrando que o consumo anual de energia elétrica descontado do valor de disponibilidade mínima de energia é igual a 4.200 kWh/ano. O valor de produção de energia ligeiramente elevado se deve ao fato da incerteza associada a TD e também do arredondamento para cima do número de módulos obtido com a equação (16).

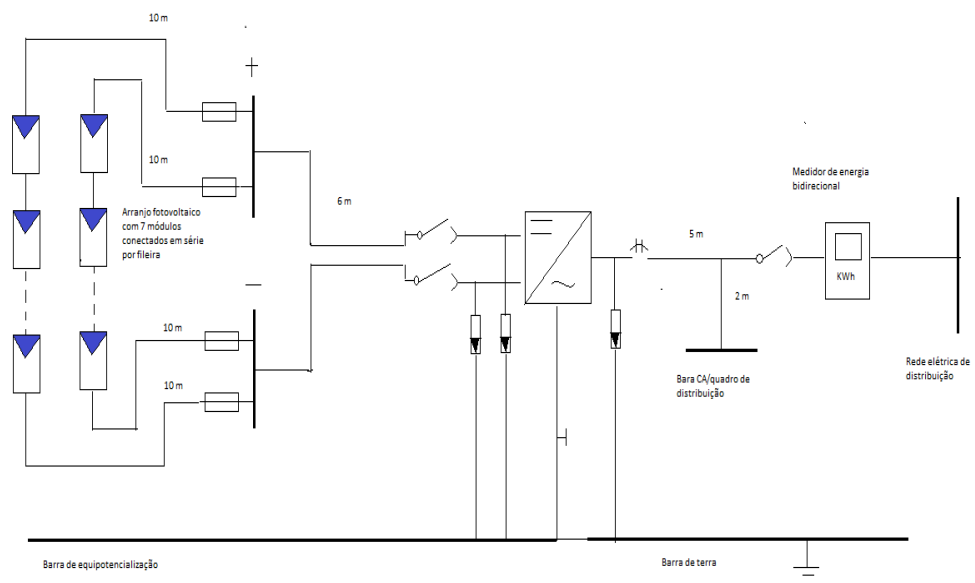
6.5 PROJETO ELÉTRICO

O dimensionamento dos componentes do sistema deve levar em conta a norma NBR-5410 e as normas da concessionária de energia local. Quando não houver norma local que se aplique deverá ser consultado normas internacionais.

6.5.1 Diagrama elétrico do sistema

O diagrama elétrico do sistema será apresentado na Figura 14 com os respectivos comprimento dos cabos.

Figura 14 - Esquema elétrico do sistema



Fonte: (PRÓPRIA)

6.5.2 Cabeamento CC das fileiras fotovoltaicas

Os cabos das fileiras devem ter proteção contra raios ultravioleta e ao clima, já que serão instalados em ambiente externo. A corrente máxima que pode fluir pelo cabo da fileira será a diferença entre a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico (arranjo de módulos) e a corrente de curto-circuito de uma fileira. A equação (17) apresenta o cálculo.

$$I_{max} = I_{scgf} - I_{sc} \quad (17)$$

Onde:

I_{scgf} : Corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico (A)

I_{max} : Corrente de curto-circuito de uma fileira. (A)

Como a corrente de curto-circuito do gerador fotovoltaico será a soma das correntes de curto-circuitos de duas fileiras, teremos:

$$I_{max} = 16,40 - 8,20 = 8,20 \text{ A}$$

A corrente nominal da fileira será a própria I_{mp} do módulo fotovoltaico.

O dimensionamento dos cabos primeiramente deve levar em conta os fatores de correção de temperatura e agrupamento. A temperatura nas coberturas pode atingir até 70°C, enquanto que a disposição dos cabos também tem de ser levados em conta para o correto dimensionamento. A corrente de projeto será calculada pela equação (18).

$$I_b = \frac{I_{mp}}{(\phi_1 \cdot \phi_2)} \quad (18)$$

Onde:

I_b : Corrente de projeto (A)

ϕ_1 : Fator de correção para a temperatura (Adimensional)

ϕ_2 : Fator de correção para o agrupamento (Adimensional)

Consultando a Tabela 40 da norma NBR-5410 o valor do fator de correção de temperatura ϕ_1 é igual a 0,58, consultando a Tabela 42 da norma NBR-5410 o valor do fator de correção para o agrupamento ϕ_2 é igual a 0,80. A forma de agrupamento será a de feixe de cabos ao ar livre. Com os dados em mãos podemos calcular o valor da corrente de projeto utilizando a equação (18).

$$I_b = \frac{7,69}{(0,58 \cdot 0,80)} = 16,57 \text{ A} \quad (18)$$

O modo de instalação será o 14 F retirado da Tabela 33 da NBR-5410.

Consultando a Tabela 39 da NBR-5410, um cabo de $0,75 \text{ mm}^2$ seria o suficiente, porém a mesma norma diz que circuitos de força devem respeitar uma seção transversal mínima de $2,5 \text{ mm}^2$. Será agora utilizado o critério de queda de tensão antes de optar pela seção transversal do cabo, vamos adotar uma queda de tensão de 1% para toda a parte DC do sistema, ou seja, será adotado 0,5% de queda de tensão para os cabos das fileiras e 0,5% para o cabo principal DC, para isto iremos utilizar a equação (19).

$$S = 2.Lm.\frac{Imp}{0,005.Umf.k} (19)$$

Onde:

S: Seção transversal do cabo (mm²)

Lm: Comprimento do circuito (m)

Umf: Tensão máxima da fileira (V)

K: Condutividade elétrica do cobre. (m/Ω.mm²)

Calculando temos que :

$$S = 2.10.\frac{7,69}{0,005.209,3.56} = 2,72mm^2$$

Analisando pelo critério da capacidade de condução de corrente e pela queda de tensão admissível, o cabo escolhido será o de seção transversal imediatamente superior ao calculado pelo critério da queda de tensão, ou seja, o cabo será de 4mm².

6.5.3 Cabeamento CC entre a caixa de junção e a caixa principal

A corrente máxima entre a caixa de junção e a caixa principal será de duas vezes a corrente de curto-circuito Isc, já que são duas fileiras em paralelo. A Imax será de 16,40 A. Será utilizado os mesmos passos do item anterior para o dimensionamento do cabo principal DC. O modo de instalação do cabo será eletroduto embutido em alvenaria, modo de instalação B1, não haverá fatores de correção de temperatura e agrupamento neste caso. A corrente de projeto será calculada pela equação (20).

$$I_b = 2.I_{mp} \quad (20)$$

$$I_b = 2.7,69$$

$$I_b = 15,38 \text{ A}$$

Consultando a Tabela 37 da NBR-5410, um cabo de 1 mm^2 seria o suficiente, porém a mesma norma diz que circuitos de força devem respeitar uma seção mínima de $2,5 \text{ mm}^2$. Será agora utilizado o critério de queda de tensão antes de optar pela seção transversal do cabo, como no caso anterior será considerado uma queda de tensão de 0,5%, para isto iremos utilizar a equação (21):

$$S = 2.Lm. \frac{2.I_{mp}}{0,005.U_{mgf}.k} \quad (21)$$

Onde:

U_{mgf} : Tensão máxima do arranjo fotovoltaico (V)

$$S = 2.6. \frac{15,38}{0,005.209,3.54}$$

$$S = \frac{184,54}{56,51}$$

$$S = 3,26 \text{ mm}^2$$

Analisando pelo critério da capacidade de condução de corrente e pela queda de tensão admissível, o cabo escolhido será o de seção transversal imediatamente superior ao calculado pelo critério da queda de tensão, ou seja, o cabo será de 4 mm^2 .

6.5.4 Cabeamento CA para conexão à rede

A corrente máxima CA na saída do inversor será de 15 A. O tipo instalação será eletroduto embutido em alvenaria. Neste caso também não se faz necessário a utilização dos fatores de correção de temperatura e agrupamento. Consultando a Tabela 34 da NBR-5410, o resultado é uma seção de 1mm^2 , o qual não deve ser utilizado por norma. Agora aplicando o critério da queda de tensão com uso da equação (22).

$$S = 2 \cdot Lm \cdot \frac{Inca \cdot \cos\varphi}{0,005 \cdot Un \cdot k} \quad (22)$$

Onde:

Lm: Comprimento do circuito (m)

Inca: Corrente CA máxima (A)

Cos φ : Fator de potência (adimensional)

Un: Tensão nominal do sistema (V)

K: Condutividade do cobre ($\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$)

$$S = 2,5 \cdot \frac{15,1}{0,02 \cdot 220,56} = \frac{150}{246,4} = 0,60 \text{ mm}^2$$

Analisando pelo critério da capacidade de corrente no condutor e da queda de tensão admissível e tomando como regra a aplicação da norma NBR-5410 optou-se por um condutor de seção $2,5\text{mm}^2$.

6.5.5 Dispositivos de proteção contra surtos

Deverá ser utilizado um DPS tipo 2 na entrada CC do inversor e um DPS tipo 1 e 2 na saída CA do inversor.

Ao selecionar o DPS deve-se atentar se o mesmo é de CC ou CA e a tensão máxima de sua conexão.

6.5.6 Sistema de proteção contra descarga atmosférica

No caso em que a edificação não possua um sistema SPDA instalado e nem previsão para sua instalação, não é necessária a instalação do mesmo. Porém, em casos que se trata de uma edificação pública ou de afluência pública deverão ser verificadas as exigências de SPDA antes de realizar o projeto FV (ELETROBRAS, 2013).

6.5.7 Aterramento

As esquadrias dos módulos e as estruturas de montagem deverão ser interconectadas, por um condutor de proteção, que de acordo com a Tabela 58 da norma NBR-5410 deverá ser de cobre com seção transversal de 4mm^2 na cor verde ou verde/amarelo e conectados a malha de terra.

6.5.8 Fusíveis, disjuntores AC e chaves seccionadoras

Os fusíveis devem ser colocados em cada uma das fileiras tanto no pólo positivo quanto negativo e devem ser do tipo gPV.

Já que a corrente máxima do módulo é de 7,69 A, o fusível escolhido é de 8 A com tensão máxima de 1000 Vcc. Será utilizado um total de 4 fusíveis.

O Disjuntor AC deverá ser do tipo termomagnético bipolar de 16 A.

As chaves seccionadoras deverão ser do tipo que abre o circuito sob carga. A chave seccionadora CC deverá conter dois pólos e capacidade nominal mínima de corrente de 110% da corrente de I_{sc} do arranjo de módulos fotovoltaicos no ponto e suportar até 1.000 Vcc.

6.5.9 Caixa de junção

A caixa de junção deverá possuir:

- Grau de proteção mínimo IP54
- Ser de material não corrosivo e resistente à radiação solar
- Ser equipada com bornes para a conexão dos cabos elétricos, os bornes devem ser identificados.

6.5.10 Caixa principal

É a caixa que irá abrigar os componentes do sistema como: chaves seccionadoras, disjuntores, DPS, barra de equipotencialização (BEP), barra CA.

A caixa deve ter proteção contra sol e chuva (se for instalada em ambiente externo).

6.5.11 Medidor de energia

Será utilizado um medidor de energia bidirecional no padrão de entrada da instalação.

6.5.12 Demais componentes do sistema

- Conectores MC4
- Eletrodutos
- Porta fusíveis
- Barramentos

6.6 CUSTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA

O custo dos componentes do sistema e da mão de obra é apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 - Custo dos componentes do sistema em (06/12/2015)

Componentes	Quantidade	Custo	Total
Módulo FV	14	1.150,00	16.100,00
Inversor	1	4.465,00	4.465,00
Suporte	3	800,00	2.400,00
Suporte	1	455,00	455,00
Conector MC4	6	5,00	30,00
Cabo “solar”	40 m	5,90	236,00
Cabo 4mm ²	6m	2,90	17,40
Cabo 2,5mm ²	15m	1,60	24,00
Fusível	4	15,00	60,00
Suporte para fusível	4	20,00	80,00
Caixa de junção	1	150,00	150,00
Caixa principal	1	80,00	80,00
DPS CC	1	160,00	160,00
DPS CA	1	110,00	110,00
Disjuntor AC	1	21,00	21,00
Mão de obra	1	500,00	500,00
Total			24.888,40

Fonte: (PRÓPRIA)

O custo dos principais componentes do sistema é R\$ 24.888,40

6.7 CUSTO ATUAL DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

A fatura de energia elétrica foi calculada através do site da AES Eletropaulo, o custo da energia consumida considerando um consumo de 400 kWh/mês será apresentada na Tabela 10.

Tabela 10 - Custo da fatura de energia elétrica

Itens		Valor
TUSD		79,56
TE		94,84
Bandeira	18,00	
ICMS		64,10
COFINS		14,26
PIS/PASEP		3,08
ICMS COFINS		4,75
ICMS PIS/PASEP	1,03	
Total		279,65

Fonte: (PRÓPRIA)

O valor da fatura foi de R\$ 279,65, considerando a bandeira vermelha em operação.

6.8 TEMPO DE AMORTIZAÇÃO DO INVESTIMENTO

O tempo de amortização do investimento é o período de tempo entre o investimento inicial para implantação do sistema e o completo retorno financeiro do montante investido inicialmente. Será adotado para o cálculo do tempo de amortização do investimento que o valor da tarifa de energia elétrica se manterá constante ao longo dos anos.

A Caixa Econômica Federal oferece linhas de crédito para financiamento em energias renováveis com taxas de juros que podem variar de 1,96% a 2,35% ao mês. Será adotado uma taxa de juros de 2% ao mês e um total de 24 parcelas para o cálculo do financiamento.

O valor total de financiamento será calculado com o uso da equação (22).

$$q = \frac{[1-(1+j)^{-n}]}{j} \cdot m \quad (22)$$

Onde:

q: Valor total do financiamento (R\$)

n: Número total de meses (mês)

j: Taxa de juros (adimensional)

m: Valor das parcelas (R\$)

Portanto o valor das parcelas será:

$$24.888,40 = \frac{[1-(1+0,02)^{-24}]}{0,02} \cdot m$$

$$m = 1.315,88 \text{ R\$}$$

O valor total do financiamento referente a 24 meses será o montante de 31.581,12 R\$.

O tempo de amortização do investimento será calculado utilizando a equação (23).

$$Ta = \frac{\frac{Vi}{Ve}}{12} \quad (23)$$

Onde:

Ta: Tempo em anos

Vi: Valor total do financiamento do sistema fotovoltaico

Ve: Valor da fatura de energia elétrica descontada do valor de disponibilidade mínima

O valor da disponibilidade mínima de energia da AES Eletropaulo é de 25,63 R\$.

O tempo de retorno de investimento será de:

$$Ta = \frac{\frac{31.581,12}{254,02}}{12} = 10,36 \text{ anos}$$

O tempo de amortização do investimento será de 10 anos e 4 meses, ou seja, o sistema se auto-pagará ao final deste período.

7 CONCLUSÃO

Primeiramente comparando a situação da energia fotovoltaica entre Brasil e Portugal nota-se que durante os primeiros anos da implantação do sistema de geração distribuída de energia elétrica em Portugal a principal característica da microprodução distribuída era a venda total da energia produzida para a concessionária de energia elétrica, visando quase que exclusivamente o lucro em razão da tarifa bonificada que era concedida, a única limitação era sobre a potência instalada limitada em 3,68kW. No Brasil a geração distribuída foi implantada e normalizada com a Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012 e posteriormente atualizada pela Resolução Normativa Nº 517, de 11 de dezembro de 2012, e desde o início o principal objetivo é o suprimento das necessidades energéticas da instalação, ou seja, a energia produzida é consumida e o excedente injetado na rede elétrica gerando créditos que podem ser abatidos em um período de até 36 meses, a energia não pode ser vendida.

Portugal entre 2007 até 2015 passou por várias mudanças em sua legislação, inicialmente com a tarifa bonificada a remuneração era muito atrativa chegando a pagar 0,65 €/kWh enquanto que ao final do período a tarifa era cotada a somente 0,19 €/kWh, houve uma diminuição significativa das tarifas ao longo dos anos. Hoje com um novo Decreto-Lei lançado em 2014, Portugal adotou um novo regime jurídico e acabou com as tarifas bonificadas, os projetos fotovoltaicos passam a ser avaliados como medida de eficiência energética, o dimensionamento é baseado no perfil da carga do edifício e não mais na venda da energia produzida.

A situação atual de Portugal depois de um período de grande incentivo se aproximou do perfil adotado no Brasil, com a diferença que a energia excedente em Portugal pode ser vendida ou não à concessionária com a mesma tarifa de compra e não mais com uma tarifa bonificada.

Verificou-se os custos de materiais e mão de obra para a instalação de um SFCR para o suprimento de energia elétrica de uma residência com consumo médio de 400kWh/mês na cidade de São Paulo. O dimensionamento do sistema fotovoltaico para suprimento das necessidades energéticas em estudo mostrou-se economicamente viável,

com tempo de amortização de investimento em torno de 10 anos e 4 meses, o sistema na atual conjuntura econômica e energética pode ser considerado uma boa alternativa de investimento.

A instalação de SFCR no Brasil vem se tornando mais atrativo tanto do ponto de vista financeiro com a diminuição dos preços dos componentes do sistema, como do ponto de vista do desenvolvimento da indústria nacional do setor

BIBLIOGRAFIA

ADIV. **Manual de energia Solar Foto-Voltaica**. Associação para o Desenvolvimento e Investigação de Viseu. 112 f.

ALTENER, Programa Comunitário. **Energia Fotovoltaica – Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Portugal. 2004. 368 f.

APESF. **Regime Jurídico Autoconsumo**. Lisboa. 2015. 38 f.

BARBOSA, R.D.B. **Compensação Harmónica em Inversores Fotovoltaicos Ligados à Rede Eléctrica**. 2011. 193 f. Dissertação(Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de ComputadoresMajor Automação) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto,2011.

CEPEL; DTE; CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**.2nd.ed.Rio de Janeiro: 2014.530 f.

CREDER, Helio.**Instalações Elétricas**.15nd.ed.Rio de Janeiro: LTC,2007.443p.

DIEDRICH, V. A. **Geração Distribuída baseada em um Sistema Fotovoltaico**. 2013. 71 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica – Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

ELETROBRAS. **Projeto Técnico Fotovoltaico – Smart Grid Parintins**. 1nd.ed. Amazonas: 2013. 81p.

EPE.**SérieRecursos Energéticos - Nota Técnica DEA 19/14 - Inserção da GeraçãoFotovoltaica Distribuída no Brasil– Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro: 2014. 64 f.

FIGUEIRAS, B. J. P. P.**Mecanismos de incentivos ao fotovoltaico: estudo comparativo Portugal/Brasil**. 2013. 97 f. Dissertação (MestradoIntegradoemEngenhariadaEnergiaedoAmbiente) - Faculdade de Ciências, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Universidade de Lisboa, Lisboa, 2013.

SANTOS, F. F. **Utilização de Energia Fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia**. 2011. 160 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computador Major Energia) - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2011.

SILVA, A. N.M. **Sistema de Conversão de Energia Solar Fotovoltaica**. 2008. 125 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computador Major Automação) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 166). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 3 de fevereiro de 2015.