

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO  
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

**PROCEDIMENTOS PARA CARACTERIZAÇÃO E  
QUALIFICAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

CRISTINA DE MOURA RAMOS

São Paulo

2006

CRISTINA DE MOURA RAMOS

## **Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

São Paulo

2006

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTES TRABALHOS, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

#### FICHA CATALOGRÁFICA

Ramos, Cristina de Moura

Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos / Cristina de Moura Ramos; orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles – São Paulo, 2006.

140p.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP, FEA, IEE, IF) da Universidade de São Paulo.

1. Módulo Fotovoltaico 2. Procedimentos de Qualificação

*À minha família, em especial à minha mãe Valquíria, cujo exemplo e apoio me fizeram ser quem sou, e ao meu filho Guilherme, cujo sorriso ilumina minha vida e mantém pulsante em meu peito a fé.*

## AGRADECIMENTOS

Ao professor Roberto Zilles, pela oportunidade quando me aceitou como orientanda, pela compreensão que sempre me despendeu, sabendo o quanto concluir esta etapa de minha vida era importante para minha carreira profissional e pela confiança que depositou em mim durante todo este tempo.

Aos professores Fagá e Adnei, cujas discussões e explanações foram fundamentais para a conclusão deste trabalho; aos funcionários do IEE-USP que viabilizaram de alguma forma o desenvolvimento deste projeto, seja pela parte administrativa como a Sra. Rosa, da Secretaria do PIPGE, seja pela técnica e pelos recursos disponibilizados pelo Sr. Jorge Rufca, do Setor de Serviço Técnico da Qualidade; e aos colegas do IEE, cujo companheirismo me incentivou em todos os momentos.

Ao Centro Universitário de Santo André (UNI@), representados pela Prof<sup>a</sup>. Celina, que me proporcionou a bolsa auxílio e que acreditou em mim praticamente desde o momento de minha contratação.

À Escola Técnica Estadual Jorge Street, na figura de sua diretora (e amiga) Sabrina, que me apoiou desde o início e forneceu suporte por muitas vezes para que eu pudesse desenvolver esta dissertação.

À minha família, e meus amigos, em especial Claudinha, Cláudia, Salomão, que me incentivaram com palavras doces e encorajadoras a prosseguir.

Em especial, a Deus, que me manteve lúcida, íntegra e proveu todas as forças para que eu concluísse mais esta etapa de minha vida.

## SUMÁRIO

	<b>PÁG.</b>
<b>RESUMO</b>	
<b>ABSTRACT</b>	
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	
<b>LISTA DE TABELAS</b>	
<b>SUMÁRIO</b>	
<b>APRESENTAÇÃO</b>	17
<b>CAPÍTULO I – CONTEXTUALIZAÇÃO</b>	
1.1 A Tecnologia Fotovoltaica	18
1.2 Motivação	24
1.3 Objetivo	27
1.4 Metodologia	28
<b>CAPÍTULO II – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>	
2.1 Física dos Semicondutores e o Efeito Fotovoltaico	29
2.2 Tipos de Células e Processos de Fabricação	32
2.2.1 Células de silício monocristalino e policristalino	32
2.2.1.1 Obtenção do substrato monocristalino	32
2.2.1.2 Obtenção do substrato policristalino	33
2.2.1.3 Fabricação das células	33
2.2.2 Células de silício amorfo	35
2.3 Vantagens e Desvantagens de cada Tipo de Célula	35
2.4 Circuito Elétrico Equivalente	37
2.5 Características dos Geradores Fotovoltaicos	37
2.6 Parâmetros Elétricos de um Gerador Fotovoltaico	39

2.7 Métodos de Caracterização	44
2.8 Vantagens e Desvantagens dos Métodos de Caracterização	46

### **CAPÍTULO III – PROCEDIMENTOS PARA A CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

3.1 Considerações Preliminares	49
3.2 Princípios de Medição	50
3.2.1 Curva característica corrente-tensão	50
3.2.2 Distribuição espectral da radiação padrão	51
3.3 Requisitos Gerais de Medição	53
3.4 Medições em Luz Solar Natural	54
3.5 Medidas em Luz Solar Simulada Contínua ( <i>steady-state</i> )	54
3.6 Medidas em Luz Solar Simulada Pulsada	55
3.7 Procedimentos de Correção	55
3.7.1 Determinação dos coeficientes de temperatura	56
3.7.2 Determinação da resistência série interna	57
3.7.3 Determinação do fator de correção da curva	58
3.8 Relatórios dos Testes	59
3.9 Procedimentos Adotados	60
3.9.1 Equipamentos necessários	60

### **CAPÍTULO IV – PROCEDIMENTOS DE DURABILIDADE OU SOB CONDIÇÕES EXTREMAS, CONFORME NORMA IEC 61215**

4.1 Considerações Preliminares	61
4.1.1 Amostragem	61
4.1.2 Identificação	62
4.1.3 Verificação	62
4.1.4 Critérios de Aprovação	63
4.1.5 Principais Defeitos Visuais	63
4.1.6 Relatórios	64
4.1.7 Modificações	64
4.2 Procedimentos de Ensaio	66
4.2.1 Inspeção Visual	66
4.2.1.1 Objetivo	67

4.2.1.2 Procedimentos	67
4.2.1.3 Requisitos	67
4.2.2 Desempenho nas Condições Padrão de Teste (STC)	67
4.2.2.1 Objetivo	67
4.2.2.2 Procedimentos	68
4.2.3 Teste de Isolamento	68
4.2.3.1 Objetivo	68
4.2.3.2 Condições do teste	68
4.2.3.3 Procedimentos	68
4.2.3.4 Requisitos do ensaio	69
4.2.4 Medidas dos Coeficientes de Temperatura	69
4.2.4.1 Objetivo	69
4.2.4.2 Aparatos	69
4.2.4.3 Procedimentos	69
4.2.5 Medidas na Temperatura Nominal de Operação das Células (NOCT)	70
4.2.5.1 Objetivo	70
4.2.5.2 Introdução	70
4.2.5.3 Método primário	71
4.2.5.3.1 Princípio	71
4.2.5.3.2 Aparatos	72
4.2.5.3.3 Montagem dos módulos em teste	73
4.2.5.3.4 Procedimentos	73
4.2.5.4 Método da placa de referência	74
4.2.5.4.1 Princípio	74
4.2.5.4.2 Placas de referência	74
4.2.5.4.3 Local do teste	75
4.2.5.4.4 Aparatos	75
4.2.5.4.5 Procedimentos	76
4.2.6 Desempenho na NOCT	80
4.2.6.1 Objetivo	80
4.2.6.2 Procedimentos	80
4.2.7 Desempenho em Baixa Irradiância	80
4.2.7.1 Objetivo	80
4.2.7.2 Procedimentos	80



4.2.8	Teste de Exposição ao Ar Livre	81
4.2.8.1	Objetivo	81
4.2.8.2	Aparatos	81
4.2.8.3	Procedimentos	81
4.2.8.4	Medições finais	81
4.2.8.5	Requisitos	81
4.2.9	Resistência a Ponto Quente	82
4.2.9.1	Objetivo	82
4.2.9.2	Efeito do ponto quente	82
4.2.9.3	Classificação da interconexão das células	84
4.2.9.4	Aparatos	86
4.2.9.5	Procedimentos	86
4.2.9.5.1	Caso S	86
4.2.9.5.2	Caso SP	87
4.2.9.5.3	Caso SPS	88
4.2.10	Teste UV	88
4.2.10.1	Objetivo	88
4.2.11	Ciclo Térmico	89
4.2.11.1	Objetivo	89
4.2.11.2	Aparatos	89
4.2.11.3	Procedimentos	89
4.2.11.4	Medições finais	90
4.2.11.5	Requisitos	90
4.2.12	Umidade e Congelamento	91
4.2.12.1	Objetivo	91
4.2.12.2	Método de câmara única	91
4.2.12.2.1	Aparatos	91
4.2.12.2.2	Procedimentos	91
4.2.12.3	Método de duas câmaras	92
4.2.12.3.1	Aparatos	92
4.2.12.3.2	Procedimentos	92
4.2.12.4	Medições finais	94
4.2.12.5	Requisitos	94
4.2.13	Umidade e aquecimento	94

4.2.13.1	Objetivo	94
4.2.13.2	Procedimentos	94
4.2.13.3	Medições finais	95
4.2.13.4	Requisitos	95
4.2.14	Robustez dos Conectores	95
4.2.14.1	Objetivo	95
4.2.14.2	Tipos de terminações	95
4.2.14.3	Procedimentos	95
4.2.14.3.1	Terminações tipo A	95
4.2.14.3.2	Terminações tipo B	96
4.2.14.3.3	Terminações tipo C	96
4.2.14.4	Medições finais	96
4.2.14.5	Requerimentos	96
4.2.15	Teste de Torção	97
4.2.15.1	Objetivo	97
4.2.15.2	Procedimentos	97
4.2.15.3	Medições finais	97
4.2.15.4	Requisitos	97
4.2.16	Resistência a Carga Mecânica	98
4.2.16.1	Objetivo	98
4.2.16.2	Procedimentos	98
4.2.16.3	Medições finais	98
4.2.16.4	Requisitos	98
4.2.17	Resistência a Granizo	99
4.2.17.1	Objetivo	99
4.2.17.2	Aparatos	99
4.2.17.3	Procedimentos	100
4.2.17.4	Medições finais	101
4.2.17.5	Requisitos	101

**CAPÍTULO V – PROPOSTA DE ETIQUETAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS,  
CONFORME PBE/ INMETRO**

5.1	Considerações Preliminares	103
5.2	Modificações (cortes e/ou adoções)	104

5.3 Ensaio de Névoa Salina	107
5.3.1 Objetivo	107
5.3.2 Geral	108
5.3.3 Aparatos para o teste	108
5.3.2.1 Câmara de teste	108
5.3.2.2 Atomizador	111
5.3.2.3 Solução salina	114
5.3.2.4 Suprimento de ar	115
5.3.4 Medidas iniciais	115
5.3.5 Pré-requisitos	115
5.3.6 Condições do teste	115
5.3.6.1 Posição da amostra	115
5.3.6.2 Temperatura da câmara	116
5.3.6.3 Homogeneidade e quantidade de névoa	118
5.3.6.4 Medições do pH da solução salina	119
5.3.6.5 Procedimentos para medida do pH da solução salina	119
5.3.6.6 Duração do teste	120
5.3.7 Restabelecimento	120
5.3.8 Medições finais	120
5.3.9 Relatórios	121
5.3.10 Instrumentação necessária	121
5.4 Implantação do Ensaio de Névoa Salina	122
<b>CAPÍTULO VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	
6.1 Contribuições da Dissertação	124
6.2 Trabalhos Futuros	126
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	127
<b>APÊNDICE A – CÂMARA PARA TESTE DE NÉVOA SALINA</b>	131
<b>APÊNDICE B – CONJUNTO DO ATOMIZADOR</b>	136
<b>APÊNDICE C – PORCA DE LATÃO</b>	138

**APÊNDICE D – BICO DE AR**

139

**APÊNDICE E – BICO DA SOLUÇÃO**

140

## LISTA DE FIGURAS

	PÁG.
Figura 1.1 – Os 10 maiores produtores mundiais de módulos fotovoltaicos.	19
Figura 1.2 – Principais segmentos do mercado mundial para aplicações terrestres, 2002.	21
Figura 1.3 – Evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos por região.	22
Figura 1.4 – Curva característica I-V.	26
Figura 2.1 – Recombinação e aparecimento da região de depleção.	30
Figura 2.2 – Célula fotovoltaica.	31
Figura 2.3 – Contato frontal de uma célula de silício policristalino.	34
Figura 2.4 – Circuito elétrico equivalente da célula solar.	37
Figura 2.5 – Exemplo de módulo com seis células conectadas em série.	38
Figura 2.6 – Tipos de módulos fotovoltaicos.	38
Figura 2.7 – Diodos de bloqueio e de <i>bypass</i> em um módulo fotovoltaico.	39
Figura 2.8 – Diagrama de blocos e conexões do ensaio conforme IEC 904-1 (1987).	45
Figura 3.1 – Exemplo de curva I-V.	51
Figura 3.2 – Distribuição espectral da radiação padrão.	52
Figura 3.3 – Determinação de $R_s$ .	58
Figura 4.1 – Seqüência de testes de qualificação.	65
Figura 4.2 – Fator de correção da NOCT.	78
Figura 4.3 – Placa de referência (dimensões em mm).	78
Figura 4.4 – Medidas da NOCT pelo método da placa de referência.	79
Figura 4.5 – Fator de correção do vento.	79
Figura 4.6 – Efeito do ponto quente numa célula tipo A.	83
Figura 4.7 – Característica reversa.	83
Figura 4.8 – Efeito do ponto quente numa célula tipo B.	84
Figura 4.9 – Caso SP : conexão série-paralelo.	85
Figura 4.10 – Caso SPS : conexão série-paralelo-série.	85
Figura 4.11 – Ciclo térmico.	90

Figura 4.12 – Umidade e congelamento.	93
Figura 4.13 – Equipamento para o ensaio de granizo.	100
Figura 4.14 – Posições de impacto ilustradas.	102
Figura 5.1 – Fluxograma dos ensaios de módulos fotovoltaicos.	106
Figura 5.2 – Câmara de teste (frontal), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	109
Figura 5.3 – Câmara de teste (lateral), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	109
Figura 5.4 – Câmara de teste (ângulo), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	109
Figura 5.5 – Câmara de teste (tampa), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	110
Figura 5.6 – Detalhe do selo d'água, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	111
Figura 5.7 – Bico pulverizador (frontal), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	112
Figura 5.8 – Bico pulverizador (lateral), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	112
Figura 5.9 – Compressor do ensaio de névoa salina, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	113
Figura 5.10 – Regulador de pressão do ensaio de névoa salina, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	114
Figura 5.11 – Recipiente para aquecimento da solução salina, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	116
Figura 5.12 – Circuito de controle da temperatura.	118
Figura 5.13 – Diagrama esquemático do teste de névoa salina.	121
Figura 6.1 – Câmara climática (frontal), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	125
Figura 6.2 – Câmara climática (lateral), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos,2005).	125

## LISTA DE TABELAS

	<b>PÁG.</b>
Tabela 1.1 – Produção mundial de painéis fotovoltaicos e porcentagem de crescimento.	22
Tabela 2.1 – Principais características por tipo de célula.	36
Tabela 4.1 – Resumo dos níveis dos testes.	66
Tabela 4.2 – Massas de bolas de gelo e velocidades.	99
Tabela 4.3 – Posições de impacto.	101
Tabela 5.1 – Descrição dos ensaios propostos pelo PBE para etiquetagem de módulos fotovoltaicos.	105
Tabela 5.2 – Especificações técnicas do compressor.	113
Tabela 5.3 – Especificações técnicas do regulador de pressão.	114
Tabela 5.4 – Especificações técnicas de um controlador de temperatura.	117
Tabela 5.5 – Testes de vazão.	122
Tabela 6.1 – Especificações técnicas da câmara climática.	125

## RESUMO

RAMOS, C. M. **Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos**. 2006. 144p. Dissertação de Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.

A partir da análise dos procedimentos de qualificação de módulos fotovoltaicos adotados internacionalmente, na presente dissertação apresenta-se uma proposta de métodos e processos para a qualificação dos módulos comercializados no Brasil. A implantação de procedimentos valendo-se de ferramentas confiáveis é o primeiro passo para o processo de certificação e qualificação dos módulos fotovoltaicos. Desta forma, os procedimentos de ensaios e testes apresentados contêm adaptações daqueles já existentes para a realidade nacional e, ainda, o desenvolvimento de um teste específico, apropriado para as condições de operação encontradas em nosso país.

*Palavras-chave: Módulo Fotovoltaico, Procedimentos de Qualificação.*



## ABSTRACT

RAMOS, C. M. **Procedures for Photovoltaic Modules Characterization and Qualification.** 2006. 144p. Master of Degree Dissertation – Post Graduation in Energy Inter Units Program, University of São Paulo.

Following the qualification procedures analysis adopted internationally, it is shown in this dissertation a proposal of methods and processes to qualify modules commercialized in Brazil. The first step to certify and qualify photovoltaic modules is the introduction of procedures that take into consideration trustful tools. Therefore, the tests and essays procedures presented have adaptations from the existing ones in the national reality and yet, the developing of an specific test, proper to the operational conditions found in our country.

*Key-Words: Photovoltaic Modules, Qualification Procedures*

## APRESENTAÇÃO

O presente trabalho reuniu diversas informações relativas à qualificação e caracterização dos módulos fotovoltaicos, objetivando oferecer uma contribuição para a determinação dos procedimentos de testes dos mesmos, garantindo um incremento na qualidade dos sistemas projetados e um pequeno passo a mais na consolidação da tecnologia solar fotovoltaica no Brasil.

As informações foram organizadas numa seqüência lógica abordando detalhadamente as células solares, seu princípio de funcionamento, principais características e quais os fatores que influenciam seu desempenho. A seguir, discorre-se sobre os principais parâmetros elétricos, descrevendo os métodos de caracterização, sua importância e fatores primordiais nesta determinação.

Neste ponto, julga-se fundamental apresentar os procedimentos utilizados como referência mundial, através das Normas IEC pertinentes. Os Capítulos III e IV relatam os procedimentos de caracterização elétrica e de durabilidade e robustez mecânica, respectivamente, conforme essas recomendações.

A partir desses procedimentos e apoiando-se em estudos realizados pelo Grupo de Trabalho em Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (GT-FOT) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial), elaborou-se uma proposta de procedimentos de ensaios adequados à realidade brasileira, modificando alguns itens da Norma e desenvolveu-se a instrumentação para ensaio em ambiente salino, relatado no Capítulo V.

No Capítulo VI explanam-se todas as conclusões e informações, impressões, observações e comentários extraídos deste estudo, oferecendo uma contribuição àqueles que se interessam pelo assunto e buscam a difusão e a excelência na utilização da tecnologia solar fotovoltaica.

## CAPÍTULO I – CONTEXTUALIZAÇÃO

### 1.1 A Tecnologia Fotovoltaica

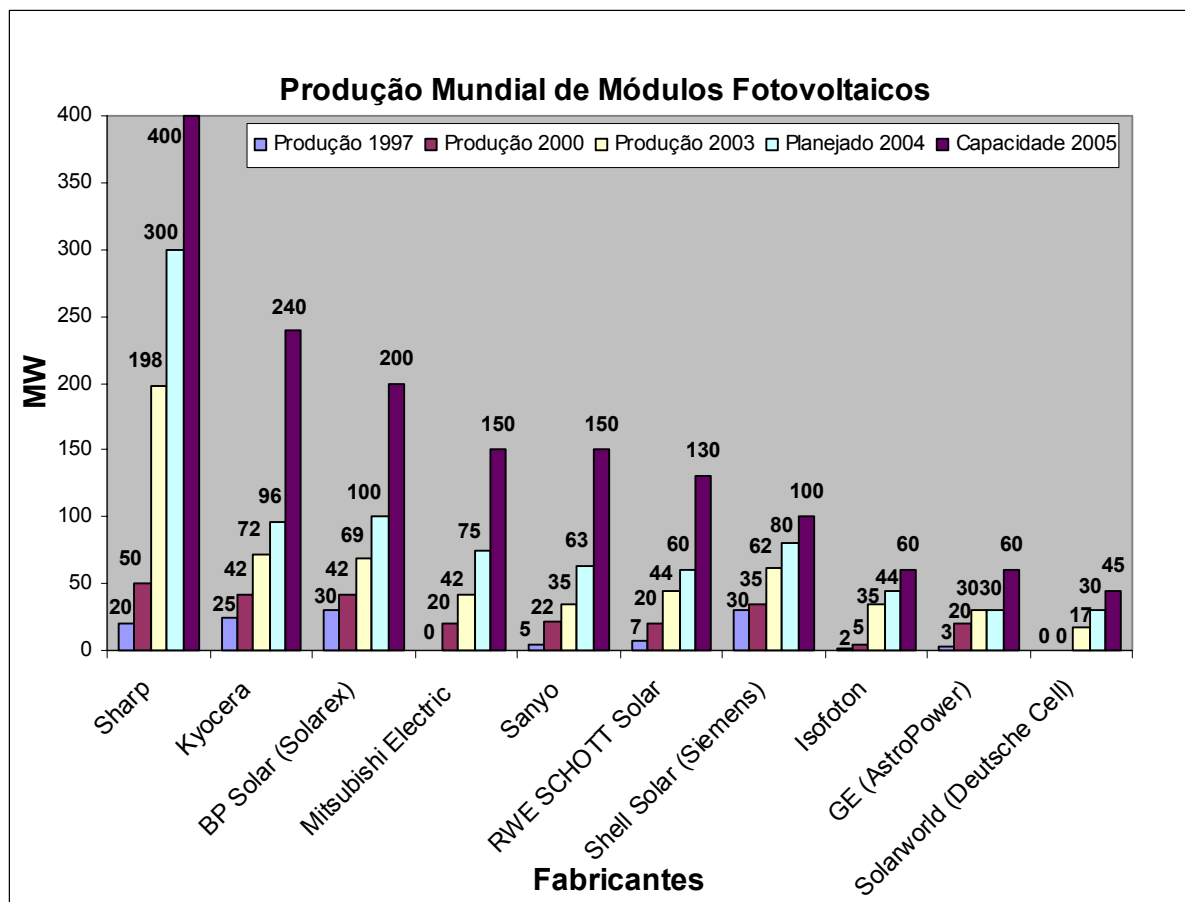
Tendo seu desenvolvimento impulsionado pela corrida espacial e pelo setor de telecomunicações como fonte de energia para sistemas remotos e alimentação de satélites, a energia solar fotovoltaica, há mais de 30 anos, desponta como uma das alternativas energéticas da sociedade atual.

Alavancada pela crise do petróleo de 1973, a tecnologia fotovoltaica vem cruzando a fronteira do experimental para tornar-se uma opção viável técnica e comercialmente para aplicações terrestres. O trabalho de diversos profissionais e pesquisadores do mundo todo tem mostrado que, com financiamento adequado, o desenvolvimento é possível e passível de melhoria, seja no aumento da eficiência e diversificação das células para atendimento de aplicações diversas, seja na redução de custos por processos mais eficazes e maior escala de produção.

Embora a tecnologia fotovoltaica ainda tenha custos muito altos quando comparados a alternativas convencionais disponíveis, não se pode deixar de defender sua adoção diante de alguns pontos fundamentais que permeiam a questão do abastecimento energético.

O petróleo, principal fonte de energia não renovável, responsável por cerca de 40% da energia mundial em 1998, é um recurso finito e contém uma reserva total a ser explorada estimada entre 1.800 a 2.200 bilhões de barris (MACKENZIE, 2000). Considerando-se que praticamente metade já foi extraída (até janeiro de 1999 já haviam sido captados 857 bilhões de barris), o pico está próximo e a queda será inevitável. Apesar das dificuldades em prever o que ocorrerá com o preço e com a demanda, divergências entre os estudos que avaliam quando ocorrerá o pico e dar-se-á o início da escassez, do volume das reservas provadas a serem extraídas e outros fatores, sabe-se que o início do declínio da produção ocorrerá dentro de algumas décadas. Sendo assim, a introdução de alternativas na matriz energética torna-se urgente.

Prova disto é que, entre os maiores fabricantes mundiais de módulos fotovoltaicos, encontram-se grandes empresas do setor de petróleo que, diante da realidade emergente, diversificou seus investimentos em outras alternativas energéticas, como a energia solar (Figura 1.1).



Fonte: Adaptado de PV News, Paul D. Maycock, Photon 2004, Company PR

Figura 1.1 – Os 10 maiores produtores mundiais de módulos fotovoltaicos.

Em um outro pilar da discussão está a destruição do meio ambiente. Embora exista uma crescente tomada de consciência ecológica, uma legislação ambiental e medidas como a reciclagem e processos industriais limpos ganhem cada vez mais espaço, ainda há muito que se fazer para que a degradação do meio ambiente seja interrompida, ou mesmo revertida. Os interesses econômicos continuam estimulando muitas agressões ao meio ambiente, com a conivência dos órgãos públicos e muitas vezes dos meios de comunicação.

Há uma relação entre produção e uso da energia com a poluição do ar. As emissões antropogênicas (aquelas causadas pela atividade do homem, como a emissão de combustíveis de automóveis, queima de combustíveis fósseis em geral, materiais radioativos, queimadas etc.) são as principais fontes de poluentes para o ar. Relata-se também que alguns desses poluentes, como dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e material particulado, tendem a diminuir com o aumento da renda *per capita*, por serem mitigados com a utilização da tecnologia adequada. Ou seja, quanto mais rico o país, maiores os investimentos em equipamentos, e menores as emissões. Isto, porém, não constitui uma regra. O dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), cresce com o

aumento da renda, uma vez que a principal fonte de emissão deste poluente é o setor de transportes; portanto, quanto maior a frota, maior o nível do poluente no ar (GOLDEMBERG, 2004).

No Brasil, as fontes renováveis ocupam uma posição de destaque na matriz energética, sendo que as hidrelétricas respondem por cerca de 85% do suprimento de energia elétrica (LIMA;MOSS, 2004). Quando comparados, os custos da geração fotovoltaica são mais elevados que do kWh gerado por elas. Porém, não são contabilizados os custos de externalidades para a geração, transmissão e distribuição dessa energia. Além desta, outras fontes também teriam seus custos inviabilizados se fossem levados em consideração e de alguma maneira quantificados os aspectos ambientais e sociais envolvidos, tais como: degradação da qualidade do ar (que desencadeou fenômenos como a chuva ácida), redução do volume e da qualidade de águas dos rios, resíduos radioativos, destruição de vegetações nativas e florestas por alagamento ou desmatamento, extinção de espécies animais e vegetais, remoção de comunidades.

A tecnologia fotovoltaica, vista sob este prisma, é uma das opções menos prejudiciais ao meio ambiente. Resíduos de fabricação dos módulos fotovoltaicos, por exemplo, são reaproveitados pelos fabricantes, não sendo descartados diretamente no meio ambiente. O componente do sistema fotovoltaico domiciliar que pode causar alguma poluição são as baterias eletrolíticas. Porém, quando devidamente orientado, o usuário pode proceder seu descarte adequadamente, sem maiores riscos à sua saúde ou sua região.

As aplicações importantes dos sistemas fotovoltaicos<sup>1</sup> são (Figura 1.2):

- Aplicações espaciais – sistemas fotovoltaicos em satélites e outras missões espaciais;
- Sistemas conectados à rede elétrica – sistemas residenciais, comerciais ou industriais que geram energia elétrica e entregam o excedente ou recebem da rede segundo seu balanço de produção/consumo;
- Grandes centrais de geração – sistemas que entregam a energia produzida diretamente à rede elétrica;
- Produtos de consumo – células solares em calculadoras, relógios e outros pequenos objetos;

---

<sup>1</sup> Tratado de Cooperación Amazônica, Secretaria Pro Tempore. **Sistemas Fotovoltaicos para Eletrificación Rural: Manual de Entrenamiento**. OLADE , UNDP , FAO , DGIS, UNAMAZ, Banco Mundial, Comunidad Europea, Lima, Peru, sd.

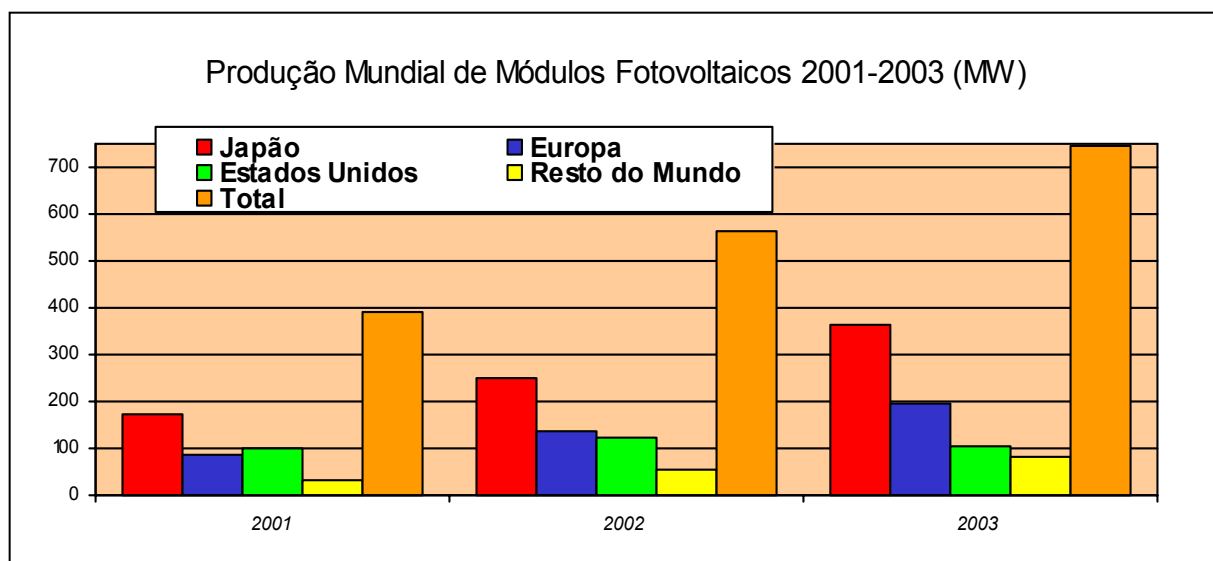
- Sistemas remotos autônomos – Sistemas residenciais, comerciais, para pequenas comunidades, postos de saúde, estações meteorológicas, plataformas marinhas, sistemas de telecomunicações, carregadores de baterias e bombeamento de água.



Fonte: Adaptado da RWE Schott Solar

Figura 1.2 – Principais segmentos do mercado mundial para aplicações terrestres, 2002.

A produção mundial de módulos fotovoltaicos tem aumentado substancialmente na última década, mostrando elevadas taxas anuais de crescimento (Figura 1.3 e Tabela 1.1). Convém observar que quando se analisam os dados mundialmente, a aplicação que eleva as estatísticas é a de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, sendo que o consumo concentra-se em alguns dos países da Europa e no Japão. Localidades estas que dispõem de subsídios governamentais e legislação que regulamenta as negociações entre a energia excedente produzida e a consumida.



Fonte: Adaptado de Paul Maycock, PV NEWS Annual review of the market 2004

Figura 1.3 – Evolução da produção mundial de módulos fotovoltaicos por região.

### Produção Mundial de Módulos Fotovoltaicos

Ano	Produção (MW)	Crescimento (%)
1986	26	.
1987	29	12%
1988	34	17%
1989	40	18%
1990	47	18%
1991	54	15%
1992	58	7%
1993	61	5%
1994	71	16%
1995	81	14%
1996	89	10%
1997	126	42%
1998	155	23%
1999	201	30%
2000	288	43%
2001	391	36%
2002	562	44%
2003	744	32%
2004	1194	60%
2005	1727	44%(estimativa)

Fonte: Adaptado de PV News Paul Maycock, editor 1996, 2004 e Photovoltaics Insider's Report Richard Curry, editor April 1998

Tabela 1.1 – Produção mundial de módulos fotovoltaicos e porcentagem de crescimento.

As estimativas de mercado são promissoras para a tecnologia fotovoltaica. Para sistemas conectados à rede, a conclusão do recente 22º Workshop "Capacidade e potencial de mercado de sistemas conectados à rede até 2010", realizado pela EPIA (European Photovoltaic Industry Association) em Frankfurt, Alemanha, em 22 de dezembro de 2005, é de que serão instalados de 3.200 MWp a 5.400 MWp. A partir deste nível de produção, projeta-se também que o preço estará entre US\$ 2,13 / Wp e US\$ 1,88 / Wp, valor bem inferior ao do patamar de aproximadamente US\$ 3,00 / Wp que é praticado hoje.

Os sistemas remotos autônomos apresentam uma série de vantagens:

- Não poluem o meio ambiente com resíduos, ruídos ou odores;
- Por não possuírem peças móveis, não sofrem desgastes mecânicos;
- Sua manutenção é mínima, limitando-se à limpeza dos módulos se necessário, reaperto das conexões e supervisão e/ou reposição de água nas baterias;
- Apesar de um investimento inicial elevado, apresentam custos atrativos quando instalados em locais de difícil acesso ou localidades remotas, como pequenos vilarejos no meio rural;
- Permitem a expansão de sua capacidade devido à sua concepção modular;
- Os painéis têm vida útil estimada de 20 a 30 anos, os dispositivos eletrônicos (inversor, controlador de carga) funcionam em torno de 10 anos e as baterias (consideradas o ponto fraco do sistema), duram de 4 a 5 anos, quando bem projetadas (CRESESB, 2005).

Para os países em desenvolvimento, a aplicação mais importante é a de sistemas de geração autônoma para eletrificação rural, destinados à população que não tem acesso à energia elétrica. Principalmente no campo das relações sociais, a adoção da tecnologia fotovoltaica representa uma escolha vantajosa frente a outras concebidas para comunidades rurais isoladas. O Brasil conta hoje com cerca de 15 MWp instalados, advindos especialmente de programas de incentivo às fontes alternativas de energia, como o PTU (Programa do Trópico Úmido) do CNPq (Centro Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), ligado ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) que contratou, a partir de 1995, projetos de pesquisa nesta linha de atuação.

Cerca de 40% do parque brasileiro instalado veio do PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios). Criado pelo Ministério das Minas e Energia (MME) em 1994, foram implantados aproximadamente 5,2 MWp em sistemas de geração de energia, bombeamento de água e iluminação pública, em cinco fases distintas, de 1996 a 2002.



Entidades internacionais também contribuíram, através de subsídios a programas para promoção e difusão da energia solar fotovoltaica, como o NREL-DOE (National Renewable Energy Laboratory, Department of Energy), Estados Unidos.

Além do Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) de 2002, coordenado pelo MME (Ministério das Minas e Energias), que contempla apenas outras tecnologias (pequenas centrais hidrelétricas PCHs, biomassa e energia eólica), atualmente tem-se o Programa Luz Para Todos.

Criado em 2004, sob a coordenação do MME, a meta do Luz Para Todos é, através de recursos do Governo Federal (77% do montante), governos estaduais, concessionárias de energia e cooperativas de eletrificação rural, beneficiar os 12 milhões de brasileiros (dos quais, 10 milhões vivem no meio rural), que não têm acesso à energia elétrica.

Até o final de 2004 foram atendidas 500 mil pessoas com 150 mil novos atendimentos e a meta para 2005 era alcançar mais 3 milhões de pessoas, através de 620 mil atendimentos, gerando 115 mil empregos diretos e indiretos.

O Programa Luz Para Todos objetiva utilizar a energia elétrica como instrumento para o desenvolvimento econômico das comunidades e para a redução da pobreza e da fome. A tecnologia solar fotovoltaica apresenta-se como uma opção viável em sistemas de geração descentralizada (sistemas híbridos) ou em sistemas de geração individuais.

Neste cenário, frente ao provável aumento da implantação de sistemas que utilizem a tecnologia fotovoltaica, fica evidenciado o potencial para a expansão e, faz-se necessária a adoção de procedimentos confiáveis de ensaio e certificação dos módulos instalados no Brasil.

Sendo os geradores fotovoltaicos fundamentais para os sistemas, independente de sua aplicação, eles constituem o foco da presente dissertação.

## **1.2 Motivação**

À medida que o mercado de geradores fotovoltaicos cresce, a necessidade de informações confiáveis a respeito de suas características elétricas e físicas, tais como a potência efetivamente desenvolvida quando em funcionamento, aumenta para fabricantes e projetistas. Do lado do fabricante, conhecer esses parâmetros permite a classificação dos módulos e a geração de documentação técnica (catálogos, manuais) de maior qualidade. Para os projetistas

de sistemas, o incremento da confiabilidade nessas especificações permite a otimização dos projetos, a comparação entre fabricantes, além de servir como base de sustentação para aspectos comerciais nos contratos de fornecimento.

No entanto, ainda é freqüente encontrar diferenças entre o valor da potência nominal indicada nos catálogos e a obtida pela comprovação experimental (GUISAN; MERMOUD; SCHAUB, 1992).

Apesar de haver uma certa convenção no mercado de que, na prática, a potência real entregue por um módulo oscila em torno de  $\pm 10\%$  da potência nominal, resultados obtidos por Zilles et al. (1998) revelam que a potência efetiva pode ser até  $20\%$  menor que aquela indicada no catálogo. Desta maneira, fica claro que a necessidade da inclusão de procedimentos de averiguação da potência nominal dos módulos é fundamental. Além disso, um procedimento que garanta as características elétricas após diversos testes em condições físicas semelhantes às encontradas no ambiente de funcionamento dos módulos (por exemplo, variações bruscas de temperatura, estanqueidade, umidade, torção, etc.), também é primordial, e no Brasil não existe tal procedimento regulamentado.

O principal referencial para avaliar um gerador fotovoltaico é a Curva característica corrente-tensão (curva I-V), nas condições padrão de medida (com irradiância de  $1.000\text{ W/m}^2$ , espectro AM 1,5 e temperatura de célula de  $25^\circ\text{C}$ ).

As dificuldades na realização das medidas dos geradores fotovoltaicos encontram-se nas variáveis de difícil controle e extrapolação para condições reais de funcionamento. As células solares são sensíveis à distribuição espectral da radiação incidente, que é um parâmetro que varia com a composição, quantidade e estado da atmosfera, localização geográfica, hora do dia, mês do ano e clima. Por serem constituídas por material semicondutor, o comportamento elétrico das células varia muito com a sua temperatura. Como esta não se pode medir diretamente, estima-se a temperatura da célula a partir de outros parâmetros que dependem dela e são mais fáceis de mensurar. Além das dificuldades apresentadas, a variação da irradiância incidente também exerce uma enorme influência no desempenho dos módulos fotovoltaicos em condições reais de trabalho e pode ser responsável por diferenças de até  $10\%$  entre medidas realizadas por diferentes laboratórios. Obviamente, incertezas dessa ordem não são toleráveis no processo de desenvolvimento e planejamento de sistemas fotovoltaicos, distorcendo a comparação entre produtos de distintos fabricantes e gerando projetos sobre ou subdimensionados.

Assim, diversos métodos de caracterização têm sido tema de muita discussão nos fóruns pertinentes. Os autores se dividem propondo soluções baseadas em :

- extrapolação da Curva I-V para determinadas condições de irradiância e temperatura;
- realização de testes operacionais em determinadas condições de irradiância;
- medidas *outdoor* de módulos, utilizando-se cargas resistivas, dispositivo solar (ABETE; FERRARO, 1990), cargas eletrônicas (ZILLES; LORENZO, 1991) e cargas capacitivas (BLASSER et al., 1988), (DI FRANCIA et al., 1993; KURUKAWA,1991).

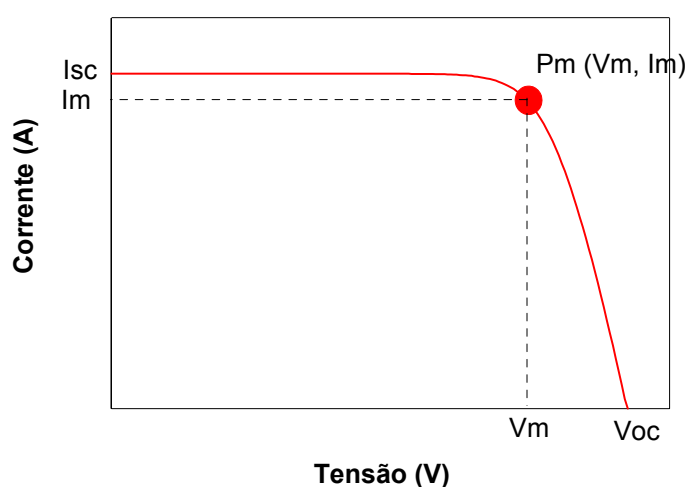


Figura 1.4 – Curva característica I-V.

Embora a curva I-V não represente o comportamento dinâmico do módulo, ela permite a comparação qualitativa entre geradores, pois espera-se que um gerador, que é claramente melhor que outro de mesma tecnologia nas condições padrão, permaneça melhor quando estas condições variem em campo. Isto torna a curva I-V nas condições padrão a principal referência quando da avaliação do comportamento elétrico de um gerador fotovoltaico.

Para sua determinação, existem três normas internacionais principais: a IEC 904-1 (1987) para a medida da curva I-V, a IEC 891 (1987) para a extrapolação da curva I-V em outras condições de irradiância e temperatura e a IEC 984 (1992), que define as especificações do dispositivo usado para medir a irradiância (ZILLES et al., 1995).

Há também a norma internacional IEC 61215 (1993), que estabelece, além da obtenção da curva I-V nas condições padrão, de acordo com as normas IEC 904-1, procedimentos de ensaios físicos, medindo o desempenho dos módulos fotovoltaicos após vários testes.

A melhoria da eficiência energética dos diversos equipamentos transformadores de energia é de fundamental importância para assegurar a qualidade dos sistemas instalados. Dentro deste

contexto, foi criado em 2002 o Grupo de Trabalho de Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (GT-FOT) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial (INMETRO).

O objetivo do grupo é o de estabelecer um sistema de aferição e medição/controlado dos equipamentos de um sistema fotovoltaico. O INMETRO verifica se as informações do fabricante condizem com testes e procedimentos realizados por laboratórios credenciados, baseados em Normas Brasileiras ou Internacionais pertinentes. A partir daí, informa, através da ENCE (Etiqueta Nacional de Conservação de Energia) a eficiência energética e/ou desempenho daquele produto ao consumidor.

Desde sua constituição, o GT-FOT vem estudando os procedimentos de ensaio dos componentes dos sistemas fotovoltaicos constantes em normas técnicas internacionais, estabelecendo os requisitos mínimos a serem atendidos e propondo mudanças e/ou adaptações para as condições de operação específicas do Brasil. A partir desses procedimentos, credenciará laboratórios com recursos adequados para proceder à aferição e medição/controlado dos equipamentos empregados no Brasil.

### **1.3 Objetivo**

O objetivo geral do presente trabalho é oferecer uma contribuição aos métodos e processos de qualificação e caracterização de módulos fotovoltaicos. Sendo assim, especificamente, buscase, através da análise dos procedimentos adotados internacionalmente, desenvolver e validar um procedimento de ensaios e testes baseados na Norma IEC 61625 (1993) e recomendado pelo GT-FOT do INMETRO. Em resumo, este procedimento consiste em caracterizar eletricamente o módulo fotovoltaico, submetê-lo a uma série de testes de durabilidade física e, tendo sido qualificado, voltar a verificar seu desempenho elétrico.

Buscando a melhor adequação possível entre os equipamentos e as condições reais de operação encontradas no Brasil, modificaram-se alguns procedimentos e desenvolveu-se um ensaio não previsto inicialmente na referência IEC. Trata-se do ensaio de resistência à corrosão por névoa salina, tão importante num país de clima tropical e extenso litoral como o Brasil.

Neste sentido, tem-se como objetivo específico também o desenvolvimento deste ensaio, a descrição dos procedimentos e a especificação da instrumentação necessária para sua execução.

#### **1.4 Metodologia**

A implantação do procedimento é o primeiro passo para o processo de certificação e qualificação de módulos fotovoltaicos. Nesse sentido, o desafio é implantar procedimentos valendo-se de ferramentas confiáveis, de simples execução. A proposta toma como base a análise das normas IEC 904-1 (1987), IEC 891 (1987), IEC 904-3 (1989) para caracterização elétrica e a norma IEC 61215 (1993) e a seqüência de testes sugerida pelo GT-FOT do PBE/INMETRO para os ensaios de durabilidade.

A partir dos resultados desta análise, é feita uma adaptação dos procedimentos já existentes para a realidade nacional e, ainda, o desenvolvimento de métodos de ensaios que contemplem as verificações necessárias nos módulos fotovoltaicos.

A metodologia complementar-se-á com ensaios de amostras para validar os procedimentos propostos.

## CAPÍTULO II – MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos, foco do presente trabalho são obtidos pela associação e encapsulamento de células fotovoltaicas em combinações que permitirem obter a corrente e/ou a tensão requerida para cada aplicação específica. Desta forma, neste Capítulo encontra-se um relato sobre as células solares, abordando-se os princípios da física dos semicondutores, a formação dos cristais, processos de fabricação das células, tipos e principais parâmetros a serem considerados.

Quanto aos módulos fotovoltaicos, enfatizam-se os aspectos práticos que configuram os procedimentos de medida desses dispositivos e os cuidados de projetos na busca de maior eficiência. Também são apresentados seus métodos de caracterização e uma discussão sobre suas principais vantagens e desvantagens.

### 2.1 Física dos Semicondutores e o Efeito Fotovoltaico

A partir da estrutura atômica para o átomo de hidrogênio, Bohr postulou que os elétrons encontram-se em órbitas estáveis ao longo do núcleo e que para deslocar-se de uma para outra era necessário receber ou ceder energia. Esta quantidade de energia relaciona-se matematicamente com um múltiplo da constante de Plank, explicando o fato de que, em átomos isolados, para que o elétron realize uma mudança de órbita, um certo nível de energia é requerido.

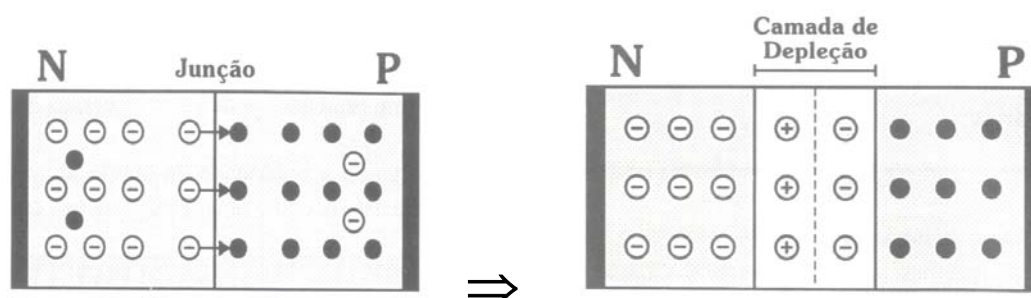
Quando um sólido é analisado, continua sendo necessário um determinado nível de energia para efetuar transições; porém, pela proximidade entre os átomos, os elétrons situam-se em bandas de energias disponíveis, não pertencendo exclusivamente a um único átomo. As funções de onda de elétrons vizinhos se sobrepõem e se influenciam mutuamente.

Várias interações ocorrem entre átomos vizinhos quando estão suficientemente próximos, formando um sólido. Os cristais são formados pelo equilíbrio das forças de atração e repulsão entre eles, criando um espaço interatômico adequado. Avaliando-se um sólido em relação às suas bandas de energia, percebe-se que ele apresentará uma banda de valência, onde os elétrons estão fortemente ligados ao núcleo, e uma banda de condução, onde os elétrons estão interagindo com os átomos vizinhos, dinamicamente. Há um hiato de energia que separa estas duas bandas, chamada banda proibida.

Como cada sólido tem sua própria característica de bandas de energia, há uma grande variedade de propriedades elétricas. Desta forma, para que haja condução de corrente é necessário que existam estados vazios disponíveis nas bandas de valência e de condução. Bandas de valência completamente cheias e bandas de condução completamente vazias, separadas por uma grande banda proibida, caracterizam um material isolante, pois não há transporte de cargas.

Nos materiais semicondutores, a zero Kelvin, as bandas de valência apresentam-se cheias e as de condução vazias, semelhante aos isolantes, porém com a diferença de estarem separadas por uma banda proibida muito menor (cerca de cinco vezes, por exemplo, entre o silício e o diamante). Como a banda proibida dos semicondutores é relativamente baixa, é possível excitar alguns elétrons da banda de valência para a banda de condução por meios térmicos ou luminosos. Sendo assim, pares elétron-lacuna são gerados, permitindo a condução de corrente. Num semicondutor intrínseco, esses pares elétron-lacuna são os únicos portadores de carga, o que mantém o cristal com uma elevada resistividade. Para melhorar a condutividade, são inseridos materiais dopantes, cujo efeito é atuar na estrutura de bandas, diminuindo a banda proibida, além de disponibilizar portadores de carga. Os cristais tipo-p ou tipo-n são produzidos dependendo dos dopantes doadores de elétrons (tipo n) ou receptores (tipo p). Na verdade, o uso dos dopantes representa o controle das propriedades elétricas nos semicondutores.

Quando a união dos cristais tipo-p e tipo-n é realizada, ocorre o processo de difusão, ou seja, o excesso de elétrons do lado n é atraído pelo excesso de lacunas do lado p, havendo o que se chama de recombinação dos pares elétron-lacuna. Aparecem então íons positivos do lado n e íons negativos do lado p, até que cesse o processo de difusão. A esta região onde se tem o campo elétrico gerado pelos elétrons dos dopantes é dado o nome de região de depleção, ou de carga espacial (Figura 2.1).

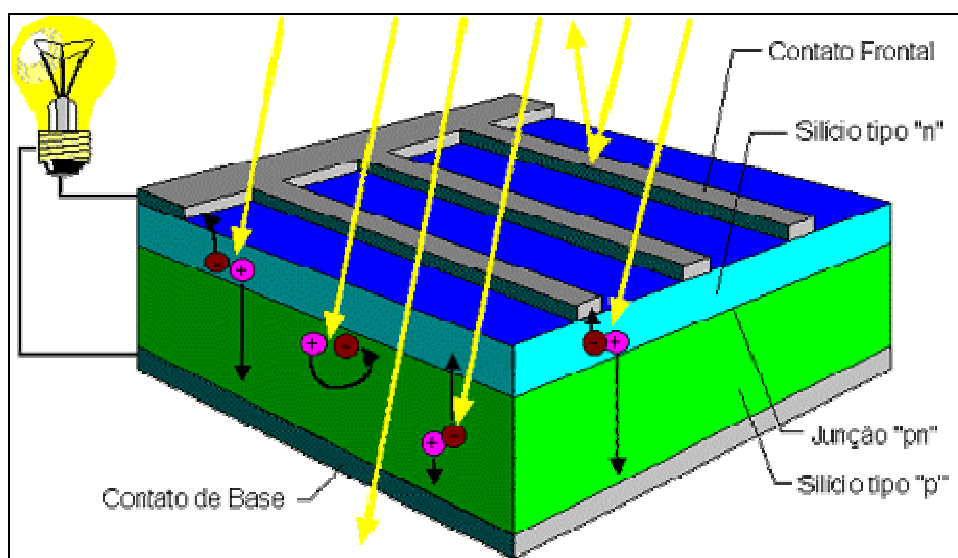


*Fonte: Markus, 2000.*

Figura 2.1 – Recombinação e aparecimento da região de depleção.

As células fotovoltaicas são constituídas em sua maioria de uma junção p-n. A absorção da energia dos fótons provoca a excitação de elétrons da banda de valência para a de condução. Estes, por sua vez, são acelerados pelo campo elétrico da região de depleção, contribuindo para a geração de uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial entre as extremidades do cristal, chamado Efeito Fotovoltaico. Desta forma, pode-se definir as células fotovoltaicas como dispositivos semicondutores que convertem diretamente a energia luminosa em eletricidade.

A junção p-n é tipicamente formada pelo processo de difusão de uma camada muito fina de material tipo n, sobre um substrato tipo p ou o contrário. São inseridos contatos metálicos nas duas extremidades da junção, para a captação da corrente fotogerada (Figura 2.2).



Fonte: CRESESB

Figura 2.2 – Célula fotovoltaica.

Devido à fina espessura da região de depleção, apenas uma pequena parcela dos pares elétron-lacuna são produzidos nessa região, sendo que a maioria dos portadores fotogerados ocorrem na região da base da célula. Porém, para serem coletados pelo contato frontal, precisam percorrer, aleatoriamente, o caminho até a junção p-n. É aí que ocorre a recombinação de uma boa quantidade dos pares, não contribuindo, desta forma, para a geração de corrente. Este é um dos fatores de limitação do rendimento da célula, sendo que sua eficiência é medida pela relação entre a potência luminosa total incidente pela potência elétrica máxima produzida.

Apesar do químico Becquerel ter publicado em 1839 um estudo onde ele relatava o efeito fotoelétrico em células eletrolíticas, apenas em 1941, com o desenvolvimento da física dos semicondutores, foi possível preparar uma célula fotovoltaica de silício com junção p-n



crescida. Em 1954, três pesquisadores, Chapin, Fuller e Pearson produziram nos laboratórios da Companhia Bell Telephone as primeiras células solares experimentais, com eficiência de 5,6%, através de processo de difusão térmica de dopantes.

Com os desenvolvimentos tecnológicos, chegou-se aos anos 90 atingindo eficiências de conversão da ordem de 23 a 24% em laboratório e, comercialmente, células solares com eficiências de 16 a 18% são produzidas.

## **2.2 Tipos de Células e Processos de Fabricação**

Dependendo do material semicondutor utilizado, têm-se diferentes processos de fabricação e diversificados tipos de células solares.

Pela sua abundância no planeta e pelos avanços tecnológicos alcançados, o material semicondutor mais utilizado é o silício, que dá origem a células de silício monocristalino e policristalino, além das células de silício amorfo hidrogenado. Existem também células confeccionadas em arseneto de gálio e fosfeto de índio, de maior eficiência, porém custo mais elevado, tendo sua utilização restrita a aplicações espaciais por sua elevada resistência à radiação.

### **2.2.1 Células de silício monocristalino e policristalino**

A fabricação das células de silício monocristalino e policristalino pode ser dividida em duas etapas distintas: a obtenção do substrato e a fabricação da célula solar.

Na obtenção do substrato encontra-se a maior diversidade de opções por processos físico-químicos. A maioria das células de silício é produzida com material de grau eletrônico, o mesmo empregado na indústria da microeletrônica.

#### **2.2.1.1 Obtenção do substrato monocristalino**

A partir do silício de grau eletrônico, os monocristais são obtidos em lingotes pelo método Czochralski, que consiste primeiramente na fusão do silício e depois no puxamento a partir de sementes de orientação cristalográfica previamente determinada. Devido ao processo,

aumenta-se a condutividade do cristal da região da semente para o terminal, o que lhe propicia o melhor rendimento na conversão (de 15 a 18%) quando comparado aos outros tipos de células solares.

Os substratos são obtidos pelo corte dos lingotes em uma máquina especial, de forma a obter lâminas de superfícies paralelas, planas e sem a introdução de grandes defeitos na rede cristalina.

Por ser um material de transição do tipo indireta<sup>2</sup>, o coeficiente de absorção do silício é muito baixo, sendo necessária uma espessura de cerca de 200 $\mu$ m para absorção satisfatória da luz solar.

### **2.2.1.2 Obtenção do substrato policristalino**

Os substratos de silício policristalino são os mais utilizados na fabricação de células solares, pelo seu custo atrativo e bom desempenho. Obtidos a partir do silício de grau eletrônico, a diferença para o monocristalino está no processo de obtenção do substrato, que é mais simples e contém menor conteúdo energético que o método Czochralski. O silício é fundido num cadinho revestido com um sistema pelo qual a extração do calor de solidificação é permitida somente em uma direção, possibilitando o crescimento de grãos alongados (configuração colunar). Os substratos produzidos pelo corte desses blocos formam células solares de eficiência bem próxima às de monocristal.

### **2.2.1.3 Fabricação das células**

Após a obtenção do substrato, a junção p-n deve ser obtida e vários cuidados são necessários para que os fatores que incorrem em perda de eficiência da célula solar sejam minimizados.

Para os substratos monocristalinos, primeiramente precisa-se reduzir a reflexão dos comprimentos de onda da faixa de luz visível, devido à elevada diferença entre os índices de refração. Sendo assim, uma texturização é realizada em sua superfície, implicando diretamente num aumento da corrente fotogerada.

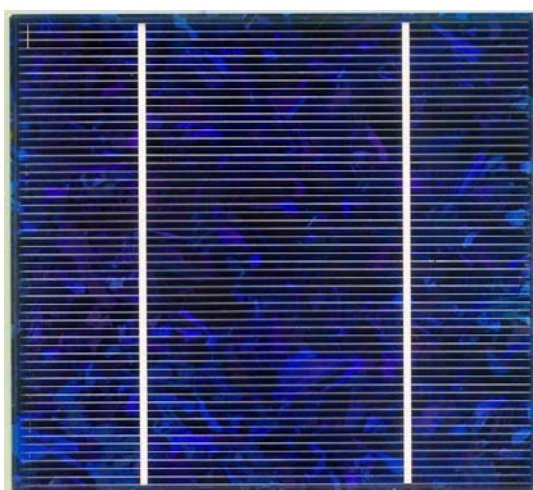
---

<sup>2</sup> Um semiconductor de transição indireta é aquele cujo elétron, ao receber a energia permitida, se desloca do mínimo da banda de condução para o máximo da banda de valência sem produzir um fóton, sendo a diferença de energia convertida em calor.

A seguir, é necessário proceder à dopagem do cristal. Normalmente, as células são produzidas a partir de substratos tipo p e dopadas com impurezas tipo n, como o fósforo. Basicamente, utilizam-se dois processos para a dopagem: em um forno de difusão a altas temperaturas, a partir da deposição de oxiclreto de fósforo líquido na superfície do substrato, ou pela implantação iônica de fósforo, onde um equipamento ioniza os átomos do fósforo na forma gasosa e os acelera, depositando-os na superfície do substrato.

A colocação de uma camada anti-refletora é muito importante para promover um casamento entre os índices de refração do silício e do ar que são muito diferentes e podem levar a perdas significativas de eficiência. Esta camada possui um índice de refração intermediário melhorando o acoplamento óptico entre o ar e o silício.

Para finalizar, é necessário produzir os contatos da célula, que geralmente são metalizações colocadas nas faces da lâmina e que permitem a conexão elétrica da célula com o circuito externo. Esses contatos precisam ser bons condutores de corrente, apresentando uma resistência ôhmica baixa para minimizar eventuais perdas elétricas internas. No ato da fabricação, o contato posterior não revela dificuldades para satisfazer estas condições, uma vez que toda a superfície posterior pode ser metalizada. Um cuidado maior é necessário na confecção do contato frontal, que deve ter uma área mínima de recobrimento, para não aumentar a resistência série da célula (que será estudada nos próximos tópicos), porém cumprir sua função no transporte da corrente. Uma grade é construída de forma que ela tenha linhas largas com grandes espaçamentos entre si. Pode-se também aumentar o número de linhas, diminuindo sua largura e incrementando o espaçamento entre elas (Figura 2.3).



*Fonte: EPIA, 2005*

Figura 2.3 – Contato frontal de uma célula de silício policristalino.

Existem várias técnicas para a colocação dos contatos; entre elas cita-se os processos químicos de deposição por troca iônica de níquel ou cobre, deposição eletrolítica e método de deposição a vácuo, quando alta confiabilidade é requerida. Entre os materiais, o níquel é o mais usado atualmente, pois apresenta uma relação custo/eficiência interessante. A liga Titânio-Paladium-Prata também apresenta um bom desempenho e, como seu custo é mais elevado, tem sua utilização direcionada a células de alta confiabilidade.

### **2.2.2 Células de silício amorfo**

As células de silício amorfo hidrogenado são obtidas a partir da decomposição da silana ( $\text{SiH}_4$ ) ou di-silana ( $\text{Si}_2\text{H}_6$ ) em reatores onde a quebra da molécula do gás se dá por campos magnéticos de radiofrequência, luz ultravioleta ou outros processos de deposição de vapor químico (CVD). São obtidas películas dopadas tipo p e tipo n com a introdução de gases diretamente no reator.

Estas células apresentam coeficiente de absorção elevado, sendo necessário apenas uma fina camada de material (menos que  $1 \mu\text{m}$ ), para absorver razoavelmente a luz incidente. Justamente por serem finas admitem ser suportadas por substratos de vidro, aço ou polímeros. Esta característica faz com que estas células sejam construídas em grandes áreas, em painéis flexíveis, adaptando-se ao projeto arquitetônico de fachadas, telhados, etc.

Por outro lado, sua fina espessura faz com que sejam produzidas em estruturas p-i-n, onde esta camada “i” intrínseca é depositada entre a camada p e a camada n, com o objetivo de aumentar o número de portadores da corrente fotogerada e melhorar a conversão fotovoltaica.

Os contatos elétricos são depositados por evaporação térmica reativa em vácuo, na forma de uma película transparente de óxido de índio e estanho, após a deposição das camadas p, i e n. Além disso, durante este processo de evaporação, recebe o tratamento anti-reflexão.

As células de silício amorfo hidrogenado têm um custo muito atrativo devido ao seu processo de produção otimizado; porém a eficiência de conversão das células comercializadas fica em torno de 6 a 8%, pelo elevado grau de recombinações entre os pares elétron-lacuna que a estrutura oferece.

### **2.3 Vantagens e Desvantagens de cada Tipo de Célula**

Pode-se verificar no quadro a seguir (Tabela 2.1), quais as características principais de cada tipo de célula em relação às outras. Desta forma torna-se possível efetuar comparações,

apontando quais as vantagens e desvantagens para cada aplicação, dentro de cada orçamento. Cabe ressaltar também, que não há células melhores ou piores em absoluto, apenas as mais adequadas para uma ou outra situação.

<b>Silício Monocristalino</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Junção p-n</li> <li>- Poucas imperfeições – poucas recombinações</li> <li>- Eficiência de 15 a 18%</li> <li>- Baixo coeficiente de absorção – espessura aproximada de 500 <math>\mu\text{m}</math></li> <li>- Custo elevado – alto custo de produção (conteúdo energético do puxador Czochralski)</li> <li>- Utilização em aplicações espaciais – painéis fotovoltaicos para satélites</li> <li>- Necessidade de texturização – diminuição das perdas por reflexão no espectro da luz visível</li> <li>- Colocação de camada anti-refletora</li> </ul>
<b>Silício Policristalino</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Junção p-n</li> <li>- Mais imperfeições que o monocristal – mais recombinações</li> <li>- Eficiência próxima à do monocristal</li> <li>- Custo menor que o do monocristal – processo de produção de menor conteúdo energético</li> <li>- Colocação de camada anti-refletora</li> </ul>
<b>Silício Amorfo Hidrogenado</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Junção p-i-n – aumento da região de depleção</li> <li>- Alto coeficiente de absorção – pequenas espessuras (menor que 1 <math>\mu\text{m}</math>)</li> <li>- Montagem em diversos substratos (flexibilidade)</li> <li>- Baixo custo – processo de produção mais barato</li> <li>- Muitas imperfeições – muitas recombinações</li> <li>- Eficiência de 6 a 8%</li> </ul>

Tabela 2.1 – Principais características por tipo de célula.

## 2.4 Circuito Elétrico Equivalente

No circuito elétrico equivalente da célula solar (Figura 2.4), a fonte de corrente representa a corrente fotovoltaica gerada pela célula ( $I_L$ ).

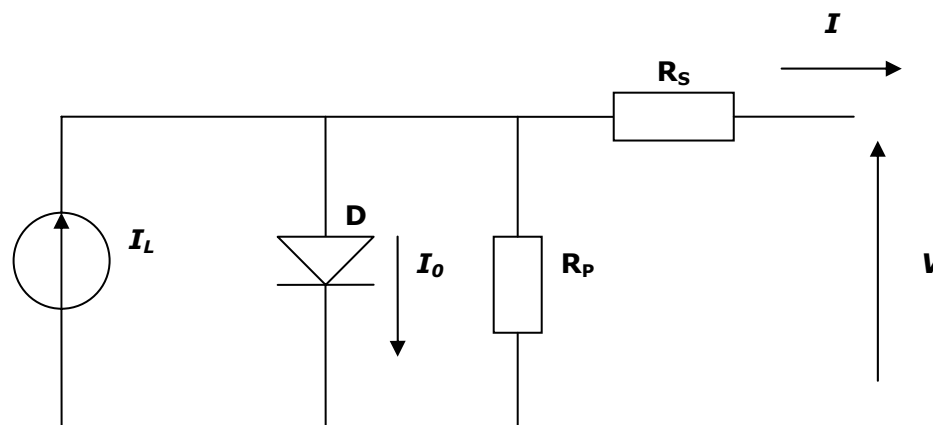


Figura 2.4 – Circuito elétrico equivalente da célula solar.

A corrente  $I_0$  representa a parcela da corrente que deixou de ser fotogerada por conta das recombinações dos portadores. A resistência em paralelo  $R_p$ , idealmente é infinita. No entanto para células reais, eventuais defeitos da junção, imperfeições no cristal, e correntes de fuga a tornam finita. A resistência em série  $R_s$  representa os elementos resistivos encontrados pela corrente fotovoltaica, tais como a resistência dos contatos de metalização.

## 2.5 Características dos Geradores Fotovoltaicos

Para que as células fotovoltaicas possam ser utilizadas em sistemas fotovoltaicos, onde são necessários pelo menos dezenas de watts, torna-se necessário associá-las. Podem ser agrupadas em série e/ou em paralelo, dependendo da característica elétrica requerida (Figura 2.5).

Os módulos comerciais contêm de 30 a 36 células semelhantes interconectadas de forma que sua tensão de trabalho fique acima dos 12V, que é a tensão de baterias de grande disponibilidade no mercado.

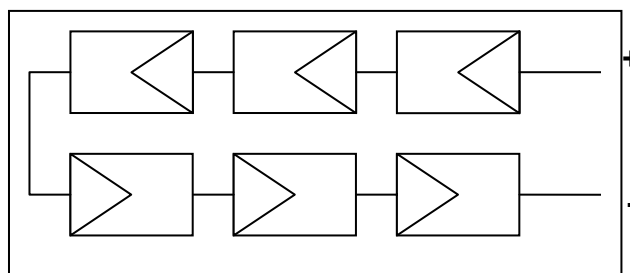


Figura 2.5 – Exemplo de módulo com seis células conectadas em série.

Os módulos são encapsulados em EVA (Acetato de Vinil-Etileno), formando um meio homogêneo e opticamente contínuo, uma vez que é transformado em um laminado perfeitamente aderente ao vidro e à proteção posterior do módulo através de ciclos de pressão e temperatura. Esse laminado oferece também proteção às células contra choques mecânicos. A cobertura frontal é feita em vidro temperado de alta transparência, resistente à ação dos raios ultravioleta e com a resistência necessária contra chuva, granizo, ventos e impactos mecânicos. Também é vedado, impedindo a penetração de umidade e poeira. Normalmente montado em uma estrutura de alumínio, que evita a corrosão, o módulo conta ainda com caixas de conexão para as ligações elétricas pertinentes. Na Figura 2.6 estão ilustrados alguns tipos de módulos fotovoltaicos.

Cabe aqui uma ressalva quanto aos módulos de silício amorfo hidrogenado, que podem ser montados em outros tipos de substratos, devido à sua flexibilidade.



Fonte : LSF, IEE/USP

Figura 2.6 – Tipos de módulos fotovoltaicos.

Elêtricamente, recomenda-se o uso de um diodo de *by-pass*, colocado em paralelo com uma célula ou um ramo de células em série, servindo de caminho alternativo para a corrente, protegendo assim o módulo de um problema ou sombreamento de uma única célula. Se isto ocorrer, a potência total desenvolvida cairá sensivelmente e esta célula passará a ser vista pelo arranjo como uma carga e sobre ela incidirá toda a potência desenvolvida. Devido à temperatura gerada, este efeito, conhecido como “ponto quente”, poderá causar danos irreversíveis, como a perda do painel.

Outra proteção requerida é a colocação de um diodo de bloqueio na conexão elétrica de entrada do módulo, impedindo que uma corrente reversa atravesse o módulo.

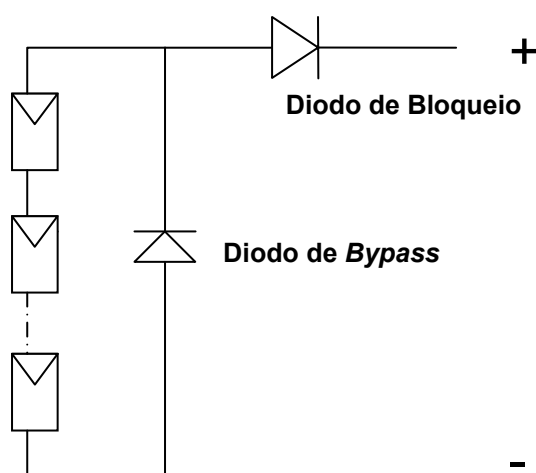


Figura 2.7 – Diodos de bloqueio e de *bypass* em um módulo fotovoltaico.

## 2.6 Parâmetros Elêtricos de um Gerador Fotovoltaico

Para o projeto de sistemas fotovoltaicos, são necessárias informações básicas sobre o comportamento elêtrico do gerador fotovoltaico e das condições meteorológicas do local onde ele irá operar. Este é o ponto chave deste Capítulo, pois, parâmetros como a corrente fotogerada ( $I_L$ ) e a parcela devida a recombinações na célula ( $I_0$ ) são variáveis de manipulação complexa e seus meios de determinação têm sido estudados por pesquisadores do mundo todo. O objetivo é ter a informação do fabricante relativa ao desempenho do gerador em



condições ditas padrão, aceitas internacionalmente, e as condições climáticas da região onde está instalado e, conhecendo pormenores da metodologia adequada, chegar a sistemas otimizados.

Como as células solares são sensíveis à intensidade e distribuição espectral da radiação incidente, que é um parâmetro que varia com a composição, quantidade e estado da atmosfera, localização geográfica, hora do dia, mês do ano e clima, fica muito difícil estimar o valor da corrente fotogerada em condições reais de trabalho. Além disso, por serem constituídas de material semicondutor, o comportamento elétrico das células varia muito com a sua temperatura. Como não é possível medi-la diretamente, estima-se a temperatura da célula a partir de outros parâmetros que dependem dela e são mais fáceis de mensurar.

O circuito elétrico equivalente da Figura 2.4 pode ser expresso através da Equação 2.1, onde  $V_t$  expressa o potencial térmico da célula<sup>3</sup>.

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ e^{(V+I \cdot R_S)/V_t} - 1 \right] - \left( V + I \cdot \frac{R_S}{R_P} \right) \quad (2.1)$$

Para que os cálculos apresentem resultados dentro de faixas aceitáveis para efeito de projeto de sistemas, parte-se de alguns pressupostos:

- Desprezam-se os efeitos de  $R_P$  (resistência paralela), considerando-a infinita. Isto torna o termo da equação  $\left( V + I \cdot \frac{R_S}{R_P} \right)$  nulo;
- Considera-se que as resistências das conexões são nulas;
- Considera-se que todas as células do arranjo têm resposta espectral idêntica e trabalham na mesma temperatura;
- Considera-se o termo da equação  $e^{(V+I \cdot R_S)/V_t}$  maior que 1 em qualquer condição de trabalho;
- Considera-se que  $I_L$  é igual a  $I_{SC}$  (corrente de curto-circuito).

Tem-se assim a Equação 2.2:

$$I = I_{SC} - I_0 \cdot \left[ e^{(V+I \cdot R_S)/V_t} \right] \quad (2.2)$$

---

<sup>3</sup> O potencial térmico  $V_t$  é calculado por  $V_t = m \cdot k \cdot T / e$ , onde  $m$  representa o fator de idealidade do diodo,  $k$  é a constante de Boltzman,  $T$  é a temperatura de operação da célula e  $e$  é o valor da carga do elétron.

Fazendo  $I = 0$ , obtém-se o valor da tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  :

$$V_{OC} = V_t \cdot \ln(I_{SC}/I_0) \quad (2.3)$$

Isolando-se  $I_0$ , tem-se:

$$I = I_{SC} - I_0 \cdot \left[ e^{(V+I \cdot R_S)/V_t} \right] \quad (2.4)$$

Após algumas simplificações, chega-se à Equação 2.5:

$$I = I_{SC} \cdot \left[ 1 - e^{(V-V_{OC}+I \cdot R_S)/V_t} \right] \quad (2.5)$$

A expressão acima relaciona diretamente a tensão e a corrente produzidas com parâmetros de fácil determinação, como  $V_{OC}$ ,  $I_{SC}$  e  $R_S$ , permitindo assim, o acesso às principais informações da célula.

Da equação 2.5, observa-se que existe o inconveniente do parâmetro  $I$  nos dois termos da equação. Isto leva a uma resolução por procedimentos iterativos. Porém, em torno do ponto de máxima potência, onde está focado o interesse principal, pode-se considerar que  $I = I_{SC}$  no segundo termo. Além desta consideração, pode-se considerar também que a corrente produzida pelo módulo quando a tensão vale zero é a de curto-circuito, uma vez que a tensão de circuito aberto é maior que a queda de tensão sobre a resistência série. Estas aproximações, na prática incorrem em um erro de 1,5% a 2% no máximo, o que não prejudica, em absoluto, o objetivo final de projeto de sistemas.

Foi estimado que todas as células são idênticas; desta forma, para que o desempenho do módulo seja configurado, utilizam-se as mesmas equações, multiplicando os valores por  $N_S$  (número de células em série) e/ou  $N_P$  (número de células em paralelo).

Como mencionado anteriormente, o foco principal deste estudo é a potência máxima fornecida pelo módulo. A curva característica da corrente pela tensão fornece preciosas informações sobre este parâmetro, definido como :

$$P_{MAX} = V_m \cdot I_m$$

Graficamente, a potência fornecida à carga é igual à área do retângulo inscrito à curva (Figura 1.4, página 26). O ponto de operação ( $V_m$ ,  $I_m$ ) que torna máxima a potência de saída ( $P_{MAX}$ ) graficamente corresponde à maior área retangular possível de ser inscrita sob a curva. A partir do exposto, outro parâmetro definido é o Fator de Forma (FF), que descreve o quão “retangular” é a curva I-V. É dado por:

$$FF = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{OC} \cdot I_{SC}} = \frac{P_{MAX}}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

Quanto maior o Fator de Forma (FF), maior é a potência de saída ( $P_{MAX}$ ) para um dado  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ .

O fabricante do módulo fornece as informações elétricas ( $P_{MAX}$ ,  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ ) ensaiadas em condições padrão de teste (STC), que são: irradiância  $1.000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , distribuição espectral em AM 1,5, incidência normal e temperatura da célula  $25^\circ\text{C}$ .

Além destas informações, é fornecida também a temperatura nominal de operação da célula (NOCT), definida como a temperatura que alcançam as células solares quando submetidas às seguintes condições de operação: irradiância  $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ , distribuição espectral em AM 1,5, incidência normal, temperatura ambiente  $20^\circ\text{C}$  e velocidade do vento  $1 \text{ m/s}$ .

De posse destas quatro informações básicas ( $P_{MAX}$ ,  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$  nas condições padrão e NOCT), pode-se calcular a curva I-V do módulo em qualquer condição de operação caracterizada por uma certa irradiância ( $G$ ) e um valor de temperatura ambiente ( $T_a$ ).

Fazendo algumas considerações baseadas em estudos realizados em situações reais de operação, que resultam em erros da ordem de 1% no máximo (LORENZO et al, 1994), pode-se usar as seguintes expressões para cada um dos parâmetros:

- Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ): Estima-se que  $I_{SC}$  seja uma função linear, e que varie exclusivamente com a irradiância. Sendo assim, tem-se :

$$I_{SC}(G) = C_1 \cdot G \quad \text{e} \quad C_1 = \frac{I_{SC}(STC)}{1000 \cdot \text{W} \cdot \text{m}^{-2}}, \quad \text{resultando em:} \quad I_{SC}(G) = \frac{I_{SC}(STC) \cdot G}{1000 \cdot \text{W} \cdot \text{m}^{-2}}$$

- Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ): Dependente somente da temperatura das células solares ( $T_C$ ), tem-se, para módulos de silício mono e policristalino:

$$\frac{dV_{OC}}{dT_C} = -2,3 \cdot mV / ^\circ C = \beta$$

Sendo assim, para corrigir o valor de  $V_{OC}$  para uma determinada temperatura de célula, faz-se:

$$V_{OC}(T_C) = V_{OC}(STC) - \beta \cdot (T_C - 25^\circ C)$$

- Temperatura das células ( $T_C$ ): Este parâmetro depende da irradiância e da temperatura ambiente. Considerando-se a velocidade do vento não seja menor que 1 m/s, o que prejudicaria a dissipação de calor das células. Tem-se então:

$$T_C - T_a = C_2 \cdot G \quad \text{e} \quad C_2 = \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20^{\circ}C}{800 \cdot W \cdot m^{-2}}$$

resultando em :

$$T_C - T_a = \frac{(NOCT(^{\circ}C) - 20^{\circ}C)}{800 \cdot W \cdot m^{-2}} \cdot G$$

De todo o exposto, cabe comentar que a temperatura influi mais na tensão que outros parâmetros na corrente fotogerada e que, à medida que esta aumenta, diminui o valor de  $V_m$ , causando queda em  $P_{MAX}$ . Outras dificuldades já relatadas estão na distribuição espectral e na intensidade da radiação incidente, que são funções de diversas variáveis climáticas não controláveis.

Encontrar o melhor método de caracterização tornou-se o desafio de muitos pesquisadores em todo o mundo e a seguir é exposto quais são usados, pontos positivos e negativos de cada um deles.

## 2.7 Métodos de Caracterização

Diversos métodos de caracterização têm sido tema de muita discussão nos fóruns pertinentes. O debate tem se sustentado pelas divergências encontradas entre as informações obtidas em laboratório, nas condições padrão de teste e o desempenho dinâmico em campo. Na Europa, onde é comum o pagamento dos contratos pela potência desempenhada em campo, grandes questionamentos têm sido feitos sobre as medidas realizadas nas condições padrão (KNAUPP, 1991).

Os autores se dividem propondo soluções baseadas em :

- extrapolação da curva I-V para determinadas condições de irradiância e temperatura;
- realização de testes operacionais em determinadas condições de irradiação;
- medidas *outdoor* de módulos, utilizando-se cargas resistivas, dispositivo solar (ABETE; FERRARO,1990), cargas eletrônicas (ZILLES; LORENZO, 1991) e cargas capacitivas (BLAESSER et al., 1983; DI FRANCIA et al., 1993; KUROKAWA, 1991).
- definição de um dia padrão, onde a energia total produzida é conhecida, para realização de medidas outdoor (BÜCHER, 1993; KLEISS et al., 1994).

À parte da busca por ferramentas confiáveis para medidas em campo, e, embora não represente o comportamento dinâmico do módulo, a curva I-V nas condições padrão continua sendo a principal referência para avaliação do comportamento elétrico de um gerador fotovoltaico. Ela permite a comparação qualitativa entre geradores, pois se espera que um gerador que é claramente melhor que outro de mesma tecnologia nas condições padrão, permaneça melhor quando estas condições variem em campo.

Para sua determinação, existem três normas internacionais principais (ZILLES et al., 1995):

- IEC 904-1 (1987), para a medida da curva I-V e, adicionalmente, a IEC 904-3 (1989), que traz os princípios de medições em relação à distribuição espectral, além de explicações de todos os parâmetros definidos;
- IEC 891 (1987), para a extrapolação da curva I-V em outras condições de irradiância e temperatura;
- IEC 984 (1992), que define as especificações do dispositivo usado para medir a irradiância.

Além destas, existe uma recomendação européia (JRC-ISPRA, 1993), que trata dos arranjos fotovoltaicos, e a norma internacional IEC 61215 (1993), que estabelece, além da obtenção da

curva I-V nas condições padrão de acordo com as normas IEC 904-1, procedimentos de ensaios físicos, medindo o desempenho dos módulos fotovoltaicos após vários testes.

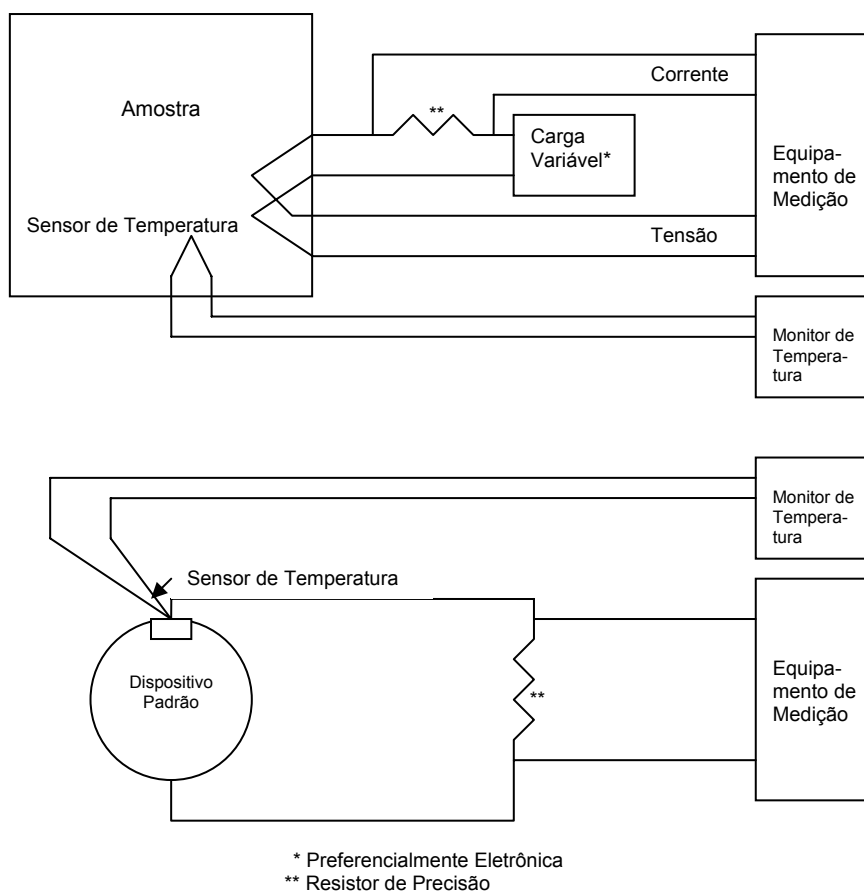
A norma IEC 904-1 define três procedimentos para a obtenção da curva I-V, sendo dois em laboratório, com simulador solar, e um em campo, utilizando a luz solar natural. Os três têm em comum o fato de utilizarem um dispositivo padrão, calibrado previamente, que deve ter a mesma resposta espectral da amostra sobre teste. Desta forma, minimiza-se o problema da distribuição espectral, restando apenas a questão da irradiância e da temperatura da célula.

O procedimento utilizado na IEC 904-1 é descrito em detalhes no Capítulo III.

Para a medida em campo (*outdoor*), deve haver pelo menos  $800 \text{ W.m}^{-2}$  de irradiância, não podendo variar mais que  $\pm 1\%$ , e pode-se cobrir a amostra e/ou o dispositivo padrão até que a temperatura do módulo seja uniforme com a temperatura ambiente.

Basicamente, o procedimento baseia-se no registro da curva I-V e a temperatura da amostra e o registro da corrente de curto-circuito e temperatura do dispositivo padrão, concomitantemente, e depois na correção dos valores obtidos, para as condições desejadas.

O esquema do teste, com as devidas conexões, está ilustrado na Figura 2.8.



Fonte: IEC 904-1 (1987)

Figura 2.8 – Diagrama de blocos e conexões de ensaio conforme norma IEC 904-1 (1987).

Os procedimentos de medida dos arranjos (recomendação JRC-ISPRA) são os mesmos que os para medidas *outdoor* especificados na IEC 904-1, com a diferença de que a margem de erro é maior, pelo acúmulo das incertezas à medida que vão-se associando os módulos (ZILLES; LORENZO, 1992).

Nas medidas efetuadas em laboratório (*indoor*), com simulador solar, a influência da irradiância é minimizada, pois pode-se ajustar previamente a intensidade requerida. Dependendo do tipo de simulador, o procedimento básico se altera. Para simuladores contínuos, primeiro se calibra o dispositivo padrão, através do ajuste da irradiância que produza a corrente de curto-circuito. Sem alterar o ajuste, submete-se a amostra à mesma irradiância e registra-se a curva I-V e sua temperatura. É recomendado também cobrir a amostra e/ou o dispositivo padrão até que a temperatura do módulo esteja uniforme com a temperatura ambiente. Se a temperatura da amostra não for a desejada, deve ser corrigida.

Caso o simulador solar seja do tipo pulsado, ambos (amostra e dispositivo padrão) podem ser colocados lado a lado e procede-se o ajuste da irradiância com base no valor da corrente de curto-circuito calibrada no dispositivo padrão. Registra-se a curva I-V da amostra e sua temperatura. Analogamente aos métodos anteriores, a amostra e/ou o dispositivo padrão podem ser cobertos até que a temperatura do módulo seja uniforme com a temperatura ambiente. A temperatura da amostra deve ser corrigida, se não for a desejada.

## **2.8 Vantagens e Desvantagens dos Métodos de Caracterização**

Os procedimentos laboratoriais (*indoor*), a princípio, têm a vantagem do controle sobre os parâmetros críticos (distribuição espectral, irradiância e temperatura). Mesmo assim, questiona-se se a irradiância medida no dispositivo padrão é a irradiância real ou é um valor de irradiância “ilusório” que chega a ele mascarada pela distribuição espectral. Além disto, o problema da determinação da temperatura da célula continua. A temperatura da célula é diferente da temperatura da superfície do módulo, à qual se tem acesso para medir. Não há como romper o encapsulamento para conectar um sensor diretamente à célula solar. Desta forma, a solução consiste no monitoramento de outras variáveis que dependam da temperatura, como a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), e que são mais fáceis de medir.

Considerando-se o uso de simuladores solares, também surgem alguns problemas. Com o simulador solar contínuo, recomenda-se cobrir o módulo e retirar a cobertura antes de realizar a medida, para impedir que o módulo se aqueça. Já com o simulador solar pulsado não há o

problema do aquecimento nem é necessário cobrir e descobrir a amostra sob teste. Porém, cabe ressaltar que tanto num quanto noutro método, as condições divergem das encontradas na prática, uma vez que a célula não está em seu equilíbrio térmico no momento das medições. Este é um fator importante quando em operação real, e que pode ser facilmente determinado pela observação da estabilidade de  $V_{OC}$ .

O equilíbrio térmico pode ser conseguido com o simulador solar contínuo, sem cobrir o módulo, realizando as medições quando  $V_{OC}$  estiver estabilizado.

Quanto ao simulador solar pulsado, há ainda mais um cuidado a ser tomado, com relação à duração do *flash* de luz. A largura do pulso deve ser suficientemente grande para que o módulo forneça sua resposta elétrica e que os equipamentos de medida não insiram erros nos registros. Neste quesito, estudos mostram que podem ocorrer erros de até 15%, por tempos mal ajustados em relação aos tipos de amostras testadas, recomendando que se estude o comportamento dos módulos e proceda à adequação do equipamento antes do ensaio (OSSENBRINK; DRAINER; ZAAIMAN, 1991).

Os procedimentos em campo (*outdoor*) apresentam como vantagem a condição real de operação dos geradores. Porém, não há qualquer tipo de controle sobre os parâmetros críticos (irradiância, distribuição espectral e temperatura). Inclusive, para realização de qualquer medida, é necessário verificar-se a estabilidade de parâmetros ambientais como irradiância e temperatura, para que seja válida a extrapolação dos valores obtidos às condições padrão de teste (STC). Pensando-se em arranjos, não há outra forma de efetuar as medições senão em campo.

Há outras contribuições, vindas de procedimentos de medidas em campo (*outdoor*) desenvolvidos, como o do IES (Instituto de Energia Solar), Espanha, que utiliza uma carga eletrônica projetada de forma que sua constante de carga seja de pelo menos 20 ms, que é um dado imposto pelo tempo de resposta do módulo para um bom funcionamento. São registradas as curvas I-V sob condições reais da amostra e do dispositivo padrão, certificando-se que a irradiância seja igual ou superior a  $600 \text{ W.m}^{-2}$ , proporção da irradiância difusa em relação à incidente inferior a 20%, velocidade do vento, medido a 5m do solo, inferior a 2 m/s, intervalo de tempo entre as medidas da amostra e do dispositivo padrão inferior a três minutos e variação máxima da irradiância durante as medidas igual ou inferior a 10% do valor máximo. Depois, de posse das curvas I-V, extrapolam-se ambas, para as condições padrão de teste (STC). Como já são conhecidas previamente as características e a potência máxima nas condições padrão de teste (STC) do dispositivo de referência, a potência máxima real da



amostra é corrigida, incorporando-se a ela o mesmo erro que havia nos valores do dispositivo de referência, eliminando desta forma as discrepâncias causadas pela distribuição espectral. Outro parâmetro de comparação considerável entre os métodos de caracterização é o custo. Neste ponto, os métodos em campo (*outdoor*) levam vantagem com relação à instrumentação empregada, que se baseia em equipamentos de grande emprego laboratorial e, portanto, com custos bem atrativos em relação ao de um simulador solar contínuo ou pulsado, que é bastante elevado.

### **CAPÍTULO III – PROCEDIMENTOS PARA A CARACTERIZAÇÃO ELÉTRICA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, CONFORME NORMA IEC 61215 (1993)**

Terminada a análise sobre as vantagens e desvantagens dos métodos de caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos, são abordados os procedimentos a serem utilizados na caracterização elétrica, tão importante dentro do processo de qualificação proposto.

A Norma Internacional IEC 61215 (1993), que estabelece as exigências para qualificação e homologação de módulos fotovoltaicos adequados à operação ao ar livre por um longo tempo, em sua Cláusula 10.2, apresenta as recomendações para a caracterização elétrica dos módulos, que se referenciam a outras publicações, a saber: IEC 904-1 (1987): *Dispositivos Fotovoltaicos, Parte 1 – Medições da Curva Característica Fotovoltaica Corrente-Tensão*; IEC 904-3 (1989): *Dispositivos Fotovoltaicos, Parte 3 – Princípios de medições para dispositivos fotovoltaicos terrestres em função da irradiância espectral*; IEC 891(1987): *Procedimentos para correção de temperatura e irradiância em medidas da curva característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silício cristalino*.

Partindo da leitura e reflexão dessas recomendações, apresenta-se no presente Capítulo os procedimentos a serem adotados.

#### **3.1 Considerações Preliminares**

A norma IEC 61215 indica sucintamente que deve-se determinar como o desempenho elétrico do módulo varia com a carga nas Condições Padrão de Teste (espectro AM 1,5; temperatura da célula  $25 \pm 2^\circ\text{C}$ ; irradiância:  $1.000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ ). Permite que seja usada luz solar natural ou um simulador classe A, em conformidade com os requisitos da IEC 904-3 e acrescenta que a característica corrente-tensão do módulo nas Condições Padrão de Teste (STC) deverá ser determinada de acordo com IEC 904-1. Quando necessário, pode-se fazer as correções de temperatura e irradiância, em conformidade com a IEC 891. Todas essas normas se referem a dispositivos fotovoltaicos de silício cristalino, sendo aplicáveis a uma única célula solar, um arranjo de células ou um módulo fotovoltaico.

A partir dessas recomendações, foram reunidos os procedimentos e observações pertinentes de cada um desses documentos, concluindo-se por fim sobre qual procedimento deve ser adotado para a caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos.

## 3.2 Princípios de Medição

A norma IEC 904-3 explica uma série de parâmetros, padronizando a nomenclatura dada a determinados conceitos e fornecendo referências orientativas para os procedimentos.

### 3.2.1 Curva característica corrente-tensão

A prática usual do levantamento do desempenho de uma célula solar ou módulo fotovoltaico é determinada pela exposição a uma temperatura conhecida e uma luz solar estável, natural ou simulada, traçando-se sua curva característica I-V enquanto se mede a magnitude da irradiância incidente. O desempenho medido é então corrigido para as Condições Padrão de Teste (STC) ou outra condição desejada de irradiância e temperatura. A potência de saída corrigida para uma determinada tensão nas STC é comumente referida como a potência entregue.

Um exemplo da curva característica corrente-tensão (I-V) medida a uma irradiância e temperatura fixas é mostrado na Figura 3.1. A corrente é expressa ao longo da ordenada e a tensão ao longo da abscissa.

As características elétricas que derivam da curva I-V são:

a) Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ): *Ponto A*

Valor da corrente quando a curva I-V cruza o eixo em  $V = 0$ ;

b) Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ): *Ponto B*

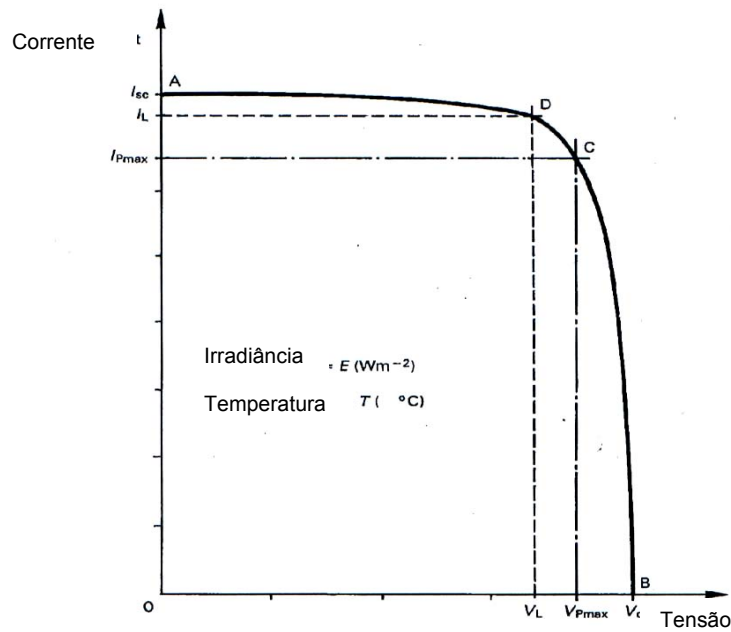
Valor da tensão quando a curva I-V cruza o eixo em  $I = 0$ ;

c) Potência Máxima ( $P_{max}$ ): *Ponto C*

A potência no ponto da curva I-V onde o produto da corrente pela tensão é máximo;

d) Corrente de carga ( $I_L$ ): *Ponto D*

A corrente medida a uma tensão de carga específica,  $V_L$ .



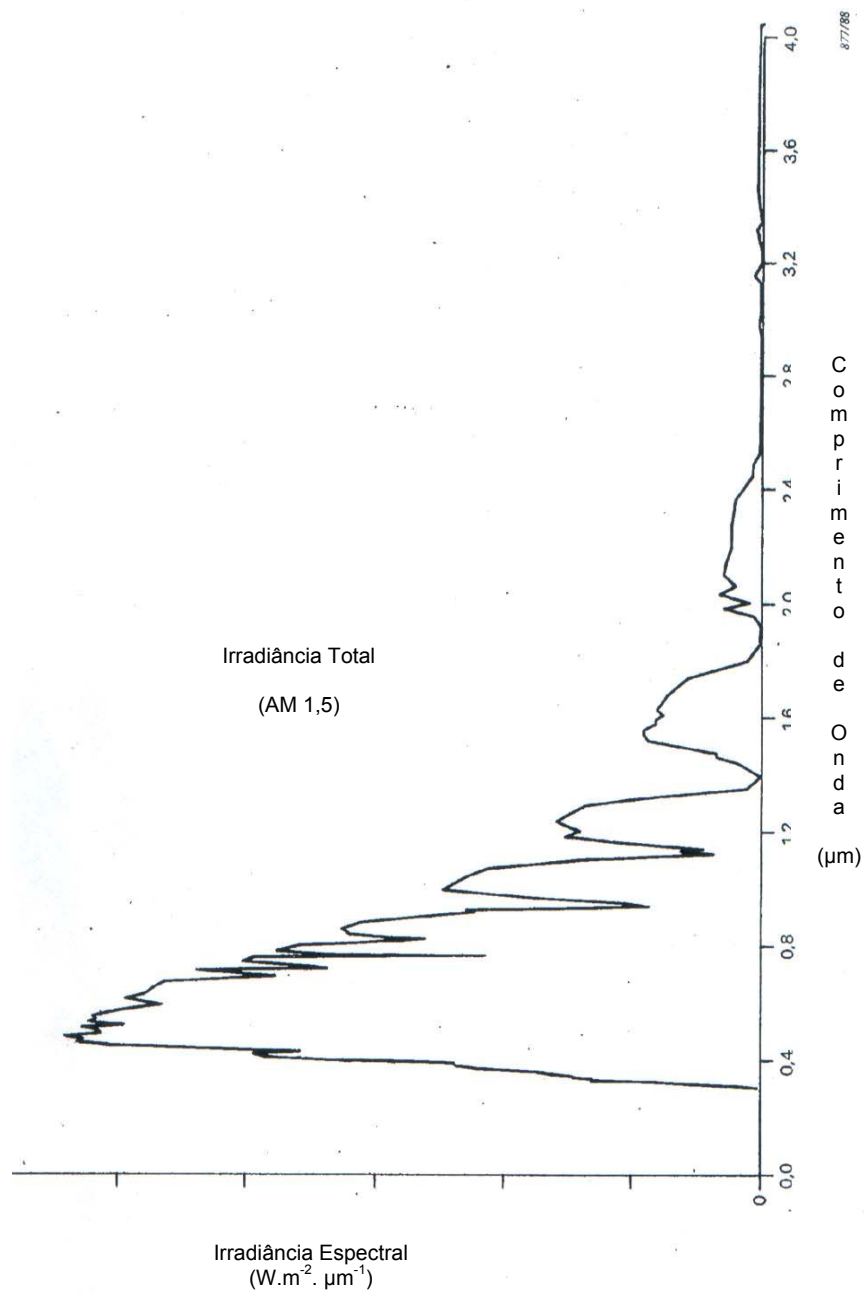
Fonte: IEC 904-3 (1989)

Figura 3.1 – Exemplo de curva I-V.

### 3.2.2 Distribuição espectral da radiação padrão

A distribuição espectral da irradiância solar padrão para o objetivo destes procedimentos é dada na Figura 3.2. Esta é a distribuição total da luz solar (direta + difusa), correspondendo a uma irradiância de  $1.000 \text{ Wm}^{-2}$  a AM 1,5, sobre uma superfície plana inclinada a  $37^\circ$  com a horizontal, com albedo 0,2 de reflexão da terra, sob as seguintes condições meteorológicas:

Conteúdo de água atmosférica:	1,42 cm
Conteúdo de ozônio atmosférico:	0,34 cm
Turbidez:	0,27 a $0,5 \mu\text{m}$



Fonte: IEC 904-3 (1989)

Figura 3.2 - Distribuição espectral da radiação padrão.

### 3.3 Requisitos Gerais de Medição

- A medição da irradiância deve ser feita usando um dispositivo padrão calibrado. Entende-se por dispositivo padrão calibrado aquele que foi calibrado em termos de corrente de curto-circuito por unidade de irradiância ( $AW^{-1}m^{-2}$ ) com uma distribuição padrão (item 3.2.2).
- O dispositivo padrão deverá ter essencialmente a mesma resposta espectral relativa que a amostra.
- A temperatura do dispositivo padrão e da amostra deverão ser medidas com uma precisão de  $\pm 1^\circ C$ . Se a temperatura do dispositivo padrão diferir mais que  $2^\circ C$  da temperatura para a qual foi calibrado, o valor calibrado deverá ser ajustado para a medição de temperatura.
- A superfície ativa da amostra deverá ser coplanar dentro de  $\pm 5^\circ$  com a superfície ativa do dispositivo padrão. Não deverão ser usados colimadores.
- As conexões do teste são mostradas na Figura 2.8, página 45.
- Tensões e correntes devem ser medidas com uma precisão de  $\pm 0,5\%$ , usando pontas de prova independentes para os terminais da amostra.
- Correntes de curto-circuito devem ser medidas em tensão zero, usando uma carga variável (preferencialmente eletrônica), balanceando a tensão e drenando-a através de uma resistência série externa. Alternativamente, elas podem ser determinadas pela medição de tensão através de um resistor fixo de precisão de 4 terminais, permitindo que a medida seja realizada a menos que 3% da tensão de circuito aberto do dispositivo, dentro de uma faixa onde há uma relação linear entre tensão e corrente, e a curva é extrapolada para tensão zero.
- Voltímetros devem ter uma resistência interna de pelo menos  $20 k\Omega/V$ .
- A calibração de todos os instrumentos deverá ser certificada dentro da precisão requerida no momento da medida.
- A precisão dos procedimentos de correção da irradiância e da temperatura deverá ser verificada periodicamente pela medição do desempenho da amostra a níveis selecionados, e os resultados comparados com os valores extrapolados.

### 3.4 Medições em Luz Solar Natural

Medições em luz solar natural deverão ser feitas somente quando a irradiância total não flutuar mais que  $\pm 1\%$  durante a medida. Quando as medidas forem tomadas por referência como condições padrão de teste, a irradiância deverá ser pelo menos  $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ .

O procedimento do teste é o seguinte:

- Monta-se o dispositivo padrão o mais próximo possível da amostra, coplanarmente. Ambas as normais devem estar a  $\pm 10^\circ$  da direção dos raios do sol.
- Registra-se a curva I-V e a temperatura da amostra concomitantemente com o registro da corrente de curto-circuito e temperatura do dispositivo padrão. Se não for prático controlar a temperatura, cobre-se a amostra e/ou o dispositivo padrão do sol e do vento até que a temperatura se estabilize com a temperatura ambiente. Faz-se as medidas imediatamente após remover a cobertura.

Nota: Na maioria dos casos, a inércia térmica da amostra ou dispositivo padrão limitará a elevação da temperatura durante os primeiros poucos segundos a menos de  $2^\circ\text{C}$  e a temperatura permanecerá razoavelmente uniforme.

- Corrige-se a curva I-V medida, para as condições de irradiância e temperatura desejadas, de acordo com a IEC 891 (item 3.7).

### 3.5 Medidas em Luz Solar Simulada Contínua (*steady-state*)

O procedimento do teste é o seguinte:

- Monta-se o dispositivo padrão com a superfície ativa no plano de teste, de modo que sua normal esteja paralela dentro de  $\pm 5^\circ$  da linha central do raio de luz.
- Ajusta-se a irradiância do plano de teste de modo que o dispositivo padrão produza a corrente de curto-circuito calibrada no nível desejado.
- Remove-se o dispositivo padrão e monta-se a amostra conforme descrito no primeiro subitem de 3.5.

Nota: Se o raio de luz for suficientemente amplo e uniforme, a amostra poderá ser montada ao lado do dispositivo padrão.

- Sem alterar o ajuste do simulador, registram-se a curva I-V e a temperatura da amostra. Quando não for prático controlar a temperatura, cobre-se a amostra e/ou o dispositivo padrão do raio de luz do simulador até que a temperatura se estabilize

dentro de  $\pm 2^\circ\text{C}$  na temperatura ambiente. Fazem-se as medidas imediatamente após remover a cobertura (ver a nota aplicativa do item 3.4).

- Se a temperatura da amostra não for a desejada, corrige-se a curva I-V medida à temperatura desejada, usando um procedimento em concordância com a IEC 891 (item 3.7).

### **3.6 Medidas em Luz Solar Simulada Pulsada**

O procedimento do teste é o seguinte:

- Monta-se a amostra o mais próximo possível do dispositivo padrão, com suas superfícies ativas no plano de teste. As normais da amostra e do dispositivo padrão devem estar paralelas dentro de  $\pm 5^\circ$  da linha central do raio de luz.
- Ajusta-se a irradiância do plano de teste de modo que o dispositivo padrão produza a corrente de curto-circuito calibrada no nível desejado.

Nota: Em alguns simuladores pulsados, o pulso é sincronizado por uma célula fotovoltaica separada, quando a irradiância atinge o nível que foi ajustado previamente com o dispositivo padrão.

- Registra-se a curva I-V e temperatura da amostra (ou a temperatura ambiente, se forem iguais). O intervalo de tempo entre os pontos obtidos deve ser suficientemente longo para garantir que o tempo de resposta do teste da amostra e a velocidade da coleta de dados não introduzirão erros.
- Corrigem-se as medições da curva I-V para ambas (irradiância e temperatura) desejadas, de acordo com a IEC 891 (item 3.7).

### **3.7 Procedimentos de Correção**

Estes procedimentos incluem a determinação dos coeficientes de temperatura, resistência série interna e fator de correção da curva I-V e são aplicáveis a uma faixa de irradiância de  $\pm 30\%$  do nível em que as medições foram feitas.

A curva característica I-V medida pode ser corrigida para as Condições Padrão de Teste ou outros valores de irradiância e temperatura selecionados, aplicando-se as seguintes equações:



$$I_2 = I_1 + I_{SC} \cdot \left[ \frac{I_{SR}}{I_{MR}} - 1 \right] + \alpha \cdot (T_2 - T_1)$$

$$V_2 = V_1 - R_S \cdot (I_2 - I_1) - K \cdot I_2 \cdot (T_2 - T_1) + \beta \cdot (T_2 - T_1)$$

onde:

- $I_1, V_1$  são coordenadas dos pontos da curva característica medida  
 $I_2, V_2$  são coordenadas dos pontos correspondentes da característica corrigida  
 $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito medida na amostra sob teste  
 $I_{MR}$  é a corrente de curto-circuito medida no dispositivo padrão  
 $I_{SR}$  é a corrente de curto-circuito do dispositivo padrão na irradiância padrão ou outra desejada  
 $T_1$  é a temperatura medida na amostra sob teste  
 $T_2$  é a temperatura padrão ou outra desejada  
 $\alpha$  e  $\beta$  são os coeficientes de temperatura de corrente e tensão da amostra sob teste na irradiância padrão ou outra desejada e dentro da faixa de temperatura de interesse ( $\beta$  é negativo)  
 $R_S$  é a resistência série interna da amostra sob teste  
 $K$  é o fator de correção da curva

### 3.7.1 . Determinação dos coeficientes de temperatura

Os coeficientes de temperatura da corrente ( $\alpha$ ) e tensão ( $\beta$ ) variam com a irradiância muito menos do que com a temperatura.

Os coeficientes podem ser melhor medidos em luz solar simulada, conforme especificado na publicação IEC sob consideração, usando o mínimo de duas células solares representativas de mesma área e configuração que o módulo de referência.

- Notas: 1 – Qualquer incompatibilidade entre as células no módulo podem, adversamente, afetar a precisão das correções feitas à curva I-V do módulo.  
 2 – O uso do simulador pulsado é preferido, já que ele causa um pequeno incremento no aquecimento que não afeta a célula durante as medições.

O procedimento é o seguinte:

- Conecta-se um sensor de temperatura adequado à célula sob teste, de forma que a temperatura possa ser medida com uma precisão de  $\pm 0,5^\circ\text{C}$ .
- Monta-se a célula sob teste com bom contato térmico no bloco de temperatura controlada e usa-se a conexão do sensor para obter o controle do sinal.

- Monta-se a célula teste o mais próximo possível de uma adequada célula solar padrão, com suas superfícies ativas no plano de teste. As normais da célula em teste e da célula solar padrão devem estar paralelas dentro de  $\pm 5^\circ$  da linha central do raio de luz.
- Ajusta-se a irradiância do plano de teste de forma que a célula padrão (a  $25 \pm 5^\circ\text{C}$ ) produza a corrente de curto-circuito calibrada no nível desejado.
- Com a célula em teste estabilizada e/ou próximo da temperatura mínima de interesse, mede-se a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) e a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ).

Nota: Numa temperatura abaixo da ambiente, precauções podem ser necessárias para prevenir a condensação na superfície ativa da célula sob teste e da célula padrão. Esta precaução pode ser completada pela passagem de gás nitrogênio seco sobre a superfície ativa ou pelo confinamento da célula numa câmara de vácuo.

- Estabiliza-se a célula em teste à uma temperatura de aproximadamente  $10^\circ\text{C}$  acima do nível pré-estabelecido e repita as medições de  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$ . Repete-se este procedimento até a elevação de aproximadamente  $10^\circ\text{C}$  acima da temperatura máxima de interesse.
- Repetem-se os passos anteriores para cada uma das outras células teste.
- Imprimem-se os valores de  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  como uma função da temperatura e constrói-se pelo menos uma curva de formato quadrado através de cada conjunto de dados.
- Das inclinações da curva de corrente e tensão e de um ponto médio entre o mínimo e o máximo das temperaturas de interesse, calculam-se  $\alpha_C$  e  $\beta_C$ , os coeficientes de temperatura de uma única célula.
- Para um módulo ou outro arranjo de células, calcula-se o coeficiente conforme abaixo:

$$\alpha = n_p \cdot \alpha_c$$

$$\beta = n_s \cdot \beta_c$$

onde  $n_p$  é o número de células em paralelo e  $n_s$  o número em série.

### 3.7.2 Determinação da resistência série interna

$R_S$  pode ser determinado por luz solar simulada com o seguinte procedimento:

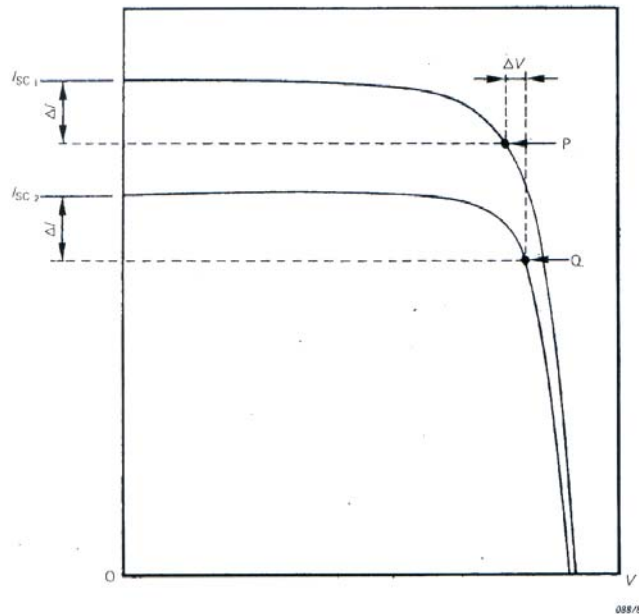
- Traça-se a curva I-V da amostra sob teste na temperatura da sala e em duas diferentes irradiâncias (as magnitudes não precisam ser conhecidas). Durante as duas medições a temperatura da célula não pode diferir mais que  $2^\circ\text{C}$ .
- Escolhe-se um ponto P da maior curva característica, a uma tensão um pouco maior que  $V_{P_{max}}$ . Mede-se  $\Delta I$ , a diferença entre a corrente neste ponto e  $I_{SC1}$ .

- Determina-se o ponto Q na curva inferior na qual a corrente é igual a  $I_{SC2} - \Delta I$ .
- Mede-se o deslocamento de tensão  $\Delta V$  entre os pontos P e Q.
- Calcula-se  $R_S$  fazendo :

$$R_{S1} = \frac{\Delta V}{I_{SC1} - I_{SC2}}$$

onde  $I_{SC1}$  e  $I_{SC2}$  são as duas correntes de curto-circuito.

- Repetem-se os passos anteriores a partir da determinação do ponto Q e, usando a curva característica obtida pelo terceiro nível de irradiância e mesma temperatura de célula, em combinação com as primeiras duas curvas e determina-se os valores de  $R_{S2}$  e  $R_{S3}$ .
- $R_S$  é a média dos três valores calculados:  $R_{S1}$ ,  $R_{S2}$  e  $R_{S3}$ .



Fonte: IEC 891 (1987)

Figura 3.3 – Determinação de  $R_S$ .

### 3.7.3. Determinação do fator de correção da curva

K pode ser determinado por luz solar simulada com o seguinte procedimento:

- Traça-se a curva I-V da amostra sob teste a uma radiação dentro de  $\pm 30\%$  do nível selecionado em três diferentes temperaturas ( $T_3$ ,  $T_4$  e  $T_5$ ) acima da faixa de interesse, pelo menos  $30^\circ\text{C}$ .

Nota: Quando medições das características do módulo forem realizadas, precauções devem ser tomadas (por exemplo, enclausurar o módulo numa câmara a uma temperatura controlada, com uma janela transparente) para assegurar a uniformidade da temperatura na célula dentro de  $\pm 2^\circ\text{C}$  do nível pretendido.

- Usando um valor pré-estabelecido de K (e.g.  $1,25 \times 10^{-3} \Omega/^\circ\text{C}$ , que é um valor típico para células de silício cristalino) transpõem-se as curvas características medidas na temperatura  $T_3$  e na temperatura  $T_4$ , aplicando as seguintes equações:

$$I_4 = I_3 + \alpha \cdot (T_4 - T_3)$$

$$V_4 = V_3 - K \cdot I_4 \cdot (T_4 - T_3) + \beta \cdot (T_4 - T_3)$$

onde:

$I_3, V_3$  são coordenadas de pontos na curva característica com temperatura  $T_3$ .

$I_4, V_4$  são coordenadas dos pontos correspondentes na curva com temperatura  $T_4$ .

- Se a curva transposta na temperatura  $T_4$  não coincide na esperada precisão com aquela obtida pelas medições, repete-se o descrito no segundo subitem de 3.7.3 inserindo diferentes valores de K, até que a curva transposta na temperatura  $T_4$  e a curva medida coincidam.
- Quando o valor apropriado de K for obtido, transpõem-se as curvas  $T_3$  e  $T_4$  sequencialmente para adaptar a curva na temperatura  $T_5$ . Se a curva transposta e a medida não coincidem, repete-se a transposição usando um valor de K ligeiramente diferente até que o valor para o correto ajuste seja determinado em cada caso.
- Usa-se a média dos três valores de K assim determinado.

### 3.8 Relatórios dos Testes

Quando um relatório do teste for requerido, ele deverá conter os seguintes dados:

- uma descrição e identificação da amostra (célula solar, arranjo de células solares ou módulo);

- condições do teste (luz solar natural ou simulada e, neste caso, breve descrição e classe do simulador);
- nível de irradiância;
- temperaturas da amostra e do dispositivo padrão;
- descrição e identificação do dispositivo padrão primário e/ou secundário (célula ou módulo);
- dados de calibração (onde e quando foi calibrado, valores calibrados);
- desvios dos procedimentos padronizados de teste;
- resultado do teste.

### **3.9 Procedimentos Adotados**

Para a realização da caracterização elétrica dos módulos a serem ensaiados e etiquetados, foi escolhido o procedimento laboratorial com luz solar simulada pulsada (item 3.6), onde são obtidos os parâmetros elétricos nas condições padrão de teste (STC). O objetivo é efetuar uma seqüência de testes pré-determinada (descrita em detalhes no Capítulo V). A curva I-V do módulo é medida e registrada, e, após ter sido submetido a condições extremas de trabalho, ao final de cada ciclo de ensaios, seu comportamento elétrico é reavaliado. Desta forma, o método com simulador solar pulsado atende às necessidades, pois não proporciona aquecimento na realização das medições e permite o ajuste da irradiância desejada.

#### **3.9.1 Equipamentos necessários**

Para a realização deste procedimento, necessita-se da seguinte instrumentação:

- Dispositivo padrão, conforme recomendação IEC 904-3;
- Sensores de temperatura e termômetros com precisão de  $\pm 1^\circ\text{C}$ ;
- Simulador solar pulsado (em fase de aquisição pelo IEE/USP);
- Multímetro com precisão de  $\pm 0,5\%$  e resistência interna de voltímetro pelo menos  $20\text{k}\Omega/\text{V}$ ;
- Resistor de precisão variável;
- Equipamento para traçar a curva I-V.

## **CAPÍTULO IV – PROCEDIMENTOS DE DURABILIDADE OU SOB CONDIÇÕES EXTREMAS, CONFORME NORMA IEC 61215**

Com base na Norma Internacional IEC 61215 (1993) – *Módulos Fotovoltaicos (PV) de Silício Cristalino para Aplicações Terrestres – Qualificação da Concepção e Homologação*, que estabelece as exigências para qualificação e homologação de módulos fotovoltaicos adequados à operação ao ar livre por um longo tempo, realizou-se um relato dos procedimentos para verificação do desempenho dos módulos sob condições extremas de operação.

A referência normativa aplica-se somente a módulos fotovoltaicos de silício cristalino e deixa fora de seu escopo o funcionamento dos módulos em condições ambientais específicas, tais como maresia ou clima equatorial, que será abordado no próximo capítulo.

A seqüência de testes estipulada na Norma IEC 61215 objetiva reunir dados acerca das características elétricas e térmicas dos módulos, bem como comprovar que o mesmo resiste a prolongada exposição em diversas condições climáticas. Estes dados servirão de base para projeção de sua vida útil, que depende de sua concepção e das condições ambientais onde o módulo operará. A Figura 4.1, página 65, ilustra essa seqüência de testes.

Para a realização dos ensaios conforme o fluxograma apresentado, algumas considerações, tais como amostragem, identificação, verificação, critérios de aprovação, principais defeitos visuais, relatórios, modificações e condições dos ensaios devem ser descritas para auxiliar a compreensão dos procedimentos apresentados.

### **4.1 Considerações Preliminares**

#### **4.1.1 Amostragem**

Conforme a Norma IEC 410 (1973), que trata dos procedimentos de amostragem e de inspeção por atributos, oito módulos (e mais alguns de reserva, se desejado) devem ser retirados aleatoriamente de um lote ou lotes produzidos. Os módulos devem estar completos em todos os detalhes, virem acompanhados do manual do fabricante com todas as orientações de manuseio, instalação e operação, além de todas as especificações levantadas nas inspeções normais pelo fabricante, controle de qualidade e procedimentos de aceitação da produção.

Se os módulos a serem testados forem protótipos de um novo modelo e não para produção, este fato deverá ser registrado no relatório dos testes.

#### **4.1.2 Identificação**

É importante, para efeito de rastreabilidade, que cada módulo apresente as seguintes marcações, de forma clara e legível:

- a) Nome, logotipo ou símbolo do fabricante;
- b) Tipo ou número do modelo;
- c) Número de série;
- d) Polaridade dos conectores ou guias (é permitido usar código de cores);
- e) Voltagem máxima de isolamento;
- f) Data e local de fabricação (opcionalmente rastreável pelo número de série).

#### **4.1.3 Verificação**

Os módulos são submetidos à seqüência de testes de qualificação da Figura 4.1, em ordem de cima para baixo, sendo que o técnico responsável respeitará estritamente as instruções de manuseio, montagem e conexão do fabricante. Na Tabela 4.1, página 66, estão listadas as condições resumidas de cada teste.

Observa-se que, neste estágio do trabalho, já foram detalhadamente descritos no Capítulo III os procedimentos para a caracterização elétrica dos módulos. Sendo assim, será apresentada a descrição dos ensaios de durabilidade ou sob condições extremas, na seqüência estipulada pela Norma IEC 61215, respeitando os parâmetros especificados, sem a introdução de sugestões de modificações e/ou desenvolvimento de outros testes.

Com o objetivo de otimizar o estudo, foi relacionada a Cláusula da Norma IEC 61215 correspondente a cada ensaio descrito.

#### 4.1.4 Critérios de Aprovação

Cada amostra é considerada qualificada e pode ser homologada pela IEC se reunir todos os seguintes critérios:

- a) a máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não exceder o limite recomendado após cada teste ou 8% após cada seqüência de testes.
- b) nenhuma amostra ter demonstrado estar em circuito aberto ou com defeito de aterramento durante os testes.
- c) não ter evidência visual de um defeito importante, como definido no item 4.1.5, a seguir
- d) os requisitos do teste de isolamento forem atendidos após os testes.

Se dois ou mais módulos do lote não atenderem aos critérios estabelecidos acima, eles estarão reprovados no teste de qualificação. Se apenas um módulo do lote falhar em qualquer teste, outros dois do mesmo lote, amostrado conforme recomendado no item 4.1.1 poderão ser submetidos a toda seqüência de testes pertinentes, desde o início. Se um ou ambos desses módulos também falharem serão considerados sem condições de serem qualificados. Se, no entanto, ambos os módulos passarem na seqüência de testes, caberá ao técnico que os executa avaliar se reúnem ou não os requisitos à qualificação.

#### 4.1.5 Principais Defeitos Visuais

Para o propósito de qualificação e homologação, são considerados os principais defeitos visuais:

- superfícies externas quebradas, apresentando rachaduras, curvaturas, mal preparadas ou faltando um pedaço;
- uma fenda na célula cuja propagação poderia remover mais que 10% daquela área de célula do circuito elétrico do módulo;
- bolhas ou lascas formando um caminho contínuo entre qualquer parte do circuito elétrico e a beirada do módulo;
- perda da integridade mecânica.

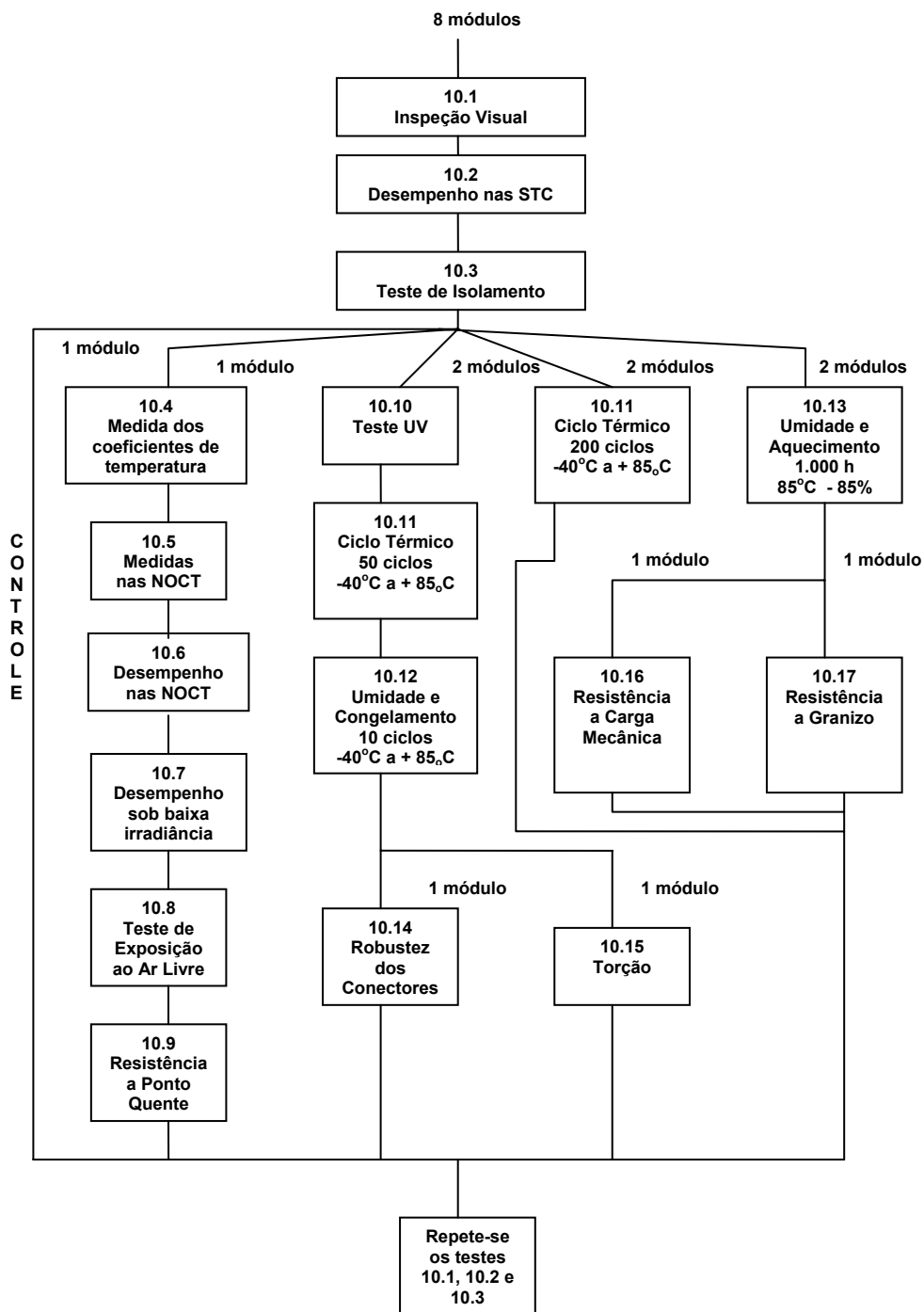


#### **4.1.6 Relatórios**

O Laboratório responsável pelos ensaios deve preparar um relatório certificando os testes de qualificação, com medidas do desempenho, características e detalhes de qualquer falha e repetição de testes. A cópia desse relatório deverá ser mantida pelo fabricante como referência.

#### **4.1.7 Modificações**

Qualquer mudança no projeto, materiais, componentes ou processo de produção dos módulos poderá exigir a repetição de alguns ou todos os testes de qualificação, para que seja mantida a homologação.



Fonte: IEC 61215 (1993)

Figura 4.1 – Sequência de testes de qualificação.

#### NOTAS

- 1) Podem ser omitidos  $\alpha$  e  $\beta$  se já forem conhecidos
- 2) No caso de módulos não concebidos para montagem em bastidores ou estruturas, as NOCT podem ser substituídas pela temperatura média de equilíbrio da junção da célula nas condições padrão ambientais, com o módulo montado conforme recomendado pelo fabricante.

Teste	Título	Condições do Teste
10.1	Inspeção Visual	Ver inspeção detalhada listada em 10.1.2
10.2	Desempenho nas STC	Temperatura da célula: 25°C; irradiância: 1.000 W/m <sup>2</sup> , com referência IEC 904-3 da distribuição espectral da irradiância solar
10.3	Teste de Isolamento	1.000 Vdc + o dobro da tensão de circuito aberto do sistema nas STC por 1 minuto. A resistência de isolamento não pode ser menor que 50 MΩ em 500 Vdc.
10.4	Medida dos Coeficientes de Temperatura	Ver detalhes em 10.4
10.5	Medidas nas NOCT	Irradiância solar total: 800 W/m <sup>2</sup> Temperatura ambiente: 20°C Velocidade do vento: 1 ms <sup>-1</sup>
10.6	Desempenho nas NOCT	Temperatura da Célula : NOCT Irradiância : 800 W/m <sup>2</sup> com referência IEC 904-3 da distribuição espectral da Irradiância solar
10.7	Desempenho sob Baixa Irradiância	Temperatura da Célula : 25°C Irradiância : 200 W/m <sup>2</sup> com referência IEC 904-3 da distribuição espectral da Irradiância solar
10.8	Teste de Exposição ao Ar Livre	60 kWh.m <sup>-2</sup> de irradiação solar total
10.9	Resistência a Ponto Quente	Cinco exposições de 1 h a 1.000 W.m <sup>-2</sup> de irradiância na condição de ponto quente (piores caso)
10.10	Teste UV	Sob consideração
10.11	Ciclo Térmico	50 e 200 ciclos de -40°C a +85°C
10.12	Umidade e Congelamento	10 ciclos de +85°C, 85% de umidade relativa do ar a 40°C
10.13	Umidade e Aquecimento	1.000 h a +85°C, 85% de umidade relativa do ar
10.14	Robustez dos Conectores	Conforme IEC 68-2-21
10.15	Torção	Ângulo de deformação: 1,2°
10.16	Resistência a Carga Mecânica	Dois ciclos de 2.400 Pa de carga uniforme, aplicada por 1 h nas superfícies frontal e traseira
10.17	Resistência a Granizo	Pedras de gelo de 25 mm de diâmetro, lançadas a 23 m.s <sup>-1</sup> , direcionadas a 11 posições de impacto

Fonte: IEC 61215 (1993)

Tabela 4.1 – Resumo dos níveis dos testes.

## 4.2 Procedimentos de Ensaio

### 4.2.1 Inspeção Visual

(Cláusula 10.1 da Norma IEC 61215 )

#### **4.2.1.1 Objetivo**

Detetar qualquer defeito visual no módulo.

#### **4.2.1.2 Procedimentos**

Cuidadosamente inspecionar cada módulo sob iluminação de pelo menos 1.000 lux nas seguintes condições:

- superfícies apresentando rachaduras, curvaturas, mal preparadas ou faltando um pedaço;
- células quebradas;
- células rachadas;
- falhas nos pontos de interconexões ou de junção;
- células se tocando ou tocando na moldura;
- falhas nas ligações coladas;
- bolhas ou lascas formando um caminho contínuo entre qualquer parte do circuito elétrico e a beirada do módulo;
- superfícies de material plástico úmidas;
- defeito nas terminações, expondo partes elétricas energizadas;
- qualquer outra condição que possa afetar o desempenho.

Anotar e/ou fotografar a natureza e posição de cada rachadura, bolhas ou lascas, etc., as quais poderão piorar e afetar negativamente o desempenho do módulo nos testes subseqüentes.

#### **4.2.1.3 Requisitos**

Os módulos que apresentarem condições visuais diferentes dos maiores defeitos visuais listados no item 4.1.5, são aceitáveis para o objetivo de homologação.

### **4.2.2 Desempenho nas Condições Padrão de Teste (STC)**

**(Cláusula 10.2 da Norma IEC 61215)**

#### **4.2.2.1 Objetivo**

Determinar como o desempenho elétrico do módulo varia com a carga nas STC (temperatura da célula:  $25 \pm 2^\circ\text{C}$ , irradiância:  $1.000 \text{ W.m}^{-2}$ ) usando luz solar natural ou um simulador classe A, em conformidade com os requisitos da IEC 904-3.

#### **4.2.2.2 Procedimentos**

Determinar a característica corrente-tensão do módulo nas STC, de acordo com IEC 904-1. Quando necessário, realizar as correções de temperatura e irradiância, de acordo com IEC 891. Este procedimento está descrito detalhadamente no Capítulo III do presente trabalho.

#### **4.2.3 Teste de Isolamento**

##### **(Cláusula 10.3 da Norma IEC 61215 )**

##### **4.2.3.1 Objetivo**

Determinar se o módulo é suficientemente bem isolado entre partes condutoras de corrente e estrutura.

##### **4.2.3.2 Condições do teste**

O teste deverá ser realizado em módulos num local cuja temperatura se aproxime da ambiente (veja IEC 68-1) e umidade relativa do ar não exceda 75%.

##### **4.2.3.3 Procedimentos**

- a) Conectam-se os terminais de saída do módulo em curto ao terminal positivo de um medidor de isolamento c.c. com limitação de corrente.
- b) Conecta-se a parte metálica exposta do módulo ao terminal negativo do medidor. Se o módulo não tiver estrutura ou se a estrutura for um mau condutor de eletricidade, monta-se o módulo numa estrutura metálica de suporte simulada, a qual deve ser conectada ao terminal negativo do medidor.
- c) Aumenta-se a tensão aplicada pelo medidor a uma razão que não exceda  $500 \text{ V.s}^{-1}$  a no máximo igual a 1.000 V mais duas vezes a máxima tensão do sistema (isto é, a tensão de circuito aberto do sistema nas STC). Mantém-se a tensão nesse nível por 1 minuto. Se a máxima tensão do sistema não exceder 50 V, a tensão aplicada deve ser 500 V.
- d) Reduz-se a tensão aplicada a zero e curto-circuitam-se os terminais do medidor por 5 minutos, enquanto ainda estiver conectado ao módulo.
- e) Remove-se o curto circuito.
- f) Aplica-se a tensão c.c. não inferior a 500V ao módulo, com o medidor conectado como nos passos a) e b). Determina-se a resistência de isolamento.

#### 4.2.3.4 Requisitos do ensaio

- não haver quebra de dielétrico (menos que  $50 \mu\text{A}$ ) ou rachadura na superfície durante o passo c);
- a resistência de isolamento não pode ser menor que  $50 \text{ M}\Omega$ .

#### 4.2.4 Medidas dos Coeficientes de Temperatura

##### (Cláusula 10.4 da Norma IEC 61215)

#### 4.2.4.1 Objetivo

Determinar os coeficientes de temperatura de corrente ( $\alpha$ ) e de tensão ( $\beta$ ) para medidas dos módulos. Os coeficientes então determinados são válidos na irradiância na qual as medidas são realizadas. Para módulos lineares, eles também são válidos para uma faixa de irradiância de  $\pm 30\%$  deste nível.

#### 4.2.4.2 Aparatos

- a) Simulador solar (classe B ou melhor). Isto significa medir irradiância, corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto de acordo com a cláusula 2 da IEC 904-1.
- b) Recurso para medir a temperatura da superfície ou da célula do módulo com uma precisão de  $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- c) Uma câmara capaz de acomodar o módulo, equipada com uma janela transparente e recursos para aquecer e resfriar, mantendo a temperatura dentro da faixa de interesse.

#### 4.2.4.3 Procedimentos

- a) Determina-se a corrente de curto-circuito do módulo na irradiância desejada na temperatura ambiente, de acordo com IEC 904-1.
- b) Monta-se o módulo de teste na câmara e coloca-se adequadamente um monitor de irradiância fora da câmara dentro do alcance dos raios do simulador. Conecta-se a instrumentação.
- c) Fecha-se a câmara e ajusta-se a irradiância de modo que o módulo produza a corrente de curto-circuito determinada no item a). Usa-se o monitor de irradiância para manter esta irradiância ajustada durante o teste.

- d) Aquece-se o módulo até a máxima temperatura de interesse, desliga-se o aquecedor e deixa-se o módulo resfriar igualmente.
- e) Enquanto o módulo esfria, faz-se medidas da corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto num intervalo de 5°C numa faixa de interesse de pelo menos 30°C.

NOTA: A curva I-V pode ser medida a cada temperatura para determinar a curva de correção (fator K), de acordo com a cláusula 5 da IEC 891.

- f) Imprime-se os valores de  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  em função da temperatura e constrói-se a curva de menor ajuste quadrado (*least-square-fit*) através de cada conjunto de dados.
- g) Da inclinação das curvas de corrente e tensão, no ponto médio entre as temperaturas mínima e máxima de interesse, calcula-se  $\alpha$  e  $\beta$ , os coeficientes de temperatura do módulo.

#### **4.2.5 Medidas na Temperatura Nominal de Operação das Células (NOCT) (Cláusula 10.5 da Norma IEC 61215)**

##### **4.2.5.1 Objetivo**

Determinar a NOCT do módulo.

##### **4.2.5.2 Introdução**

A NOCT é definida como o equilíbrio médio da temperatura da junção da célula solar dentro de uma estrutura aberta, nas seguintes normas ambientais de referência (SRE):

- Ângulo de Inclinação: incidência normal à direção dos raios de sol no local
- Irradiância total :  $800 \text{ W.m}^{-2}$
- Temperatura Ambiente:  $20^\circ\text{C}$
- Velocidade do Vento:  $1\text{m.s}^{-1}$
- Carga elétrica: zero (circuito aberto)

A NOCT pode ser usada por um projetista de sistema como um guia da temperatura na qual o módulo irá operar em campo, sendo então um parâmetro muito útil quando se compara o desempenho de módulos de diferentes concepções. Entretanto, a atual temperatura de operação, a qualquer tempo, é afetada pela estrutura montada, irradiância, velocidade do

vento, temperatura ambiente, temperatura solar, reflexões do sol e emissões da terra e objetos próximos. Para uma estimativa mais precisa, estes fatores devem ser levados em conta.

Dois métodos para determinação da NOCT são descritos:

O primeiro, chamado “método primário”, é universalmente aplicado em todos os módulos fotovoltaicos. No caso dos módulos não projetados para montagem em estruturas abertas, o método primário pode ser usado para determinar a temperatura de equilíbrio da junção da célula solar nas SRE, com o módulo montado conforme recomendado pelo fabricante.

O segundo, chamado “método da placa de referência”, é mais rápido mas é aplicável somente a módulos fotovoltaicos do tipo que responde às variações da temperatura ambiente (dentro de faixas restritas de velocidade do vento e irradiância) da mesma maneira que uma placa de referência usada nas medições. Módulos de silício cristalino, com um vidro frontal e plástico na parte de trás estão dentro desta categoria. As placas de referência são calibradas usando o mesmo procedimento do método primário.

### **4.2.5.3 Método primário**

#### **4.2.5.3.1 Princípio**

Este método é baseado num apanhado atualizado de valores de temperaturas de células obtidos sob um grande leque de condições ambientais, incluindo as SRE.

Os dados são apresentados de forma que permitem interpolações nas NOCT de forma precisa e repetidamente.

A temperatura da junção de uma célula solar ( $T_J$ ) é antes de tudo uma função da temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ), da velocidade média do vento ( $V$ ) e da irradiância solar total ( $G$ ) incidente na superfície ativa do módulo. A diferença de temperatura ( $T_J - T_{amb}$ ) é amplamente independente da temperatura ambiente e é essencial e linearmente proporcional aos níveis de irradiação acima de  $400 \text{ W.m}^{-2}$ . O procedimento manda construir um curva de ( $T_J - T_{amb}$ ) em função de  $G$  por um período onde as condições do vento são favoráveis. Um valor preliminar de NOCT é então determinado somando-se  $20^\circ\text{C}$  ao valor de ( $T_J - T_{amb}$ ) interpolado da SRE, irradiância de  $800 \text{ W.m}^{-2}$ . Finalmente, um fator de correção, dependendo da temperatura média e velocidade do vento durante o período de teste, é adicionado ao valor preliminar NOCT para corrigi-lo para  $20^\circ\text{C}$  e  $1 \text{ m.s}^{-1}$ .



#### 4.2.5.3.2 Aparatos

Os seguintes aparatos são necessários:

a) uma estrutura aberta para suporte do(s) módulo(s) em teste e um piranômetro da maneira especificada (veja 4.2.5.3.3). A estrutura deve ser projetada para minimizar a condução de calor dos módulos e interferir o mínimo possível com a radiação de calor livre entre suas superfícies frontal e traseira.

NOTA: no caso dos módulos não projetados para montagem em estrutura aberta, o(s) módulo(s) deve(m) ser montados conforme recomendações do fabricante.

b) Um piranômetro, montado no plano do(s) módulo(s) e dentro de um raio de 0,3 m do ensaio preparado.

c) Instrumentos para medir direção e velocidade do vento menores que  $0,25 \text{ m.s}^{-1}$ , instalados aproximadamente 0,7 m acima do topo do(s) módulo(s) e 1,2 m a leste ou oeste do mesmo.

d) Um sensor de temperatura ambiente, com uma constante de tempo próxima daquela do(s) módulo(s), instalada numa sombra delimitada com boa ventilação, perto dos sensores de vento.

e) Sensores de temperatura da célula, fixado por solda ou adesivo termicamente condutivo nas costas de duas células solares próximas da metade de cada módulo em teste, ou outro equipamento necessariamente aprovado pela IEC a para medição da temperatura da célula.

f) Um sistema de aquisição de dados para registrar os seguintes parâmetros dentro de um intervalo não maior que 60 s:

- a. Irradiância;
- b. Temperatura ambiente;
- c. Temperatura da célula;
- d. Velocidade do vento;
- e. Direção do vento.

Precisão: A precisão total da NOCT deverá ser  $\pm 1 \text{ K}$ .

#### 4.2.5.3.3 Montagem dos módulos em teste

*Ângulo de inclinação* : o(s) módulo(s) em teste deve(m) ser posicionados de modo que ele esteja(m) normal(is) à direção dos raios de sol (dentro de  $\pm 5^\circ$ ) do local.

*Altura*: a borda traseira do(s) módulo(s) em teste deve estar 0,6 m, ou mais, acima do plano horizontal local ou nível da terra.

*Configuração*: para simular as condições térmicas limítrofes do módulo instalado no arranjo, o(s) módulo(s) sob teste deve(m) ser montado(s) dentro de uma superfície plana que se estende, ao menos por 0,6 m além do módulo, em todas as direções. Para módulos projetados para qualquer posição e instalados em estruturas abertas, placas negras de alumínio ou outros módulos de mesma concepção devem ser usados para preencher o espaço remanescente da superfície plana.

*Área que cerca o experimento*: Não deve ter obstruções que impeçam que toda irradiância incida no(s) módulo(s) sob teste durante um período de 4 h antes do sol “do meio dia” do local e 4 h depois. O chão em volta do(s) módulo(s) não deve refletir a luz solar de forma anormal e deve ser liso e nivelado ou com um declive preparado, de fina textura em todas as direções. Grama, outros tipos de vegetação, asfalto negro ou sujeira são aceitáveis na área que cerca o experimento.

#### 4.2.5.3.4 Procedimentos

- a) Ajusta-se os aparatos com o(s) módulo(s) de teste, conforme descrito no item 4.2.5.3.3. Assegura-se de que o(s) módulo(s) testado(s) estão em circuito aberto.
- b) Num dia adequado, claro, ensolarado, com pouco vento, registra-se, em função do tempo, a temperatura ambiente, a temperatura da célula, a irradiância, a velocidade e a direção do vento.
- c) Rejeita-se todos os dados obtidos durante as seguintes condições:
  - Irradiância abaixo de  $400 \text{ W.m}^{-2}$ ;
  - Velocidade do vento fora da faixa de  $1 \pm 0,75 \text{ m.s}^{-1}$ ;
  - Temperatura ambiente fora da faixa de  $20 \pm 15^\circ\text{C}$  ou variando mais que  $5^\circ\text{C}$ ;
  - Um intervalo de 10 minutos após uma rajada de mais de  $4 \text{ m.s}^{-1}$ ;
  - Direção do vento dentro de  $\pm 20^\circ$  a leste ou oeste.
- d) Para um mínimo aceitável de 10 pontos, cobrindo uma faixa de irradiância de pelo menos  $300 \text{ W.m}^{-2}$ , imprime-se  $(T_J - T_{amb})$  em função da irradiância. Desenha-se uma linha reta através dos pontos obtidos.

- e) Da linha reta, determina-se o valor de  $(T_J - T_{amb})$  para  $800 \text{ W.m}^{-2}$  e soma-se  $20^\circ\text{C}$ , obtendo-se um valor preliminar da NOCT.
- f) Calcula-se a média da temperatura ambiente,  $T_{amb}$ , e a velocidade média do vento,  $V$ , associada com os pontos aceitáveis e determina-se o fator de correção apropriado a partir da Figura 4.2, página 78.
- g) Soma-se o fator de correção ao valor preliminar da NOCT para corrigi-lo para  $20^\circ\text{C}$  e  $1 \text{ m.s}^{-1}$ . Esta soma é a NOCT do módulo.
- h) Repete-se o procedimento completo num dia diferente e calcula-se a média de dois valores de NOCT, se eles estiverem dentro de  $0,5^\circ\text{C}$ . Se a diferença for maior que  $0,5^\circ\text{C}$ , repete-se o procedimento no terceiro dia e faça a média com todos os três valores de NOCT.

#### **4.2.5.4 Método da placa de referência**

##### **4.2.5.4.1 Princípio**

Este método é baseado no princípio de comparação da temperatura do módulo de teste com aquele da placa de referência padrão sob as mesmas condições de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento. A temperatura estabilizada da placa de referência nas SRE é determinada usando o método primário descrito em 4.2.5.3.

A NOCT do módulo em teste é obtida pela correção da diferença de temperatura entre o módulo de teste e a placa de referência para a SRE e somando este valor à temperatura estabilizada das placas de referência nas SRE. Isto estabelece que a medida da diferença de temperatura é insensível a flutuações na irradiância e a pequenas alterações na temperatura ambiente e na velocidade do vento.

##### **4.2.5.4.2 Placas de referência**

As placas de referência devem ser feitas de uma liga de alumínio duro para as dimensões mostradas na Figura 4.3, página 78. A superfície frontal deve ser pintada de preto fosco e a superfície traseira de branco brilhante. Isto deve fornecer a precisão requerida para medições de temperatura na placa de referência. Um método empregando dois termopares é mostrado na Figura 4.3. Um termopar é fixado em cada ramo de ranhura polida com um adesivo termicamente condutivo e eletricamente isolado, após remoção de toda isolação na distância de 25 mm da junção. Os resíduos dos fios termopares são finalmente colados numa ranhura com pasta de alumínio.

Por fim, três placas de referência devem ser confeccionadas e calibradas, usando o método primário descrito em 4.2.5.3. As temperaturas estáveis assim determinadas estarão dentro da faixa de 46°C a 50°C e diferirão não mais que 1°C. Uma destas placas de referência deve ser mantida sem uso, para controle. Antes de fazer a medida da NOCT, as temperaturas estabilizadas das placas de referência devem ser comparadas com aquelas da placa de controle, nas condições indicadas no item c) de 4.2.5.3.4, possibilitando a detecção de qualquer mudança em suas propriedades térmicas. Se as temperaturas medidas nas placas de referência diferirem mais que 1°C, a razão disto deverá ser investigada e uma ação corretiva adotada antes de dar prosseguimento ao teste.

#### **4.2.5.4.3 Local do teste**

Seleciona-se um local plano para o teste com desprezível distúrbio no vento por edifícios, árvores ou acidentes topográficos. Reflexões não uniformes da terra e objetos atrás do plano de teste devem ser evitados.

#### **4.2.5.4.4 Aparatos**

Os seguintes aparatos são requeridos (ver Figura 4.4, página 79):

- a) Um número de placas de referência, como descrito em 4.2.5.4.2 (uma a mais que o número de módulos a serem testados simultaneamente).
- b) Um piranômetro ou um dispositivo fotovoltaico de referência.
- c) Um estrutura aberta para dar suporte ao módulo em teste, placas de referência e piranômetro, assim que eles estejam posicionados na normal da direção dos raios solares (dentro de  $\pm 5^\circ$ ) no local. Cada módulo é flanqueado por duas placas de referência, com a menor borda do módulo aproximadamente 1 m acima da terra. A estrutura deve ser projetada para minimizar a condução de calor do módulo e placas e interferir o mínimo possível com a radiação livre do aquecimento de suas superfícies frontal e traseira.
- d) Instrumentos de medida da direção e da velocidade do vento menor que  $0,25 \text{ m.s}^{-1}$ , instalados aproximadamente a 0,7 m acima do topo do módulo a 1,2 m a leste ou a oeste do mesmo, conforme mostrado na Figura 4.4.
- e) Um sensor de temperatura ambiente com uma constante de tempo aproximada àquelas dos módulos, instalada numa área sombreada e delimitada com boa ventilação e perto dos sensores de vento.

- f) Um sensor de temperatura da célula, fixado por solda ou adesivo termicamente condutivo nas costas de duas células solares próximas da metade de cada módulo em teste ou outro equipamento necessário para medição da temperatura da célula aprovado pela IEC.
- g) Um sistema de aquisição de dados para registrar os seguintes parâmetros dentro de um intervalo não maior que 60 s:
- Irradiância;
  - Temperatura ambiente;
  - Temperatura da célula;
  - Velocidade do vento;
  - Direção do vento;
  - Temperaturas das placas de referência.

Precisão: A precisão total da NOCT deverá ser  $\pm 1$  K.

#### 4.2.5.4.5 Procedimentos

- a) Ajusta-se os aparatos com o(s) módulo(s) de teste e placas de referência conforme mostrado na Figura 4.4. Assegura-se de que o(s) módulo(s) testado(s) estão em circuito aberto.
- b) Num dia adequado, claro, ensolarado, com pouco vento, registra-se, em função do tempo, a temperatura da célula do módulo em teste, a temperatura da placa de referência, a irradiância, a temperatura ambiente, a velocidade e a direção do vento.
- c) Rejeita-se todos os dados obtidos durante, ou 15 minutos depois, nas seguintes condições:
- Irradiância abaixo de  $750 \text{ W.m}^{-2}$  ou acima de  $850 \text{ W.m}^{-2}$ ;
  - Velocidade do vento acima de  $2 \text{ m.s}^{-1}$  que continue por mais que 30 s;
  - Velocidade do vento abaixo de  $0,5 \text{ m.s}^{-1}$ ;
  - Direção do vento dentro de  $\pm 20^\circ$  a leste ou oeste.
  - Diferenças entre temperaturas das placas de referência maiores que  $1^\circ\text{C}$ .
- d) Para cada valor no período selecionado, anota-se a medida da temperatura  $T_P$  de todas as placas de referência.
- e) Para cada valor no período selecionado de cada módulo do ensaio:

- 1) Anota-se a temperatura da célula TJ e calcula-se:

$$\Delta T_{JP} = T_J - T_P$$

Se  $\Delta T_{JP}$  variar mais que 4°C, o método da placa de referência não é aplicável e o método primário descrito em 4.2.5.3 deve ser usado.

- 2) Calcula-se a média de todos os valores de  $\Delta T_{JP}$ , obtendo-se  $\Delta T_{JPm}$ .

- 3) Corrige-se  $\Delta T_{JPm}$  para a SRE conforme segue:

$$\Delta T_{JPm}(\text{corrigido}) = \frac{f}{\beta \cdot R} \cdot \Delta T_{JPm}$$

onde:

- f fator de correção da irradiância, 800 dividido pela irradiância média obtida num determinado período;  
 β fator de correção da temperatura ambiente, obtido pela média da temperatura ambiente,  $T_{amb}$ , num período selecionado, usando a seguinte tabela (interpolação linear dos valores de β é aceitável).

$T_{amb}$ (°C)	β
0	1,09
10	1,05
20	1,00
30	0,96
40	0,92
50	0,87

- R fator de correção do vento, obtido pela média da velocidade do vento em um selecionado período, usando o gráfico da Figura 4.5.

- 4) Calcula-se a NOCT do módulo em teste conforme segue:

$$NOCT = T_{PR} + \Delta T_{JPm}(\text{corrigido})$$

onde  $T_{PR}$  é a temperatura estabilizada das placas de referência nas SRE.

- f) Repete-se o procedimento completo num dia diferente e calcula-se a média de dois valores de NOCT para cada módulo em teste se eles estiverem dentro de 0,5°C. Se a diferença for maior que 0,5°C, repete-se o procedimento no terceiro dia e faz-se a média com todos os três valores de NOCT.

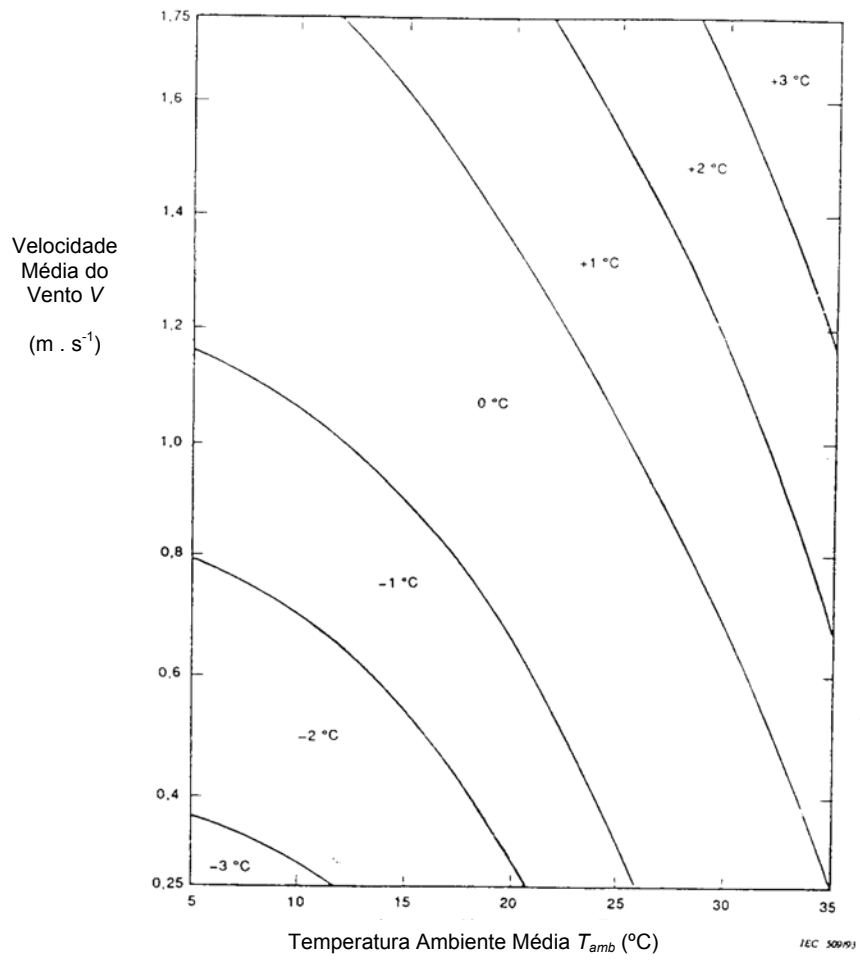


Figura 4.2 – Fator de correção da NOCT.

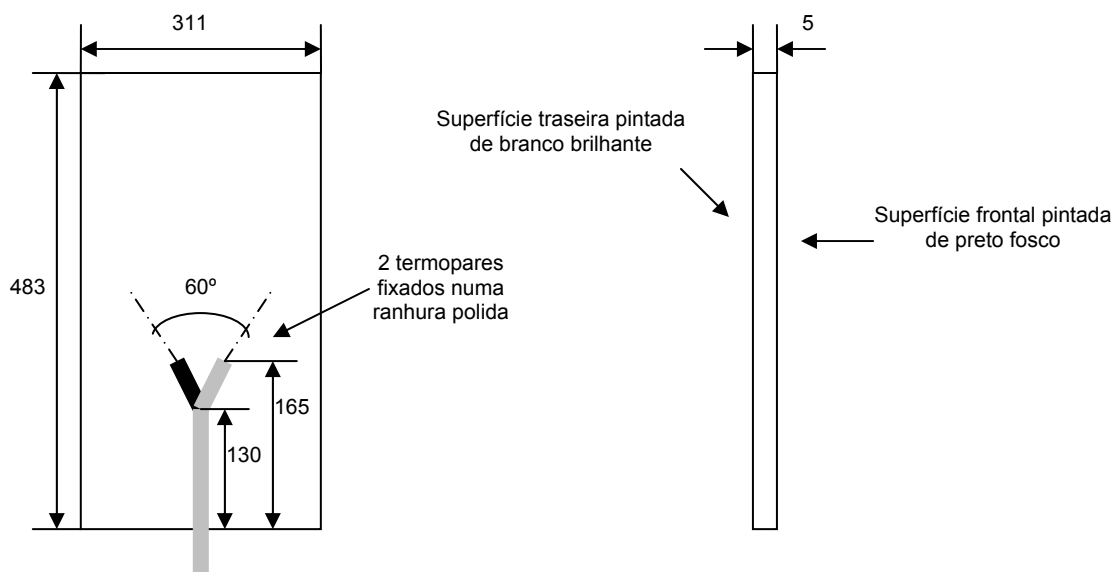
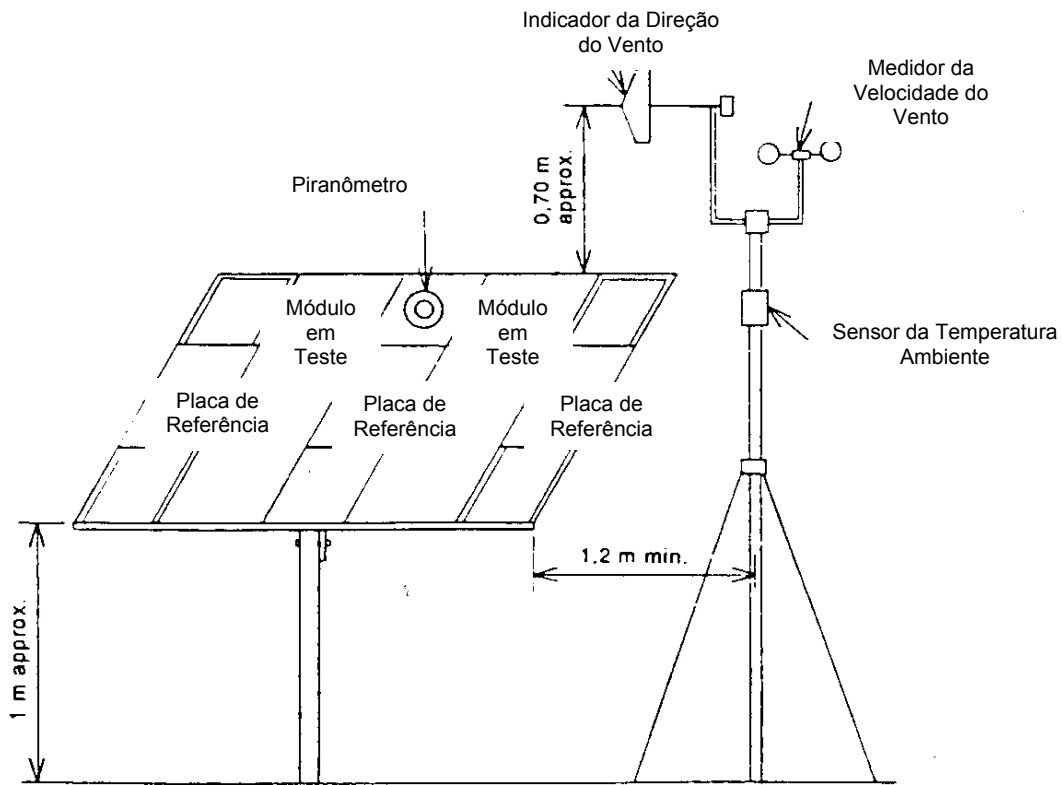
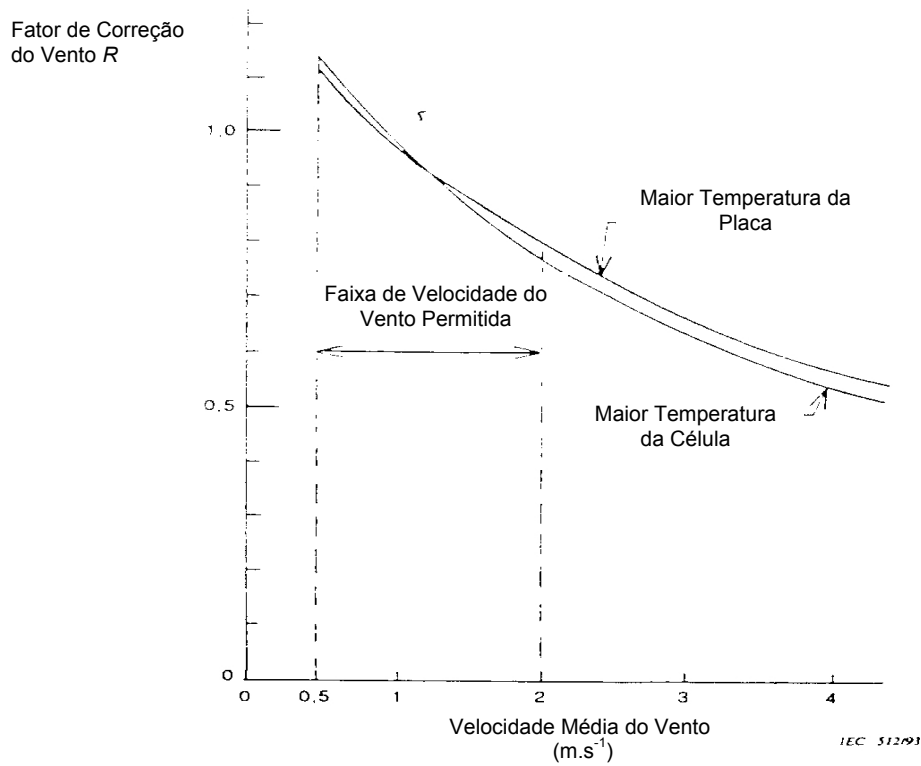


Figura 4.3 – Placa de referência (dimensões em mm).



IEC 51163

Figura 4.4 – Medidas da NOCT pelo método da placa de referência.



IEC 51203

Figura 4.5 – Fator de correção do vento.



## **4.2.6 Desempenho na NOCT**

### **(Cláusula 10.6 da Norma IEC 61215)**

#### **4.2.6.1 Objetivo**

Determinar quanto a performance elétrica do módulo varia com a carga nas NOCT e uma irradiância de  $800 \text{ W.m}^{-2}$ , com a distribuição espectral de irradiância solar conforme IEC 904-3.

#### **4.2.6.2 Procedimentos**

Aquece-se o módulo uniformemente na NOCT e traça-se a curva característica I-V para irradiância de  $800 \text{ W.m}^{-2}$ , de acordo com IEC 904-1, usando a luz do sol natural ou um simulador classe A.

Alternativamente, transpor a característica I-V medida em temperatura da sala e  $800 \text{ W.m}^{-2}$  para NOCT, de acordo com IEC 891.

## **4.2.7 Desempenho em Baixa Irradiância**

### **(Cláusula 10.7 da Norma IEC 61215)**

#### **4.2.7.1 Objetivo**

Determinar quanto o desempenho elétrico dos módulos varia com a carga a  $25^{\circ}\text{C}$  e irradiância de  $200 \text{ W.m}^{-2}$  (medido por um dispositivo de referência adequado), de acordo com a IEC 904-1, usando a luz do sol natural ou um simulador classe A conforme os requisitos da publicação IEC pertinente.

#### **4.2.7.2 Procedimentos**

Determina-se a curva característica corrente-tensão do módulo a  $25^{\circ}\text{C}$  e irradiância de  $200 \text{ W.m}^{-2}$ , de acordo com IEC 904-1 usando luz solar natural ou um simulador classe A.

A irradiância deve ser reduzida ao nível especificado utilizando-se filtros neutros ou alguma outra técnica que não afete a distribuição espectral da irradiância.

Faz-se correções na temperatura e irradiância, quando necessário.

## **4.2.8 Teste de Exposição ao Ar Livre**

### **(Cláusula 10.8 da Norma IEC 61215 )**

#### **4.2.8.1 Objetivo**

Fazer uma avaliação preliminar da habilidade do módulo em resistir a condições externas e revelar quais os efeitos da degradação que podem não ser detectados por testes de laboratório.

NOTA: Deve-se tomar cuidado em fazer julgamentos absolutos sobre a vida dos módulos com base na aprovação nestes testes, porque pode haver imperfeições no teste e variação nas condições ambientais em que foram realizados. Estes testes devem somente ser usados como um guia ou indicador de possíveis problemas.

#### **4.2.8.2 Aparatos**

- a) Monitor de irradiação solar, precisão de  $\pm 10\%$ .
- b) Recursos para montar o módulo, conforme recomendado pelo fabricante, co-planar ao monitor de irradiação.

#### **4.2.8.3 Procedimentos**

- a) Curto-circuitar-se o módulo, monta-se o mesmo ao ar livre, conforme recomendado pelo fabricante, co-planar ao monitor de irradiação. Qualquer dispositivo de proteção contra ponto quente deve ser instalado antes que o módulo seja testado.
- b) Submeter o módulo a uma irradiação totalizando  $60 \text{ kWh.m}^{-2}$ , conforme medido pelo monitor, sob condições comuns ao ar livre, conforme definido em IEC 721-2-1.

#### **4.2.8.4 Medições finais**

Repete-se os testes 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3.

#### **4.2.8.5 Requisitos**

- a) Não ter evidência visual de um defeito importante, como definido na cláusula 7.
- b) A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder 5% do valor medido antes dos testes.
- c) A resistência ao isolamento deve apresentar as mesmas características requisitadas no início das medições.

## 4.2.9 Resistência a Ponto Quente

(Cláusula 10.9 da Norma IEC 61215 )

### 4.2.9.1 Objetivo

Determinar a habilidade do módulo em resistir aos efeitos do aquecimento “ponto quente”, isto é, a fusão da solda ou deterioração do encapsulamento. Este defeito poderia ser provocado por uma fenda, ou células mal combinadas, falhas de interconexão, sombreamento parcial, ou sujeira.

### 4.2.9.2 Efeito do ponto quente

O aquecimento “ponto quente” ocorre no módulo quando ele está operando com uma corrente que excede a reduzida corrente de curto-circuito de um sombreamento, ou há falha da célula ou grupo de células dentro dele. Quando esta condição ocorre, a célula, ou grupo de células afetadas, é forçada a uma polarização reversa e deve dissipar potência, causando o sobreaquecimento.

A Figura 4.6 ilustra o efeito ponto quente num módulo constituído de uma seqüência de células em série, uma das quais, célula Y, é particularmente sombreada. O total da potência dissipada em Y é igual ao produto da corrente do módulo pela tensão reversa desenvolvida por Y. Para qualquer nível de irradiância, a máxima potência é dissipada na condição de curto-circuito, quando a tensão reversa através de Y é igual à voltagem gerada pelas células  $(s - 1)$  remanescentes no módulo. Isto é mostrado na Figura 4.6 pelo retângulo hachurado construído pela intersecção da curva característica reversa I-V de Y com a imagem transferida da característica direta I-V das células  $(s - 1)$ .

Como as características reversas podem variar consideravelmente de célula para célula, é necessário classificar as células pelo limite de tensão (tipo A) ou limite de corrente (tipo B), dependendo de como a curva reversa intercepta a “zona limite de teste” mostrada na Figura 4.7.

A Figura 4.6 também ilustra a condição de máxima dissipação na falha ou sombreamento de uma célula tipo A. Isto ocorre quando a característica reversa intercepta a imagem da característica de  $(s - 1)$  no ponto de máxima potência.

Ao contrário, a Figura 4.8 mostra que a máxima dissipação de potência numa célula tipo B ocorre quando esta é completamente sombreada. Mas pode-se notar que, neste caso, a potência dissipada pode ser somente uma fração da potência total disponível no módulo.

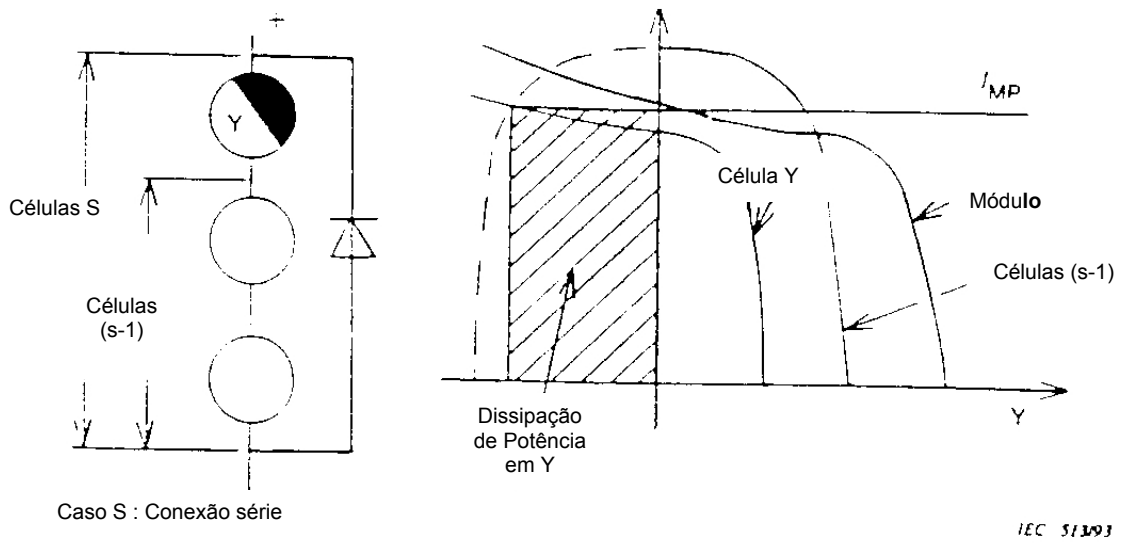


Figura 4.6 – Efeito do ponto quente numa célula tipo A.

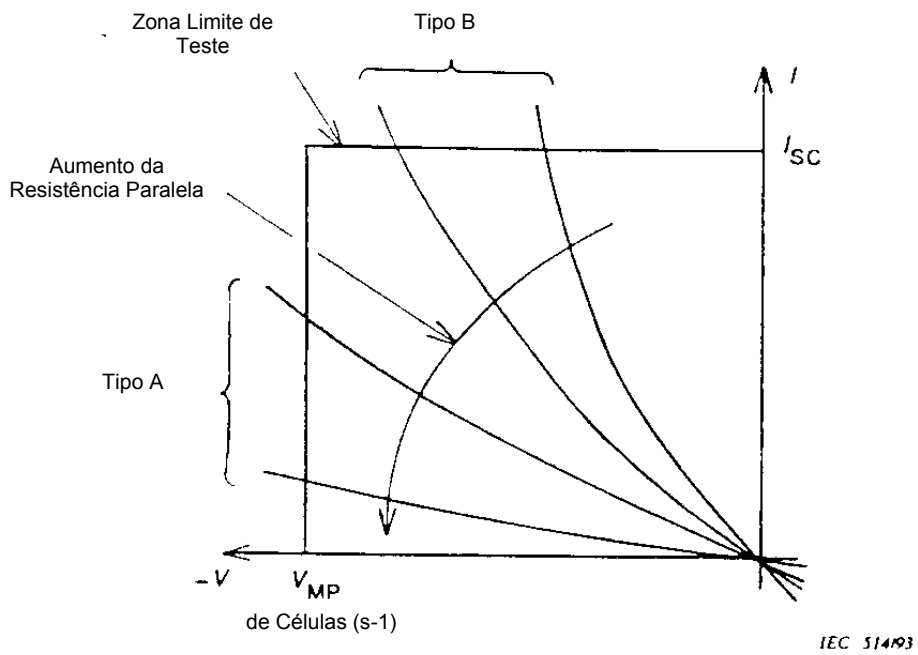


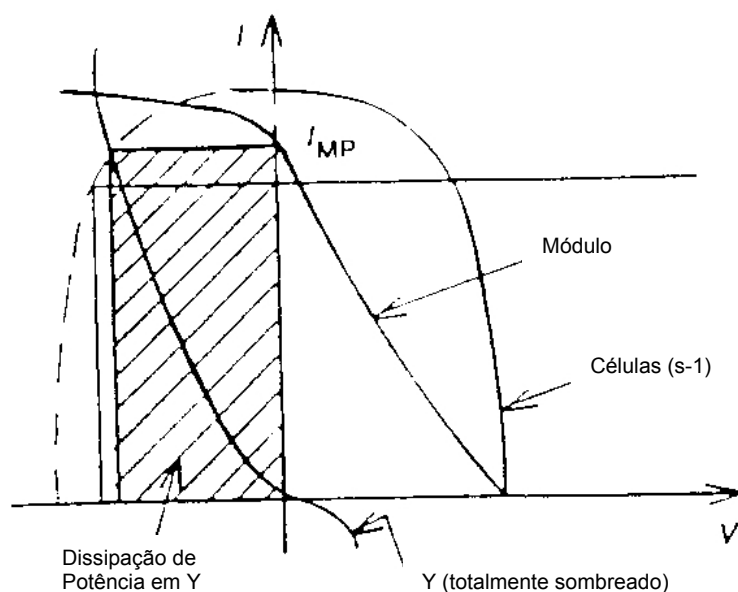
Figura 4.7 – Característica reversa.

### 4.2.9.3 Classificação da interconexão das células

Células solares num módulo fotovoltaico são conectadas em uma das seguintes maneiras:

- Caso S: conexão em série de  $s$  células numa única fileira (Figura 4.6);
- Caso SP: conexão série-paralelo, isto é, uma conexão paralela  $p$  de fileiras, cada qual com  $s$  células em série (Figura 4.9);
- Caso SPS: conexão série-paralelo-série, isto é, uma conexão série de  $b$  blocos, onde cada bloco consiste de uma conexão paralela  $p$  de fileiras, cada qual com  $s$  células em série (Figura 4.10).

Diodos de *by-pass*, se presentes, limitam a tensão reversa das células fechadas e então definem a parte do circuito a ser testada. Cada configuração requer um procedimento de teste de ponto quente particular. A máxima dissipação de potência interna ocorre com o módulo curto-circuitado.



IEC 51593

Figura 4.8 – Efeito do ponto quente numa célula tipo B.

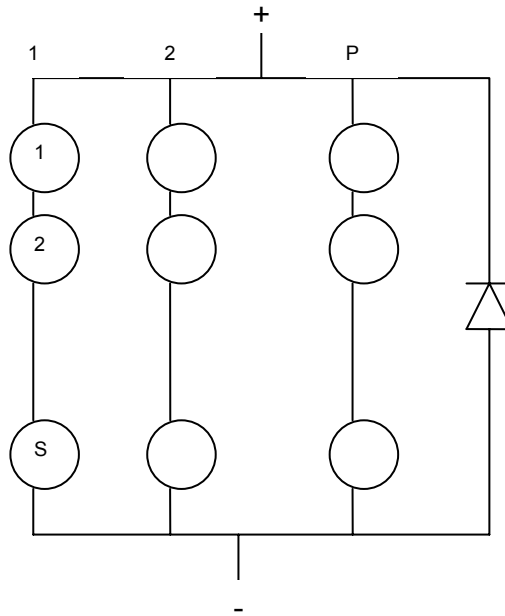


Figura 4.9 – Caso SP : conexão série-paralelo.

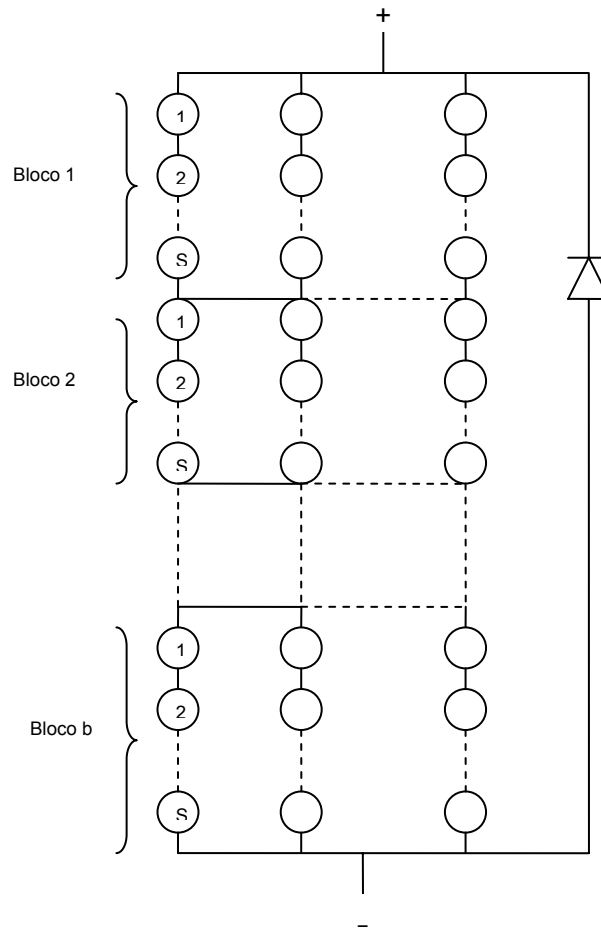


Figura 4.10 – Caso SPS: conexão série-paralelo-série.

#### 4.2.9.4 Aparatos

- a) Fonte radiante 1. Simulador solar contínuo ou luz solar natural capaz de fornecer uma irradiância não menor que  $700 \text{ W.m}^{-2}$ , com uma não uniformidade inferior a  $\pm 2\%$  e uma estabilidade temporal dentro de  $\pm 5\%$ .
- b) Fonte radiante 2. Simulador solar contínuo classe C (ou melhor) ou luz solar natural com uma irradiância de  $1.000 \text{ W.m}^{-2} \pm 10\%$ .
- c) Traçador da curva I-V do módulo.
- d) Conjunto de coberturas opacas para sombreamento das células em incrementos de 5%.
- e) Um detetor de temperatura apropriado, se requerido.

#### 4.2.9.5 Procedimentos

Todos os testes devem ser realizados na temperatura ambiente de  $25^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ , com uma velocidade do vento menor que  $2 \text{ m.s}^{-1}$ . Qualquer dispositivo de proteção recomendado pelo fabricante deverá ser instalado antes do módulo ser testado.

##### 4.2.9.5.1 Caso S

- a) Expõe-se o módulo não sombreado à fonte radiante 1, com irradiância superior a  $700 \text{ W.m}^{-2}$ . Mede-se a curva I-V e determina-se a corrente na máxima potência,  $I_{MP}$ .
- b) Curto-circuita-se o módulo e seleciona-se uma célula por um dos seguintes métodos:
  - 1) Com o módulo exposto à fonte radiante 1, com irradiância estável e superior a  $700 \text{ W.m}^{-2}$ , determina-se a célula mais quente usando um detetor de temperatura apropriado.
  - 2) Sob a irradiância especificada no item a), sombreia-se completamente cada célula por vez e seleciona-se aquela que causar o maior decréscimo na corrente de curto-circuito quando sombreada. Durante este processo, a irradiância não poderá variar mais que  $\pm 5\%$ .
- c) Sob a mesma irradiância (dentro de  $\pm 3\%$ ) usada no item a), sombreia-se completamente a célula selecionada e verifica-se se a  $I_{SC}$  do módulo é menor que  $I_{MP}$ , determinada no item a). Se esta condição não ocorrer, a condição de máxima dissipação de potência não poderá estar dentro de uma única célula. Neste caso, prossegue-se com a célula selecionada, completamente sombreada, omitindo o item d).

- d) Gradualmente diminui-se a área sombreada da célula selecionada até que  $I_{SC}$  do módulo coincida o mais próximo possível com  $I_{MP}$ . Nesta condição, a máxima potência é dissipada dentro da célula selecionada.
- e) Expõe-se o módulo à fonte radiante 2. Anota-se o valor de  $I_{SC}$  e mantém-se o módulo na condição de máxima dissipação de potência, reajustando a sombra, se necessário para manter  $I_{SC}$  no nível especificado.
- f) Após 1 h, sombreia-se o módulo pela fonte de luz e verifica-se que  $I_{SC}$  não é maior que 10% de  $I_{MP}$ .
- g) Após 30 minutos, retorna-se à irradiância de  $1.000 \text{ W.m}^{-2}$ .
- h) Repete-se os passos e), f) e g) num total de cinco vezes.

#### 4.2.9.5.2 Caso SP

- a) Expõe-se o módulo não sombreado à fonte radiante 1, com irradiância não menor que  $700 \text{ W.m}^{-2}$ . Mede-se a curva I-V e determina-se a  $I_{SC} (*)$ , a corrente de curto-circuito correspondente à condição de máxima dissipação de potência do ponto quente, pela seguinte equação, considerando-se que todas as fileiras geram a mesma corrente:

$$I_{SC} (*) = I_{SC} \cdot \frac{p-1}{p} + \frac{I_{MP}}{p}$$

onde:

$I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito do módulo não sombreado;  
 $I_{MP}$  é a corrente na máxima potência do módulo não sombreado;  
 $p$  é o número de fileiras em paralelo do módulo

- b) Curto-circuita-se o módulo e seleciona-se uma célula por um dos seguintes métodos:
  - 1) Com o módulo exposto à fonte radiante 1, com irradiância estável e superior a  $700 \text{ W.m}^{-2}$ , determina-se a célula mais quente usando um detetor de temperatura apropriado.
  - 2) Sob a irradiância especificada no item a), sombreia-se completamente cada célula por vez e seleciona-se aquela que causar o maior decréscimo na corrente de curto-circuito quando sombreada. Durante este processo, a irradiância não poderá variar mais que  $\pm 5\%$ .
- c) Sob a mesma irradiância (dentro de  $\pm 3\%$ ) como usado no item a), sombreia-se completamente a célula selecionada e verifica-se se a  $I_{SC}$  do módulo é menor que  $I_{SC}$  determinada no item a). Se esta condição não ocorrer, a condição de máxima dissipação de potência não poderá estar dentro de uma única célula. Neste caso, prossegue-se com a célula selecionada, completamente sombreada, omitindo o item d).



- d) Gradualmente diminui-se a área sombreada da célula selecionada até que  $I_{SC}$  do módulo coincida o mais próximo possível com  $I_{SC}$  (\*). Nesta condição, a máxima potência é dissipada dentro da célula selecionada.
- e) Expõe-se o módulo à fonte radiante 2. Anota-se o valor de  $I_{SC}$  e mantém-se o módulo na condição de máxima dissipação de potência, reajustando a sombra, se necessário para manter  $I_{SC}$  no nível especificado.
- f) Após 1 h, sombreia-se o módulo pela fonte de luz e verifica-se que  $I_{SC}$  não é maior que 10% de  $I_{MP}$ .
- g) Após 30 minutos, retorna-se à irradiância de  $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ .
- h) Repete-se os passos e), f) e g) num total de cinco vezes.

#### 4.2.9.5.3 Caso SPS

- a) Curto-circuita-se o módulo não sombreado e expõe-se o mesmo à fonte radiante 1, com irradiância superior a  $700 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ . Aleatoriamente seleciona-se 30% das células do módulo, sombreia-se uma de cada vez completamente e mede-se a temperatura na qual ela estabiliza, usando um equipamento de medição por imagem térmica ou outro apropriado para este fim.
- b) Sombreia-se completamente a célula mais quente encontrada no item a).
- c) Enquanto monitora-se continuamente sua temperatura, diminui-se gradualmente a área sombreada e determina-se a condição na qual a máxima temperatura é alcançada.
- d) Expõe-se o módulo à fonte radiante 2 e o mantém-se sombreado na condição estabelecida no item c).
- e) Após 1 h, sombreia-se o módulo pela fonte de luz.
- f) Após 30 minutos, retorne à irradiância de  $1.000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ .
- g) Repete-se os passos d), e) e f) num total de cinco vezes.

#### 4.2.10 Teste UV

(Cláusula 10.10 da Norma IEC 61215)

##### 4.2.10.1 Objetivo

Determinar a habilidade do módulo em resistir à exposição a radiação ultra violeta (UV).

O teste UV está sob consideração.

#### **4.2.11 Ciclo Térmico**

##### **(Cláusula 10.11 da Norma IEC 61215)**

#### **4.2.11.1 Objetivo**

Determinar a habilidade do módulo em resistir a más combinações, fadiga e outros estresses causados por repetidas variações de temperatura.

#### **4.2.11.2 Aparatos**

- a) Uma câmara climática com controle automático de temperatura, com circulação de ar internamente para evitar condensação no módulo durante o teste, com capacidade para submeter um ou mais módulos no ciclo térmico da Figura 4.11.
- b) Recurso para montagem e suporte dos módulos na câmara, de forma que a circulação livre do ar em seu interior seja permitida. A condução térmica da moldura ou suporte deverá ser baixa, de forma que, para objetivos práticos, o módulo esteja termicamente isolado.
- c) Recursos de medição e registro da temperatura dos módulos com uma precisão de  $\pm 1^\circ\text{C}$ . Um sensor de temperatura deve ser anexado na superfície frontal ou traseira do módulo, num ponto médio. Se mais de um módulo for testado simultaneamente, bastará monitorar a temperatura de uma amostra representativa.
- d) Recursos de monitoramento, durante todo o teste, de continuidade do circuito interno de cada módulo.
- e) Instrumentação para monitoramento da integridade de cada módulo, verificando o isolamento entre um de seus terminais e o quadro do módulo ou estrutura de suporte.

#### **4.2.11.3 Procedimentos**

- a) Instala-se o módulo na temperatura interna da câmara. Se o quadro for mal condutor de eletricidade, monta-se o módulo num suporte metálico, simulando uma estrutura de suporte aberta.
- b) Conecta-se o equipamento de monitoração ao sensor de temperatura. Conecta-se a instrumentação de continuidade através dos terminais do módulo. Conecta-se o monitor de isolamento entre um terminal e o quadro da estrutura de suporte.
- c) Fecha-se a câmara e, com o ar circulando internamente a uma velocidade de menos que  $2 \text{ m.s}^{-1}$ , submete-se o módulo a ciclos de temperaturas entre  $-40^\circ\text{C} \pm 2^\circ\text{C}$  e

+85°C ± 2°C, de acordo com o perfil traçado na Figura 4.11. A taxa de mudança da temperatura entre os extremos alto e baixo não pode exceder 100°C/h e a temperatura do módulo deve ficar estável em cada extremo por um período de no mínimo 10 minutos. O ciclo térmico não pode exceder 6 h. O número de ciclos deve ser como mostrado nos blocos destacados na Figura 4.1, página 65.

- d) Durante todo o teste, registra-se a temperatura e monitora-se o módulo detectando qualquer circuito aberto ou falha de aterramento que possa ocorrer durante a exposição.

#### 4.2.11.4 Medições finais

Depois de um tempo de restabelecimento de 1 h, repete-se os ensaios 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3.

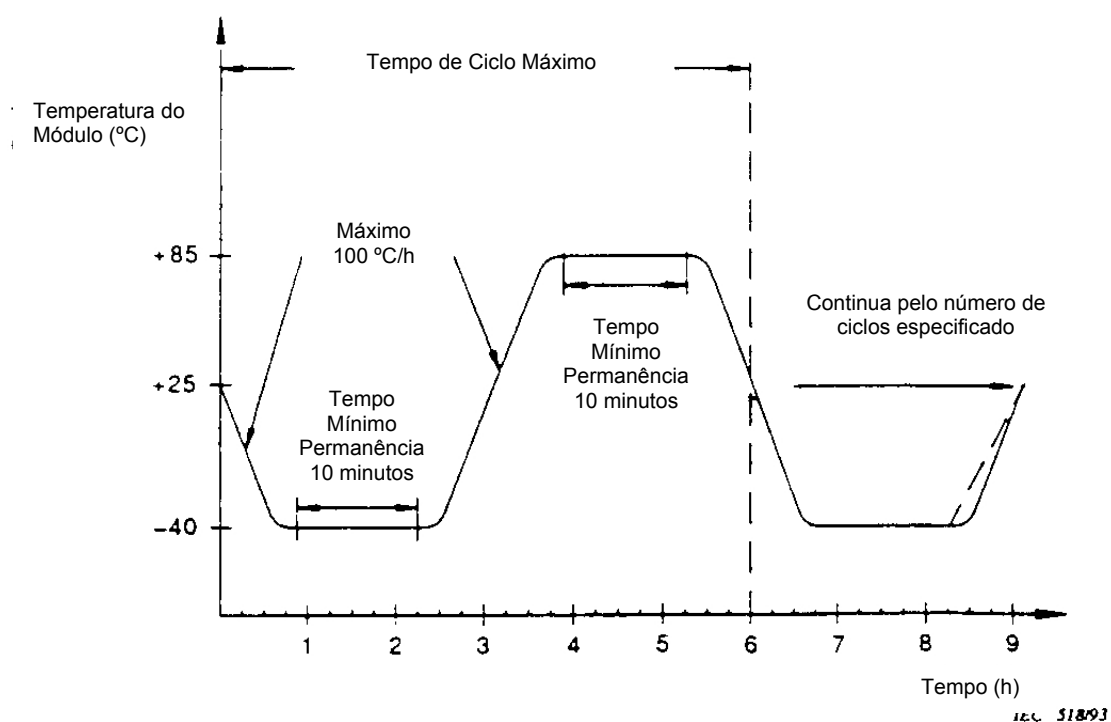


Figura 4.11 – Ciclo Térmico.

#### 4.2.11.5 Requisitos

- Nenhum circuito aberto intermitente ou falha de aterramento pode ocorrer durante o teste;
- Não ter evidência visual de um defeito importante, como definido no item 4.1.5.

- A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder  $\pm 5\%$  do valor medido antes do teste;
- A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

#### **4.2.12 Umidade e Congelamento**

##### **(Cláusula 10.12 da Norma IEC 61215)**

##### **4.2.12.1 Objetivo**

Determinar a habilidade do módulo em resistir aos efeitos da alta temperatura e umidade seguida de temperaturas negativas. Este não é um teste de choque térmico. Há dois métodos alternativos: câmara única ou duas câmaras.

##### **4.2.12.2 Método de Câmara Única**

###### **4.2.12.2.1 Aparatos**

- a) Uma câmara climática com controle automático de temperatura e umidade, capaz de submeter um ou mais módulos a um ciclo de umidade e congelamento especificado na Figura 4.12, página 93. Para temperaturas negativas, o ponto de orvalho do ar da câmara é a temperatura da câmara.
- b) Recursos para medição e registro da temperatura do módulo com uma precisão de  $\pm 1^\circ\text{C}$ . (Isto é suficiente para monitorar a temperatura de uma amostra representativa, se mais de um módulo estiver sendo testado simultaneamente).
- c) Recursos para monitoramento, durante todo o teste, da continuidade do circuito interno de cada módulo.
- d) Instrumentação para monitoramento da integridade de cada módulo, verificando o isolamento entre um de seus terminais e o quadro do módulo ou estrutura de suporte.

###### **4.2.12.2.2 Procedimentos**

- a) Anexa-se um sensor de temperatura adequado na câmara climática na superfície frontal ou traseira do módulo, próximo ao ponto médio.

- b) Instala-se o módulo na temperatura interna da câmara, num ângulo maior que  $5^\circ$  com a horizontal. Se o quadro for mal condutor de electricidade, monta-se o módulo num suporte metálico, simulando uma estrutura de suporte aberta.
- c) Conecta-se o equipamento de monitoração ao sensor de temperatura. Conecta-se a instrumentação de continuidade através dos terminais do módulo. Conecta-se o monitor de isolamento entre um terminal e o quadro da estrutura de suporte.
- d) Após o fechamento da câmara, submete-se o módulo a 10 ciclos completos de acordo com o perfil traçado na Figura 4.12. As temperaturas mínimas e máximas devem estar dentro de  $\pm 2^\circ\text{C}$  dos níveis especificados e a umidade relativa deve ser mantida dentro de  $\pm 5\%$  do valor especificado para todas as temperaturas acima da temperatura interna.
- e) Durante todo o teste, regista-se a temperatura e monitora-se o módulo detectando qualquer circuito aberto ou falha de aterramento que possa ocorrer durante a exposição.

#### **4.2.12.3 Método de duas câmaras**

##### **4.2.12.3.1 Aparatos**

- a) Uma câmara climática (câmara A) com controle automático de temperatura e umidade, capaz de aquecer um ou mais módulos com temperatura interna até  $85^\circ\text{C}$  e umidade relativa até 85%.
- b) Uma segunda câmara climática (câmara B) com controle automático de temperatura e umidade, capaz de resfriar os módulos com temperatura interna de  $-40^\circ\text{C}$ . O ponto de orvalho desta câmara deve ser como o especificado para o método de câmara única.
- c) Instrumentação para monitorar a temperatura, continuidade e isolamento do módulo, conforme solicitado no método de câmara única.

##### **4.2.12.3.2 Procedimentos**

- a) Anexa-se um sensor de temperatura adequado na câmara climática na superfície frontal ou traseira do módulo, próximo ao ponto médio.
- b) Certifica-se que o ar dentro da câmara A e B está na temperatura interna e com umidade relativa de  $85\% \pm 5\%$ .

- c) Instala-se o módulo na temperatura interna da câmara A, num ângulo maior que 5° com a horizontal. Se o quadro for mal condutor de eletricidade, monta-se o módulo num suporte metálico, simulando uma estrutura de suporte aberta.
- d) Conecta-se o equipamento de monitoração ao sensor de temperatura. Conecta-se a instrumentação de continuidade através dos terminais do módulo. Conecta-se o monitor de isolamento entre um terminal e o quadro da estrutura de suporte.
- e) Após o fechamento da câmara, submete-se o módulo à primeira parte do perfil traçado na Figura 4.12, começando e terminando na temperatura interna. A temperatura máxima deve estar dentro de  $\pm 2^\circ\text{C}$  do nível especificado e a umidade relativa deve ser mantida a  $85\% \pm 5\%$  durante toda esta parte do ciclo.
- f) Com o módulo na temperatura interna, transfere-se o mesmo o mais rápido possível para a câmara B, montando-o, o quanto antes, num ângulo maior que 5° com a horizontal e reconectando a instrumentação de monitoramento de temperatura, continuidade e isolamento.
- g) Após o fechamento da câmara, submete-se o módulo à segunda parte do perfil traçado na Figura 4.12, começando e terminando na temperatura interna. A temperatura mínima deve estar dentro de  $\pm 2^\circ\text{C}$  do nível especificado.
- h) Repete-se do item b) ao g) inclusive, num total de 10 ciclos completos. Durante todo o teste, regista-se a temperatura e monitora-se o módulo, detectando qualquer circuito aberto ou falha de aterramento que possa ocorrer durante a exposição.

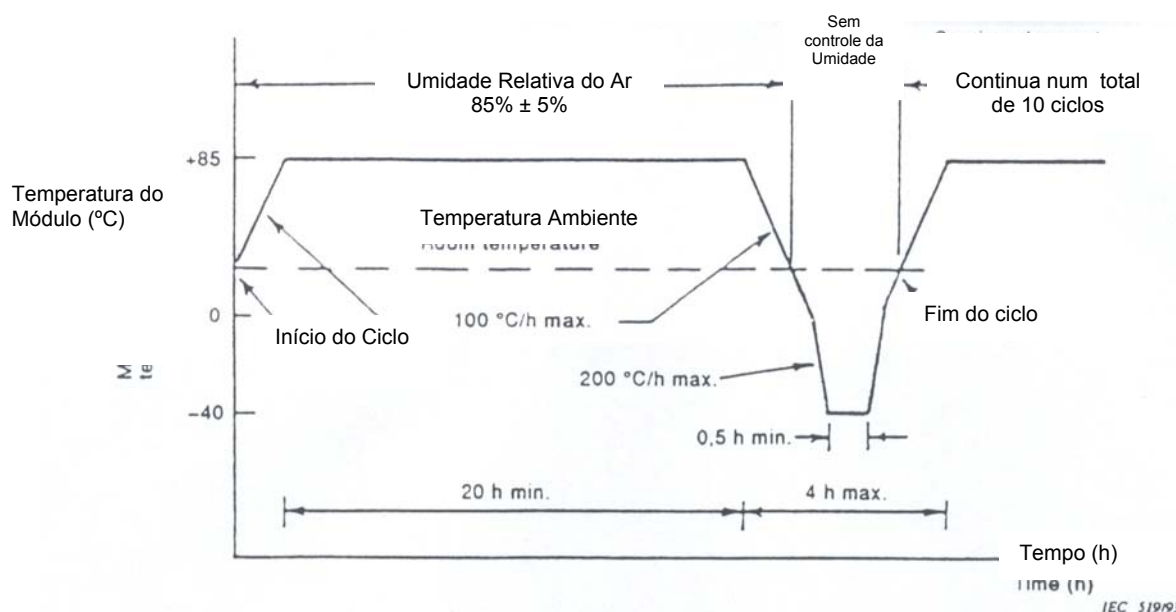


Figura 4.12 – Umidade e congelamento.

#### 4.2.12.4 Medições finais

Depois de um tempo de restabelecimento de 2 h, repete-se os ensaios 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3.

#### 4.2.12.5 Requisitos

- Nenhum circuito aberto intermitente ou falha de aterramento pode ocorrer durante o teste;
- Não ter evidência visual de um defeito importante, como definido no item 4.1.5.
- A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder  $\pm 5\%$  do valor medido antes do teste;
- A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

#### 4.2.13 Umidade e Aquecimento

(Cláusula 10.13 da Norma IEC 61215)

##### 4.2.13.1 Objetivo

Determinar a habilidade do módulo em resistir aos efeitos da penetração de umidade a longo prazo.

##### 4.2.13.2 Procedimentos

O teste deve ser realizado de acordo com a IEC 68-2-3 nas seguintes condições:

a) Pré-requisitos

Os módulos, estando na temperatura interna, devem ser introduzidos na câmara sem pré-condicionamento.

b) Severidades

As seguintes severidades são aplicadas:

Temperatura de teste :  $85^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$

Umidade relativa:  $85\% \pm 5\%$

Duração do teste: sob consideração

c) Restabelecimento

O módulo deve ser submetido a um tempo de restabelecimento entre 2 h e 4 h.

#### **4.2.13.3 Medições finais**

No final do tempo de restabelecimento, repete-se os testes 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3.

#### **4.2.13.4 Requisitos**

- Não ter evidência visual de um defeito importante, como definido no item 4.1.5.
- A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder  $\pm 5\%$  do valor medido antes do teste;
- A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

#### **4.2.14 Robustez dos Conectores**

**(Cláusula 10.14 da Norma IEC 61215)**

##### **4.2.14.1 Objetivo**

Determinar se as terminações e conectores das terminações do corpo do módulo resistem às solicitações similares às que ocorrem durante o processo de fabricação ou operações de manuseio.

##### **4.2.14.2 Tipos de terminações**

Três tipos de terminações do módulo são consideradas:

- Tipo A : fios ou condutores aéreos
- Tipo B: etiquetas, pregos passantes, parafusos, etc.
- Tipo C: conectores

##### **4.2.14.3 Procedimentos**

Pré-requisito: 1 h em condições atmosféricas padrão para realização das medidas e testes

###### **4.2.14.3.1 Terminações tipo A**

Teste de Tensionamento: conforme descrito na IEC 68-2-21, teste U<sub>a</sub>, com as seguintes condições:

- Todas as terminações devem ser testadas;
- A força de tensionamento nunca deve exceder o peso do módulo.

Teste de Curvatura: conforme descrito na IEC 68-2-21, teste U<sub>b</sub>, com as seguintes condições:

- Todas as terminações devem ser testadas;



- Método 1-10 ciclos (1 ciclo é uma curva em cada direção oposta).

#### **4.2.14.3.2 Terminações tipo B**

Teste de Tensionamento e Curvatura:

- a) Para módulos com terminais expostos, cada terminal é testado conforme são testados as terminações do tipo A;
- b) Se as terminações estiverem enclausuradas numa caixa protetora, o seguinte procedimento deve ser aplicado:

Um cabo do tamanho e tipo recomendado pelo fabricante do módulo, cortado num comprimento adequado, deve ser conectado às terminações dentro da caixa, adotando um procedimento indicado pelo fabricante. O cabo deve ser passado através de um furo da caixa, tomando cuidado em utilizar qualquer cabo que tenha sido fornecido amarrado ao arranjo. A tampa da caixa deve ser cuidadosamente recolocada. O módulo pode então ser testado como uma terminação tipo A.

Teste de Torque: conforme descrito na IEC 68-2-21, teste Ud, com as seguintes condições:

- Todas as terminações devem ser testadas;
- Severidade 1.

As porcas e parafusos devem ser capazes de serem soltos mais tarde a menos que eles sejam projetados especificamente para permanecerem fixados.

#### **4.2.14.3.3 Terminações tipo C**

Um cabo do tamanho e tipo recomendado pelo fabricante do módulo, cortado num comprimento adequado, deve ser conectado na extremidade do conector e os testes da terminação tipo A devem ser conduzidos.

#### **4.2.14.4 Medições finais**

Repete-se os testes 4.2.1 e 4.2.2.

#### **4.2.14.5 Requerimentos**

- Não ter evidência visual de um defeito mecânico;
- A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder  $\pm 5\%$  do valor medido antes do teste.

#### 4.2.15 Teste de Torção

##### (Cláusula 10.15 da Norma IEC 61215)

#### 4.2.15.1 Objetivo

Detectar os defeitos que podem ser causados no módulo quando montado numa estrutura imperfeita.

#### 4.2.15.2 Procedimentos

- a) Equipa-se o módulo de forma que a continuidade elétrica do circuito interno e a resistência de isolamento possam ser monitoradas continuamente durante o teste. A resistência de isolamento deve ser medida como descrito no teste 10.3, exceto que somente um dos terminais do módulo deve ser conectado ao medidor.
- b) Mantém-se três cantos do módulo no mesmo plano.
- c) Desloca-se o quarto canto do seu plano pela distância:

$$h = 0,021 \cdot \sqrt{L^2 + W^2}$$

onde:

- h* é o deslocamento medido, perpendicular à diagonal do módulo (correspondendo ao ângulo de deformação de 1,2 °);  
*L* é o comprimento do módulo;  
*W* é a largura do módulo.

NOTA: O módulo não pode ser operado durante o teste.

#### 4.2.15.3 Medições finais

Repete-se os testes 4.2.1 e 4.2.2.

#### 4.2.15.4 Requisitos

- Nenhum circuito aberto intermitente ou falha de aterramento pode ocorrer durante o teste;
- Não ter evidência visual de um defeito importante, como definido no item 4.1.5..
- A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder  $\pm 5\%$  do valor medido antes do teste.

## **4.2.16 Resistência a Carga Mecânica**

### **(Cláusula 10.16 da Norma IEC 61215)**

#### **4.2.16.1 Objetivo**

Determinar a habilidade do módulo em resistir a cargas estáticas, causadas por vento, neve ou gelo.

#### **4.2.16.2 Procedimentos**

- a) Equipa-se o módulo de forma que a continuidade elétrica do circuito interno e a resistência de isolamento possam ser monitoradas continuamente durante o teste.
- b) Monta-se o módulo numa estrutura rígida usando o método descrito pelo fabricante. (Se existirem diferentes possibilidades, usa-se a pior delas, onde a distância entre os pontos de fixação sejam as máximas).
- c) Na superfície frontal, aplica-se gradualmente uma carga correspondente a 2.400 Pa, distribuída uniformemente. (Esta carga pode ser aplicada pneumáticamente ou por meio de uma bolsa cheia de água, cobrindo a superfície por completo). Em último caso, o módulo pode ser montado horizontalmente. Mantem-se esta carga por 1 h.
- d) Sem remover o módulo da estrutura rígida, aplica-se o mesmo procedimento na superfície traseira do módulo.
- e) Repete-se os itens c) e d).

NOTA: 2.400 Pa corresponde a uma pressão de vento de 130 m.s-1 (aproximadamente  $\pm 800$  Pa) com um fator de segurança de 3 para ventos de tempestades. Se o módulo estiver sendo qualificado para resistir a acumulação pesada de neve e gelo, a carga aplicada à superfície frontal do módulo durante o teste deve ser aumentada de 2.400 Pa para 5.400 Pa.

#### **4.2.16.3 Medições finais**

Repete-se os testes 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3.

#### **4.2.16.4 Requisitos**

- Nenhum circuito aberto intermitente ou falha de aterramento pode ocorrer durante o teste;
- Não ter evidência visual de um defeito importante, como definido no item 4.1.5.
- A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder  $\pm 5\%$  do valor medido antes do teste;
- A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

#### 4.2.17 Resistência a Granizo

(Cláusula 10.17 da Norma IEC 61215)

##### 4.2.17.1 Objetivo

Verificar se o módulo é capaz de resistir a impactos de pedras de granizo.

##### 4.2.17.2 Aparatos

- a) Moldes de um material adequado para arremessar bolas de gelo de um diâmetro especificado. O diâmetro padrão deve ser 25 mm, mas qualquer outro diâmetro listado na Tabela 4.2 pode ser especificado em condições ambientais especiais.
- b) Um freezer, controlado de  $-10^{\circ}\text{C}$  a  $\pm 5^{\circ}\text{C}$ .
- c) Um recipiente para armazenamento das bolas de gelo à temperatura de  $-4^{\circ}\text{C}$  a  $\pm 2^{\circ}\text{C}$ .
- d) Um lançador capaz de propulsar uma bola de gelo numa velocidade específica, com  $\pm 5\%$ , de forma que atinja o módulo num local específico para impacto. O caminho que a bola de gelo percorre do lançador ao módulo pode ser horizontal, vertical ou qualquer ângulo intermediário, tão longo quanto os requisitos do teste solicitem.
- e) Uma estrutura rígida para montagem do módulo em teste pelo método descrito pelo fabricante, com a superfície de impacto normal ao caminho da bola de gelo projetada.
- f) Uma balança para determinar a massa da bola de gelo com precisão de  $\pm 2\%$ .
- g) Um instrumento para medir a velocidade da bola de gelo com precisão de  $\pm 2\%$ . O sensor de velocidade não deverá estar a mais de 1 m da superfície de teste do módulo.

Como exemplo, a Figura 4.13 mostra uma maneira esquemática de um aparato adequado, incluindo um lançador pneumático horizontal, uma moldura vertical para o módulo e um medidor de velocidade, o qual mede eletronicamente o tempo que a bola de gelo leva para atravessar a distância entre dois raios de luz.

Diâmetro Mm	Massa g	Velocidade do Teste m.s-1	Diâmetro mm	Massa g	Velocidade do Teste m.s-1
12,5	0,94	16,0	45	43,9	30,7
15	1,63	17,8	55	80,2	33,9
25	7,53	23,0	65	132,0	36,7
35	20,7	27,2	75	203,0	39,5

Tabela 4.2 – Massas de bolas de gelo e velocidades.

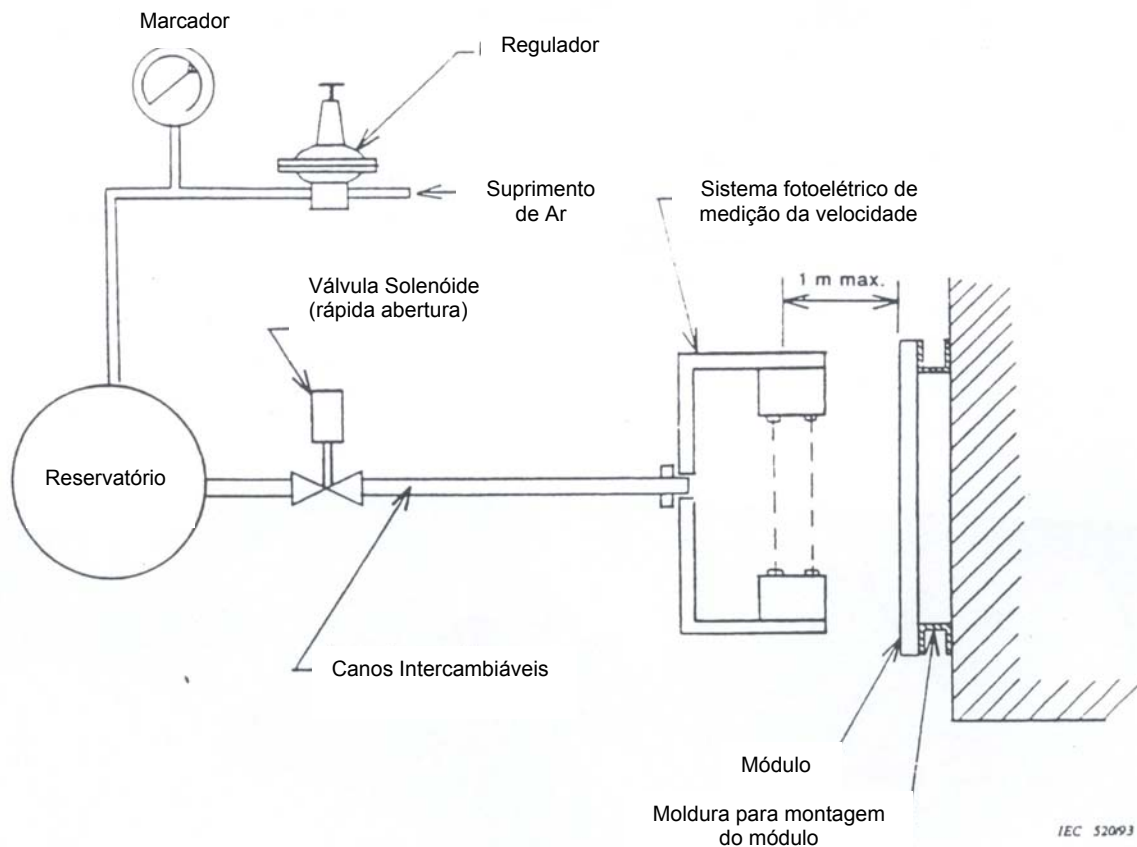


Figura 4.13 – Equipamento para o ensaio de granizo.

#### 4.2.17.3 Procedimentos

- a) Usando-se os moldes e o freezer, faz-se bolas de gelo suficientes do tamanho requerido no teste, incluindo algumas para ajustes preliminares no lançador.
- b) Examina-se cada uma procurando fendas, tamanho e massa. Uma bola de gelo aceitável encontra-se no seguinte critério:
  - nenhuma fenda visível a olho nu;
  - diâmetro dentro de  $\pm 5\%$  daquele solicitado;
  - massa dentro de  $\pm 5\%$  do valor nominal apropriado da Tabela 4.2.
- c) Posiciona-se as bolas no recipiente de armazenamento e deixa-as lá por pelo menos 1 h antes do uso.
- d) Certifica-se que todas as superfícies do lançador que provavelmente entrem em contato com as bolas de gelo estejam próximas da temperatura interna.
- e) Dispara-se um número de tiros experimentais num alvo simulado de acordo com o item g) abaixo e ajusta-se o lançador até que a velocidade da bola de gelo, medida com o sensor de

velocidade na posição recomendada, esteja dentro de  $\pm 5\%$  das velocidades apropriadas para pedras de granizo.

f) Instala-se o módulo na temperatura ambiente e monta-se o mesmo conforme recomendado, com a superfície de impacto normal ao caminho descrito pela bola de gelo.

g) Pega-se uma bola de gelo do recipiente de armazenamento e posiciona-se a mesma no lançador. Mira-se no local especificado para o primeiro impacto na Tabela 4.3 e dispara-se. O tempo entre remover a bola de gelo do recipiente e acertar o alvo não pode exceder 60 s.

h) Inspecciona-se o módulo na área de impacto verificando se há danos e anota-se qualquer defeito visual causado pelo tiro. Erros de até 10 mm do local especificado são aceitáveis.

i) Se os módulos não estiverem danificados, repete-se o item g) e h) para todos os outros locais de impacto da Tabela 4.3, conforme ilustrado na Figura 4.14.

Disparo No.	Localização
1	No canto da janela do módulo, a não mais que 50 mm da moldura.
2	Na beirada do módulo, a não mais que 12 mm da moldura.
3, 4	Sobre as margens das células, perto da junção elétrica.
5, 6	Sobre pontos onde há o mínimo espaçamento entre as células
7, 8	Na janela do módulo, a não mais que 12 mm de um dos pontos nos quais o módulo é fixado à estrutura de suporte.
9, 10	Na janela do módulo, nos pontos mais distantes dos pontos selecionados nos disparos 7 e 8.
11	Qualquer ponto que mostre ser especialmente vulnerável ao impacto do granizo.

Tabela 4.3 – Posições de impacto.

#### 4.2.17.4 Medições finais

Repete-se os testes 4.2.1, 4.2.2 e 4.2.3.

#### 4.2.17.5 Requisitos

- Não ter evidência visual de um defeito importante, como definido no item 4.1.5.
- A máxima degradação da potência de saída nas condições padrão de teste (STC) não deve exceder  $\pm 5\%$  do valor medido antes do teste;
- A resistência de isolamento deve demonstrar as mesmas medidas iniciais solicitadas.

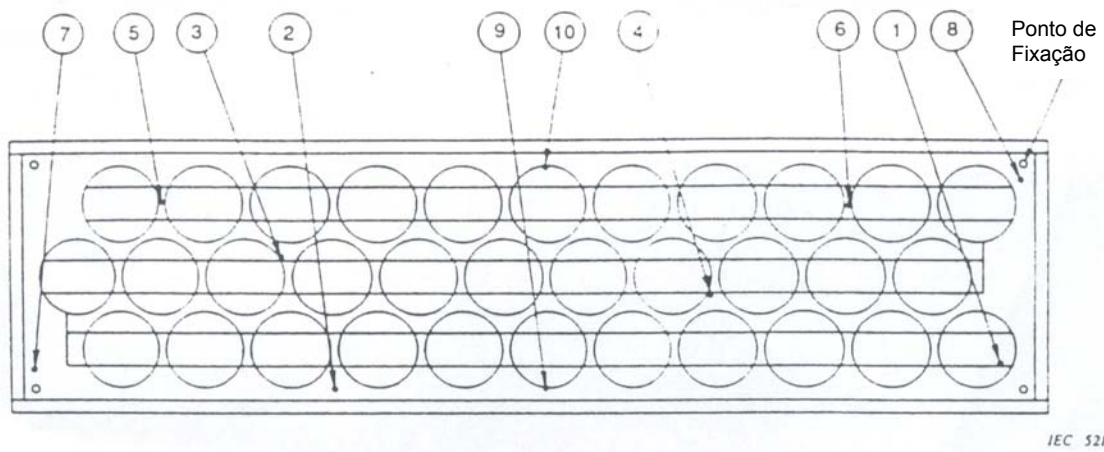


Figura 4.14 – Posições de impacto ilustradas.

## **CAPÍTULO V – PROPOSTA DE ETIQUETAGEM DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS, CONFORME PBE/ INMETRO**

O Grupo de Trabalho de Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (GT-FOT) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial (INMETRO) realizou uma minuciosa análise dos procedimentos constantes na norma IEC 61215 (1993) – *Módulos Fotovoltaicos (PV) de Silício Cristalino para Aplicações Terrestres – Qualificação da Concepção e Homologação*, descritos no Capítulo IV e apresentou uma proposta de procedimentos para etiquetagem dos módulos, adotando alguns itens e modificando outros.

Adicionalmente, a norma IEC 61701 (1995) – *Ensaio de Corrosão por Névoa Salina em Módulos Fotovoltaicos (PV)* foi adotada para o ensaio de resistência a névoa salina. Este teste não consta originalmente na IEC 61215 (1993), mas o grupo considerou que sua implantação, devido às condições de operação encontradas em nosso país, era extremamente interessante, pela possibilidade de avaliação da qualidade dos revestimentos de proteção dos módulos fotovoltaicos.

No presente Capítulo, discorre-se resumidamente sobre as condições para realização dos testes, indicando quais são (tomando o cuidado de referenciá-los aos itens pertinentes da Norma IEC 61215), além da apresentação de um fluxograma que descreve a seqüência de ensaios a ser aplicada às amostras.

São comentadas as principais modificações sugeridas, explanando-se o porquê de determinados cortes e/ou adoções.

Por fim, ainda no presente Capítulo, descreve-se o desenvolvimento do ensaio de névoa salina, referenciado na norma IEC 61701 (1995) – *Ensaio de Corrosão por Névoa Salina em Módulos Fotovoltaicos (PV)*, iniciado nas dependências do IEE/USP, em São Paulo. Cada etapa do procedimento é relatada, descrevendo-se as soluções encontradas para atender aos requisitos e os assuntos de cada fase são ilustrados com figuras, fotografias e diagramas.

### **5.1 Considerações Preliminares**

Para a execução dos ensaios previstos, é necessária uma amostra de 8 módulos fotovoltaicos absolutamente idênticos (mesmo modelo e características) selecionados aleatoriamente, de



acordo com o especificado no item 4.1.1 (*Amostragem*), página 61.

O teste consiste na seguinte seqüência de ensaios:

- 1) Todos os 8 módulos sofrem a verificação inicial (testes nº 1, 2 e 3)
- 2) A seguir, são efetuados em paralelo os seguintes testes:
  - 2 módulos são submetidos à seqüência de testes nº 10 e 11/12;
  - 2 módulos são submetidos ao teste nº 9;
  - 2 módulos são submetidos à seqüência de testes nº 5, 6 e 7/8;
  - 1 módulo é submetido ao teste nº 4;
  - 1 módulo é guardado para controle;
- 3) Ao final, todos os 8 módulos são submetidos novamente aos testes nº 1, 2 e 3.

Os critérios de aprovação a serem aplicados são aqueles descritos nos itens 4.1.4 e 4.1.5 (*Critério de Aprovação e Principais Defeitos Visuais*), página 63.

Os testes a serem realizados estão resumidamente descritos na Tabela 5.1 e o fluxograma da Figura 5.1 ilustra a seqüência de ensaios proposta.

## **5.2 Modificações (cortes e/ou adoções)**

Comparando-se os procedimentos especificados pela IEC 61215 (1993) mostrados no Capítulo IV, Figura 4.1, página 65, com o fluxograma definido pelo GT-FOT (Figura 5.1), nota-se que os primeiros três ensaios permanecem os mesmos e são aqueles que se repetem ao final de cada ramificação da seqüência de testes. Ou seja, após cada bateria de testes, as amostras são submetidas à Inspeção Visual, Determinação das Características Elétricas nas Condições Padrão de Teste e Isolamento Elétrico.

O GT-FOT não adotou os testes de Medida dos Coeficientes de Temperatura, Medidas na Temperatura Nominal de Operação das Células (NOCT), Desempenho na NOCT, Desempenho sob Baixa Irradiância, Teste de Exposição ao Ar Livre e Teste UV, este último em consideração na própria IEC.

O teste de Resistência a Ponto Quente ainda está em consideração pelo GT-FOT.

Os testes de Ciclo Térmico foram mantidos, porém a faixa de temperatura foi alterada por não ser necessário uma amplitude tão grande em temperaturas negativas no Brasil. A faixa de temperatura foi modificada de - 40°C a + 85°C para - 10°C a + 85°C. Observou-se que o número de ciclos recomendados pela norma (50 e 200) permaneceram inalterados.

Nº	Teste	Descrição	Norma IEC 61215 (1993)
1	Inspeção Visual	Detecção de defeitos nos módulos visualmente	Item 10.1
2	Desempenho nas Condições Padrão de Teste	Determinação das características elétricas do módulo nas condições padrão de teste (STC – <i>Standard Test Conditions</i> - 25°C; AM 1.5; 1.000W/m <sup>2</sup> )	Item 10.2
3	Isolamento Elétrico	Verificação do isolamento elétrico entre os terminais elétricos (+ e -) do módulo e sua moldura metálica	Item 10.3
4	Resistência a Ponto Quente	Ainda em consideração. Medição das características elétricas quando ocorre sombreamento em uma parte da superfície do módulo.	Item 10.9
5	Ciclo Térmico	Teste da resistência do módulo às tensões e à fadiga causadas por variações de temperatura de -10°C a +85°C (50 ciclos)	Adaptado do Item 10.11
6	Umidade e Congelamento	Determinação da resistência do módulo a condições de alta temperatura e alta umidade seguidas por temperaturas baixas (de -10°C a +85°C)	Adaptado do Item 10.12
7	Robustez dos Conectores	Determinação da resistência dos conectores (terminais elétricos) do módulo a esforços mecânicos	Item 10.14
8	Torção	Teste da possibilidade de ocorrência de defeitos no módulo, causados pela sua montagem em estruturas de fixação desalinhadas	Item 10.15
9	Ciclo Térmico	Testa a resistência do módulo às tensões e à fadiga causadas por variações de temperatura de -10°C a +85°C (200 ciclos)	Adaptado do Item 10.11
10	Umidade e Aquecimento (Estanqueidade)	Verificação da resistência do módulo à penetração de água (umidade) a longo prazo, a temperaturas elevadas	Item 10.13
11	Resistência Mecânica	Testa a resistência do módulo a cargas mecânicas estáticas aplicadas à sua superfície, como aquelas decorrentes da ação do vento	Item 10.16
12	Névoa Salina	Determinação da resistência do módulo à corrosão em ambientes de salinidade elevada	(*)

(\*) Este ensaio deve ser efetuado de acordo com o especificado na Norma IEC 61701(1995) – *Ensaio de Corrosão por Névoa Salina em Módulos Fotovoltaicos (PV)*

Tabela 5.1 – Descrição dos ensaios propostos pelo PBE para etiquetagem de módulos fotovoltaicos.

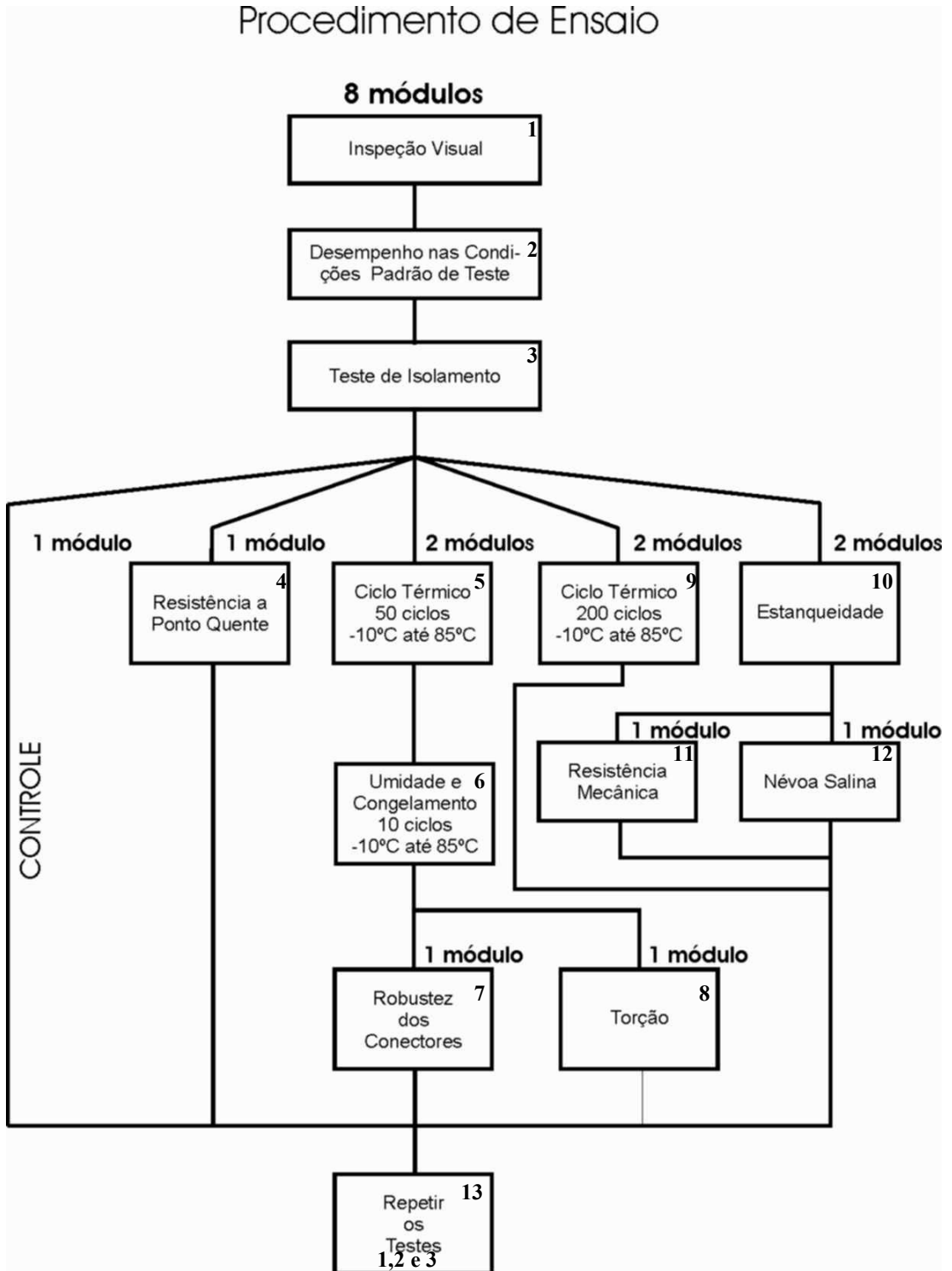


Figura 5.1 – Fluxograma dos ensaios de módulos fotovoltaicos.

Analogamente aos ensaios de ciclos térmicos, o teste de Umidade e Congelamento também sofreu alteração apenas na faixa de temperatura, de - 40°C a + 85°C para - 10°C a + 85°C, mantendo-se os mesmos 10 ciclos.

Os testes de Umidade e Aquecimento (Estanqueidade), Resistência Mecânica, Robustez dos Conectores e Torção foram mantidos conforme a IEC 61215 (1993).

No lugar do ensaio de Resistência a Granizo, colocou-se o de Névoa Salina, cujo procedimento é descrito a seguir.

### **5.3 Ensaio de Névoa Salina**

A decisão do GT-FOT de incluir um procedimento que verificasse a resistência dos módulos à corrosão por névoa salina foi baseada no clima tropical e no vasto litoral de nosso país, que por si só justifica plenamente a realização deste ensaio, que avalia a compatibilidade dos materiais, e a qualidade e uniformidade dos revestimentos de proteção.

Recomendou-se a adoção da norma IEC 61701 (1995) – *Ensaio de Corrosão por Névoa Salina em Módulos Fotovoltaicos (PV)*, que, por sua vez, referencia-se na IEC 60068-2-11 (1981) – *Procedimentos de Ensaios Climáticos Fundamentais e de Robustez Mecânica - Parte 2 : Teste Ka - Névoa Salina*. Esta última é quem fornece os principais procedimentos para a execução do ensaio. Após a realização de minuciosa análise, iniciou-se o desenvolvimento de um procedimento para a realização desta verificação. O ensaio foi concebido para funcionar no Prédio de Materiais do IEE/USP, em São Paulo, numa das salas do Laboratório de Baixa Tensão, Setor de Serviço Técnico de Qualidade de Energia, que dispõe de vários ensaios acreditados no INMETRO.

O ensaio exige, além dos aparatos convencionais, como instrumentos e acessórios, o atendimento de várias particularidades para uma execução bem sucedida.

Desta forma, todos os passos deste desenvolvimento são descritos em etapas. Para melhor compreensão, foram inseridos comentários, especificações e ilustrações de cada item.

#### **5.3.1 Objetivo**

O objetivo deste ensaio é determinar a resistência do módulo à corrosão por névoa salina.

### 5.3.2 Geral

Este ensaio também tem como propósito comparar a resistência à deterioração por névoa salina de amostras de construção similar e avaliar a qualidade e uniformidade de revestimentos de proteção. Há algumas restrições quanto à sua utilização. O ensaio não é adequado como um teste geral de corrosão por sal e também pode ser considerado inadequado para avaliação de amostras individuais, quando a intenção for usá-las em atmosferas carregadas de sal.

### 5.3.3 Aparatos para o teste

#### 5.3.2.1 Câmara de teste

Conforme a Norma IEC 60068-2-11 (1981), a câmara para este teste deve ser construída de materiais que não influenciem nos efeitos corrosivos da mistura salina.

A construção detalhada da câmara, incluindo o método de produção da mistura é opcional, tomando-se o cuidado de:

- a) As condições na câmara estejam dentro dos limites especificados;
- b) Um volume suficientemente grande em condições homogêneas e constantes (não afetados por turbulências) esteja disponível; estas condições não deverão ser influenciadas pelas amostras sob teste;
- c) Não incidir o borrifo (*spray*) diretamente nas amostras sob teste;
- d) Gotas do líquido acumuladas no teto, paredes ou outras partes não podem atingir as amostras;
- e) A câmara deve ter exaustão apropriada para evitar pressões em sua construção e permitir a distribuição uniforme da névoa salina. A descarga dessa exaustão deve ser protegida de rajadas, as quais podem causar fortes correntes de ar dentro da câmara.

Como não há na publicação maiores detalhes sobre sua construção, respeitando estes requisitos, iniciou-se o desenvolvimento, chegando ao modelo ilustrado nas Figuras 5.2, 5.3 e 5.4, confeccionado com base nos desenhos detalhados do Apêndice A.



Figura 5.2 – Câmara de teste (frontal), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).



Figura 5.3 – Câmara de teste (lateral), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).



Figura 5.4 – Câmara de teste (ângulo), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).

O modelo apresenta uma caixa de dimensões 1.625 x 1.015 x 1.010 (mm), com tampa de acrílico. Estas dimensões garantem a acomodação de praticamente toda a gama dos módulos comercializados. Além disto, uma área suficientemente grande deve ser prevista para que a névoa não seja pulverizada diretamente nas amostras sob teste. Entretanto, a câmara não deve ser exageradamente ampla, pois, quanto maior o volume, mais névoa precisará ser produzida e maiores dificuldades surgirão para manter as condições de operação homogêneas e constantes.

Quanto ao material de fabricação da caixa, pensou-se em acrílico, policarbonato, ou fibra de vidro. Todos eles apresentavam as características desejadas, pois não reagem nem se contaminam com a atmosfera salina. Porém, optou-se pela fibra de vidro por ser mais resistente mecanicamente que o acrílico, e apresentar um custo atrativo quando comparado às chapas de policarbonato.

Quanto à cobertura, é necessário uma estrutura que permita que as gotas do líquido acumuladas no teto escoem sem atingir as amostras. Além disto, deve ser uma espécie de tampa removível, que facilite a colocação e retirada da amostras. Outra característica que considerou-se importante é a possibilidade de visualização da amostra dentro da câmara para que, antes de iniciar-se o teste seja possível verificar sua posição, bem como acompanhar o desenrolar do mesmo. Por todos estes fatores, a cobertura foi construída em acrílico transparente, com teto em ângulo, conforme desenhos do Apêndice A e detalhe na Figura 5.5, abaixo.



Figura 5.5 – Câmara de teste (tampa), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).

Para evitar pressões em sua construção e permitir a distribuição uniforme da névoa salina sem que ocorram rajadas de ar dentro da câmara, duas idéias foram implementadas com relação ao sistema de exaustão. Primeiramente foi criado um dreno na parte inferior traseira da caixa, junto ao chão. Desta forma, as gotas condensadas da solução podem escorrer pelo teto e paredes da câmara, chegar ao chão e escoar para fora da câmara.

É necessário também vedar o encaixe da tampa com a caixa, de forma a evitar o escape da névoa, garantindo sua homogeneidade. Como solução, uma espécie de aba foi construída em torno da caixa, de forma que esta área pudesse ser preenchida com água. A água faz o acoplamento entre as duas partes da câmara, tampa e caixa, atuando como um selo.



Figura 5.6 – Detalhe do selo d'água, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).

### 5.3.2.2 Atomizador

A Norma IEC 60068-2-11 (1981) especifica que o atomizador usado deve ser projetado e construído de forma a produzir uma mistura finamente dividida, úmida e densa. Recomenda também que esse atomizador seja feito de um material não-reativo com a solução salina e que podem ser utilizados uma ou mais unidades para se conseguir o efeito desejado.

Para pulverizar a névoa dentro da câmara iniciou-se uma pesquisa sobre qual tipo de bico seria adotado e de que maneira seria produzido. Através da troca de experiências com outros profissionais que atuam no IEE, porém na área de equipamentos para proteção contra descargas atmosféricas, soube-se que testes de poluição em isoladores de alta tensão são realizados utilizando-se alguns bicos para pulverizar suas amostras. A partir da consulta à norma indicada (IEC 60507 (1991) – *Testes de Poluição Artificial em Isoladores de Alta Tensão usados em Sistemas A.C.*) viu-se que na Seção Três (*Método da Névoa Salina*) havia, na Cláusula 8 (*Sistema de Atomização*), uma descrição de um bico pulverizador, com um desenho especificando suas medidas. Constavam também as informações de que o material deveria ser resistente à corrosão pela névoa salina e que para o perfeito funcionamento, a pressão do ar comprimido deveria ser  $700 \text{ kPa} \pm 35 \text{ kPa}$  (ou  $7 \text{ bar} \pm 0,35 \text{ bar}$ ).



Os materiais selecionados para a produção dos bicos atomizadores foram alumínio, no bloco de sustentação, e latão, nos bocais, uma vez que não pode haver reação entre o material usado na fabricação e a atmosfera salina que será criada. As Figuras 5.7 e 5.8 mostram um dos modelos fabricados e nos desenhos dos Apêndices B, C, D e E encontram-se detalhadas todas as especificações pertinentes.



Figura 5.7 – Bico pulverizador (frontal), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).



Figura 5.8 – Bico pulverizador (lateral), IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).

Uma mangueira de 3/8" transporta o ar comprimido até o bocal superior e outra de mesmo diâmetro leva a água salina aquecida até o bocal inferior. Quando acionado o compressor e ajustado o nível de água na mangueira, produz-se uma névoa fina, densa e úmida.

Foram usinados dois bicos atomizadores, pois será necessário proceder ao ajuste da quantidade de névoa empiricamente, visando atender a outras condições exigidas no teste, que são descritas adiante.

Quanto à localização dos bicos dentro da câmara, pensou-se em dois suportes de altura regulável e giro de 360° no plano perpendicular à normal do chão da caixa, de forma que seja possível regular a posição e a direção do jato de névoa, sem atingir a amostra sob teste.

As dimensões do bico sugeridas pela IEC 60507 (1991) – *Testes de Poluição Artificial em Isoladores de Alta Tensão usados em Sistemas A.C* são apropriadas para uma pressão de 700 kPa (7 bar), fato que ocasionou a aquisição de um novo compressor, de maior capacidade que aquele que havia disponível. Suas especificações encontram-se na Tabela 5.2 e a Figura 5.9 ilustra o local onde está instalado, com todos os dispositivos de comando e proteção.

Fabricante		Schulz S/A
Modelo		MSV 20 MAX/250
Deslocamento Teórico		20 pés <sup>3</sup> /min – 566 L/min
Larg x Alt x Comp		540 x 1.020 x 1.700 mm
Motor	Potência	5 hp – 3,7 kW
	Nº de Polos	2
Peso Bruto com motor		238 kg
Peso Líquido com motor		208 kg
Pressão de Operação	Mínima	135 lbf/pol <sup>2</sup> – 9,3 bar
	Máxima	175 lbf/pol <sup>2</sup> – 12 bar
RPM		1050
Unidade Compressora	Nº de Estágios	2
	Nº de Pistões	2 em V
Volume de Óleo		900 mL
Volume do Reservatório		261 L

Fonte: *Catálogo de Produtos Schulz*, disponível em [www.schulz.com.br](http://www.schulz.com.br)  
Tabela 5.2 - Especificações técnicas do compressor.



Figura 5.9 – Compressor do ensaio de névoa salina, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).

Foi necessária também a aquisição e instalação de um regulador de pressão entre a saída de ar comprimido do compressor e a entrada da câmara. A pressão constante proporciona uma das condições de geração homogênea da névoa salina. Na Tabela 5.3 encontram-se suas principais especificações técnicas.

Fabricante	Norgren Ltda..	
Descrição	Regulador de Pressão	
Modelo	R73G-3AK-RGM	
Fluido	Ar comprimido	
Máxima Pressão de Entrada	300 psi	
Temperatura de Trabalho	-20°C a 80°C	
Rosca	3/8 – NPT	
Fluxo	144 scfm	
Faixa de regulagem	5 a 150 psi	
Dimensões	Altura	135 mm
	Largura	68 mm
	Profundidade	118 mm

*Fonte: Catálogo Técnico, Norgren Ltda.*

Tabela 5.3 – Especificações técnicas do regulador de pressão.



Figura 5.10 – Regulador de pressão do ensaio de névoa salina, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).

### 5.3.2.3 Solução salina

O sal usado no teste deve ser o cloreto de Sódio (NaCl) de alta qualidade, contendo, quando seco, não mais que 0,1% de sódio iodado e não mais que 0,3% de impurezas no total.

A concentração da solução salina deve ser  $5 \pm 1\%$  por peso.

A solução deve ser preparada dissolvendo-se  $5 \pm 1$  partes por peso de sal em 95 partes por peso de água destilada ou desmineralizada.

O valor do pH da solução deve estar entre 6,5 e 7,2, à temperatura de  $35 \pm 2^\circ\text{C}$ .

O valor do pH deve ser mantido dentro da faixa estipulada; para este propósito, ácido hidrocloreídrico diluído, ou hidróxido de sódio podem ser usados para ajustar o valor do pH, tomando-se o cuidado de que as concentrações de NaCl permaneçam dentro dos limites prescritos.

O pH deverá ser medido quando cada lote da solução for preparado, e seu valor pode precisar ser ajustado dentro dos limites especificados, através da adição de alguma das substâncias descritas acima.

A solução pulverizada não pode ser reutilizada.

#### **5.3.2.4 Suprimento de ar**

O ar comprimido que entra no atomizador deve estar essencialmente livre de todas as impurezas, como óleo e pó. Esse ar comprimido deve ser adequado para produzir uma mistura densa e finamente dividida com o atomizador usado.

Para assegurar que não haja obstrução do atomizador por deposição de sal, é recomendado que a umidade relativa do ar seja pelo menos de 85% no ponto de liberação do bocal. Um sensor de umidade com precisão adequada deve ser colocado dentro da câmara de teste.

#### **5.3.4 Medidas iniciais**

As amostras devem seguir a seqüência de testes ilustrada no fluxograma indicado pelo GT-FOT (Figura 5.1), que consiste das seguintes etapas:

- Inspeção visual (de acordo com IEC 61215 (1993) , item 10.1);
- Curva I-V nas STC (de acordo com IEC 904-3 (1989));
- Teste de isolamento (de acordo com a norma IEC 61215 (1993), item 10.3)
- Estanqueidade ou Umidade e Congelamento (de acordo com IEC 61215 (1993), item 10.13).

#### **5.3.5 Pré-requisitos**

De acordo com as normas IEC 61701 (1995), não há pré-requisitos para este ensaio.

#### **5.3.6 Condições do teste**

##### **5.3.6.1 Posição da amostra**

A amostra deve ser testada em sua posição normal de operação, ou seja, de acordo com IEC 61701 (1995), a inclinação da horizontal com a face do módulo normalmente exposta à irradiância solar deve ser de 15° a 30°;

Nota-se que a posição da amostra na câmara de teste (isto é, a inclinação da superfície com a horizontal) é de primordial importância, e pequenas diferenças na posição podem causar grandes diferenças nos efeitos, dependendo da dimensão da amostra.

Um suporte articulado em aço inox ou alumínio, para evitar a corrosão pela névoa salina, com aberturas reguláveis deve ser confeccionado para acondicionar o módulo sob teste, de forma a possibilitar o posicionamento correto da amostra, conforme exige o ensaio.

### 5.3.6.2 Temperatura da câmara

A temperatura da câmara de teste deve ser mantida em  $35 \pm 2^\circ \text{C}$ .

Como optou-se pelo tipo de atomizador detalhado no item 5.3.2.2 (*Atomizador*), a mistura salina deve ser pulverizada aquecida dentro da câmara, de forma que a temperatura nesse ambiente permaneça  $35 \pm 2^\circ \text{C}$ .

Para monitorar esta condição, é necessário um termômetro com precisão de  $\pm 1^\circ \text{C}$  (conforme recomendado na Norma IEC 904-1 (1987), *Dispositivos Fotovoltaicos – Parte 1: Medições da Curva Característica Fotovoltaica Corrente-Tensão*, Sub-cláusula 2.3, para medição da mesma tolerância de  $\pm 2^\circ \text{C}$ ).

Como protótipo para geração da solução salina aquecida, aproveitou-se um equipamento existente no laboratório, ilustrado na Figura 5.11. A idéia consiste em circular a solução salina por uma serpentina imersa num banho aquecido por uma resistência elétrica, alimentada em 127 V. Este recipiente conta ainda com um agitador, também alimentado por 127 V, o que torna a temperatura da água do banho homogênea.



Figura 5.11 – Recipiente para aquecimento da solução salina, IEE/USP (Foto: C. M. Ramos, 2005).

A aplicação de um controle *on-off* mostrou-se adequada, pois, a partir do monitoramento da temperatura interna da câmara, parâmetros como tensão e/ou corrente da resistência elétrica do banho podem ser controlados, bastando ligar ou desligar uma chave para buscar o equilíbrio térmico.

Desta forma, pensou-se basicamente em duas alternativas para realização deste monitoramento e controle. A primeira é a colocação de um sensor e um controlador de temperatura para esta verificação e atuação. Após pesquisas em alguns fornecedores, constatou-se que o mercado nacional dispõe deste tipo de equipamento a um custo acessível e com grande variedade de saídas em tensão ou corrente para realizar o acionamento. Como exemplo, apresenta-se na Tabela 5.4 as especificações de um controlador ofertado comercialmente.

<b>Entrada Universal</b>			
Tipo	Faixa	Impedância	Norma
Tensão	0 a 5 V; 1 a 5 V; 0 a 10 V	> 1,5 M $\Omega$	
Corrente	0 a 20 mA; 4 a 20 mA	= 100 $\Omega$	
PT100	- 200 a 530°C	> 10 M $\Omega$	ASTM E1137
S	0 a 1760°C	> 10 M $\Omega$	ASTM E230
K	- 100 a 1300°C	> 10 M $\Omega$	ASTM E230
J	- 50 a 800°C	> 10 M $\Omega$	ASTM E230
Precisão		$\pm$ 0,3% do fundo de escala a 25°C	
Resolução		16 bits	
Amostragem		5 por segundo	
Estabilidade Térmica		50 ppm	
<b>Saída de Controle – Relé</b>			
Tipo de Contato		NA (Normalmente Aberto)	
Capacidade		1A / 250 Vca	
Período		5 a 200 s	

*Fonte: Contemp Indústria, Comércio e Serviços Ltda.*

Tabela 5.4 Especificações técnicas de um controlador de temperatura.

Outra opção é o desenvolvimento de um circuito eletrônico de controle com componentes discretos. Para esta alternativa, tem-se na Figura 5.12 o projeto deste controlador num diagrama esquemático e valores comerciais dos componentes eletrônicos.

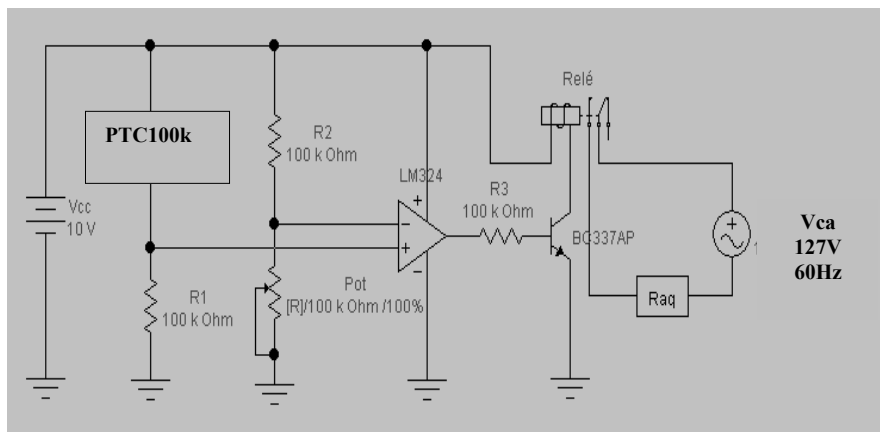


Figura 5.12 – Circuito de controle da temperatura

A temperatura da câmara atua sobre o termistor PTC, influenciando o valor de sua resistência, e, conseqüentemente, haverá uma tensão proporcional àquela temperatura na entrada positiva do amplificador operacional (A.O.). Configurado para atuar como comparador, ele comparará a tensão na entrada positiva com a da entrada negativa e irá fornecer em sua saída  $+V_{cc}$  ou  $-V_{cc}$ . Esta tensão por sua vez, chaveará um transistor, levando-o ao corte ou à saturação, energizando ou não o relé acoplado ao coletor. Este relé fará o acionamento *On/Off* de controle da corrente *ca* pela resistência de aquecimento do banho. Através do potenciômetro de ajuste da entrada negativa, pode-se ajustar o nível de tensão correspondente à temperatura normal de operação. Se houver uma elevação da temperatura da câmara, o PTC sofrerá um incremento em sua resistência, e haverá uma tensão maior na entrada positiva do amplificador operacional. Isto fará com que a saída do A.O. seja comutada a  $-V_{cc}$ , levando o transistor ao corte. Sem corrente de base, não haverá corrente no coletor e o relé desenergizado desligará a resistência do banho.

### 5.3.6.3 Homogeneidade e quantidade de névoa

A norma IEC 60068-2-11 (1981) especifica que a condição da mistura salina deve ser mantida em todas as partes da zona de exposição, tal qual num recipiente limpo acoplado a uma área de coleta horizontal de  $80 \text{ cm}^2$ , instalado em qualquer ponto da zona de exposição, que deverá coletar entre 1,0 mL e 2,0 mL da solução por hora em média, sobre um período mínimo de 16 horas. No mínimo, dois recipientes devem ser usados. Os recipientes devem ser instalados de maneira que não cubram as amostras sob teste e também não causem condensação de nenhuma fonte a ser coletada. Os conteúdos dos recipientes podem ser adicionados, se necessário, para as medições dos valores e concentração de pH.

Na prática, a exigência do parágrafo anterior, determina a quantidade de bicos pulverizadores que se deve ter na câmara e a vazão da solução salina. Uma vez que o atomizador necessita de uma pressão de 7 bar para produzir a névoa fina, úmida e densa, exigida no item 5.3.2.2 (*Atomizador*), controlar a vazão da mistura que entra na câmara passa a ser um parâmetro importante, sendo regulado pela quantidade coletada no recipiente, desde que a leitura do sensor de umidade indique no mínimo 85% de umidade relativa do ar, conforme descrito no item 5.3.2.4 (*Suprimento de ar*).

Dois recipientes cilíndricos de vidro (Becker) de 1.000 mL de capacidade, graduados a cada 100 mL e aproximadamente 5 cm de raio foram utilizados, chegando-se à área de 80 cm<sup>2</sup>, exigida pela recomendação IEC 60068-2-11 (1981). Calcula-se a área (*A*) fazendo:

$$A = \pi \cdot r^2$$

onde:

*A* é a área do recipiente

*r* é o raio do recipiente

Logo, teremos:  $A = 3,14 \cdot (5)^2$ , portanto:  $A = 78,5 \text{ cm}^2$ .

Para medir a solução coletada com certa precisão e de forma rápida, uma proveta de 100 mL, graduada a cada 1 mL foi usada.

A coleta da solução pode ser feita antes ou durante o teste, conforme especificado no item 5.3.6.5 (*Procedimentos para medida do pH da solução salina*).

#### **5.3.6.4 Medições do pH da solução salina**

A solução, coletada conforme descrito no item 5.3.6.3 (*Homogeneidade e Quantidade de Névoa*) deve, quando medida a  $35 \pm 2^\circ\text{C}$ , ter concentração de pH conforme especificado no item 5.3.2.3 (*Solução Salina*).

É necessário um medidor de pH com os acessórios pertinentes (eletrodos) e precisão adequada.

#### **5.3.6.5 Procedimentos para medida do pH da solução salina**

As medidas de ambas as concentrações e pH devem ser feitas nos seguintes tempos:

- a) Para câmaras em uso contínuo, as medidas devem ser feitas acompanhando cada teste, na solução coletada durante o teste, quando operando em condições asseguradamente constantes.



b) Para câmaras que não são utilizadas continuamente, como a desenvolvida no IEE, um teste piloto deve rodar entre 16 e 24 h antes dos testes serem aplicados. As medidas devem ser feitas imediatamente após o teste piloto rodar e antes de expor as amostras a serem testadas.

#### **5.3.6.6 Duração do teste**

A Norma IEC 61701 (1995) descreve que a duração do teste para módulos fotovoltaicos deve ser de 96 h (4 dias).

#### **5.3.7 Restabelecimento**

Conforme a norma IEC 60068-2-11 (1981), as amostras pequenas, salvo alguma outra recomendação pertinente, devem ser lavadas em água corrente por 5 minutos, enxaguadas em água destilada ou desmineralizada e então sacudidas manualmente ou submetidas a um jato de ar, para remover gotículas de água. Para os módulos fotovoltaicos, deve-se seguir este mesmo procedimento, pois caso seja necessário, alguma especificação relevante fornecerá os métodos detalhados a serem usados na lavagem e secagem dessas amostras.

A temperatura da água utilizada para lavagem não deve exceder 35°C.

As amostras devem ser armazenadas sob condições normais de restabelecimento e não por menos que 1 h e não mais que 2 h.

#### **5.3.8 Medições finais**

Conforme o fluxograma do GT-FOT, o módulo em questão deve ser inspecionado visualmente (conforme item 10.1 da norma IEC 61215 (1993) – Inspeção Visual) e eletricamente (conforme item 10.2 da norma IEC 61215 (1993) - Desempenho nas Condições Padrão de Teste), além de submeter-se à verificação do isolamento entre seus terminais (conforme item 10.3 da norma IEC 61215 (1993) – Isolamento Elétrico).

Os resultados devem ser registrados.

Recomenda-se adotar precauções para assegurar que a deposição de sal remanescente não prejudique a capacidade de reprodução das medidas.

### 5.3.9 Relatórios

Os relatórios dos testes devem incluir a informação necessária para comparar as amostras testadas. Além disto, a duração da exposição e a orientação na câmara de teste devem ser dadas. A medida da concentração de pH deve também ser incluída no relatório.

### 5.3.10 Instrumentação necessária

Para a realização deste procedimento, a seguinte instrumentação é requerida:

- Sensor de temperatura e termômetro com precisão de  $\pm 1^\circ\text{C}$ ;
- Sensor de umidade relativa do ar com precisão total de  $\pm 1\%$ ;
- Regulador de pressão;
- Regulador de vazão;
- Medidor de pH com acessórios (eletrodos), com precisão de  $\pm 0,1$ ;
- Medidor de inclinação do plano da amostra;
- Controlador de temperatura (microprocessado ou discreto).

O diagrama esquemático a seguir sintetiza as conexões e relaciona os aparelhos necessários para a realização do ensaio de nevoa salina.

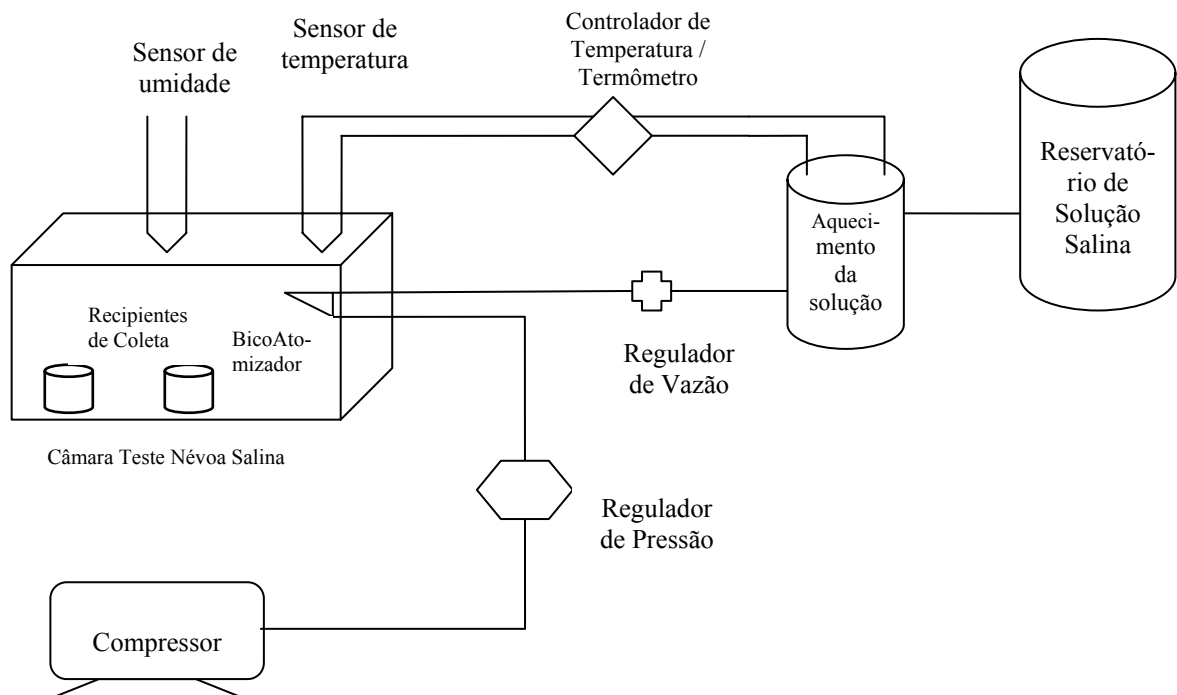


Figura 5.13 – Diagrama esquemático do teste de névoa salina.

#### 5.4 Implantação do Ensaio de Névoa Salina

Com relação à implementação do ensaio de névoa salina, alguns aspectos ainda precisam ser trabalhados. Visando à continuidade dos trabalhos, o estágio atual deste desenvolvimento é agora relatado.

Concluídas as etapas de projeto e confecção da câmara e dos bicos pulverizadores, instalados o compressor e o regulador de pressão, garantindo a pressão adequada ao bico projetado, passou-se ao ajuste da água que entra juntamente com o ar comprimido no atomizador para produção da névoa salina.

Inicialmente, os dois bicos pulverizadores foram montados e alguns testes realizados, produzindo-se névoa e coletando-se a solução condensada em um recipiente de vidro (becker). Os seguintes resultados foram obtidos, Tabela 5.5:

Usando dois bicos pulverizadores		Usando um bico pulverizador	
Duração do Teste	1 hora	Duração do Teste	1 hora
Pressão	constante, 7 bar	Pressão	constante, 7 bar
Água no reservatório	8 litros + mangueira cheia	Água no reservatório	8 litros + mangueira cheia
Consumo de água	6,8 litros / h	Consumo de água	6,2 litros / h
Solução coletada	7 mL	Solução coletada	11 mL

Tabela 5.5 – Testes de vazão.

Pelo exposto, pode-se concluir que há a necessidade de se limitar a vazão da água. Muita água entrando para a mesma pressão produz uma névoa mais líquida do que a requerida. Quando se diminuiu a quantidade de bicos, a situação piorou, pois praticamente o mesmo consumo deu vazão por apenas um bico. Cabe ressaltar que o teste foi apenas para conhecer o comportamento da névoa quando alimentada com água por gravidade. Não há precisão suficiente nestas medidas. Mesmo assim, o consumo de quase 7 litros por hora mostrou-se muito elevado. Além disto, seria necessário um reservatório de solução salina de quase 700 litros para a duração do teste que pede o procedimento (96 h).

Sendo assim, a próxima etapa é a de determinar a vazão da água que, com o bico atomizador confeccionado, garanta a quantidade correta de solução a ser coletada e permita adquirir o reservatório de solução salina de capacidade adequada, bem como, a compra da quantidade de

sal exigida pelo procedimento. Complementando, outra providência importante é a confecção de suportes para os bicos e as amostras. Desta maneira outros testes poderão ser realizados e mais parâmetros ajustados.

Uma vez acertada a névoa, trabalhar na questão da temperatura deve ter prioridade. Um teste com um recipiente isolado termicamente, que dispõe de uma resistência elétrica imersa na água foi realizado. Deixada em aquecimento até que a temperatura ficasse constante, a água em temperatura ambiente foi passada pela serpentina, por gravidade. As duas temperaturas foram registradas e verificou-se que a água do banho chegou a 75°C e a água que saiu pela serpentina estava a 53°C, aproximadamente.

Pelo exposto, concluiu-se que a alimentação da resistência elétrica deveria ter sido interrompida antes que o banho atingisse a temperatura de 75°C, pois, mesmo considerando perdas por troca de calor, 53°C é uma temperatura muito elevada para a solução, que deve produzir uma atmosfera com névoa a  $35 \pm 2^\circ\text{C}$ . Apesar de ser apenas um protótipo do teste, já foi possível perceber que é necessário um controle rigoroso para garantir este parâmetro, e deve-se pensar em alternativas de aquecimento da solução.

Com relação ao que foi implementado até o momento, verificou-se que o selo d'água da câmara funciona satisfatoriamente, e, assim que houver uma definição quanto à quantidade da névoa, o sistema de exaustão pelo dreno poderá ser verificado. Também ficará evidenciado se a abertura no fundo da caixa é adequada, ou se deverá ser ampliada.

## CAPÍTULO VI – CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 6.1 Contribuições da Dissertação

Antes mesmo do final do presente trabalho, no transcorrer de sua elaboração percebeu-se que havia realmente um grande campo de aplicação para o estudo em questão. O que se pôde verificar é que o assunto tem uma importância crucial no desenvolvimento do mercado de equipamentos voltados para sistemas fotovoltaicos.

Desde a criação de grupos de trabalho como o GT-FOT, com o objetivo de cuidar dos assuntos técnicos relativos à etiquetagem dos equipamentos, programas de eletrificação rural de grande vulto, como o Luz para Todos, até a garantia de funcionamento dentro de padrões adequados e aceitos internacionalmente.

Neste contexto, a revisão efetuada na literatura favorece a implantação de procedimentos confiáveis, buscando a excelência nos sistemas que serão instalados no Brasil nos próximos anos.

Além disso, a sistematização dos procedimentos de ensaio visa facilitar a aplicação dos testes, uma vez que, toda seqüência para obter-se os módulos qualificados e certificados está definida. A instrumentação necessária para a realização dos ensaios encontra-se esquematizada ao longo do trabalho, reunindo todas as especificações pertinentes. Adicionalmente, foram desenvolvidos os aparatos de teste e reunida a instrumentação necessária para a implementação do ensaio de névoa salina, o que torna possível a qualificação dos módulos para operação em ambientes de elevada salinidade.

Desta forma, espera-se que o presente trabalho auxilie não apenas os pesquisadores do IEE/USP, mas todos os profissionais que estão de alguma forma envolvidos com o processo de qualificação, aplicação, projeto, instalação e manutenção de módulos fotovoltaicos.

Os pesquisadores e profissionais do IEE/USP estão se preparando e equipando um laboratório para serem credenciados pelo INMETRO. Neste sentido, adquiriram uma câmara climática para realizar os ensaios de ciclos térmicos e umidade e congelamento, apta a proporcionar variações de temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$  a  $+85^{\circ}\text{C}$  em ciclos programáveis e totalmente monitorados. Ela foi instalada numa das salas do Laboratório de Baixa Tensão, Setor de Serviço Técnico da Qualidade do IEE/USP, juntamente com a câmara de névoa salina. Suas especificações encontram-se na Tabela 6.1.



Figura 6.1 – Câmara climática (frontal), IEE/USP  
(Foto: C. M. Ramos, 2005).



Figura 6.2 – Câmara climática (lateral), IEE/USP  
(Foto: C. M. Ramos, 2005).

Fabricante		Mecalor Ind. Com. de Refrigeração Ltda.
Descrição		Estufa Climática , Capacidade 1,8m <sup>3</sup> , Aquecimento/Resfriamento, Umidade Relativa Controlada
Modelo		EC/1,8/AR-URC
Capacidade		2332 kcal/h evaporando à -16°C
Alimentação Elétrica	Tensão	220V, trifásica
	Tensão de comando	220V, bifásica
	Frequência	60 Hz
	Corrente nominal	33 A
Dimensões Internas Úteis	Altura	1200 mm
	Largura	1200 mm
	Profundidade	1200 mm
Variáveis de Trabalho	Temperatura	- 10°C a 85°C
	Umidade Relativa	de 20 a 95% UR na faixa de 20°C a 80°C limitado a temperatura do ponto de orvalho de 10°C
Precisão de Controle	Temperatura	± 1,0°C
	Umidade Relativa	± 5%
Fluido Refrigerante		Refrigerante R-404 <sup>a</sup> (CHF <sub>2</sub> CF <sub>3</sub> , 44%; CH <sub>3</sub> CF <sub>3</sub> , 52%; CH <sub>2</sub> FCF <sub>3</sub> , 4%; porcentagens em massa)

Fonte: Manual Técnico da Estufa Climática - Mecalor Ind. Com. de Refrigeração Ltda.

Tabela 6.1 – Especificações técnicas da câmara climática.

Há também um processo de aquisição de um simulador solar em andamento no IEE/USP, que servirá para a caracterização elétrica dos módulos.

O presente trabalho contribui ainda com adequação dos procedimentos para as condições encontradas no Brasil, através das modificações adotadas e, principalmente, pela apresentação do ensaio de resistência à corrosão por névoa salina.

## 6.2 Trabalhos Futuros

Dentro do IEE/USP, a colaboração quase imediata que a dissertação promove é a implementação do laboratório para credenciamento no INMETRO. Como já tem-se a instrumentação esquematizada, os equipamentos adquiridos e os testes em fase final de conclusão, o IEE/USP poderá, tornando-se uma unidade certificadora, proporcionar um ganho significativo na confiabilidade dos sistemas fotovoltaicos.

Além disto, o custo da qualificação e certificação dos módulos fotovoltaicos poderá ser levantado, permitindo que análises econômicas sob diferentes aspectos sejam realizadas.

É possível também, após acertarem-se os detalhes do ensaio de névoa salina (quantidade e homogeneidade da névoa, avaliação do sistema de exaustão e controle de temperatura), iniciar-se os ensaios laboratoriais com diversas amostras, validando-se experimentalmente os procedimentos descritos.

Através do simulador solar pulsado, pode-se desenvolver diversos tipos de trabalhos, comparando metodologias laboratoriais (*indoor*) e em campo (*outdoor*), conforme discutido no Capítulo II.

Conclui-se por fim que, há várias possibilidades a serem exploradas, e a dissertação contribui de maneira geral para a difusão e a qualificação dos módulos fotovoltaicos no Brasil, que socialmente representa água, escola, iluminação e melhoria na qualidade de vida de milhões de pessoas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABETE, A.; FERRARO, G.; *A Method for the Measurement of Photovoltaic Cell or Module Current-Voltage Characteristic*, Solar Cells, 28, pp. 335-242, 1990.

BLAESSER, G.; KREBS, K.; OSSENBRINK, H.; VERBAKEN, J.; *On-site acceptance testing of large photovoltaic arrays*, Proceedings of 5th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 592-596, 1983.

BLAESSER, G.; ROSSI, E.; *Extrapolation of outdoor measurements of PV array I-V characteristics to standard test conditions*, Solar Cells, 25: 95-96, 1988.

BÜCHER, K.; *Do we need site-dependent and climate-dependent module rating?*, Proceedings of 23th IEEE PVSC, pp 1056-1062, 1993.

CAAMAÑO, E.; LORENZO, E.; ZILLES, R.; *Quality Control of Wide Collections of PV Modules: Lessons Learned from the IES Experience*, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 1999, pp. 137-149.

CNPQ, Centro Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico; *PTU – Programa do Trópico Úmido*, disponível em: [http://www.cnpq.br/areas/terra\\_meioambiente/ptu/](http://www.cnpq.br/areas/terra_meioambiente/ptu/)

CRESESB/CEPEL; *Energia Solar – Princípios e Aplicações*, Grupo de Trabalho de Energia Solar Fotovoltaica, disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>.

DI FRANCIA, G.; ABENANTE, L.; FORNARINI, L.; *Indoor I-V swept technique: Model and experiemental results*, Solar EnergyMaterial and Solar Cells, 29: 85-96, 1993.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W.; *Solar Engineering of Thermal Processes*. 2ª Edição. New York: John Wiley & Sons, 1991.

DUTRA, R.; LIMA, J.; MOSS, H.; *Energia renovável, panorama geral e políticas*, disponível em: <http://cresesb.cepel.br>.

EPIA, European Photovoltaic Industry Association; *Statistics – World* , disponível em : <http://www.epia.org/03DataFigures/DataWorld.htm>.



EPIA, European Photovoltaic Industry Association; *Capacity and market potential for grid-connected systems by 2010*, disponível em: <http://www.epia.org/03DataFigures/Presentations.htm>.

FEDRIZZI, M.C.; *Mini Curso: Sistemas de Bombeamento Fotovoltaico*. Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 1999.

GALDINO, M.; LIMA, J.; *PRODEEM – O Programa Nacional de Eletrificação Rural baseado em Energia Solar*, disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>.

GOLDEMBERG, J.; *Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento*. 2ª Edição. São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2004.

GUISAN, O.; MERMOUD, A.; SCHAUB, P.; *PV Module Characteristics in Real Conditions*, In: *Proc. 11th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference*, Montreux, 1992.

HAMMOND, R.L.; BACKUS, C.E.; *Photovoltaic System Testing*, Renewable Energy, Vol.5, Part I, pp. 268-274, 1994.

IEC 60068-2-11 International Standard, 1981. *Basic Environmental testing procedures – Part 2: Test Ka : Salt mist*.

IEC 60507 International Standard, 1991. *Artificial pollution tests on high-voltage insulators to be used on a.c. systems*.

IEC 60891 International Standard, 1987. *Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic (PV) modules*.

IEC 60904-1 International Standard, 1987. *Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of photovoltaic (PV) current-voltage characteristics*.

IEC 60904-3 International Standard, 1989. *Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*.

IEC 61215 International Standard, 1993. *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval*.

IEC 61701 International Standard, 1995. *Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules*.

INCROPERA, F.; DEWITT, D.; *Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa*. 5ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2002.

INMETRO, Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial; *PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem*, disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe.asp#>.

KLEISS, G.; BÜCHER, K.; *The need for precise assessment of cells and modules: certified efficiency tables ISE PV-charts and performance under realistic reporting conditions (RRC)*, Proceedings of 12th E. C. Photovoltaic Solar Energy Conference, pp 515-518, 1994.

KNAUPP, W.; *Power Rating of Photovoltaic Modules from Outdoor Measurements*, IEEE Report CH2953-8/91/0000-0620, 1991.

KUROKAWA, K.; *Numerical analysis of the performance of a photovoltaic array curve tracer by capacitive load method*, Solar Cells 31: 57-75, 1991.

LEBOEUF, C.; OSSENBRINK, H.; *PV Modules Power Output: Sensitivity and Uncertainty in Non-STC Measurements*, IEEE Report CH2953-8/91/0000-0614, 1991.

LIMA, J.; MOSS, H.; *Energias solar e eólica : estado atual e perspectivas*, In.: 1º Workshop de Energias Renováveis, Maceió, 2004, disponível em: <http://cresesb.cepel.br>.

LORENZO, E. et al; *Electricidad Solar : ingenieria de los sistemas fotovoltaicos*. Sevilla: Progenza, 1994.

LORENZO, E.; ZILLES, R.; *PV Modules and Arrays Test at IMW Toledo PV Plant*”, In: 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, 1994, pp.807-809.

MACKENZIE, J.; *Oil as a finite resource: When is global production likely to peak?* World Resources Institute, disponível em: [http://www.wri.org/wri/climate/jm\\_oil\\_000.html](http://www.wri.org/wri/climate/jm_oil_000.html).

MARKUS, O.; *Sistemas Analógicos – Circuitos com diodos e transistores*, São Paulo, Editora Érica, 2000.

MCT, Ministério da Ciência e Tecnologia; *PRODEEM – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios*, disponível em: [http://www.mct.gov.br/clima/comunic\\_old/prodeem.htm](http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/prodeem.htm).

MME, Ministério das Minas e Energia; *PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas*, disponível em: [http://www.mme.gov.br/programs\\_display.do?chn=877](http://www.mme.gov.br/programs_display.do?chn=877).

MME, Ministério das Minas e Energia; *Programa Luz Para Todos*, disponível em: [http://www.mme.gov.br/programs\\_display.do?prg=8](http://www.mme.gov.br/programs_display.do?prg=8).

OSSENBRINK, H.; DRAINER, A.; ZAAIMAN, W.; *Errors in Current-Voltage Measurements of Photovoltaic Devices Introduced by Flash Simulators*, In: 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Lisboa, 1991.

RIORDAM, C.; HULSTROM, R.; *What is an air mass 1,5 spectrum?*, IEEE Report 0160-8371/90/0000-1085, 1990.

SEVERINO, A.; *Metodologia do Trabalho Científico*. 21ª Edição. São Paulo: Editora Cortez, 2000.

TREBLE, F.C.; *On-site Measurement of the Performance of Crystalline Silicon PV Arrays*, Renewable Energy, vol.5, Part I, pp. 275-280, 1994.

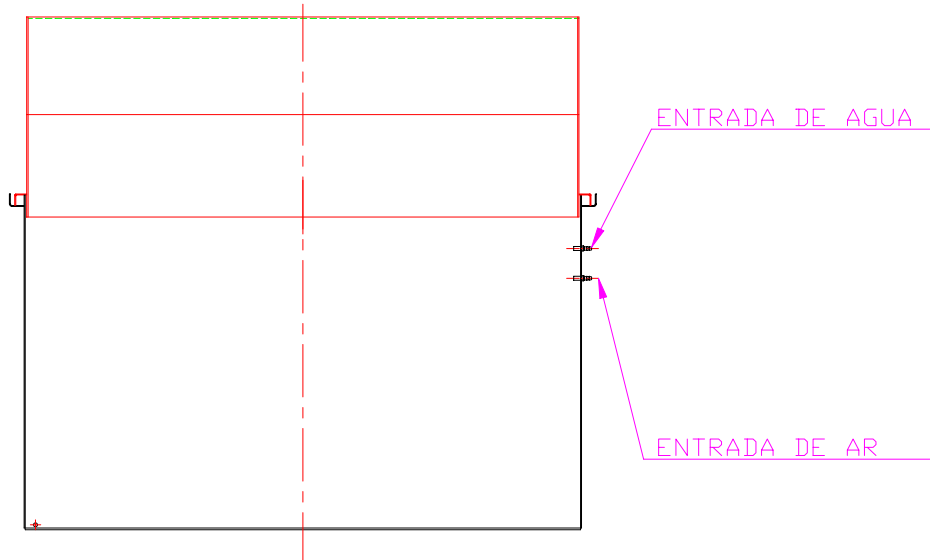
WHITAKER, C.M. et al, *Effects of Irradiance and Others Factors on PV Temperature Coefficients*”, IEEE Report CH2953-8/91/0000-0608, 1991.

ZILLES, R.; LORENZO, E.; *Statistical Analysis of Current Voltage Characteristics of PV Modules*, Int. J. Solar Energy, Vol 9, pp. 233-239, 1991.

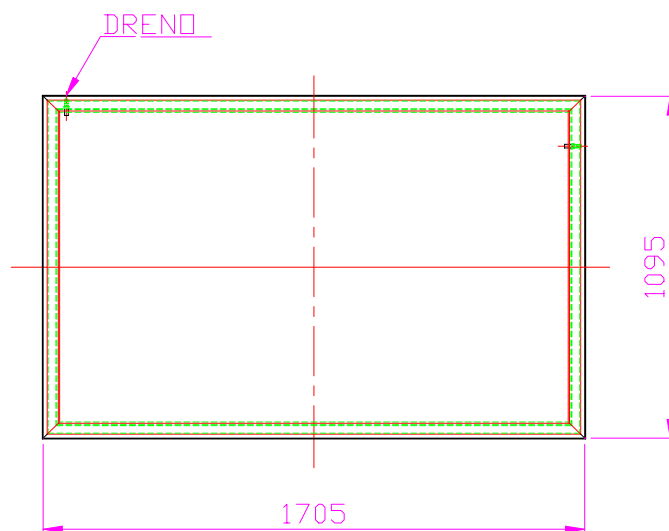
ZILLES, R.; LORENZO, E.; *Experimental Study of the Mismatch Losses in a 100 kWp PV Array*, In: 11th E. C. Solar Energy Conference, Montreux, 1992.

ZILLES, R.; LORENZO, E.; LOPEZ-BRAVO, I.; LLORENS, J.; *Power Rating and Photovoltaic Modules Measurements*. Proceedings of the ISES Solar World Congress. 1995.

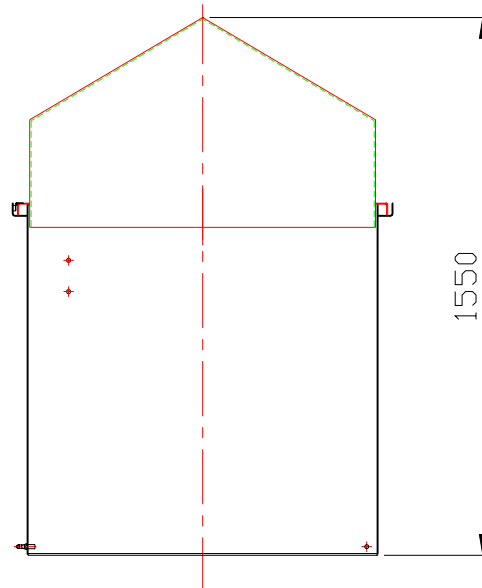
ZILLES, R.; RIBEIRO, C.; MOSZKOWICZ, M.; *Power rating and the need of photovoltaic modules measurements in Brazilian dissemination program*, In: 15<sup>th</sup> EC Photovoltaic Solar Energy Conference, Viena, 1998.

**APÊNDICE A – CÂMARA PARA TESTE DE NÉVOA SALINA**

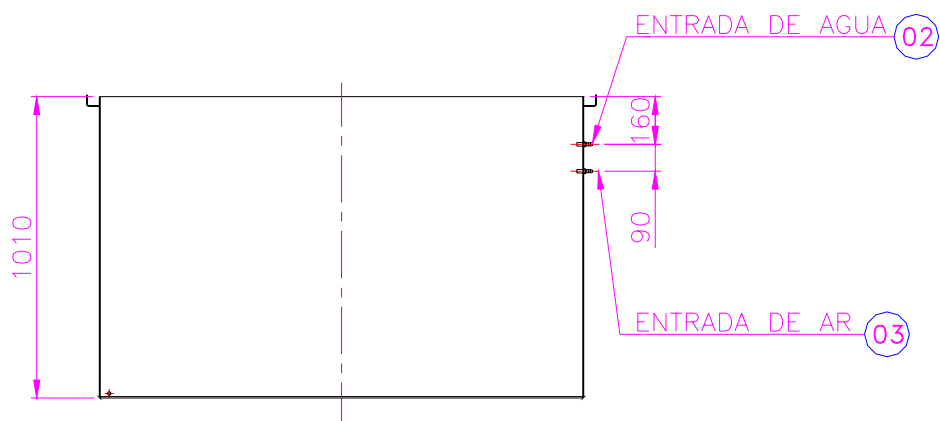
MONTAGEM DA CAIXA  
ELEVACAO



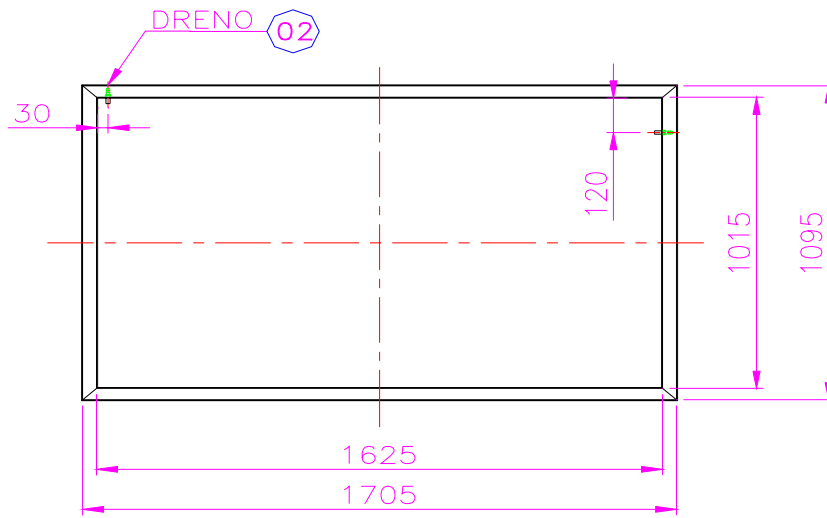
MONTAGEM DA CAIXA  
PLANTA



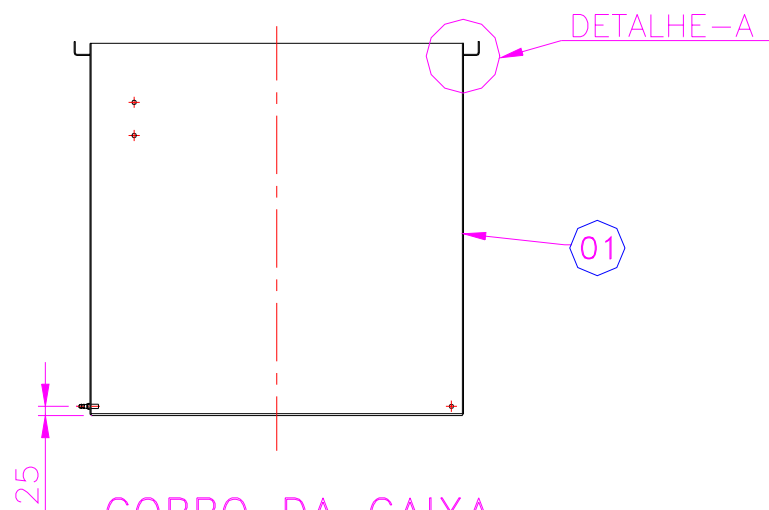
MONTAGEM DA CAIXA  
LATERAL



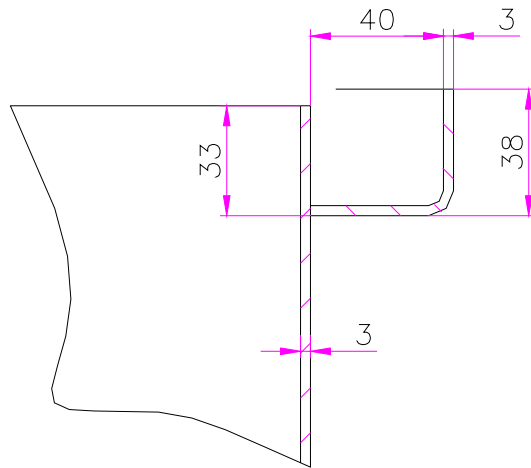
CORPO DA CAIXA  
ELEVACÃO



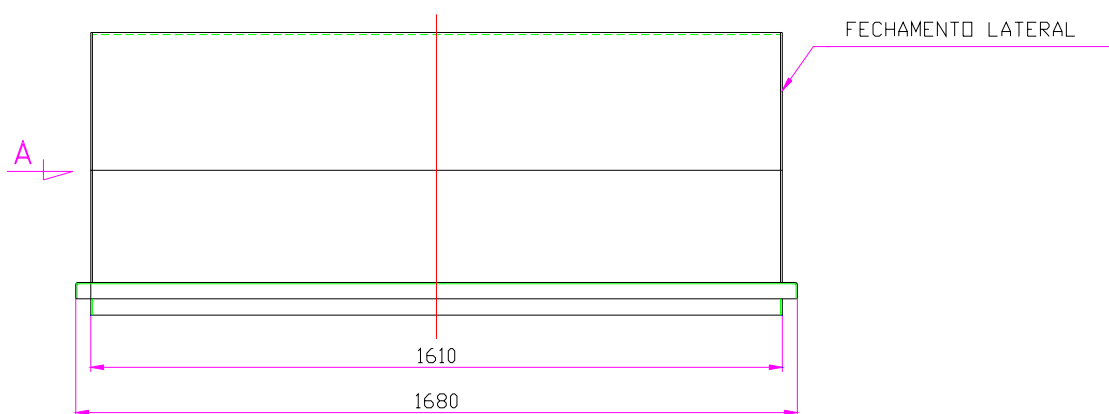
CORPO DA CAIXA  
PLANTA



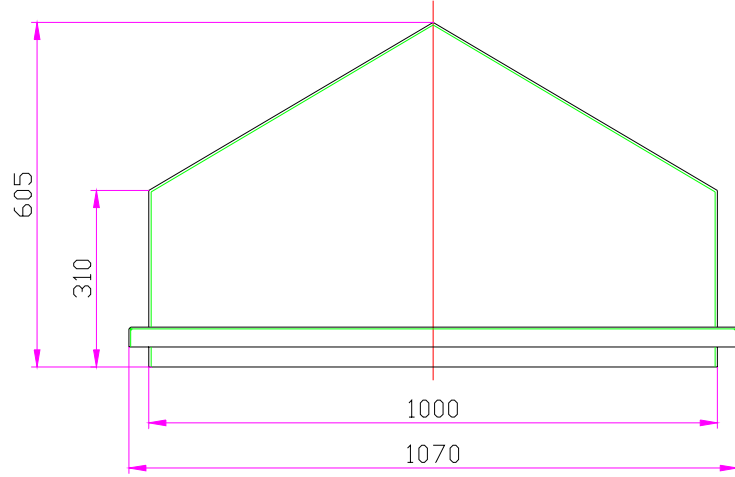
CORPO DA CAIXA  
LATERAL



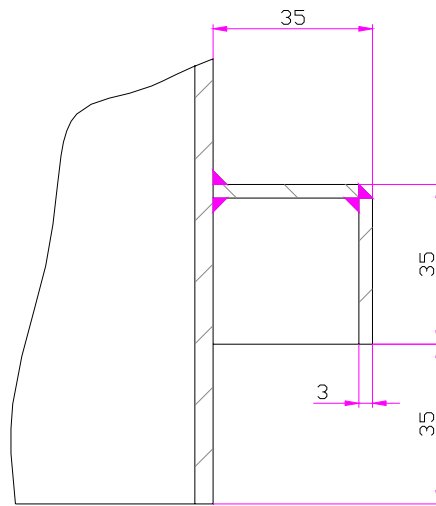
CORPO DA CAIXA  
DETALHE-A



TAMPA DA CAIXA  
ELEVACÃO



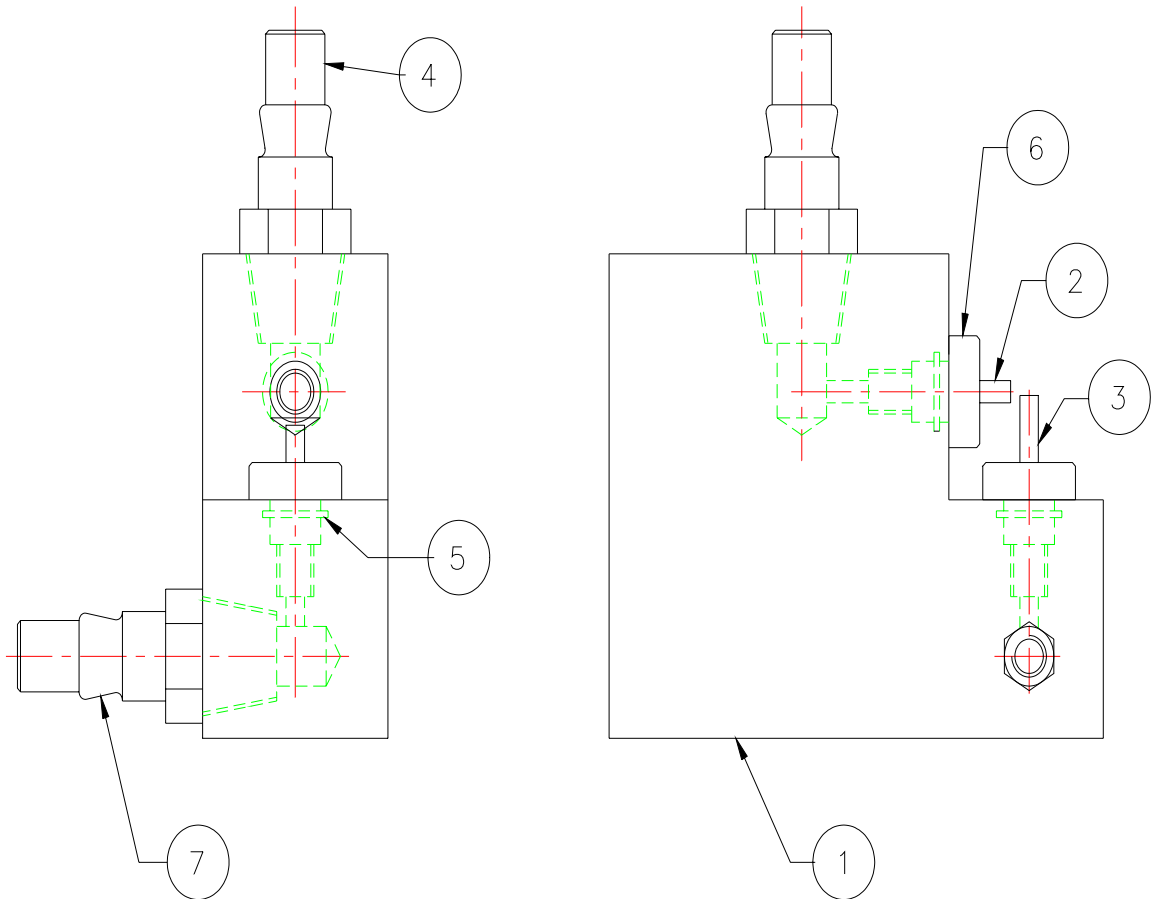
TAMPA DA CAIXA  
VISTA-A



TAMPA DA CAIXA  
DETALHE

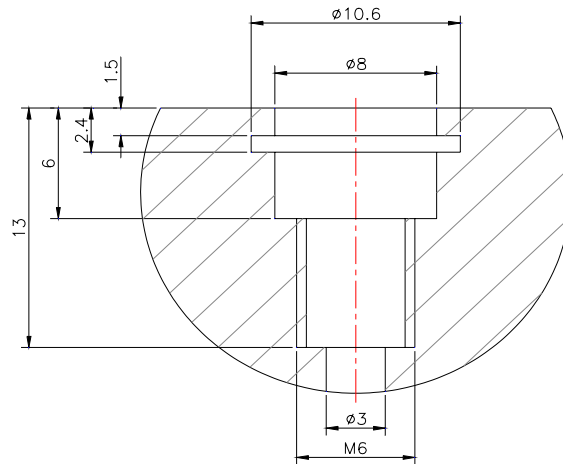
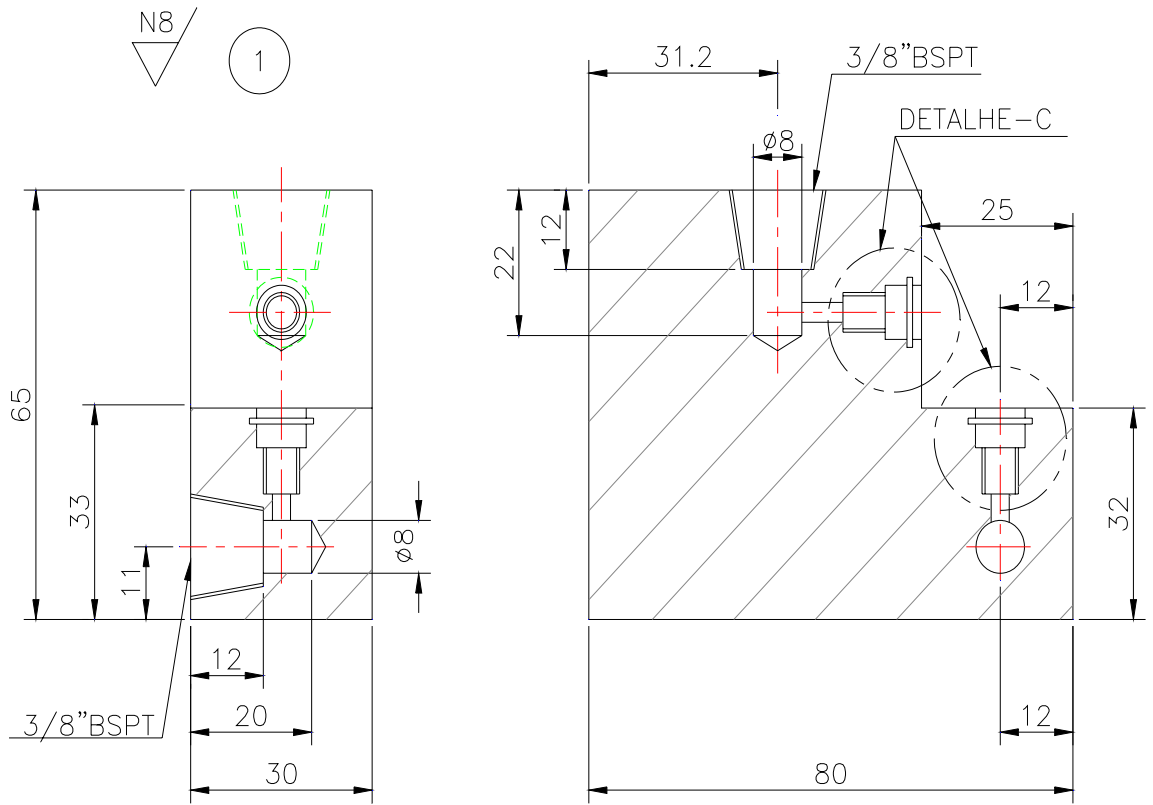


## APÊNDICE B – CONJUNTO DO ATOMIZADOR

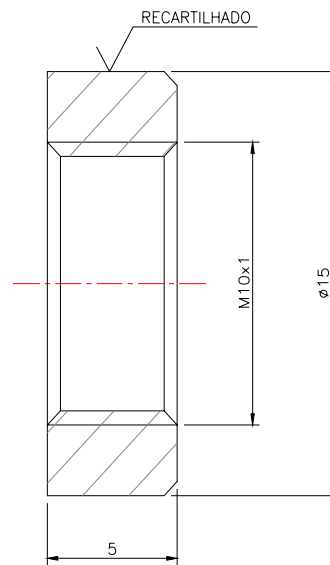


### CONJUNTO GERAL DO BICO PULVERIZADOR

Item	Denominação	Quantidade	Material
1	Corpo	1	Alumínio
2	Bico de Ar	1	Latão
3	Bico da Solução	1	Latão
4	Engate 3/8" (plug rosca macho)	1	Latão (Norgreen – 234110038)
5	Anel "O" D.I. 8 x 2	2	Silicone (Parker – 2-011)
6	Porca	2	Latão
7	Espigão macho 3/8"	1	Latão (Norgreen – 301170638)



BICO PULVERIZADOR  
DETALHE-C

**APÊNDICE C – PORCA DE LATÃO**

PORCA EM LATÃO  
QUANT. 02 PECAS



