

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA  
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

PAULO GUILHERME DA SILVA HOEPPNER

ASPECTOS TÉCNICOS DA RECEPÇÃO DE MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS PELO USUÁRIO FINAL

São Paulo  
2017

PAULO GUILHERME DA SILVA HOEPPNER

ASPECTOS TÉCNICOS DA RECEPÇÃO DE MÓDULOS  
FOTOVOLTAICOS PELO USUÁRIO FINAL

Monografia apresentada à Escola Politécnica da universidade de São Paulo para obtenção do título de especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência energética.

Área de Concentração:  
Energia Solar Fotovoltaica

Orientador:  
Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

São Paulo

2017

#### Catálogo-na-publicação

Hoeppner, Paulo Guilherme da Silva

Aspectos técnicos da recepção de módulos fotovoltaicos pelo usuário final. /  
P. Hoeppner -- São Paulo, 2017.

119 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1. Energia Solar I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE- Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico essa monografia a minha família, que com muito carinho e apoio estiveram em todos os momentos na minha vida. A minha namorada que sempre foi compreensível e encorajou para fazer o curso, às minhas irmãs pelos conselhos e troca de experiências e a meu pai e minha mãe que me deram educação e todo suporte para eu chegar até esse momento.

Compartilho com vocês mais essa etapa da minha vida que estou concluindo graças ao apoio de vocês!

Obrigado por tudo!

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço ao meu orientador professor Doutor Cláudio Pacheco Roberto de Freitas por ter me aceitado como seu orientado e ter apoiado com relação ao tema dessa monografia. Com seu conhecimento e experiência, me ajudou a desenvolver esse trabalho durante nossas reuniões.

As empresas Canadian Solar e EDF Energies Nouvelles que permitiram o uso das informações e me apoiaram nesse trabalho.

A todos os professores do curso Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência energética que compartilharam seus conhecimentos e experiências que contribuíram para minha ampliação do meu conhecimento em todas as energias alternativas.

Aos meus colegas de classe, que desde o início das aulas, mostraram ser uma turma unida, compartilhando experiências e ajudando uns aos outros.

Obrigado a todos vocês que ajudaram nesse momento tão importante da minha vida.

## RESUMO

Esta monografia teve por objetivo realçar, discutir os aspectos da recepção formal de módulos fotovoltaicos pelo usuário no sítio de instalação. Este estudo contempla a análise teórica dos procedimentos dos testes de eletroluminescência e itens referentes à inspeção visual de cada módulo fotovoltaico. O resultado destas observações será comentado no que diz respeito à inferência da variação do desempenho do sistema fotovoltaico ao longo do tempo devido a degradação dos módulos fotovoltaicos, riscos de pontos quentes (*hotspots*) contendo fissuras simples ou múltiplas (*single or multiple cracks*). Comentar-se-á também o impacto financeiro destes eventos na viabilidade do sistema fotovoltaico.

Esta monografia pretende realçar a atividade que precede a instalação de um sistema fotovoltaico quando todos os materiais já estão no sítio construtivo. Estas atividades de recepção e inspeção são mandatórias em usinas fotovoltaicas que pretendam ser construídas.

Para este tamanho de usinas fotovoltaicas o número de painéis fotovoltaicos é muito grande e para que se evitem gastos de retrabalho da instalação às inspeções e testes de campo são atividades que já possuem procedimentos estabelecidos.

Assim se pretende com esse estudo difundir entre os interessados em instalações de usinas fotovoltaicas os requisitos formais de recepção e inspeção.

Houve uma reflexão com relação à importância dos testes no momento do recebimento dos módulos em campo. Os impactos econômico-financeiros caso não ocorressem os testes e módulos danificados fossem instalados inadequadamente. Ocorreria perda na geração de energia, levando assim, futuras ações necessárias para corrigir e garantir a geração planejada, na qual, impactariam no funcionamento da usina fotovoltaica e resultaria no retorno financeiro inesperado.

**Palavras-chave:** Testes de eletroluminescência, inspeção visual, usinas fotovoltaicas, energia solar fotovoltaica, energia renovável.

## **ABSTRACT**

The purpose of this monograph is to discuss the aspects of formal reception of photovoltaic modules by the user at the installation site. This study contemplates the theoretical analysis of the procedures of the electroluminescence tests and items related to the visual inspection of each photovoltaic module. The result of these observations will be commented with respect to the inference of the variation of the performance of the photovoltaic system over time due to the degradation of the photovoltaic modules, hotspots with single or multiple cracks. The financial impact of these events on the viability of the photovoltaic system will also be discussed.

This monograph aims to highlight the activity that precedes the installation of a photovoltaic system when all the materials are already in the construction site. These reception and inspection activities are mandatory in photovoltaic plants that are intended to be built.

For this size of photovoltaic plants the number of photovoltaic panels is very large and to avoid reworking expenses of the installation field inspections and tests are activities that already have established procedures.

Thus, this study intends to disseminate the formal reception and inspection requirements among those interested in photovoltaic installations.

There was a reflection regarding the importance of the on-site tests at the time of receipt of the modules in the field. The economic and financial impacts if not occur tests and damaged modules were installed improperly. There would be loss of power generation, leading to future actions necessary to correct and guarantee the planned generation, in which, would impact the operation of the photovoltaic plant and would result in unexpected financial returns.

**Keywords:** Tests of electroluminescence, visual inspection, photovoltaic plants, photovoltaic solar energy, renewable energy.

## LISTAS DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Figura 2.1 - Vários materiais de detector de semicondutores e sua resposta espectral absoluta.....   | 21 |
| Figura 2.2 - Exemplo de subtração de quadros dada na Fig. 3a) - Fig. 3c), com imagens tiradas em condições de sala escura ideais apresentadas na Fig. 3d). As configurações da câmera foram re-otimizadas na Fig. 3e) para condições ótimas ideais.....  | 26 |
| Figura 2.3 - Excesso da densidade do portador minoritário $n_p(x)$ como função da distância $x$ da junção na junção p-n de uma célula solar (superior) e um diagrama de banda (inferior) indicando recombinação eletroluminescente. ....   | 35 |
| Figura 2.4 - Esquema para rotular a posição das células em um módulo visto do lado da luz de acordo com as coordenadas $(i, j)$ na orientação vertical (a) ou girado para a orientação horizontal (b), o qual deve ser indicado. A posição padrão, quando o módulo é móvel, deve ser a caixa de junção (ou se nenhuma caixa de junção, o conector positivo) na parte esquerda ou superior (geralmente na parte traseira do módulo). ....               | 41 |
| Figura 2.5 - Região de célula única de um módulo com $0,1 I_{sc}$ aplicado mostrando tipos de <i>crack</i> .....   | 42 |
| Figura 2.6 - Exemplo de histogramas de intensidade de eletroluminescência normalizados calculados a partir das imagens de eletroluminescência de módulos com vários níveis de <i>cracking</i> celular e degradação de potência resultante, indicada pela $P_{max}$ . A região de baixa eletricidade que existe abaixo da intensidade de limiar TH é mostrada incubada. Os dados foram obtidos com a tendência de polarização direta do $I_{sc}$ . .... | 43 |
| Figura 2.7 - Exemplo de quantificação de fissuras de células solares em módulos fotovoltaicos; (a), imagem de eletroluminescência produzida com $0,1 \cdot I_{sc}$ corrente de polarização direta e (b), imagem de regiões consideradas danificadas. As rachaduras do Modo B são mostradas como amarelas (fração de área $DM_B = 9.04\%$ ) e as rachaduras do modo C são mostradas como vermelhas (fração de área $DM_C = 1.85\%$ ).....               | 47 |
| Figura 2.8 - Codificação de amostragem .....   | 55 |
| Figura 2.9 - Plano de amostragem simples - Normal .....  | 56 |
| Figura 2.10 - Célula fotovoltaica normal sem defeitos.....   | 57 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 2.11 - Célula fotovoltaica com diferentes tipos de microfissura ( <i>micro crack</i> )               | 58  |
| Figura 2.12 - Célula fotovoltaica com área inativa causada pelas microfissuras ( <i>micro cracks</i> )..... | 58  |
| Figura 2.13 - Célula fotovoltaica com microfissura única ( <i>single micro cracks</i> ).....                | 59  |
| Figura 2.14 - Célula fotovoltaica com microfissuras múltiplas ( <i>multiple single cracks</i> )<br>.....    | 60  |
| Figura 3.1 - 18/12/2017 - Reprovado no teste visual.....  | 66  |
| Figura 3.2 - 11/01/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência. ....                                   | 67  |
| Figura 3.3 - 13/01/2017 - Reprovado no teste visual.....  | 68  |
| Figura 3.4 - 09/02/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência. ....                                   | 69  |
| Figura 3.5 - 09/02/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência .....                                   | 71  |
| Figura 3.6 - 16/03/2017 - Reprovado no teste visual.....  | 72  |
| Figura 3.7 - 27/03/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência .....                                   | 73  |
| Figura 3.8 - 27/03/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência .....                                   | 74  |
| Figura 3.9 - 27/04/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência .....                                   | 75  |
| Figura 3.10 - 05/05/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência .....                                  | 76  |
| Figura 3.11 - 29/05/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência .....                                  | 77  |
| Figura 3.12 - 29/05/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência. ....                                  | 78  |
| Figura 3.13 - 06/06/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência. ....                                  | 79  |
| Figura 3.14 - 06/06/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência. ....                                  | 80  |
| Figura 3.15 - Irradiação Solar Diária Média Mensal .....  | 81  |
| Figura 3.16 - Gráfico Irradiação Solar no Plano Inclinado .....   | 82  |
| Figura 3.17 - Dados Climatológicos para Pirapora.....   | 82  |
| Figura 3.18 – Gráfico do YF x FDI.....  | 86  |
| Figura 3.19 - Faixa de Utilização do Inversor.....  | 88  |
| Figura 3.20 - Valor Presente dos Fluxos de Caixa descontados X Ano (Cenário 1) .                            | 95  |
| Figura 3.21 - Valor Presente dos Fluxos de Caixa descontados X Ano (Cenário 2) .                            | 97  |
| Figura 3.22 - <i>Payback</i> Descontado (Cenário 1) .....   | 98  |
| Figura 3.23 - <i>Payback</i> Descontado (Cenário 2) .....   | 100 |

## LISTA DE TABELAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 2.1: Detectores e seus comprimentos de onda aplicáveis.....   | 21  |
| Tabela 2.2: Resoluções da câmera e resolução máxima ao imaginar o campo de visão de 1,6 m.....   | 22  |
| Tabela 2.3 - Descrições de observáveis, características e causas conhecidas, juntamente com imagens de eletroluminescência para módulos de Si cristalinos .... | 48  |
| Tabela 3.1: Cronograma de Entrega .....  | 63  |
| Tabela 3.2: Recebimento dos módulo – Planejado x Realizado .....   | 63  |
| Tabela 3.3: <i>Payback</i> Simples (Cenário 1) .....   | 92  |
| Tabela 3.4: <i>Payback</i> Simples (Cenário 2) .....   | 93  |
| Tabela 3.5: Análise do Valor Presente Líquido (VPL) (Cenário 1) .....  | 94  |
| Tabela 3.6: Análise do Valor Presente Líquido (VPL) (Cenário 2) .....  | 96  |
| Tabela 3.7: <i>Payback</i> Descontado (Cenário 1).....   | 97  |
| Tabela 3.8: <i>Payback</i> Descontado (Cenário 2).....   | 99  |
| Tabela 3.9: Taxa interna de retorno para o Projeto (Cenário 1) .....   | 101 |
| Tabela 3.10: Taxa interna de retorno para o Projeto (Cenário 2) .....  | 102 |
| Tabela 3.11: Comparativo entre Geração X Perdas na Geração .....   | 103 |

## SUMÁRIO

|   |    |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO.....  | 13 |
| 1.1 Objetivo .....  | 13 |
| 1.2 Justificativa.....  | 13 |
| 1.3 Metodologia.....  | 14 |
| 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....  | 15 |
| 2.1 Procedimentos de Controle de Qualidade.....   | 15 |
| 2.1.1 Inspeção Visual .....   | 15 |
| 2.1.2 Teste de Eletroluminescência .....  | 19 |
| 2.1.2.1 Aparelho .....  | 20 |
| 2.1.2.2 Procedimento .....  | 27 |
| 2.1.2.3 Correção e Análises de Imagem .....   | 32 |
| 2.1.2.4 Avaliação de Imagens de Eletroluminescência .....   | 34 |
| 2.1.2.5 Relatórios .....  | 39 |
| 2.1.2.6 Quantificando fissuras de células solares em módulos fotovoltaicos .....                        | 41 |
| 2.1.2.7 Interpretação qualitativa de imagens de eletroluminescência, módulos cristalinos de Si PV ..... | 48 |
| 2.2 Recepção de Módulos Fotovoltaicos pelo Usuário.....   | 53 |
| 2.2.1 Introdução .....  | 53 |
| 2.2.2 Procedimentos de Teste no Local .....   | 53 |
| 3. ESTUDO REALIZADO.....  | 61 |
| 3.1 Introdução .....  | 61 |
| 3.2 Instalação .....  | 61 |
| 3.2.1 Módulos Fotovoltaicos.....  | 61 |
| 3.2.2 Forma de Fixação .....  | 62 |
| 3.2.3 Combiner Box.....   | 62 |
| 3.2.4 Inversores.....   | 63 |

|   |     |
|---|-----|
| 3.3 Cronograma de Entrega .....                                     | 63  |
| 3.4 Resultados dos Testes de Recebimentos .....                     | 64  |
| 3.5 Cálculos de Geração de Energia .....                            | 81  |
| 3.6 Simulação de Perda de Geração .....                             | 88  |
| 3.7 Análise de viabilidade econômico-financeiro.....                | 91  |
| 3.7.1 Análise do <i>Payback</i> Simples do Projeto .....            | 92  |
| 3.7.2 Análise do Valor Presente Líquido (VPL) do Projeto .....      | 94  |
| 3.7.3 Análise do <i>Payback</i> Descontado do Projeto.....          | 97  |
| 3.7.4 Análise da Taxa Interna de Retorno (TIR) para o Projeto ..... | 100 |
| 3.7.5 Comparativo entre Geração X Perdas na Geração .....           | 102 |
| 4. CONCLUSÃO .....  | 104 |
| 5. BIBLIOGRAFIA.....  | 107 |
| 6. ANEXO .....  | 109 |
| 6.1 Especificações técnicas do módulo fotovoltaico.....             | 109 |
| 6.2 Especificações técnicas do inversor.....                        | 111 |
| 7. APÊNDICE .....   | 115 |
| 7.1 Recebimento dos módulos Fotovoltaicos.....                      | 115 |

## **1. INTRODUÇÃO**

### **1.1 Objetivo**

Esta monografia teve por objetivo realçar, discutir os aspectos da recepção formal de módulos fotovoltaicos pelo usuário no local de instalação. Este estudo contempla a análise teórica dos procedimentos dos testes de eletroluminescência e itens referentes à inspeção visual de cada módulo fotovoltaico. O resultado destas observações foi comentado no que diz respeito à inferência da variação do desempenho do sistema fotovoltaico ao longo do tempo devido a degradação dos módulos fotovoltaicos, riscos de pontos quentes (*hotspots*) contendo fissuras simples ou múltiplas (*single or multiple cracks*). Comentou-se também o impacto financeiro destes eventos na viabilidade do sistema fotovoltaico.

### **1.2 Justificativa**

Os testes de qualidade são realizados em campo para verificação de possíveis danos ocasionados pelo transporte. Assunto recente no Brasil aplicado em Usinas Solares Fotovoltaicas para maior qualidade, confiabilidade e durabilidade do sistema.

Testes realizados com critérios de qualidade aplicados com base em estudos e pesquisas vêm sendo realizados por clientes que visam maior durabilidade do sistema fotovoltaico tendo o maior retorno do investimento. Para isso, foram elaborados planos de ações e estratégias de maneira a se obter produtos com a máxima qualidade de maneira a impedir inclusive: danos por manobras incorretas, tanto no transporte quanto na movimentação de campo. Os resultados negativos porventura encontrados nestes testes ocasionariam maiores custos ao empreendimento devido ao impacto no cronograma de instalação.

### 1.3 Metodologia

- a) Uma rápida introdução sobre a usina solar fotovoltaica estudada;
- b) Descritivo sobre a instalação com relação a equipamentos e ligações;
- c) Cronograma de entrega dos módulos fotovoltaicos planejados e realizados;
- d) Resultados dos testes de recebimentos dos módulos fotovoltaicos ao longo do projeto;
- e) Simulação de cálculos de geração de energia de usinas solares fotovoltaicas;
- f) Simulação de perda de geração devido aos módulos fotovoltaicos danificados.
- g) Impacto econômico-financeiro do projeto, devido à instalação da usina solar com os módulos fotovoltaicos danificados.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Procedimentos de Controle de Qualidade

Os procedimentos de qualidade recepção de módulos fotovoltaicos pelo usuário consistem nos testes dos módulos fotovoltaicos realizados em campo. Os testes consistem em duas etapas:

- Inspeção Visual;
- Teste de Eletroluminescência.

#### 2.1.1 Inspeção Visual

De acordo com os procedimentos dos grandes fabricantes de módulos fotovoltaicos, segue os procedimentos de inspeção visual.

Esta especificação define os métodos de inspeção do módulo, nível de qualidade aceitável, nível de amostragem e escopo aceitável.

Procedimentos baseados na norma NBR 5426 - Planos de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos.

#### Definição

Na inspeção visual, procura-se detectar dos defeitos que estão classificados em 3 grupos:

- **Defeito crítico (*Critical defect*):** um defeito que afeta a confiabilidade do módulo, por exemplo, fuga de corrente elétrica, risco para a saúde por choque elétrico, e outros que possivelmente causariam questionamento do cliente.

- **Defeito grave (*Major defect*):** um defeito que não constitui um defeito crítico, mas é provável que resulte em falha funcional, reduzindo a usabilidade do

produto ou defeitos de aparência óbvia que afetariam a capacidade de venda do produto.

- **Defeito tolerável (*Minor defect*)**: um defeito que não reduz a usabilidade do produto, mas impacta negativamente a imagem do produto.

### **Defeito crítico**

Os defeitos críticos usualmente são classificados conforme a seguinte sequência:

- 1) Fissura ou furos;
- 2) Delaminação em qualquer componente;
- 3) A célula está em contato com outras células;
- 4) A célula está em contato com o quadro (*frame*);
- 5) Contato superior da célula (*Busbar*) em contato com o quadro (*frame*);
- 6) Encosto posterior do módulo (*backsheet*) quebrado, ou bolhas;
- 7) Conector danificado ou caixa de junção.

### **Defeito grave**

Recebe a denominação de “defeito grave” qualquer fato observado em desacordo com as especificações seguintes:

- 1) Lasca de células e ou canto rachado: cada área  $\leq 3\text{mm} \times 1\text{mm}$  ou  $\leq 10\text{mm} \times 0.8\text{mm}$ ;

Quantidade em uma célula no máximo 1; quantidade em um módulo no máximo 2;

- 2) Área de camada lascada de cada célula  $\leq 4\text{mm}^2$  e no máximo em duas células com esse defeito em um módulo;
- 3) Sem solda solta entre conexões entre células (*ribbon*) e linhas de rede;

4) Desalinhamento da *ribbon* 4BB (4 *busbars*): Desalinhamento de *ribbon* largura  $\leq 0.5\text{mm}$ , Comprimento  $\leq 20\text{mm}$ , não mais do que 2 posições no mesmo módulo;

Desalinhamento de *ribbon* largura  $\leq 0.3\text{mm}$ , desalinhamento para todo o *ribbon* é permitido sem nenhum limite de quantidade; 5BB (5 *busbars*): Desalinhamento de *ribbon* largura  $\leq 0.4\text{mm}$ , Comprimento  $\leq 20\text{mm}$ , não mais do que 2 posições no mesmo módulo; desalinhamento da *ribbon* largura  $\leq 0.2\text{mm}$ , desalinhamento para todo o *ribbon* é permitido se nenhum limite de qualidade;

5) Distância entre células:  $\geq 1\text{mm}$ ;

6) A distância entre células ou *ribbon*, células e células, células e *busbars*, *busbars* e *busbars* não deve ser inferior a 1mm. A distância entre as células para o *busbar* e o *frame* não deve ser inferior a 2 mm;

7) Bolha: na célula, com área  $\leq 1\text{mm}^2$ , quantidade no máximo 2, não podendo estar na mesma célula; bolhas causadas por materiais estranhos não são permitidas; fora das células: área  $\leq 2\text{mm}^2$ , quantidade no máximo 5, com no máximo duas bolhas com uma área total inferior a  $9\text{mm}^2$ , que não estejam em contato nem próximas; bolhas não podem interligar *frame* e célula;

8) EVA côncavo: não permitido nas células; fora das células, área  $\leq 9\text{mm}^2$  e no máximo duas;

9) *Backsheet*: riscos leves não óbvios a uma distância de 1 metro são permitidos; a profundidade de dentes ou altura de inchaço no *Backsheet* deve ser  $\leq 0.5\text{mm}$ , diâmetro ou comprimento das deformações  $\leq 15\text{mm}$ , quantidade máxima 5; riscos e bolhas não permitidos;

10) Verificar na caixa de junção: se os parafusos estão apertados, se os conectores estão soltos ou danificados; verificar se a etiqueta esta clara e correta; Se a tampa superior esta fixada com firmeza e sem rachadura na base e sem ruptura ou rachadura no ponto de fixação, nenhuma falha de adesão entre silicone e caixa de junção (*J-box*);

11) Caixa de junção (*J-box*): o gel de silicone deve cobrir diodos, terminais, centrais de cabo, condutores e todos os outros componentes metálicos.

## **Defeito tolerável**

Recebe a denominação de “defeito tolerável” qualquer fato observado em desacordo com as especificações seguintes:

- 1) Risco na célula: riscos leves são permitidos, que não possam ser detectados facilmente a uma distância de 1 metro;
- 2) Linha de rede quebrada: sobre uma célula, o número de linhas de rede quebradas  $\leq 4$ , o comprimento de cada uma  $\leq 5\text{mm}$  e o comprimento total  $< 20\text{mm}$ ; em não mais de 2 células por módulo;
- 3) Deslocamento horizontal e vertical da célula inferior a 2mm;
- 4) Corpo estranho: a área de cada material estranho deve ser  $\leq 2\text{mm}^2$  nas células, e  $\leq 3\text{mm}^2$  fora das células; O número em um módulo  $\leq 2$ ; O material estranho não pode causar curto-circuito interno; inseto ou cabelo não são permitidos;
- 5) Largura de sobra de solda  $\leq 0,5\text{mm}$  e comprimento  $\leq 10\text{mm}$ , e não causar curto-circuito; não mais do que 2 células em um módulo;
- 6) Nenhuma diferença óbvia de cores de células ou módulos à distância de dois metros a olho nu;
- 7) Arranhões no vidro:  $L \leq 0,2\text{mm}$ ,  $C \leq 30\text{ mm}$ , quantidade  $\leq 2$  e  $0.2\text{mm} < L \leq 0.5\text{mm}$ ,  $C \leq 30\text{mm}$ , quantidade  $\leq 1$ ;
- 8) Bolhas em vidro: bolhas redondas, diâmetro  $\varnothing \leq 1\text{mm}$ , permitido;  $1\text{mm} < \varnothing \leq 2\text{mm}$ , quantidade  $\leq 2$ . Bolhas alongadas:  $L \leq 0,5\text{mm}$ ,  $C \leq 1.5\text{mm}$ , permitido;  $L \leq 0,5\text{mm}$ ,  $1,5\text{ mm} < C \leq 5\text{mm}$ , quantidade  $\leq 2$ ;  $0,5\text{ mm} < L \leq 1\text{mm}$ ,  $C \leq 1.5\text{mm}$ ,  $N \leq 2$ ;  $0,5\text{mm} < L \leq 1\text{mm}$ ,  $1.5\text{mm} < C \leq 5\text{mm}$ ,  $N \leq 1$ ; As bolhas abertas não são permitidas;
- 9) O tratamento de superfície da moldura de alumínio deve ser suave, sem diferença de cor em um módulo, nenhuma rebarba óbvia nos quatro cantos da moldura de alumínio; sem inclusão de escória óbvia na superfície, o diâmetro do ponto saliente deve ser  $\leq 3\text{mm}$ ; Sem defeitos de aparência óbvia a uma distância de 2 metros a olho nú;

10) Folga e ressalto entre molduras  $\leq 0.5\text{mm}$ ; parafusos devem ser apertados e sem nenhuma rebarba, nenhum resíduo de película na superfície do módulo (especialmente no furo roscado); parafuso mais alto ou mais baixo  $\leq 0.5\text{mm}$ ; degrau ou deslocamento, ressalto  $\leq 0.5\text{mm}$ ; a largura da seção lixada na junção das bordas da moldura  $\leq 1.0\text{mm}$ ; os espaços entre a moldura e o vidro devem ser selados com silicone, e a diferença (se existir) de profundidade deve ser  $\leq 7\text{mm}$ ; instalação de furo na moldura, furo de conexão ao solo: distância se cumprir esta exigência. A falta de parafusos e furos de instalação não são permitidos;

11) O gel de silicone deve transbordar ao longo da interface da moldura (*frame*) e do encosto posterior do módulo (*backsheet*), e o gel de silicone deve ser suave e completo e sem bolhas;

12) Verificar a montagem da caixa de junção: ela deve ser paralela ao encosto posterior do módulo ou da moldura. Desvio máximo  $\pm 3\text{ mm}$ ;

13) Verificar a etiqueta: a etiqueta deve estar no lugar certo sem deflexão. Sem bolhas, rugas ou arranhões. Os parâmetros escritos de desempenho elétrico devem estar de acordo com as características do painel.

### **2.1.2 Teste de Eletroluminescência**

A eletroluminescência é a emissão de luz resultante da corrente elétrica aplicada a um material. Se uma corrente é passada para trás através de módulos solares, eles exibem uma fraca emissão de luz na faixa infravermelha do espectro eletromagnético. As células solares luminosas podem então ser fotografadas com uma câmera especialmente adaptada para esse fim. Fotografando os módulos solares com a câmera especialmente convertida, pode-se diagnosticar muitas falhas típicas nos módulos solares.

Ele é descrito na norma IEC TS 60904-13 ED1 *Photovoltaic devices - Part 13: Electroluminescence of photovoltaic Modules* da qual os principais pontos são descritos do item 2.1.2.1 até o item 2.1.2.5.

Esta Especificação Técnica Internacional especifica métodos para capturar imagens de eletroluminescência de módulos fotovoltaicos, processar imagens para obter métricas sobre as imagens tiradas em termos quantitativos e fornecer orientação para interpretar qualitativamente as imagens para recursos na imagem que são observados. Este procedimento é aplicável para módulos fotovoltaicos medidos em ambientes fechados com uma fonte de alimentação que coloca as células nos módulos em polarização direta.

A obtenção da imagem se dá com os seguintes passos:

### **2.1.2.1 Aparelho**

#### **- Câmera de imagem de eletroluminescência**

##### **- Detector de câmera**

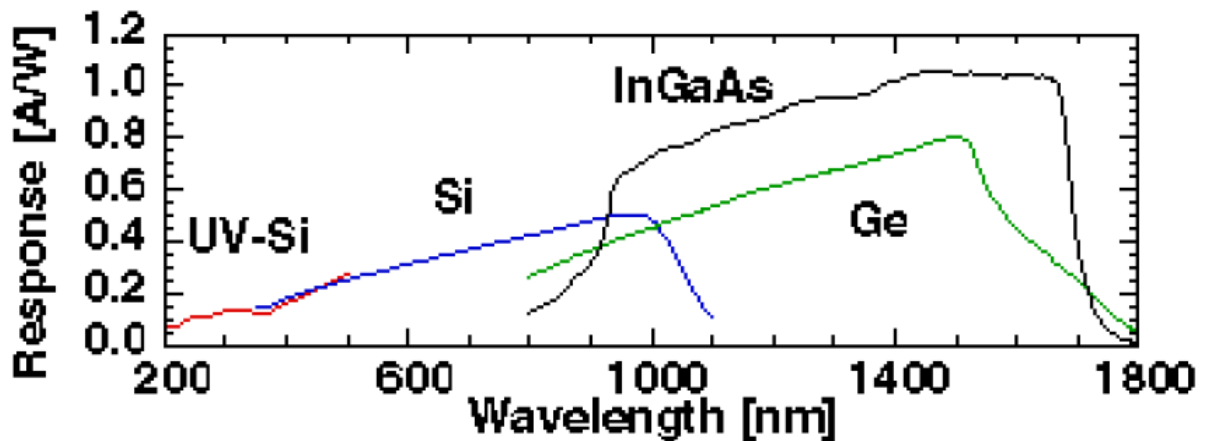
Os detectores são tipicamente dispositivos acoplados a carga ou semicondutores complementares de óxido metálico. Eles podem ser resfriados, geralmente com resfriamento termelétrico, para obter uma melhor relação sinal / ruído por meio de uma corrente escura do dispositivo redutor originada de cargas geradas termicamente. Os detectores para esta aplicação são monocromáticos.

Os materiais absorventes de luz semicondutores no detector devem ser sensíveis à emissão de eletroluminescência do dispositivo em teste. Os exemplos de materiais absorventes de luz semicondutores e seus comprimentos de onda de detecção úteis para a caracterização do módulo fotovoltaico são apresentados na tabela 2.1. A resposta espectral para alguns detectores semicondutores é dada na figura. 2.1. O espectro de emissão típico para Si e ZnO / CdS / Cu (In, Ga). As células solares de heteroestrutura Se<sub>2</sub> (CIGS). A força do sinal obtida durante as medições de eletroluminescência será proporcional ao produto da resposta espectral e da emissão. Para um determinado sinal de eletroluminescência de uma amostra, uma maior resposta espectral ao comprimento de onda de interesse normalmente permitirá um menor tempo de exposição.

Tabela 2.1: Detectores e seus comprimentos de onda aplicáveis

| Detector | Comprimentos de onda sensíveis ( $\mu\text{m}$ ) |
|----------|--|
| Ge       | 0,8-1,7  |
| InGaAs   | 0,7-2,6  |
| Si       | 0,3-1,1  |
| InAs     | 1,0-3,8  |

Figura 2.1 - Vários materiais de detector de semicondutores e sua resposta espectral absoluta



Os parâmetros relevantes na escolha de detectores incluem o número de pixels, o ruído, a eficiência quântica no comprimento de onda de interesse e o alcance dinâmico. Os detectores de silício oferecem a maior resolução. Esta especificação técnica contém disposições para várias resoluções de imagem. As resoluções de imagem disponíveis para um exemplo de largura do módulo de 1,6 m usando detectores de câmera com várias contagens de pixels em uma das dimensões ortogonais lineares (horizontais ou verticais) são dadas na tabela 2.2. Para obter a máxima resolução de imagem e nível de iluminação, o eixo óptico da câmera deve ser colocado perpendicularmente e o mais próximo possível do módulo face à imagem da célula solar ou área do módulo.

As imagens capturadas na resolução mais alta podem exigir um tempo e tempo de exposição mais longo para transferir da câmera e processar. Podem existir recursos para armazenagem para combinar pixels para resolução mais baixa e tempos de processamento de imagem mais curtos. Pode existir um recurso de ganho para amplificar o sinal da imagem de eletroluminescência.

Esta especificação técnica contém provisões para várias resoluções de imagem.

Tabela 2.2: Resoluções da câmera e resolução máxima ao imaginar o campo de visão de 1,6 m

| Resolução da câmera (pixels) | Resolução de campo de visão de 1,6 m de largura (mm) |
|------------------------------|--|
| 6576                         | 0,24   |
| 4096                         | 0,39   |
| 3326                         | 0,48   |
| 2048                         | 0,78   |
| 1600                         | 1,0  |
| 640                          | 2,5  |

### - Lente

As lentes devem estar livres de filtros de absorção ou revestimentos que removam o infravermelho perto do espaço de banda do material semicondutor a ser examinado. O vidro óptico geralmente é adequado, no entanto, as lentes Ge podem ser necessárias para medir eletroluminescência a partir dos materiais de faixa muito baixa (menos de 0,6 eV). As lentes variam de teleobjetiva a grande angular na distância focal. A escolha dependerá da aplicação específica e considerações geométricas ao capturar a imagem. As lentes de grande angular que têm comprimentos focais curtos usados em conjunto com as câmeras de resolução mais alta requerem menos imagens, o que torna a imagem mais rápida. A câmera pode ser colocada muito mais perto do objeto, o que é útil quando o espaço é uma limitação. Algumas óticas de grande angular, no entanto, causam uma distorção indesejável nas imagens que podem ser corrigidas por pós-processamento. As

lentes com distâncias focais mais longas geralmente têm menos distorção e, portanto, podem ser mais exatamente imagens de um módulo retangular para que o módulo pareça retangular na imagem e, portanto, pode ser favorável no laboratório ou no estúdio de imagem, onde as posições ótimas e as posições da câmera podem ser configuradas.

As lentes podem incluir componentes que corrigem a diferença entre os comprimentos de onda visíveis e infravermelhos, o que pode auxiliar na focagem. As lentes normalmente possuem abertura ajustável com o tamanho geralmente referido por um número  $f$ . Ignorando as diferenças na eficiência da transmissão da luz, uma lente ajustada para um número  $f$  maior tem menos área de coleta de luz e projeta imagens mais escuras para o sensor de imagem. A profundidade de campo aumenta com o número  $f$ , a nitidez da imagem está relacionada ao número  $f$  através de dois efeitos ópticos diferentes, aberração, devido ao projeto da lente e difração, devido à natureza da onda de luz. Queda de iluminação também é sensível ao número  $f$ . Muitas lentes de grande angular mostrarão uma redução do brilho ou saturação da imagem na periferia, em comparação com o centro da imagem, significativo nas bordas para o número  $f$  menor.

#### **- Filtros**

Os filtros na lente da câmera podem ser usados para ajudar a cortar a luz de comprimentos de onda externos de serem detectados. Podem ser utilizados filtros de passagem longa de 850 nm a 950 nm na eletroluminescência de borda da faixa de silício.

#### **- Estúdio de imagem de sala escura**

Imagens de alta qualidade são favorecidas em ambientes escurecidos. Precauções devem ser tomadas para eliminar a luz dispersa que entra no estúdio de imagem, como, por exemplo, com o uso de paredes rígidas, cortinas, defletores e vedação de quaisquer lacunas com material de natureza absorvente de luz (preto). Se um filtro é usado na câmera, então a iluminação LED pode ser usada, pois emite luz somente no espectro que é cortado pelo filtro.

A montagem fixa da câmera e um suporte para o(s) módulo(s) são usados para que a câmera e as posições do módulo estejam estáveis.

#### **- Fonte de alimentação**

É necessária uma fonte de energia elétrica CC capaz de aplicar o  $I_{SC}$  do módulo ou uma série de módulos de interesse. A fonte de alimentação deve poder fornecer tensão suficiente para alcançar o  $I_{SC}$ . Dependendo da tecnologia do módulo, a tensão necessária pode ser aproximadamente igual à  $V_{OC}$  de circuito aberto do módulo, mas pode ser significativamente maior especialmente para módulos fotovoltaicos baseados em tecnologia de filme fino. O cabeamento dos cabos do módulo deve ser de calibre suficiente para manter menos de 2% de queda de tensão sobre os cabos, ou, alternativamente, uma configuração de quatro fios deve ser usada para fornecer a corrente e medir a tensão nos conectores do(s) módulo(s) em teste.

#### **- Controle por computador durante a captura de imagem**

O controle por computador da fonte de alimentação e da câmera para que as correntes pré-programadas possam ser rapidamente alcançadas e coordenadas com a captura de imagem são equipamentos opcionais que proporcionam velocidade e melhoram a precisão da imagem de eletroluminescência do módulo.

#### **- Processamento de imagem e software de exibição**

##### **- Atribuição de cores de imagem**

A imagem é transferida eletronicamente da câmera para um computador para exibição e pós-processamento de imagem. O software de computador deve carregar arquivos de imagem de eletroluminescência, atribuir cores ou uma escala de cinza a cada nível de sinal medido dentro do módulo fotovoltaico e quaisquer regiões de interesse. No caso de uma imagem colorida, deve ser fornecida uma legenda para indicar o significado das cores ou dos níveis. O sinal de eletroluminescência mais







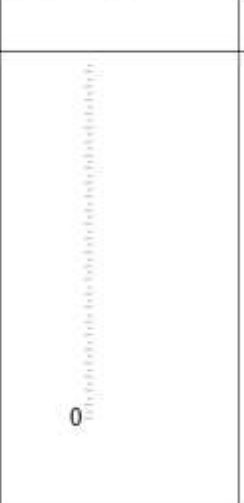



baixo deve ser representado por preto e o sinal de eletroluminescência mais alto na imagem deve ser representado por branco. As cores na escala entre esses extremos não estão aqui definidas, mas não deve haver possibilidade de má interpretação por reutilização de cores para representar múltiplos níveis de sinal.

#### **- Capacidades de software**

O software deve produzir histogramas com nível de sinal de eletroluminescência para interpretar quantitativamente as imagens para recursos que são observados. Recursos de software básicos que podem ser úteis, dependendo da natureza da imagem original, para pós-processamento de imagens ao aplicar esta especificação técnica incluem:

- Ajuste de alcance de nível;
- Recortar a imagem para a região de interesse,
- Determinação da força do sinal de eletroluminescência em qualquer ponto da imagem.
- Subtração de quadro: subtração uniforme do sinal de ruído, incluindo a luz dispersa, como subtraindo o sinal quando o módulo não está ligado. Um exemplo de resultados desse procedimento é dado e explicado na Figura 3a) - 3e). Isto pode ser realizado com software de processamento de imagem ou no software de processamento de sinal, como por exemplo, com impulsos de corrente de polarização direta aplicados ciclicamente com uma fonte de alimentação controlável.

Figura 2.2 - Exemplo de subtração de quadros dada na Fig. 3a) - Fig. 3c), com imagens tiradas em condições de sala escura ideais apresentadas na Fig. 3d). As configurações da câmera foram re-otimizadas na Fig. 3e) para condições ótimas ideais.

|  |  |  |   |  |
|--|--|--|---|--|
|   |   |   |       |   |
|  |  |  |      |  |
| a) Imagem do módulo alimentado com luz dispersa                                    | b) Imagem do módulo não alimentado com luz dispersa                                | c) Subtração pixel-por-pixel das figuras 3a) - 3b)                                 | d) Imagem do módulo em sala escura ideal nas mesmas configurações de câmera que a) e b) | e) Imagem em condições ótimas ideais com configurações de câmera re-otimizadas       |

Sob a luz espalhadas, as áreas onde os pixels podem ficar saturados devem ser descartadas. Na figura 3a), os pixels são expostos a um máximo de

aproximadamente 80% da escala completa para manter a qualidade da imagem. O nível de ruído é, no entanto maior no caso da imagem com luz dispersa. A qualidade da imagem para a subtração de fins de luz dispersa é significativamente melhorada com as câmeras com maior alcance dinâmico.

#### **- Equipamentos de segurança e manuseio**

A imagem de eletroluminescência dos módulos fotovoltaicos geralmente não corre o risco de expõem à fiação elétrica a riscos, porém quaisquer protocolos de segurança elétrica devem ser tomados de acordo com as circunstâncias específicas. Todos os conectores e cabos usados devem ser adequadamente isolados para a tensão e as corrente aplicadas.

Manuseio dos módulos solares e dos laminados deve ser feitos com cuidado para não deslocarem para a imagem. Examine as bordas afiadas e rebarbas na estrutura metálica. Use luvas resistentes ao corte (Kevlar ou similares) ao manusear laminados para evitar cortes na pele. Os módulos solares laminados podem ser pesados. Certifique-se de que os módulos estão bem protegidos quando ajustados para obtenção de imagens.

#### **2.1.2.2 Procedimento**

##### **- Configurações e posicionamento da câmera**

###### **- Calibração**

A câmera deve estar em calibração de acordo com os procedimentos especificados pelo fabricante. A hora e a data devem ser inseridas corretamente na câmera ou no computador de gravação de imagens se a funcionalidade existir para que as imagens possam ser posteriormente relacionadas com a hora e a data capturadas.

### **- Ângulo do plano normal do módulo**

O ângulo de visão em relação à superfície é de preferência normal em relação à superfície do módulo a ser fotografado. O lado frontal principal do módulo é o projetado. No entanto, pode ser vantajosa para a imagem de módulos bifaciais a inclusão do lado oposto.

### **- Resolução**

Considerando que as resoluções teóricas máximas são apresentadas na Tabela 2.2, três resoluções para a intercomparação de imagens de eletroluminescência são definidas para aplicação na prática da seguinte forma:

A) Menor ou igual a 0,2 mm

B) Menor ou igual a 2,0 mm

C) Menor ou igual a 5,0 mm

Para qualificar uma imagem para uma categoria de resolução mais alta, as características dessa dimensão ou menor devem ser distinguíveis na imagem de eletroluminescência produzida do módulo. A resolução pode ser limitada pelo comprimento de difusão do material semicondutor nas células do módulo em teste.

As comparações para a qualidade dos módulos devem ser feitas entre imagens de categoria de resolução semelhante.

### **- Configurações da câmera**

#### **- Geral**

Para as medições de rotina, a intensidade da imagem para a câmera em cada nível de corrente de polarização direta pode ser otimizada ajustando o tempo total de exposição, a abertura (número F) ou o ajuste de ganho após uma pesquisa de módulos do tipo a ser examinado. Se mudanças precisarem ser feitas para alcançar a intensidade da imagem desejada, o tempo de exposição deve ser ajustado e a alteração registrada.

### **- Configurações recomendadas da câmera (foco, ganho número f)**

Um primeiro foco grosseiro pode ser realizado observando o regime de luz visível, mas o foco fino deve ser otimizado para o comprimento de onda do sinal de eletroluminescência a ser fotografado. Isso pode ser simplificado usando lentes corrigidas por IR. Neste caso, a configuração de foco é a mesma para imagens de eletroluminescência e visíveis.

Outras configurações recomendadas são as seguintes:

O ajuste de ganho deve ser configurado para obter a resolução de profundidade de pixel ideal do alvo.

O número F não deve ser alterado entre as imagens a serem comparadas. Se um número f ajustável estiver disponível, escolha o número f mais baixo por padrão quando imagens que estão centradas na frente da câmera e o eixo óptico passam pelo centro do módulo. Um número f diferente pode ser selecionado e corrigido se for considerado produzir resultados otimizados, de modo a aumentar a profundidade de campo para a imagem com uma visão oblíqua do rosto do módulo.

### **- Intensidade da imagem**

A imagem otimizada terá as áreas que não produzem luminescência em torno do perímetro do módulo em 5% ou menos. As áreas de luminescência máxima, de preferência, produzirão 75% a 85% da escala total a 99,5 percentuais na análise de distribuição cumulativa da imagem. A exposição deve ser limitada de modo que os pixels da imagem não estejam saturados.

Nota: o percentual 99,5 é escolhido para que os pixels presos, os efeitos únicos e o ruído aleatório não sejam contados na análise da luminescência máxima.

### **- Comparações de módulos**

Vários módulos e processos de degradação podem mostrar diferentes extensões de eletroluminescência. Para ambas, comparações fáceis com um módulo não degradado e para melhor contraste de imagem do módulo degradado, impele o módulo tanto na condição original como opcionalmente, com configurações

reotimizadas para a condição degradada. Somente o tempo de exposição pode ser usado para o reajuste para comparação de módulos não degradados e degradados. A corrente não deve ser alterada. Quando a comparação visual é desejada para módulos fotografados com diferentes tempos de exposição, as intensidades do pixel devem ser dimensionadas no pós-processamento escalando as intensidades de pixels pelo tempo de exposição e rotuladas como tal.

## **- Ambiente de imagem**

### **- Temperatura**

As medições de laboratório, para consistência, devem ser feitas em um ambiente isotérmico constante, sem efeitos localizados do ar condicionado e ventilação. A temperatura do laboratório de imagem deve estar entre 20° C e 25° C. Somente as imagens tiradas neste ou em intervalos de temperatura do mesmo intervalo devem ser usadas para comparação qualitativa ou quantitativa. A temperatura, para fins de relatório, deve ser obtida com um termopar ligado de forma adesiva à parte traseira do módulo. A energia dissipada durante a realização da imagem de eletroluminescência pode fazer com que a temperatura do módulo aumente. Se a mudança de temperatura durante a medição exceder 1° C, o intervalo de temperatura deve ser reportado. Para as medições realizadas em ambientes fora desta faixa de temperatura, a temperatura de medição deve ser adicionalmente observada como realizada fora da condição de teste padrão.

Nota: as imagens de eletroluminescência obtidas a diferentes temperaturas levam a uma visibilidade diferente de defeitos, tais como as derivadas de regiões de derivação e parcialmente desconectadas de células quebradas por causa de coeficientes de expansão térmica.

### **- Luz**

Para medições em ambiente laboratorial, deve-se garantir ausência total de luz. Para medições do ambiente não laboratorial, minimize a luz quando possível,

por exemplo, realize medições à noite. Se a luz dispersa estiver presente, o procedimento de subtração de imagem será necessário.

## **- Imagem**

### **- Preparação e configuração geral**

Se o módulo puder ser movido, coloque-o com segurança na posição para imagem. Módulos podem ser fotografados na frente (lado normalmente virado para o sol). Os módulos bifaciais também podem ser fotografados pela parte traseira.

Faça todos os preparativos necessários, incluindo preparações para configurações de câmera, foco, ângulo, enquadramento de imagens e ambiente escurecido.

### **- Conexão elétrica**

Conecte os fios elétricos (+) e (-) da fonte de alimentação CC à amostra, combinando o (+) cabo da fonte de alimentação com o (+) da amostra. Os laços ou a fita podem ser usados para conectar as derivações para que elas minimizem a interferência na visão da câmera da amostra.

### **- Polarização e imagens**

A imagem é realizada em duas correntes de polarização para obter a máxima recuperação de informações.

- $I_{sc}$
- $0,1 \cdot I_{sc}$

Aplique a polarização direto do  $I_{sc}$  para o módulo. A tensão deve ser aplicada conforme necessário, mas não superior ao especificado pelo fabricante do módulo para o carregamento elétrico do módulo ou dentro dos limites da segurança do laboratório. Se não houver corrente através do circuito, pode haver um circuito aberto dentro do módulo, caso em que procedimentos alternativos ou técnicas de caracterização podem ser necessários. Tire a imagem de eletroluminescência e

desligue a polarização direta atual após a captura da imagem. Repita o procedimento para a imagem de  $0,1 \cdot I_{sc}$  (baixa corrente). A omissão de um dos níveis atuais de polarização deve ser listada como um desvio do processo ao denunciar os resultados.

Em alguns módulos, o comportamento de resistência em série do módulo na escuridão pode requerer alta tensão para alcançar a magnitude do  $I_{sc}$ . Consulte com o fabricante do módulo fotovoltaico o limite para aplicação de tensão. Observe qualquer desvio para as correntes de polarização aplicadas daqueles especificados nesta cláusula e mantenha a consistência das correntes de polarização aplicadas para teste do tipo de módulo.

Tabule o modelo do módulo e o número de série, configurações de captura de imagem que podem incluir binário de pixels, ganho, abertura, tempo de integração, distância de trabalho e configuração de foco, número de imagem, correntes e tensões, e quaisquer comentários com base em observações sobre a imagem durante a tomada de imagem.

### **2.1.2.3 Correção e Análises de Imagem**

Os procedimentos para correção e análise de imagem são fornecidos nesta cláusula e para alcançar, caracterizar e otimizar a qualidade de imagem desejada.

#### **- Relação sinal-ruído**

A relação sinal-ruído é definida nesta especificação técnica porque é um fator importante na qualidade da imagem.

O sinal de eletroluminescência é distorcido por múltiplas fontes de ruído: corrente escura ou ruído térmico que é causada pela energia térmica de elétrons no sensor da câmera, o ruído de fóton ou tiro devido a flutuações estatísticas no número de fótons emitidos de um objeto e outras fontes Produzidos pela eletrônica usada, como ruído de leitura, ruído do amplificador e ruído de quantificação.

A relação sinal-ruído classifica a proporção de sinal utilizável para inutilizável. O inverso está diretamente relacionado à incerteza relativa do brilho do pixel.

A relação sinal-ruído é determinada usando três imagens de um tipo de módulo que será analisado para imagens em cada nível de polarização atual aplicado.

### - Procedimento de imagem

A) Coloque e prepare o módulo e a câmera para a medição, de uma maneira característica em todos os modos de módulos a serem caracterizados para fins de relatório para a especificação técnica. O módulo utilizado para a determinação da relação sinal-ruído deve ter o mesmo projeto a ser relatado, e as imagens obtidas para a determinação da relação sinal-ruído podem ser selecionadas para fins de relatório. Nem a câmera nem o módulo podem se mover durante a captura das imagens.

B) Ative a tendência de polarização direta através do módulo até que a temperatura do módulo esteja no estado estacionário e, em seguida, tome sequencialmente duas imagens de eletroluminescência  $I_1$ ,  $I_2$ , na mesma corrente de polarização direta a ser utilizada para a imagem obtida para estudo. A corrente é uma matriz de pixels de escala de cinza descompactada.

C) Tome uma imagem de plano de fundo de um módulo  $I_{BG}$ , onde o módulo está em circuito aberto usando os mesmos parâmetros de câmera e imagem.

D) Repita para cada corrente de polarização a ser fotografada e reportada.

### - Análise

A seguinte equação é usada para determinar a relação sinal-ruído, em média para a cena com imagem,  $SSS_{50}$ :

$$\text{relação sinal - ruído}_{50} = \frac{\text{signal}}{\text{ruído}} = \frac{\sum((0,5 \cdot I_1 + I_2)) - I_{BG}}{\sum(\sqrt{0,5} \cdot |I_1 - I_2| \cdot \left(\frac{2}{\pi}\right)^{-0,5}} \quad (1)$$

Todas as operações de imagem para imagens  $I_1$ ,  $I_2$  e  $I_{BG}$  são feitas pixel por pixel nas matrizes de imagens correspondentes e, em seguida, somadas para a determinação da proporção. O sinal é definido como a média das duas imagens de eletroluminescência  $I_1$ ,  $I_2$  reduzidas pela imagem de fundo  $I_{BG}$ .

NOTA: O nível de ruído é obtido a partir do desvio absoluto médio de ambas as imagens de eletroluminescência. O desvio absoluto médio tem uma maior estabilidade em relação à outliers e pode ser escalado para um desvio quadrático médio (RMS) através do  $\left(\frac{2}{\pi}\right)^{-0,5}$ .

Como o nível de ruído é tomado em uma diferença de ruído de duas imagens fator  $\sqrt{0,5}$  escala esta soma das variações.

#### **- Critérios da relação sinal-ruído**

As diretrizes para relação sinal-ruído mínimas aceitáveis dependem da aplicação de medição. Estas relações sinal-ruídos mínimos são definidos da seguinte forma:

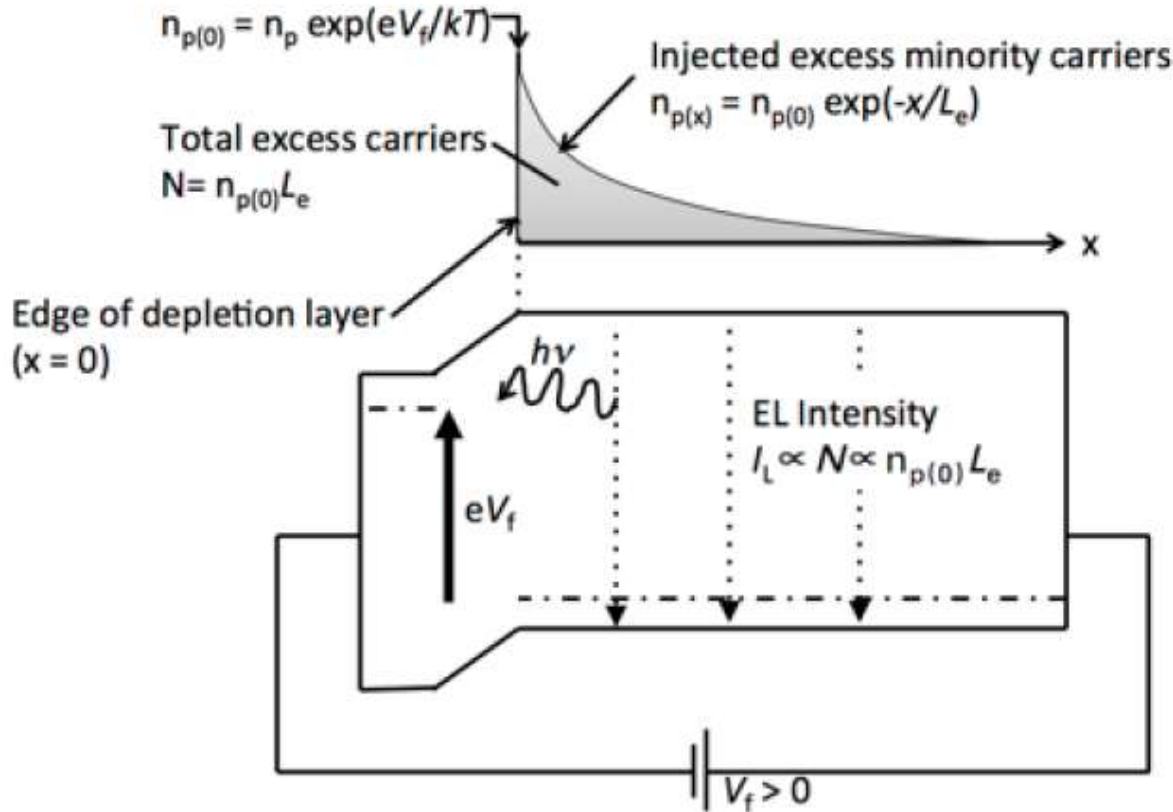
- A) Medições exteriores: relação sinal-ruído<sub>50</sub> ≥ 10
- B) Controle industrial e de processo: relação sinal-ruído<sub>50</sub> ≥ 30
- C) Medidas laboratoriais: relação sinal-ruído<sub>50</sub> ≥ 50

A relação sinal-ruído determinado para as imagens obtidas nesta especificação técnica deve ser reportado.

#### **2.1.2.4 Avaliação de Imagens de Eletroluminescência**

##### **- Princípios da eletroluminescência**

Figura 2.3 - Excesso da densidade do portador minoritário  $n_p(x)$  como função da distância  $x$  da junção na junção p-n de uma célula solar (superior) e um diagrama de banda (inferior) indicando recombinação eletroluminescente.



A eletroluminescência ocorre fundamentalmente devido a transições eletrônicas entre estados no material semiconductor (figura 2.3). Esta especificação técnica centra-se principalmente no sinal da luminescência de borda de banda próxima (e não a luminescência de nível profundo e outros efeitos devido a arco elétrico ou ionização por impacto). A recombinação de borda de faixa próxima associada à eletroluminescência requer tanto um elétron injetado eletricamente quanto um furo para a transição ocorrer. Portadores majoritários, dependendo do tipo de semiconductor, estará geralmente na fonte abundante. Portadores minoritários que são injetados com polarização elétrica existirão numa extensão dependendo do fornecimento de corrente de polarização que bombeia os portadores minoritários em excesso, a capacidade para o fornecimento de corrente para mover através do dispositivo (modulada pela resistência em série), e a alternativa, não luminescente caminhos de recombinação que reduzem o fornecimento de transportadores disponíveis para perto da borda da banda do sinal de eletroluminescência.

## **- Interpretação da imagem**

### **- resistência da série**

As áreas onde o fluxo de corrente é limitado pela resistência da série mostrarão um sinal de eletroluminescência reduzido por causa da falta de fornecimento de transportadores injetados nessas regiões. Por outro lado, para uma dada corrente líquida fornecida ao dispositivo, as áreas de resistência reduzida ao fluxo de corrente terão maiores números de transportadores injetados que fluem para lá e gerar um sinal de eletroluminescência maior. Na ausência de efeitos do comprimento variável da difusão do portador minoritário, o sinal de eletroluminescência variará com o potencial de tensão em uma célula em um módulo. Supondo que outros parâmetros não mudem, a tensão entre dois pontos ( $x_1$  e  $x_2$ ) associada à resistência em série em uma imagem de eletroluminescência é igual ao logaritmo das intensidades EL  $I(x_1)$  e  $I(x_2)$  nesses pontos multiplicados pelo Boltzmann Constante  $k$  e temperatura  $T$  em Kelvin:  $dV(x_1, x_2) = kT \cdot (\ln(I(x_1)) - \ln(I(x_2)))$ .

### **- Tempo de duração e duração da difusão do operador minoritário**

Nas correntes de polarização direta não significativamente limitada pela resistência em série, eletroluminescência é proporcional ao comprimento de difusão efetivo.

### **- Resistência de derivação**

Shunts através da junção p-n de uma célula fornecem caminhos de recombinação alternativos para a recombinação de borda de banda próxima responsável pelo sinal de eletroluminescência. As altas correntes aplicadas ao dispositivo (como  $I_{sc}$ ) podem saturar caminhos de vazamento associados a shunts, portanto, as células de um módulo podem parecer brilhantes, exceto nos locais de derivação. Quando a corrente aplicada ao dispositivo é reduzida (como  $0,1 \cdot I_{sc}$ ), os

caminhos de derivação não saturados podem (dependendo da extensão) reduzir a densidade total da transportadora minoritária e a eletroluminescência celular global.

A baixa resistência ao shunt está associada a pontos quentes em certas condições de sombreamento parcial do módulo e a resistência de derivação aceitável deve ser coordenada com a seleção do diodo de derivação e do projeto do módulo para mitigar o sobreaquecimento no módulo. Os shunts excessivamente baixos, por outro lado, podem não causar dissipação de energia e não aparecerem quentes.

#### **- Atribuição da causa raiz**

Enquanto defeitos como fissuras são vistos no teste de eletroluminescência com um padrão de assinatura facilmente reconhecível, nem sempre é possível atribuir um fenômeno físico específico usando imagens de eletroluminescência tiradas em uma corrente e temperatura de polarização direta única. Os sinais realizados em duas correntes de polarização e combinados com termografia infravermelha (IEC TS 60904-12), fotoluminescência ou métodos de corrente induzida por feixe de laser podem ser usados para descontaminar várias causas radicais da variação do sinal de eletroluminescência em todas as superfícies do módulo. Algumas generalizações para a determinação da classe de defeitos são as seguintes:

- Shunts ou áreas de recombinações não luminescentes serão localizados com correntes de polarização mais altas, enquanto as células inteiras aparecerão mais escuras com menor corrente de polarização;
- O contraste devido a variações na resistência em série será baixo na baixa corrente de polarização, mas o contraste aumentado será observado em maior corrente de polarização.

#### **- Análise estatística do sinal de eletroluminescência**

Esta seção descreve as métricas quantitativas da qualidade do módulo que podem ser extraídas da distribuição estatística de dados de intensidade em imagens de eletroluminescência. Esses métodos, exceto onde indicado, não fundamentam

fundamentalmente os mecanismos subjacentes que podem afetar a qualidade do módulo. Qualquer ou todas essas análises podem ser aplicadas para extrair métricas quantitativas, que fornecem indicadores da consistência ou variabilidade na imagem de eletroluminescência dos módulos consistentes, é desejável uma distribuição menos variável.

### **- Geral**

A criação de histogramas e sua estatística derivada a partir das imagens da área(s) ativa(s) do módulo e software de análise de imagem serão geralmente necessárias para a aplicação dessas técnicas.

Os histogramas consistem em contagens de pixels em cada caixa de intensidade de eletroluminescência. Estas técnicas devem ser aplicadas apenas à área ativa do(s) módulo(s). As áreas irrelevantes do plano de fundo devem ser minimizadas durante a criação de imagens, cultivo ou através de outras análises digitais da distribuição de eletroluminescência.

Um módulo de referência sem defeitos conhecidos é útil para comparação contra módulos degradados do mesmo tipo. Qualquer módulo degradado deve referenciar e replicar esta mesma condição de processamento de captura de imagem como o módulo de referência; No entanto, o tempo de exposição pode ser ajustado para atingir o nível de sinal desejado.

### **- Informações da imagem**

Os detalhes completos sobre o modelo e o número de série do módulo(s), o número da imagem, a corrente, a tensão, a temperatura do módulo, o nível de ruído e os comentários observados sobre a imagem durante a captura da imagem devem ser anotados.

### **- Efeitos da corrente de polarização**

Quando comparadas, as imagens devem ser realizadas nominalmente nos mesmos níveis de polarização.

### **- Análise das distribuições de intensidade**

As larguras dos histogramas das distribuições de intensidade de 0,1 e 0,5 de máximo podem ser comparadas. As distribuições de Bimodal, ou outras distribuições de múltiplos picos devem ser anotadas. Podem ser necessários limiares para a separação das distribuições para a aplicação de análises, quantificando fissuras de células solares em módulos fotovoltaicos.

### **- Variação**

Nesta análise, o sinal de eletroluminescência médio de todos os pixels da imagem do módulo é calculado e a variância é calculada como a média das diferenças quadradas da média. Uma variação maior significa maior variação de eletroluminescência através do(s) módulo(s).

### **- Pixel (ou área) - eletroluminescência ponderada em relação a um módulo ideal**

A diferença dos histogramas relativos entre o módulo em teste e o ideal (referência) dispositivo do mesmo tipo é calculada. Para este propósito, ambos os histogramas devem ser divididos pela respectiva área do dispositivo em pixels quadrados. O sinal e a magnitude dos elementos na matriz resultante conspirada como função da intensidade de eletroluminescência é a métrica relevante.

### **2.1.2.5 Relatórios**

Após a homologação, um relatório certificado dos testes de qualificação, com medidas características de desempenho e detalhes de quaisquer falhas e re-testes devem ser preparados pela agência de teste de acordo com ISO / IEC 17025. O relatório deve conter a especificação detalhada para o módulo. Cada certificado ou relatório de teste deve incluir pelo menos as seguintes informações:

A) Um título;

E) Nome e endereço do laboratório de teste e local onde os testes foram realizados;

- F) Identificação única da certificação ou relatório e de cada página;
- G) Nome e endereço do cliente, quando apropriado;
- H) Descrição, caracterização, condição e identificação do item testado;
- I) Data do recebimento do item de teste e data(s) de teste, quando apropriado;
- J) Identificação do equipamento de medição utilizado, incluindo câmera, detector e lente e tipo;
- K) Informação seja fazendo referência às cláusulas apropriadas desta Especificação Técnica, ou informações adicionais conforme necessário, descrevendo as correções de imagem aplicadas, incluindo, mas não limitado a, manipulação de eventos únicos, pixels presos e remoção de fundo, aprimoramento com filtros ou outros. Manipulações do arquivo de imagem em bruto.
- L) Referência ao procedimento de amostragem, quando relevante;
- M) Determinado relação sinal-ruído e categoria de aplicação correspondente para o tipo de módulo e as condições de imagem;
- N) Quaisquer desvios, adições ou exclusões do método de teste, e qualquer outra informação relevante para testes específicos, como condições ambientais.
- O) Fotografias obtidas durante os exames e resultados derivados suportados por tabelas, gráficos, esboços, conforme apropriado, mostrando a orientação do módulo montado em matriz (Figura 2.4 mostra um esquema para referenciar células particulares em módulos móveis);
- P) Corrente e tensão aplicadas no módulo em teste, temperatura do módulo, configurações da câmera, distância de trabalho, ângulo de imagem (graus do normal) e condições nominais de luz ambiente;

Figura 2.4 - Esquema para rotular a posição das células em um módulo visto do lado da luz de acordo com as coordenadas (i, j) na orientação vertical (a) ou girado para a orientação horizontal (b), o qual deve ser indicado. A posição padrão, quando o módulo é móvel, deve ser a caixa de junção (ou se nenhuma caixa de junção, o conector positivo) na parte esquerda ou superior (geralmente na parte traseira do módulo).

| (a) |     |     |     | (b) |     |     |     |     |     |     |     |
|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1,A | 1,B | 1,C | 1,j |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 2,A | 2,B | 2,C | 2,j |     |     |     |     |     |     |     |     |
| 3,A | 3,B | 3,C | 3,j | 1,j | 2,j | 3,j | 4,j | 5,j | 6,j | 7,j | i,j |
| 4,A | 4,B | 4,C | 4,j | 1,C | 2,C | 3,C | 4,C | 5,C | 6,C | 7,C | i,C |
| 5,A | 5,B | 5,C | 5,j | 1,B | 2,B | 3,B | 4,B | 5,B | 6,B | 7,B | i,B |
| 6,A | 6,B | 6,C | 6,j | 1,A | 2,A | 3,A | 4,A | 5,A | 6,A | 7,A | i,A |
| 7,A | 7,B | 7,C | 7,j |     |     |     |     |     |     |     |     |
| i,A | i,B | i,C | i,j |     |     |     |     |     |     |     |     |

Q) Falhas observadas;

R) Uma indicação da incerteza estimada dos resultados do teste, incluindo informações relação sinal-ruído (quando relevante);

S) Uma assinatura e título, ou identificação equivalente da(s) pessoa(s) que aceita a responsabilidade pelo conteúdo e a data do relatório;

T) Sempre que relevante, uma declaração de que os resultados referem-se apenas aos itens testados;

U) Uma declaração de que o certificado ou relatório não deve ser reproduzido, exceto na íntegra, sem a aprovação por escrito do laboratório.

V) Uma cópia deste relatório deve ser mantida pelo fabricante para fins de referência.

### 2.1.2.6 Quantificando fissuras de células solares em módulos fotovoltaicos

#### - Geral

O método aqui descrito é a quantificação de fissuras celulares em módulos fotovoltaicos que podem ser usados como uma ferramenta de diagnóstico para

avaliar danos celulares, especificamente por *cracking*, especialmente de módulos após fabricação, transporte, instalação e exposição de campo.

As fissuras de células solares podem ocorrer durante a fabricação, o estresse mecânico sustentado durante o transporte do módulo, a instalação do módulo fotovoltaico (PV), as cargas de vento, neve e as tensões térmicas.

### - Modos de rachadura celular

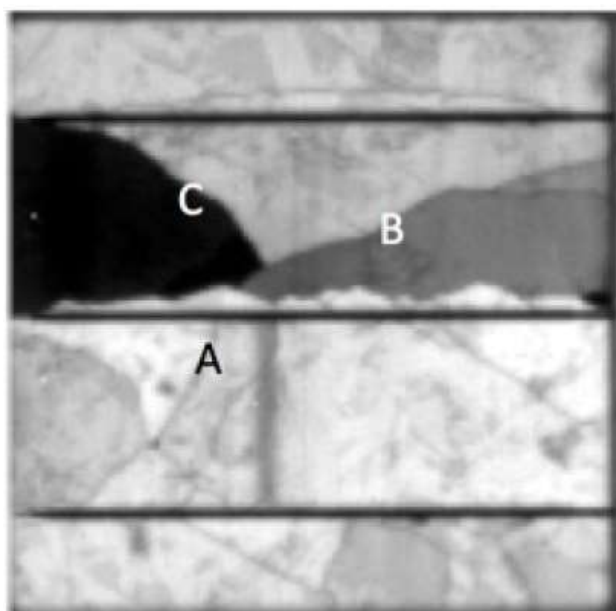
Três tipos de *crack* celular são distinguidos e ilustrados na figura 2.5.

A) Rachaduras do Modo A: microfissuras de células que aparecem como defeitos de linha em imagens de eletroluminescência que não geram área celular inativa ou causam perda significativa de energia celular.

B) Rachaduras do modo B: rachaduras que delimitam regiões parcialmente elétricas desconectadas. Essas regiões exibem alto contraste nas imagens de eletroluminescência produzidas com a corrente aplicada  $I_{sc}$ , mas com baixo contraste quando se aplica  $0,1 \cdot I_{sc}$ .

C) Rachaduras do Modo C: rachaduras que delimitam regiões essencialmente elétricas desconectadas do circuito elétrico do módulo restante. Aparecendo escuro com  $I_{sc}$  ou  $0,1 \cdot$  Corrente de polarização  $I_{sc}$  aplicada, essas regiões causam perda de energia e, em alguns casos, levam a polarização reversa das células solares e pontos quentes.

Figura 2.5 - Região de célula única de um módulo com  $0,1 I_{sc}$  aplicado mostrando tipos de *crack*



A técnica de quantificação aqui descrita é aplicável para determinar a fração de área afetada pelo modo B e modo C *cracking*.

### - Bases da quantificação de danos celulares

Os histogramas de imagens de eletroluminescência recortadas na região celular ativa são criados e usados como métrica para avaliação. São criados os histogramas de intensidade constituídos por contagens  $p_M(i)$  determinadas para cada binário de intensidade  $i$ , normalizadas para o número de pixels  $n$  na imagem.

$$p_M(i) = \frac{n_i}{n} \quad (2)$$

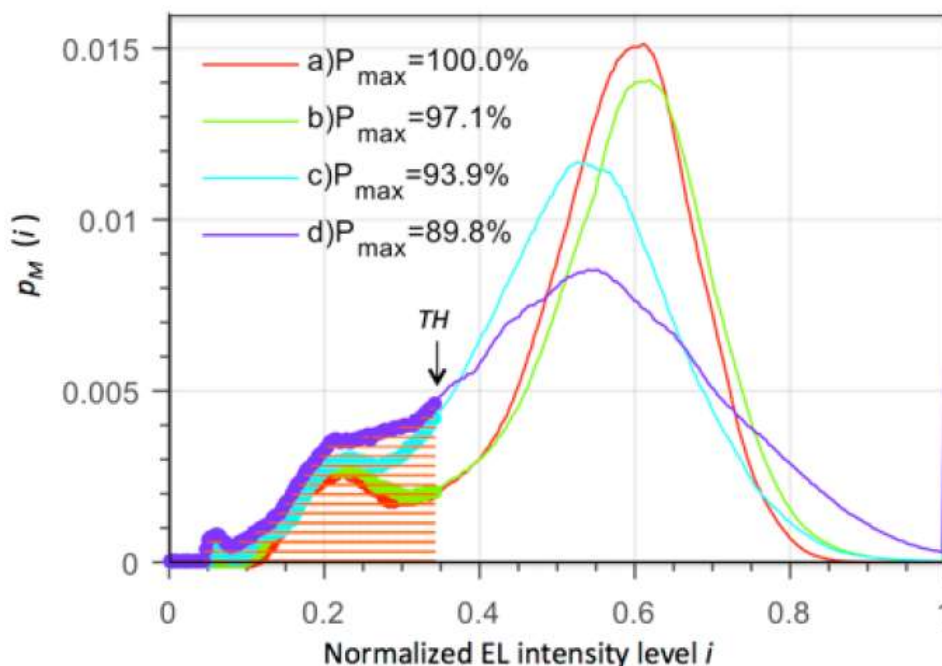
Usando a tendência de polarização direta de  $I_{sc}$ , as distribuições bimodais normalmente serão exibidas em essas distribuições de histograma de contagem de pixels de eletroluminescência por caixa de intensidade. O pico de intensidade mais alta consiste em realizar normalmente a área celular ativa, e as regiões baixas de eletroluminescência incluirão, dependendo do módulo, a emissão de eletroluminescência refletida em regiões entre células, metalização e regiões de células ativas que reduziram o desempenho. No caso de módulos com danos celulares adicionais, essas regiões danificadas serão responsáveis pelo aumento das contagens de pixels na região de intensidade baixas de eletroluminescência.

Os histogramas derivados das imagens de baixas de eletroluminescência de módulos com células com suspeita de dano são comparados com um histograma obtido a partir de módulos intactos ideais (melhores na classe) do mesmo tipo para obter uma métrica para esse dano.

Um exemplo de uma série de histogramas para os melhores módulos da classe (marcado pelo módulo de desempenho de potência STC de  $P_{max} = 100\%$  e estados de módulo com células quebradas, conforme indicado por valores  $P_{max}$  inferiores, é mostrado na figura 2.6, obtida com  $I_{sc}$  tendência de polarização direta.

Figura 2.6 - Exemplo de histogramas de intensidade de eletroluminescência normalizados calculados a partir das imagens de eletroluminescência de módulos com vários níveis de *cracking* celular e degradação de potência resultante, indicada pela  $P_{max}$ . A região de baixa eletricidade que existe abaixo da intensidade de limiar

TH é mostrada incubada. Os dados foram obtidos com a tendência de polarização direta do  $I_{sc}$ .



Os histogramas derivados das imagens de eletroluminescência de um tipo de módulo em estudo obtido com a corrente  $I_{sc}$  são analisados pela primeira vez para definir a região baixa de eletroluminescência para esse tipo de módulo. Definir o valor de limiar TH que define o limite superior da região baixa de eletroluminescência pode ser alcançado de duas maneiras.

A) Analisando as imagens de eletroluminescência do tipo de módulo e determinando um valor de intensidade de eletroluminescência logo abaixo do nível contrastado por uma fuga de célula do modo B (a existência de rachaduras no modo B será necessária para determinar isso). Um limite de raio de modo B pode ser considerado como a fissura mais benigna que ainda produz um contraste na intensidade de eletroluminescência através dele com  $0.1 \cdot I_{sc}$  tendência de polarização.

B) Usando um algoritmo de segmentação de imagem que calcula um valor de limiar TH ótimo que separa as duas subdistribuições de  $p_M(i)$ , de modo que sua variância intra-classe combinada seja minimizada. Um módulo melhor na classe deve ser usado para esta análise.

Nota: O método Otsu8, por exemplo, fornece um algoritmo de segmentação de imagem.

O valor derivado de TH obtido a partir do tipo de módulo e das condições de imagem (isto inclui a tendência atual, o nível de exposição, o foco da câmera e a posição, o ruído da luz ambiente) deve ser mantido constante nas medidas subsequentes para um determinado tipo de módulo.

Uma vez que TH foi determinado a ser usado para imagens de um determinado tipo de módulo obtido com a corrente de avanço de  $I_{sc}$ , será necessário calcular a porcentagem total de região de intensidade eletroluminescência baixa, LELM, integrando a distribuição de intensidade sub-TH EL (número de Pixels) de  $p_M$  (i), por equação 3 para cada módulo:

$$LEL_M[\%] = 100 \sum_{i=0}^{TH} p_M(i) \quad (3)$$

A área de porcentagem total degradada para um módulo, DM, é calculada determinando a diferença em LELM, para o módulo degradado em questão, e LELM<sub>0</sub>, que a contagem de pixels abaixo da intensidade TH para o módulo de melhor em sua classe, determinada também usando a equação 4, da seguinte forma:

$$D_{M_{BC}}[\%] = LEL_M - LEL_{M_0} \quad (4)$$

A área de porcentagem total de um módulo degradado pelas rachaduras do modo B e modo C é obtida com imagens de eletroluminescência obtidas com a corrente de polarização direta do  $I_{sc}$  usando a equação (4) e é referida como DM<sub>BC</sub>.

A área de porcentagem total degradada pelas fissuras do modo C é obtida com imagens de eletroluminescência usando  $0,1 \cdot I_{sc}$  atual e equação (5) e é referido como DM<sub>C</sub>. P Para as imagens obtidas usando  $0,1 \cdot I_{sc}$ , THC correspondente deve ser determinado separadamente para cada imagem para calcular DM<sub>C</sub>. A região abaixo THC deve ser definida como áreas escuras de rachaduras do Modo C. Normalmente, haverá um aumento na intensidade correspondente à emissão real de intensidade de eletroluminescência, que é o limite THC.

$$D_{M_C}[\%] = 100 \sum_{i=0}^{TH_C} P_{M_C}(i) \quad (5)$$

A área do módulo afetada de forma exclusiva pelo modo B *cracking*, DM<sub>B</sub>, é obtida com (6) da seguinte maneira:

$$D_{M_B}[\%] = D_{M_{BC}} - D_{M_C} \quad (6)$$

O parâmetro DM é projetado para quantificar o aumento nas regiões de baixa intensidade de eletroluminescência devido a rachaduras em relação ao módulo melhor da sua classe. Não será possível excluir nem quantificar adequadamente outros defeitos das células solares e modos de degradação, como o desvio de células.

### - Procedimento

A) Para cada tipo de módulo, obtenha imagens de eletroluminescência usando os métodos no corpo desta especificação técnica, inclusive para  $I_{sc}$  e  $0.1 \cdot I_{sc}$  corrente de polarização direta:

- um módulo de melhor-em-classe (como um controle não estressado) e
- módulos para a quantificação do dano de *crack* celular.

As imagens devem ser tomadas sob as mesmas condições ópticas e os mesmos procedimentos de processamento de imagem (incluindo o mesmo corte no circuito celular ativo) e os parâmetros. Haverá dois tempos de exposição separados de acordo com as imagens obtidas com  $I_{sc}$  e  $0.1 \cdot I_{sc}$  corrente de polarização direta.

B) Determine com base nos critérios qualitativos constantes, se o modo de degradação é principalmente por *cracking* celular. Não aplique este procedimento em módulos que exibam degradação que não se deve essencialmente ao *cracking* celular.

C) Calcule histogramas,  $pM(i)$  para todas as imagens (equação 2).

D) Determine TH para imagens obtidas no  $I_{sc}$  e  $LEL_{Mo}$  com base nos melhores módulos da classe, que serão corrigidos para imagens de um determinado tipo de módulo obtido com a corrente de polarização direta do  $I_{sc}$ .

E) Para cada módulo para o qual o dano é procurado para ser quantificado,

- determine  $DM_{BC}$  usando imagens obtidas com a corrente de polarização direta do  $I_{sc}$  (Equação 4);
- escolha THC para cada módulo para imagens obtidas com  $0.1 \cdot I_{sc}$  correntes de polarização direta  $I_{sc}$ .

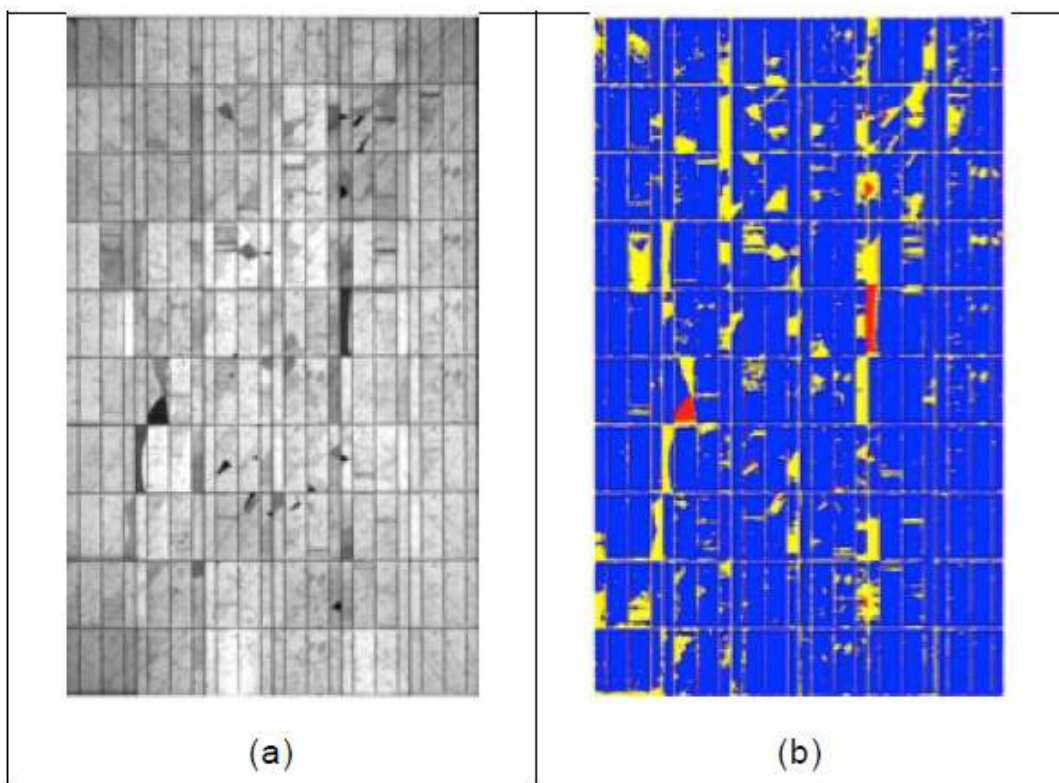
- determine DM\_C usando imagens obtidas com  $0,1 \cdot I_{sc}$  corrente de polarização direta (Equação C-4).

- Determine DM\_B usando (Equação 6).

F) Para cada módulo, denuncie o dano (percentagem) do Modo B, quebrando o DM\_B e o modo C, quebrando DM\_C, além dos requisitos relatórios.

G) Opcionalmente, mas altamente benéfico para a interpretação, quando a informação de localização de cada pixel pode ser rastreada no software durante a análise, exiba uma imagem para cada módulo onde os pixels contados em direção a DM\_B e DM\_C são exibidos regionalmente por cores contrastantes. Veja o exemplo na figura 2.7.

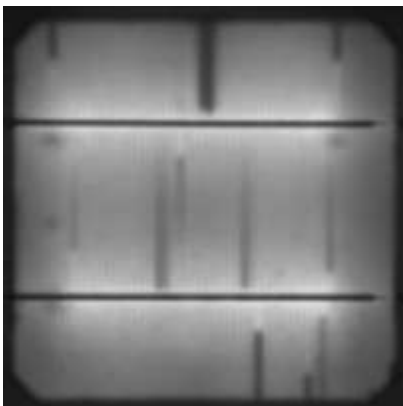
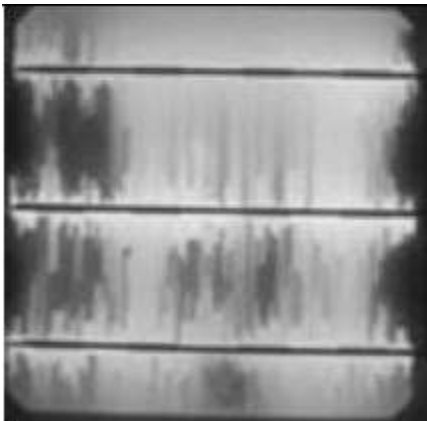

Figura 2.7 - Exemplo de quantificação de fissuras de células solares em módulos fotovoltaicos; (a), imagem de eletroluminescência produzida com  $0,1 \cdot I_{sc}$  corrente de polarização direta e (b), imagem de regiões consideradas danificadas. As rachaduras do Modo B são mostradas como amarelas (fração de área DM\_B = 9.04%) e as rachaduras do modo C são mostradas como vermelhas (fração de área DM\_C = 1.85%)



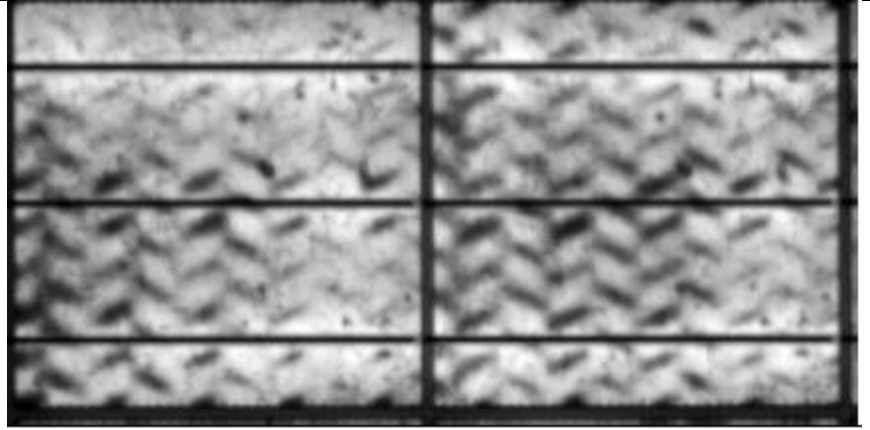
### 2.1.2.7 Interpretação qualitativa de imagens de eletroluminescência, módulos cristalinos de Si PV

Para entender a causa raiz e para entender a dependência do nível de polarização atual de defeitos causando shunts ou se manifestando em áreas de maior resistência em série.

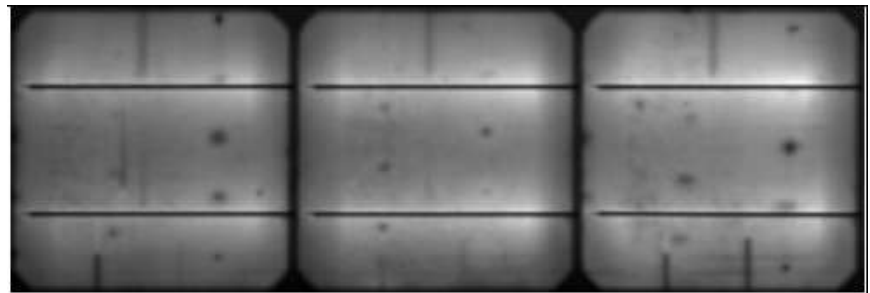
Tabela 2.3 - Descrições de observáveis, características e causas conhecidas, juntamente com imagens de eletroluminescência para módulos de Si cristalinos

| Tipo de defeito e prognóstico   | Imagem   |  |
|---|--|--|
| <p>Linhas de <i>grid finger</i> faltantes, quebradas ou deslaminadas. Os <i>grid fingers</i> faltantes ou quebrados (confirmados por inspeção visual) geralmente são estáveis e sua influência é capturada na eficiência da célula. A adesão do <i>grid finger</i> pode continuar a degradar ao longo do tempo, degradando a performance da célula e do módulo.</p> |   |  |
| <p>Origem reduzida em silício fundido por vida (<i>Reduced lifetime–cast silicon origin.</i>). Existente em grãos particulares ou regiões do lingote que contêm defeitos elevados ou concentrações de impurezas. Eles geralmente são tabela ao longo do tempo e sua influência é amplamente capturada na eficiência inicial da célula e do módulo.</p>              |  |  |

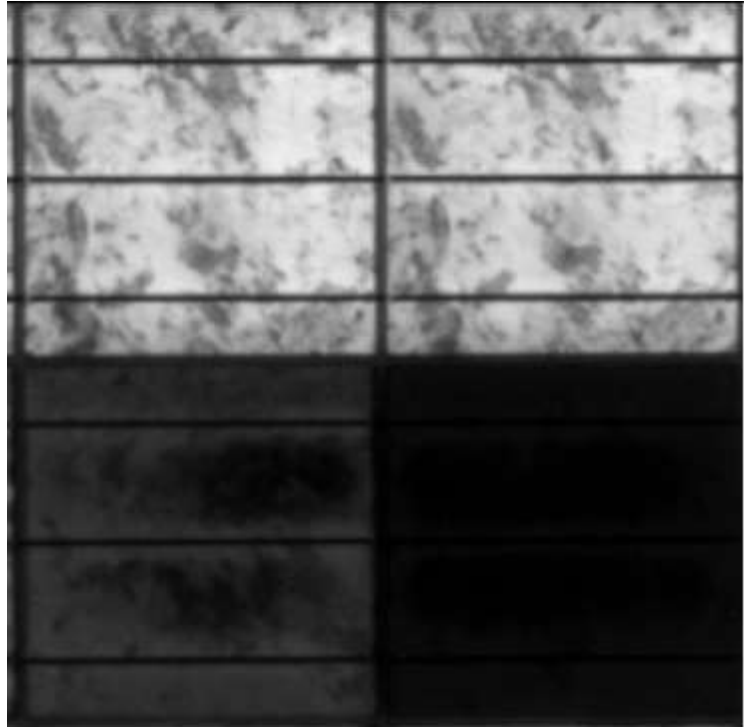
Marcas de cinto (*Belt marks*). Desenvolvidos durante o disparo celular, geralmente são estáveis ao longo do tempo e sua influência é capturada na eficiência inicial da célula e do módulo.



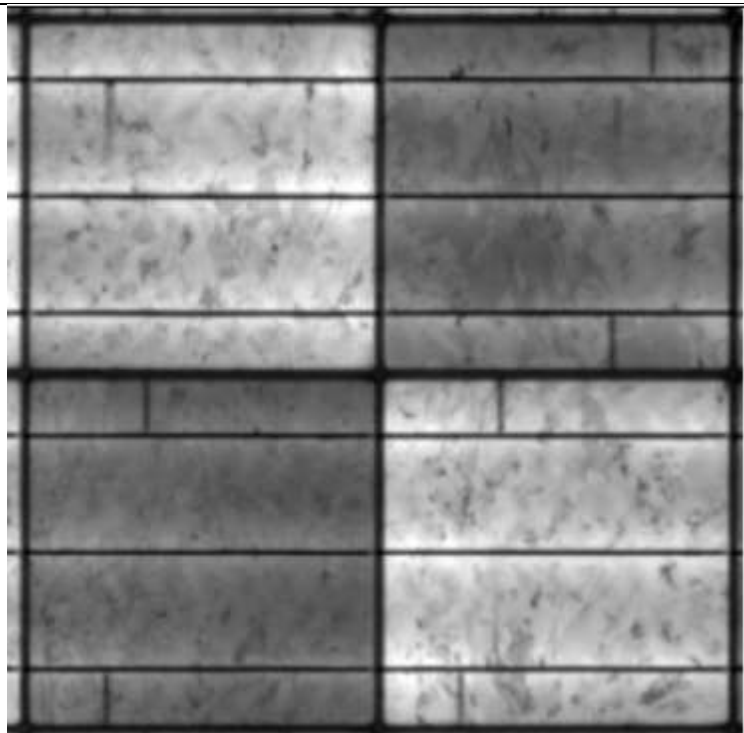
Contaminação de bolacha / célula (*Wafer/cell contamination*). As áreas localizadas de baixo sinal de eletroluminescência, especialmente quando são sistemáticas de célula para célula, podem ser atribuídas à contaminação por bolhas / células por meio de equipamentos de manuseio. Alternativamente, a manobra localizada devido à contaminação do material (como a pasta de metalização de contato). Eles são geralmente estáveis ao longo do tempo e sua influência é capturada na eficiência inicial.

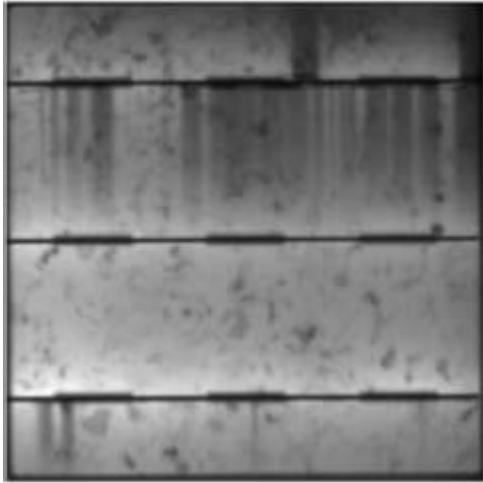

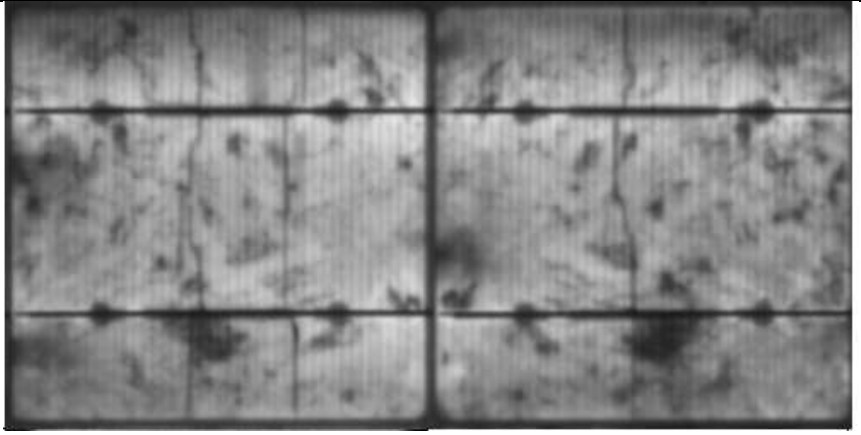


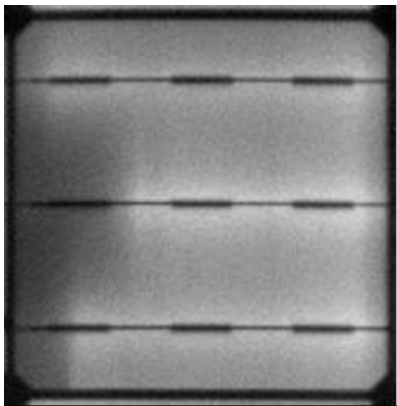
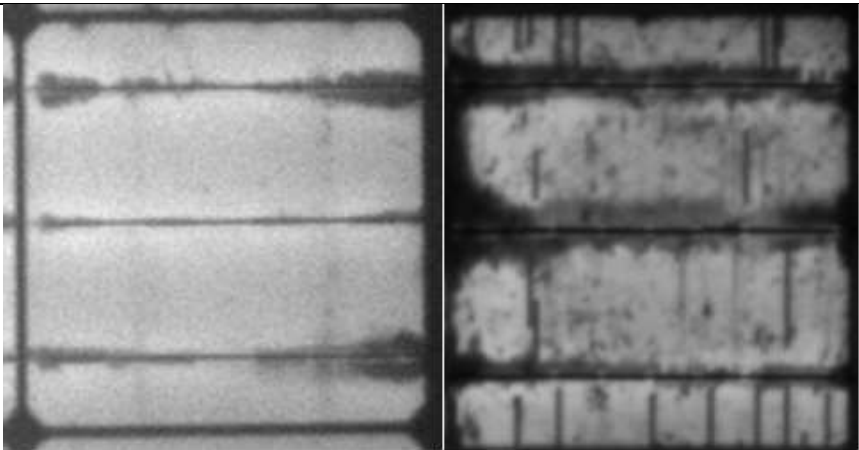

Degradação da célula por degradação induzida por potencial (PID)  
*(Degradation of the cell by Potential induced degradation (PID))*  
 Eletroluminescência reduzida da área celular completa com 0,1 - Corrente de polarização direta  $I_{sc}$ , associada à derivação de junção excessiva. Tais defeitos que se desenvolvem em módulos de campo podem levar a pontos quentes. As imagens tiradas com 0,1 - A corrente de polarização direta  $I_{sc}$  mostrará mais frequentemente o escurecimento celular completo porque o shunt reduz a tensão através da junção. No  $I_{sc}$ , a recombinação no shunt pode estar saturada, mostrando recombinação em eletroluminescência somente no local do shunt.



A vida útil do portador da minoria inferior em toda a célula (*Cell-wide lower minority carrier lifetime*). Isso pode ocorrer a partir da menor vida útil do operador minoritário com base na posição da bolacha no lingote de que veio e impurezas na bolacha inerentemente contidas. Tal como acima, tais defeitos podem ser alternativamente associados à remoção de células. A ruptura do dedo da grade também é vista nesta imagem.



|  |  |
|--|--|
| <p>Conexão incorreta de interconexão ou fita adesiva (<i>Improper interconnection or tab ribbon bonding</i>). Elevação da série elevada sobre a porção da célula associada à interconexão inadequada ou à fita adesiva da fita. A maior corrente forçada através das fitas restantes produz uma maior probabilidade de pontos quentes e falha do módulo.</p> |    |
| <p>Fissura celular. As rachaduras que causam o isolamento de regiões da célula (<i>Cell cracking</i>. <i>Cracks that cause isolation of regions of the cell</i>)(exemplo, superior esquerda) tendem a ser mais graves porque não há caminhos de corrente alternativos para o circuito celular no módulo. Estes riscos levam a pontos quentes</p>             |   |
| <p>Fissura celular (essencialmente paralela aos <i>grid fingers</i>) (<i>Cell cracking (essentially parallel to grid fingers)</i>). Susceptível a uma maior degradação se as rachaduras se expandirem, mas menos severamente que as fissuras múltiplas paralelas às abas coletivas atuais (acima).</p>   |  |

|   |  |
|---|--|
| <p>Pobre fita de solda (<i>Poor ribbon soldering</i>). Caracterizado por áreas relativamente distintas de baixa luminescência associadas à resistência em série. Talvez seja indicativo de um processo de solda de qualidade inferior que leve a maiores resistências da série, pontos quentes e falha do módulo.</p>   |    |
| <p>Interação de fluxo de solda com metalização de <i>grid finger</i> - interface de silício (<i>Solder flux interaction with grid finger metallization — silicone interface</i>). Pode ser indicativo de um processo de soldagem de qualidade inferior que leva a maior resistência à série, pontos quentes, degradação do módulo e falha. Esses defeitos, que degradam o desempenho, aumentam ao longo do tempo com umidade elevada.</p> |   |
| <p><i>Wafers</i> aderidas durante o processamento (<i>Adhered wafers during processing</i>). Áreas de baixa resistência de contato ou formação inadequada de junção durante o processamento celular. Eles geralmente são estáveis ao longo do tempo e sua influência é capturada no desempenho inicial da célula e do módulo.</p>   |  |

## **2.2 Recepção de Módulos Fotovoltaicos pelo Usuário**

### **2.2.1 Introdução**

Foram criadas uma série de procedimentos na recepção de módulos fotovoltaicos baseados em estudos, artigos internacionais e normas para garantir a qualidade do produto e minimizar os impactos na geração de energia e na rentabilidade do projeto.

### **2.2.2 Procedimentos de Teste no Local**

O critério de procedimento foi baseado na norma NBR 5426 - Planos de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos definida pelo autor da monografia.

A seguir as considerações adotadas para o procedimento de recebimento dos módulos fotovoltaicos:

#### **- Nível de qualidade aceitável – NQA**

O Nível de qualidade aceitável – NQA e a máxima porcentagem defeituosa (ou o máximo número de “defeitos” por cem unidades) que, para fins de inspeção por amostragem, pode ser considerada satisfatória como média de um processo. O NQA, juntamente com o código literal do tamanho da amostra, é usado para classificar os planos de amostragem.

#### **- Plano de amostragem**

É o plano que determina o número de unidades de produto de cada lote a ser inspecionado (tamanho da amostra ou série de tamanhos de amostra) e o critério para a aceitação do lote (números de aceitação e de rejeição).

### **- Nível de inspeção**

O nível de inspeção fixa a relação entre o tamanho do lote e o tamanho da amostra. O nível de inspeção a ser usado para qualquer requisito particular será prescrito pelo responsável pela inspeção. Três níveis de inspeção I, II e III são dados na figura 2.8 para uso geral. Salvo indicação em contrário, será adotada a inspeção em nível II. A inspeção em nível I poderá ser adotada quando for necessária menor discriminação ou então o nível III, quando for necessária maior discriminação. Quatro níveis especiais são incluídos na mesma figura: S1, S2, S3 e S4, que podem ser usados quando forem necessários tamanhos de amostra relativamente pequenos e onde possam ou devam ser tolerados grandes riscos de amostragem.

### **- Plano de amostragem simples**

A quantidade de unidades de produto inspecionada deve ser igual ao tamanho da amostra dada pelo plano. Se o número de unidades defeituosas encontrado na amostra for igual ou menor do que o número de aceitação ( $A_c$ ), o lote deverá ser considerado aceito. Sendo o número de unidades defeituosas iguais ou maior do que o número de rejeição ( $R_e$ ), o lote deve ser rejeitado.

O tamanho do lote pode ser considerado por caminhão recebido, portanto, cada caminhão chega com 728 módulos fotovoltaicos. Pela figura 2.8 nota-se que enquadra na linha com lotes entre 501 a 1200 com níveis gerais de inspeção:

- I = G;
- II = J;
- III = K.

Para adaptar a norma NBR 5426 com a aplicação utilizada no local do projeto, optou-se por utilizar o nível I para menor discriminação, ou seja, letra G.

Figura 2.8 - Codificação de amostragem

Tabela 1 - Codificação de amostragem

| Tamanho do lote |   |        | Níveis especiais de inspeção |    |    |    | Níveis gerais de inspeção |    |     |
|-----------------|---|--------|------------------------------|----|----|----|---------------------------|----|-----|
|                 |   |        | S1                           | S2 | S3 | S4 | I                         | II | III |
| 2               | a | 8      | A                            | A  | A  | A  | A                         | B  |     |
| 9               |   | 15     | A                            | A  | A  | A  | B                         | C  |     |
| 16              |   | 25     | A                            | A  | B  | B  | C                         | D  |     |
| 26              |   | 50     | A                            | B  | B  | C  | D                         | E  |     |
| 51              |   | 90     | B                            | B  | C  | C  | E                         | F  |     |
| 91              |   | 150    | B                            | B  | C  | D  | F                         | G  |     |
| 151             |   | 280    | B                            | C  | D  | E  | G                         | H  |     |
| 281             |   | 500    | B                            | C  | D  | E  | H                         | J  |     |
| 501             |   | 1200   | C                            | C  | E  | F  | J                         | K  |     |
| 1201            |   | 3200   | C                            | D  | E  | G  | K                         | L  |     |
| 3201            |   | 10000  | C                            | D  | F  | G  | L                         | M  |     |
| 10001           |   | 35000  | C                            | D  | F  | H  | M                         | N  |     |
| 35001           |   | 150000 | D                            | E  | G  | J  | N                         | P  |     |
| 150001          |   | 500000 | D                            | E  | G  | J  | P                         | Q  |     |
| Acima de 500001 |   |        | D                            | E  | H  | K  | Q                         | R  |     |

Na figura 2.9 mostra o plano de amostragem simples – normal que foi adotada esse procedimento. O nível de qualidade aceitável – NQA considerado foi 0,65 como podemos observar abaixo.



### 2.2.3.1 Avaliação Visual de Testes e Critérios de Aceitação

Um módulo deve ter passado os testes de qualificação visual, se cada amostra de teste atende às diretrizes / especificações de Inspeção Visual do fornecedor conforme descrito no item 2.1.2 dos procedimentos de qualidade citado na revisão bibliográfica.

### 2.2.3.2 Imagens de Eletroluminescência para Avaliação de *Micro-Cracks*

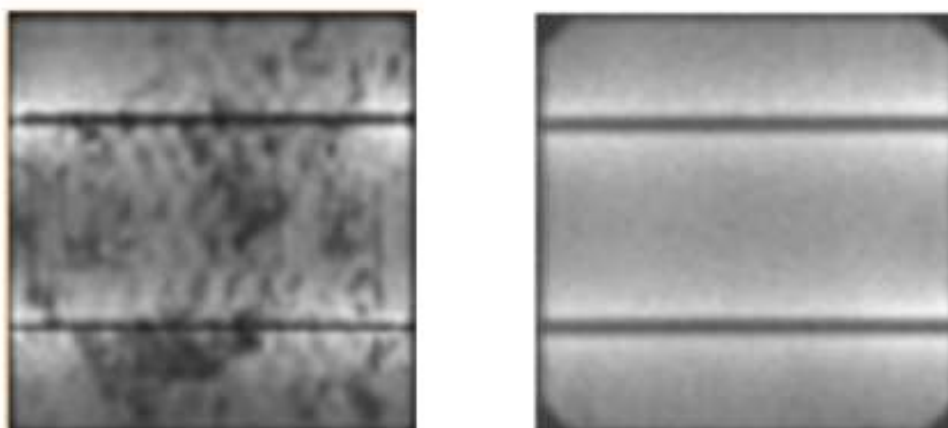
A seguir serão demonstrados os critérios de aceitação.

Para cada módulo, observando os seguintes defeitos significa que o módulo fotovoltaico falha no teste de eletroluminescência:

**- Célula fotovoltaica normal sem defeitos.**

A figura 2.10 apresenta a célula fotovoltaica normal sem defeitos, ou seja, esta o módulo fotovoltaico esta aprovado no teste de eletroluminescência.

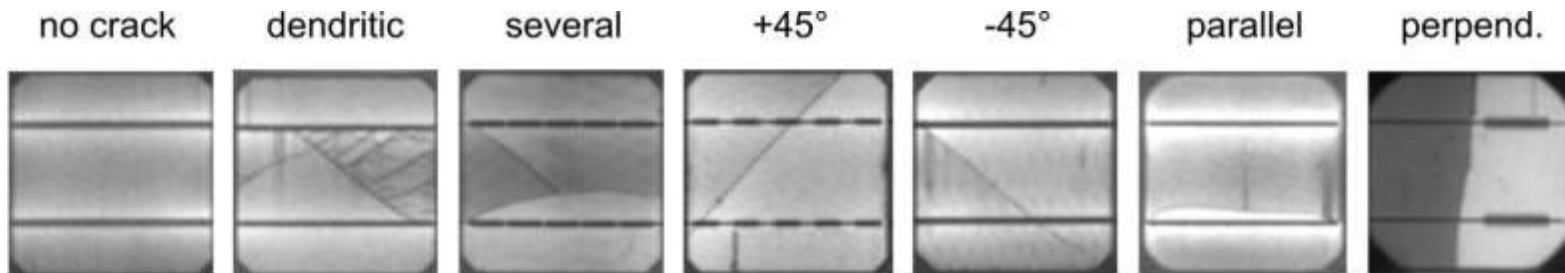
Figura 2.10 - Célula fotovoltaica normal sem defeitos



**- Célula fotovoltaica com diferentes tipos de microfissura (*micro crack*)**

A figura 2.11 mostra os tipos de microfissuras que podem ser encontradas no teste de eletroluminescência. A seguir será explicado o que pode ser aprovado ou reprovado no teste.

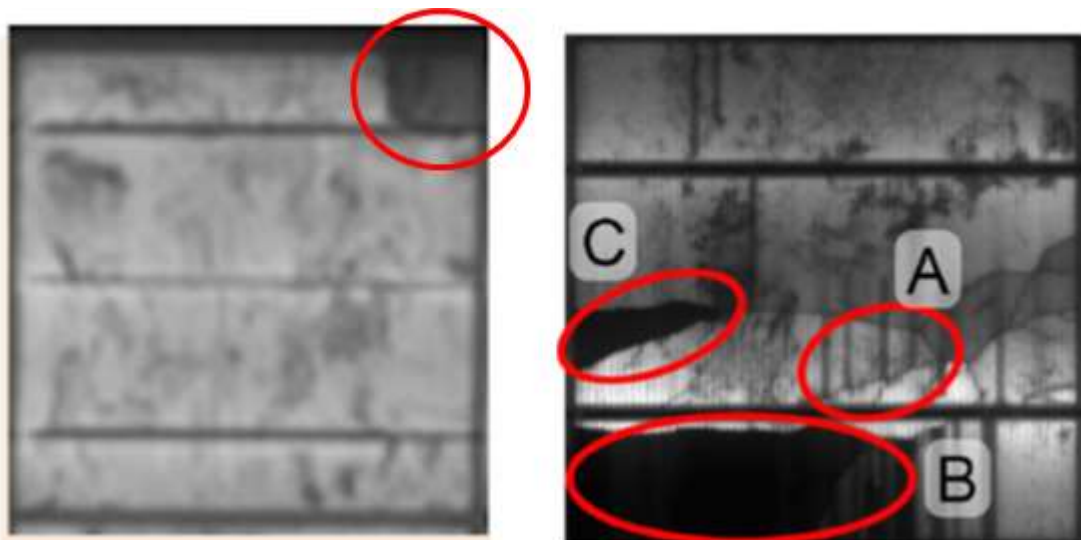
Figura 2.11 - Célula fotovoltaica com diferentes tipos de microfissura (*micro crack*)



**- Célula fotovoltaica com área inativa causada pelas microfissuras (*micro cracks*)**

Na figura 2.12 a região circulada na figura esquerda e a região B e C da figura direita apresentam área inativa causada pelas microfissuras (*micro cracks*). Isso não é permitido devido à incerteza das evoluções das fissuras (para limitar a área celular inativa) e perda significativa de tensão.

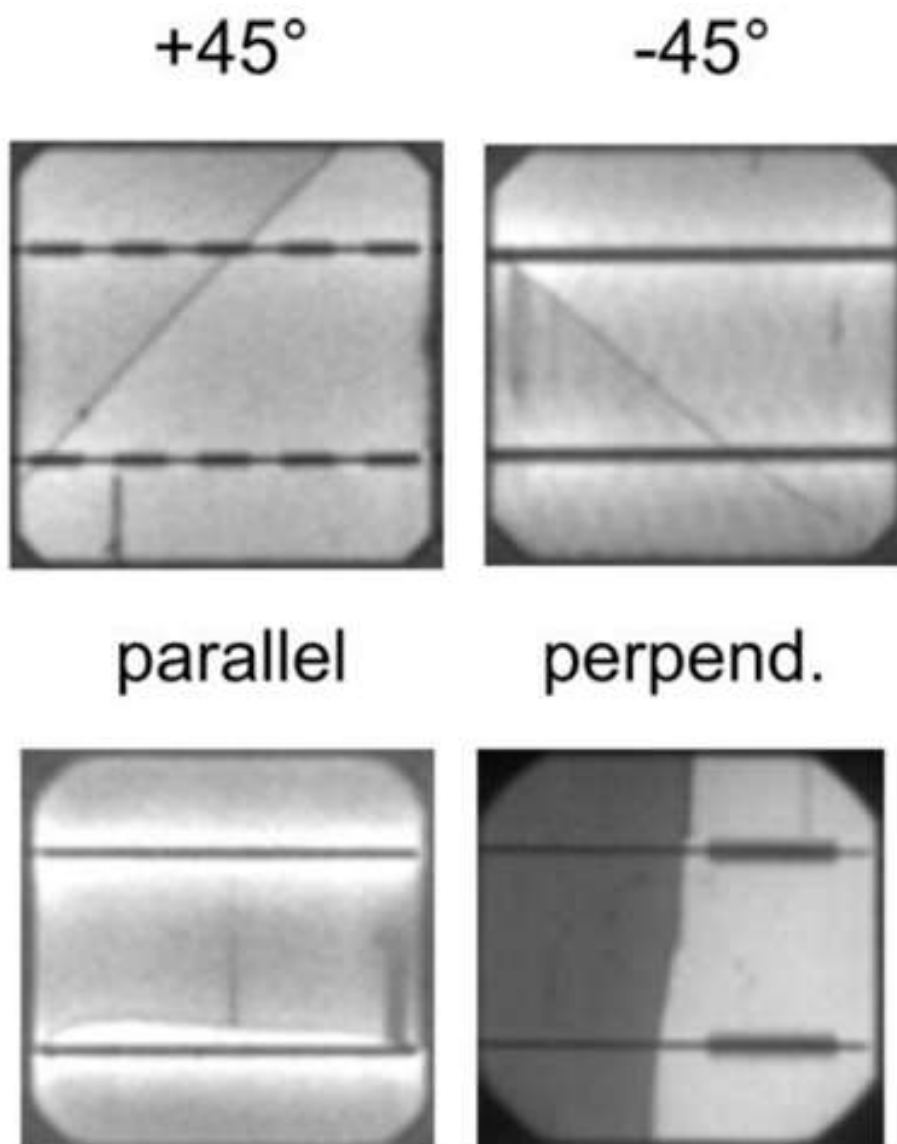
Figura 2.12 - Célula fotovoltaica com área inativa causada pelas microfissuras (*micro cracks*)



**- Célula fotovoltaica com microfissura única (*single micro cracks*)**

Na figura 2.13 apresenta a célula fotovoltaica com micro fissura única (*single micro cracks*) em todas as direções aceitável no máximo 3 por módulo fotovoltaico devido a risco muito elevado de degradação a curto prazo. (Fonte: M. Kntges, I. Kunze, S. Kajari-Schrder, X. Breitenmoser, and B. Bjørneklett, "The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 95, no. 4, pp. 1131–1137, 2011).

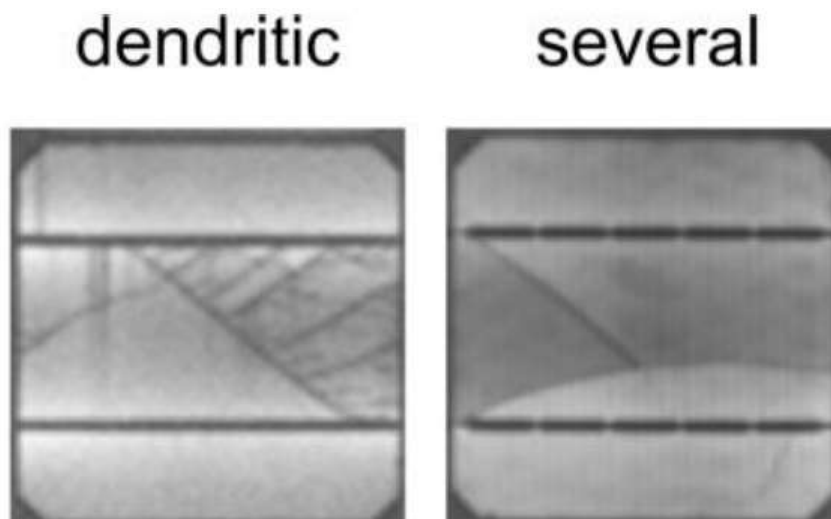
Figura 2.13 - Célula fotovoltaica com microfissura única (*single micro cracks*)



**- Célula fotovoltaica com microfissuras múltiplas (*multiple single cracks*)**

Na figura 2.14 apresenta a célula fotovoltaica com microfissuras múltiplas (*multiple single cracks*) não é permitida devido ao risco muito elevado de degradação em curto prazo. (Fonte: M. Kntges, I. Kunze, S. Kajari-Schrder, X. Breitenmoser, and B. Bjørneklett, "The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks," Solar Energy Materials and Solar Cells, vol. 95, no. 4, pp. 1131–1137, 2011).

Figura 2.14 - Célula fotovoltaica com microfissuras múltiplas (*multiple single cracks*)



### 3. ESTUDO REALIZADO

#### 3.1 Introdução

Estudo de caso referente ao complexo solar fotovoltaico localizado na cidade de Pirapora, norte de Minas Gerais. Na primeira fase são instaladas, em uma área de 800 hectares, 5 Usinas fotovoltaicas de 30MW, totalizando a potência de 150MW CA e 191,55MWp de módulos fotovoltaicos e capacidade para atender a demanda de 189.842 residências. A construção das instalações gerou por volta de 1.381 empregos diretos e indiretos.

(Fonte: BNDES APROVA PRIMEIRO FINANCIAMENTO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR, NO VALOR DE R\$ 529,039 MILHÕES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2017. Disponível em <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-aprova-1-financiamento-para-gera-o-solar-de-r-529-mi>>. Acesso em 09 set. 2017).

#### 3.2 Instalação

##### 3.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Foram instalados 594.750 módulos fotovoltaicos de 3 potências diferentes: 315, 320 e 325W. No projeto foram considerados 15 *strings* de 30 módulos fotovoltaicos a serem conectados na *combiner Box*. Totalizando 450 (média de 144 kWp) módulos fotovoltaicos por *combiner box*.

Número de usinas de 30MW = 5;

Número de inversores do campo por usina = 31;

Número de *combiner box* conectados a 1 inversor = 8;

Número de *strings* conectados em 1 *combiner box* = 15;

Número de módulos fotovoltaicos conectados em série em um *string* = 30;

### 3.2.2 Forma de Fixação

Na estrutura de fixação das usinas foi utilizada a tecnologia de seguidor solar (*tracker*). Um seguidor solar ou *tracker* é um dispositivo que altera várias vezes a posição dos painéis fotovoltaicos durante o dia, seguindo o caminho do sol para aumentar a produção de energia solar do sistema fotovoltaico. Sistemas com seguidores solares geram mais energia do que os sistemas fixos. Isto ocorre devido à manutenção de baixos ângulos de incidência dos raios solares, esse ganho pode alcançar valores entre 25 a 45% maiores do que se o campo fosse fixo. De certa forma e com as devidas características, faz sentido dizer que um sistema com seguidor solar que aumenta em 30% a produção de energia é semelhante a um sistema fixo 30% maior (contém mais painéis fotovoltaicos).

(Fonte: SEGUIDOR SOLAR - TRACKER: VANTAGENS E DESVANTAGENS PARTE 1. Portal Solar, 2016. Disponível em <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/seguidor-solar---tracker-vantagens-e-desvantagens-parte-1.htm>>. Acesso em 14 set. 2017).

### 3.2.3 Combiner Box

Utilizado para receber os *strings* contendo dispositivos de proteção como fusíveis, dispositivo de proteção contra surtos (DPS), disjuntores, etc...

No projeto foram considerados 8 *combiner box* por inversor, totalizando 3600 módulos por inversor (média de 1.152 kW)

### 3.2.4 Inversores

No projeto foram considerados 31 inversores da marca GE, modelo LV5-1510-SLR de 1MW, cujas características estão no anexo 1, totalizando 3.600 módulos fotovoltaicos por inversor (média de 1.152 kW = 1 MW) para uma usina de 30MW.

### 3.3 Cronograma de Entrega

A tabela 3.1 informa o cronograma planejado de entrega dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 3.1: Cronograma de Entrega

| Pirapora Fase 1                |               | Programação de entrega do módulo (191.55 MWcc) |               |             |
|--------------------------------|---------------|--|---------------|-------------|
| Descrição do Módulo            |               | Requisitos da planta PV                        |               |             |
| Tipo de modelo                 | Classificação | Nº de Painéis                                  | MW            | % MW        |
| CS6U-P                         | 315W          | 19.650   | 6,19          | 3,2%        |
|                                | 320W          | 309.000  | 98,88         | 51,6%       |
|                                | 325W          | 266.100  | 86,48         | 45,1%       |
| <b>Demanda total do módulo</b> |               | <b>594.750</b>                                 | <b>191.55</b> | <b>100%</b> |

A tabela 3.2 mostra o recebimento real dos módulos fotovoltaicos x o cronograma planejado.

Tabela 3.2: Recebimento dos módulo – Planejado x Realizado

| 2016-2017       | Planejado                      |                      | Realizado                      |                      |
|-----------------|--------------------------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|
| Mês             | Total de Módulos Fotovoltaicos | Total Recebido em MW | Total de Módulos Fotovoltaicos | Total Recebido em MW |
| <b>Dezembro</b> | 50.960                         | 16,41                | 49.504                         | 15,86                |

|                  |         |       |         |       |
|------------------|---------|-------|---------|-------|
| <b>Janeiro</b>   | 113.568 | 36,58 | 72.800  | 23,31 |
| <b>Fevereiro</b> | 93.184  | 30,01 | 76.440  | 24,64 |
| <b>Março</b>     | 101.920 | 32,83 | 121.576 | 39,20 |
| <b>Abril</b>     | 94.640  | 30,48 | 73.528  | 23,66 |
| <b>Maiο</b>      | 104.832 | 33,76 | 105.560 | 34,19 |
| <b>Junho</b>     | 35.639  | 11,48 | 96.354  | 31,02 |

|              |                |               |                |               |
|--------------|----------------|---------------|----------------|---------------|
| <b>Total</b> | <b>594.743</b> | <b>191,55</b> | <b>595.762</b> | <b>191,90</b> |
|--------------|----------------|---------------|----------------|---------------|

### 3.4 Resultados dos Testes de Recebimentos

Foram recebidos 819 caminhões (728 módulos por caminhão) e realizados 1154 testes (teste visual e teste de eletroluminescência), conforme item 2.1 da revisão bibliográfica, no processo de descarregamento. De todos os caminhões recebidos, 06 caminhões apresentaram módulos reprovados no teste de eletroluminescência e tiveram que realizar todo processo conforme descrito no capítulo 2.2.2 da revisão bibliográfica, testando 1 módulo por palete (28 paletes por caminhão) e o palete com o módulo danificado foi realizado o teste completo em todos os módulos do palete (26 módulos por palete).

Os resultados dos testes indicaram 14 módulos fotovoltaicos reprovados diante dos critérios de qualidade. Ao todo são 03 módulos reprovados no teste visual (danificação na moldura de alumínio) e 11 módulos reprovados no teste de eletroluminescência. Conforme item 2.2.3 Critérios de Aceitação do Teste do Módulo contidos no item 2.2 Recepção de Módulos Fotovoltaicos pelo Usuário.

Seguem abaixo os módulos reprovados no processo:

1. 18/12/2016 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste Visual: danificação no frame;
2. 11/01/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste de eletroluminescência;

3. 13/01/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste Visual: danificação no frame;
4. 09/02/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
5. 09/02/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
6. 16/03/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste Visual: danificação no frame;
7. 27/03/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
8. 27/03/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
9. 27/04/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
10. 05/05/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 320  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
11. 29/05/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 325  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
12. 29/05/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 325  
Reprovado no teste de eletroluminescência;
13. 06/06/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 325  
Reprovado no teste de eletroluminescência;

14. 06/06/2017 – Módulo Fotovoltaico CS6U-P 325

Reprovado no teste de eletroluminescência.

Abaixo seguem as fotos dos problemas identificados:

Na figura 3.1 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste Visual. Pode se observar na foto que a moldura de alumínio (*frame*) de um módulo foi danificada. Logo no começo do envio desse projeto, no segundo caminhão, o pallet deslocou dentro do caminhão atingindo uma coluna se sustentação do caminhão.

Pelos critérios de avaliação visual de testes e critérios de aceitação do item 2.2.3.1 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

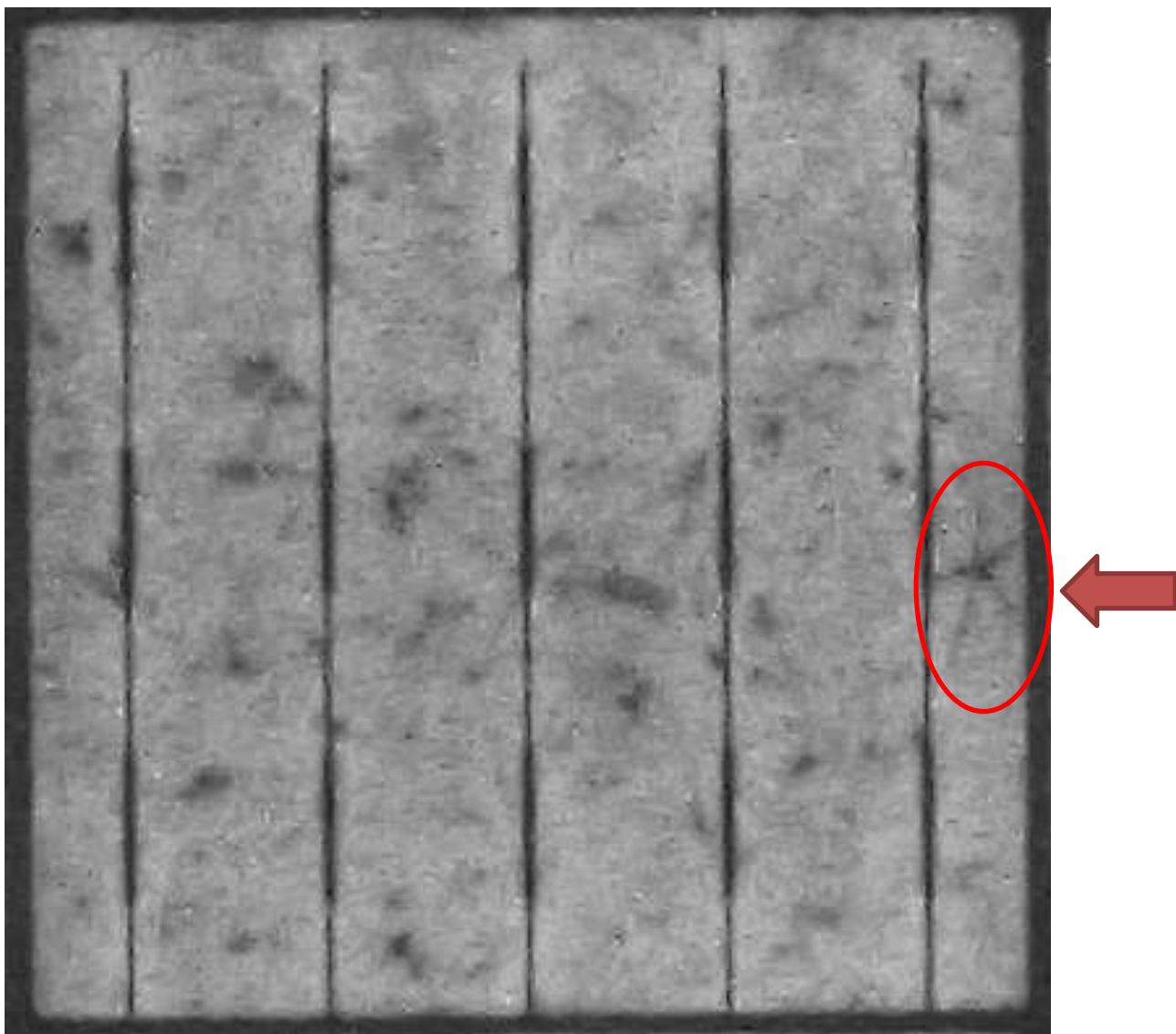
Figura 3.1 - 18/12/2017 - Reprovado no teste visual



Na figura 3.2 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto Identificado um *crack* tipo *spider*, provavelmente algum corpo estranho no momento da laminação.

Pelos critérios de imagens de eletroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

Figura 3.2 - 11/01/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência.



Na figura 3.3 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste Visual. Pode se observar na foto que a moldura de alumínio (*frame*) danificado devido ao aperto excessivo do das sintas de segurança do caminhão.

Pelos critérios de avaliação visual de testes e critérios de aceitação do item 2.2.3.1 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

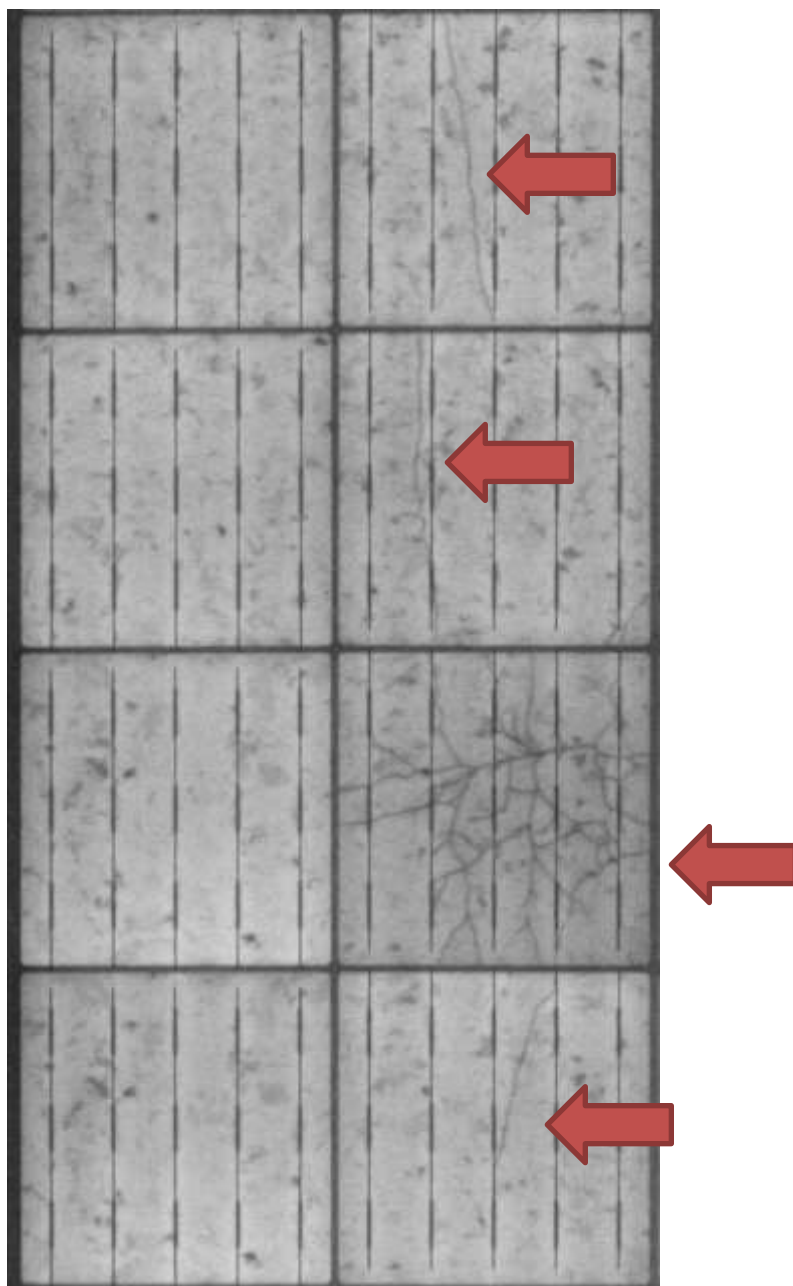
Figura 3.3 - 13/01/2017 - Reprovado no teste visual



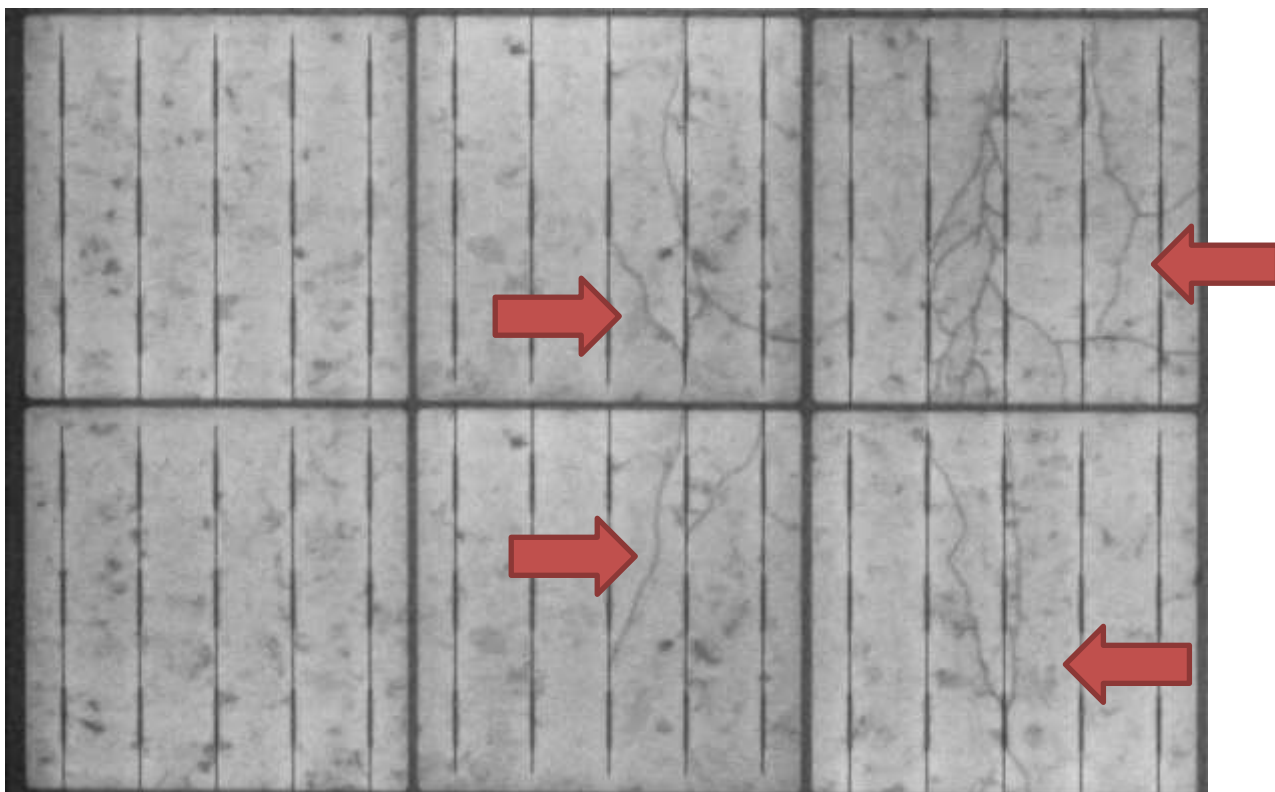
Na figura 3.4 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto, múltiplos *cracks* no módulo devido algum impacto ocorrido por manipulação incorreta do módulo ou no transporte.

Pelos critérios de imagens de eletroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

Figura 3.4 - 09/02/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência.



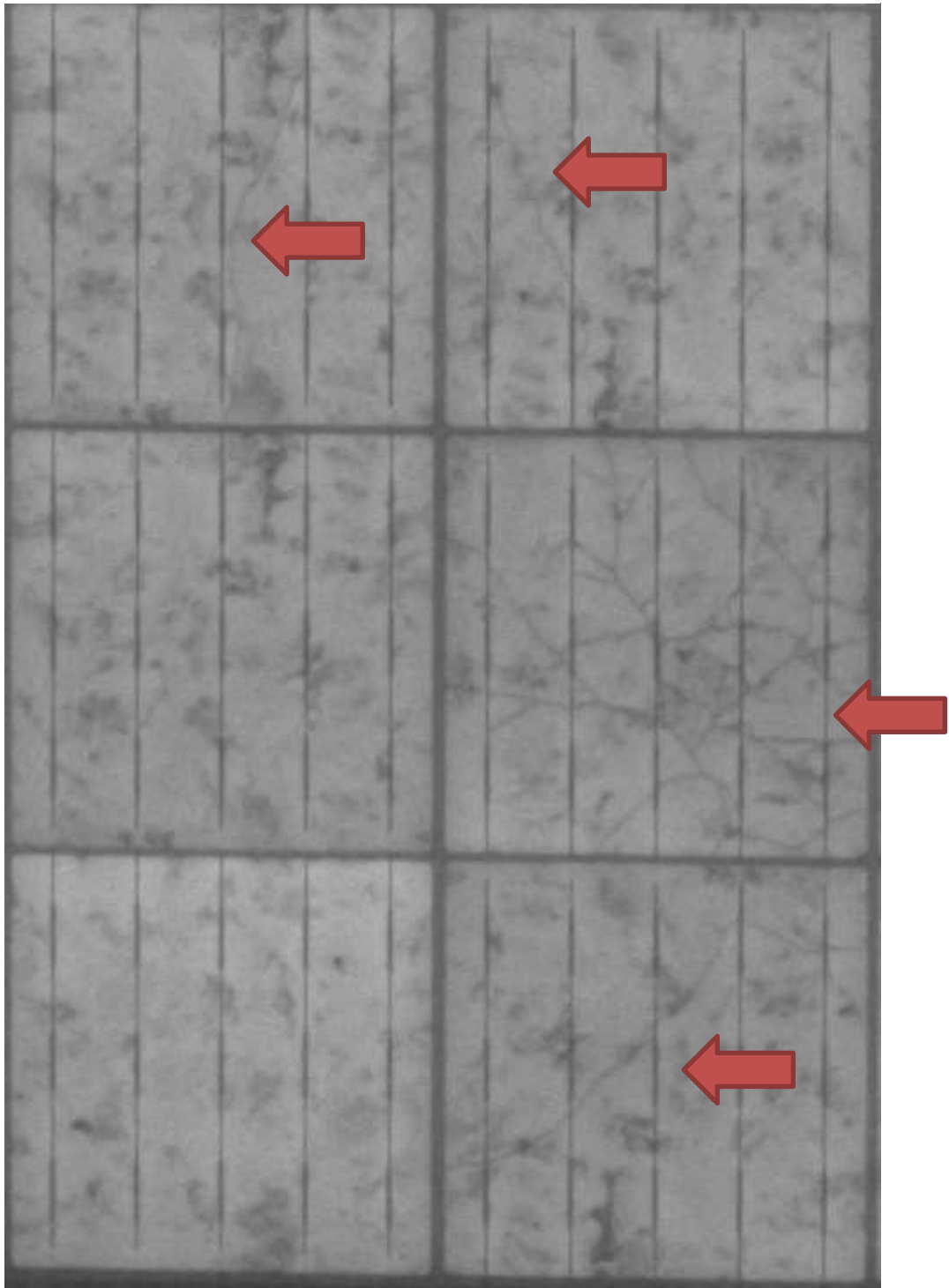
Outra parte do módulo com simples e múltiplos *cracks*:



Na figura 3.5 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto, múltiplos *cracks* no módulo devido algum impacto ocorrido por manipulação incorreta do módulo ou no transporte.

Pelos critérios de imagens de eletroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

Figura 3.5 - 09/02/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência



Na figura 3.6 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste Visual. Pode se observar na foto que a moldura de alumínio (*frame*) de

sustentação central foi danificada durante o transporte. Com o movimento do caminhão uma parte de ferro solta no caminhão atingiu o módulo.

Pelos critérios de avaliação visual de testes e critérios de aceitação do item 2.2.3.1 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

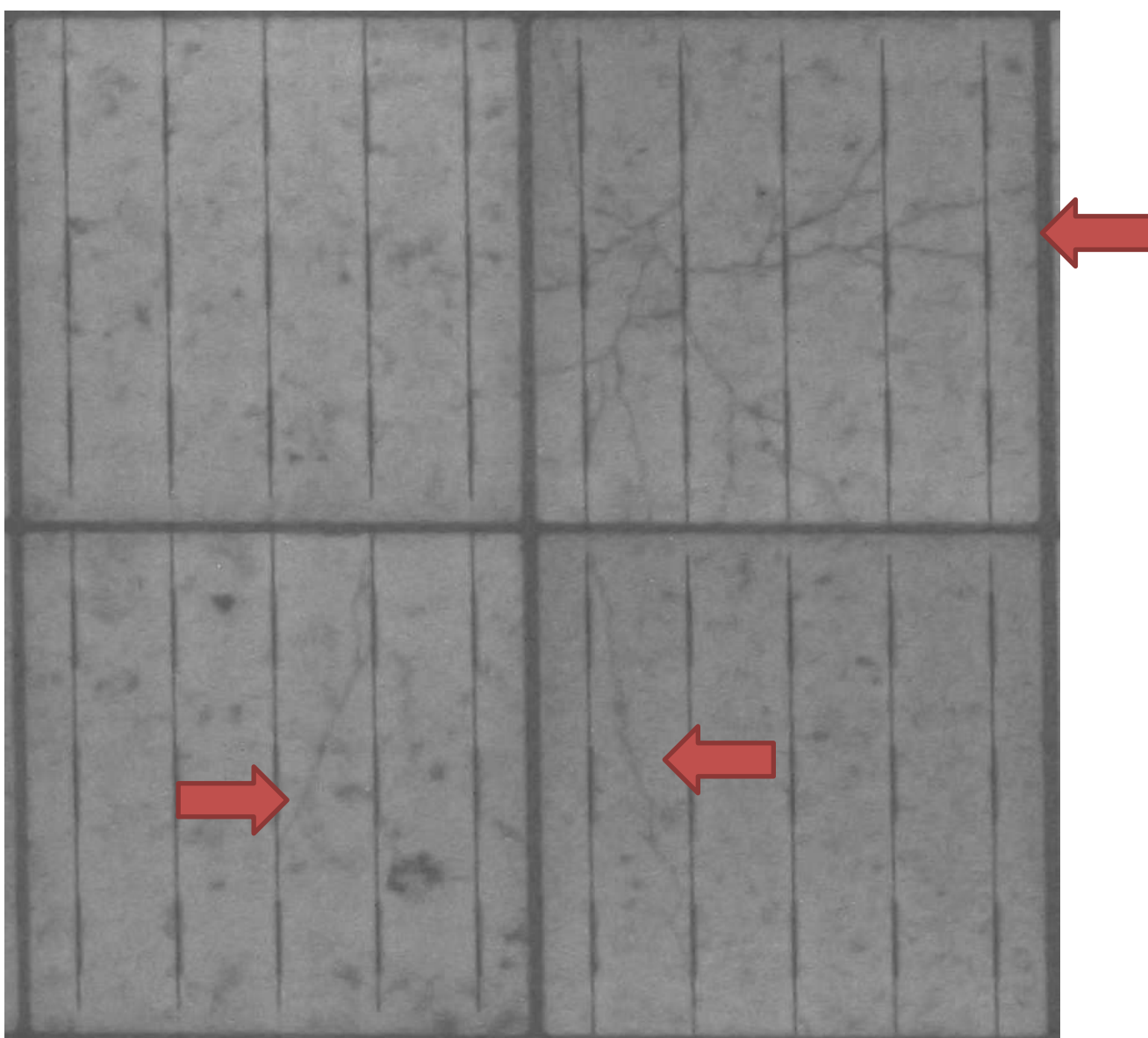
Figura 3.6 - 16/03/2017 - Reprovado no teste visual



Na figura 3.7 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto, múltiplos *cracks* no módulo devido algum impacto ocorrido por manipulação incorreta do módulo ou no transporte.

Pelos critérios de imagens de eletroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

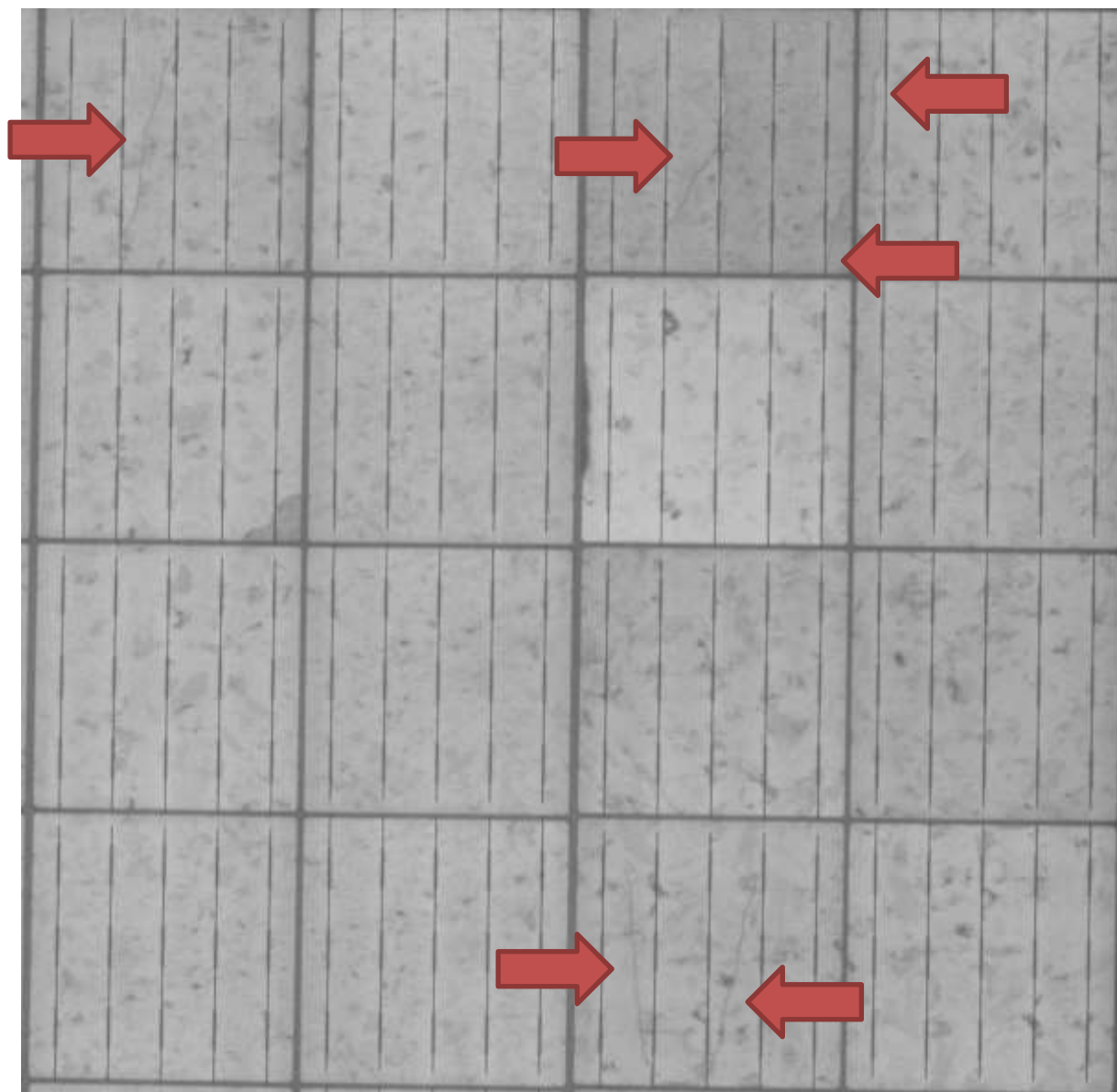
Figura 3.7 - 27/03/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência



Na figura 3.8 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto 6 *single cracks* no módulo devido algum impacto ocorrido por manipulação incorreta do módulo ou no transporte.

Pelos critérios de imagens de eletroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, é aprovado 3 *single cracks* em diferentes células no módulo. Na imagem abaixo identificamos 6 *singles cracks* no módulo, sendo duas células apresentando com 2 *single cracks* na mesma célula. Esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

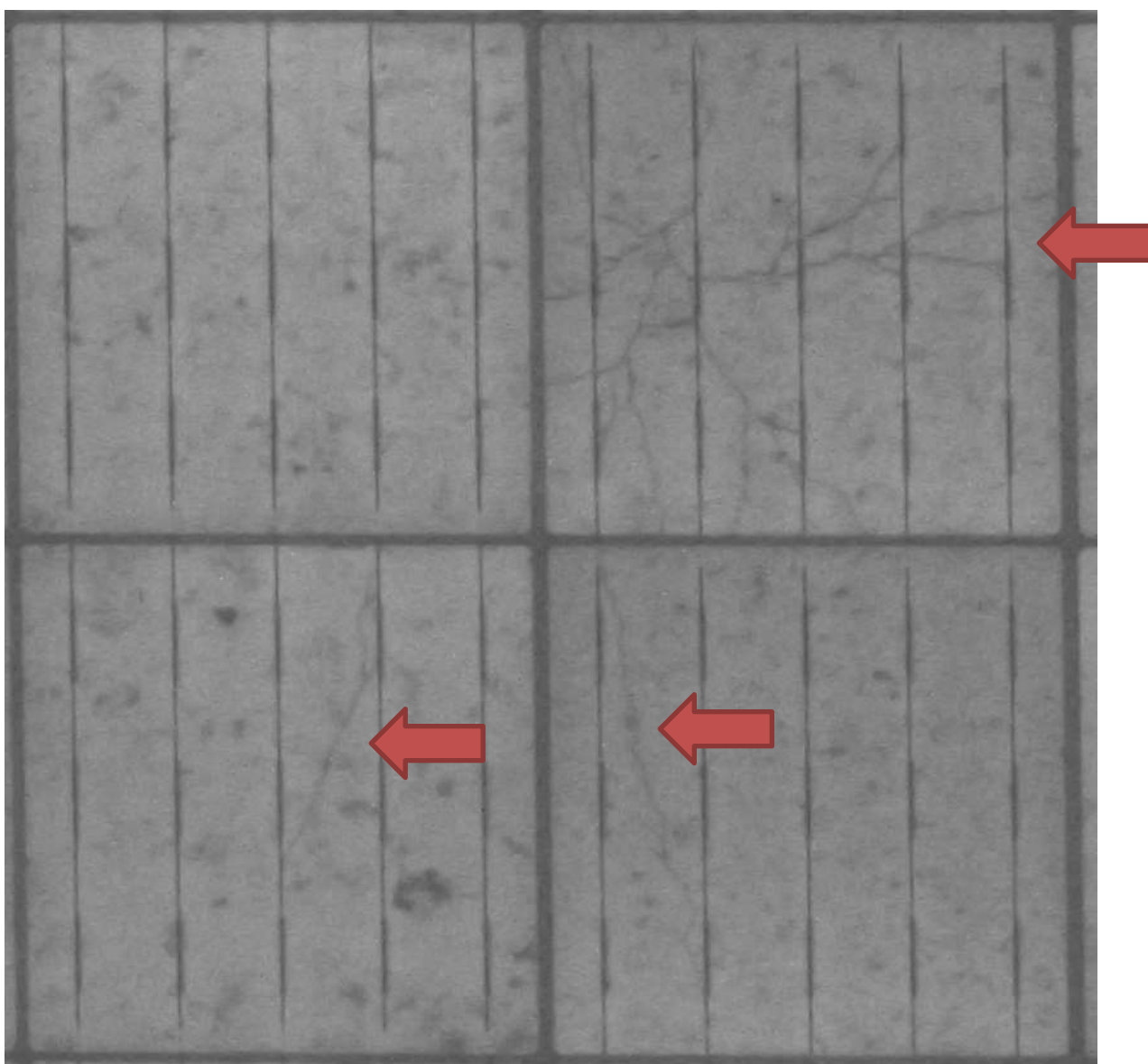
Figura 3.8 - 27/03/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência



Na figura 3.9 é mostrado um módulos fotovoltaico de 325W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto, múltiplos *cracks* no módulo devido algum impacto ocorrido por manipulação incorreta do módulo ou no transporte.

Pelos critérios de imagens de eletroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

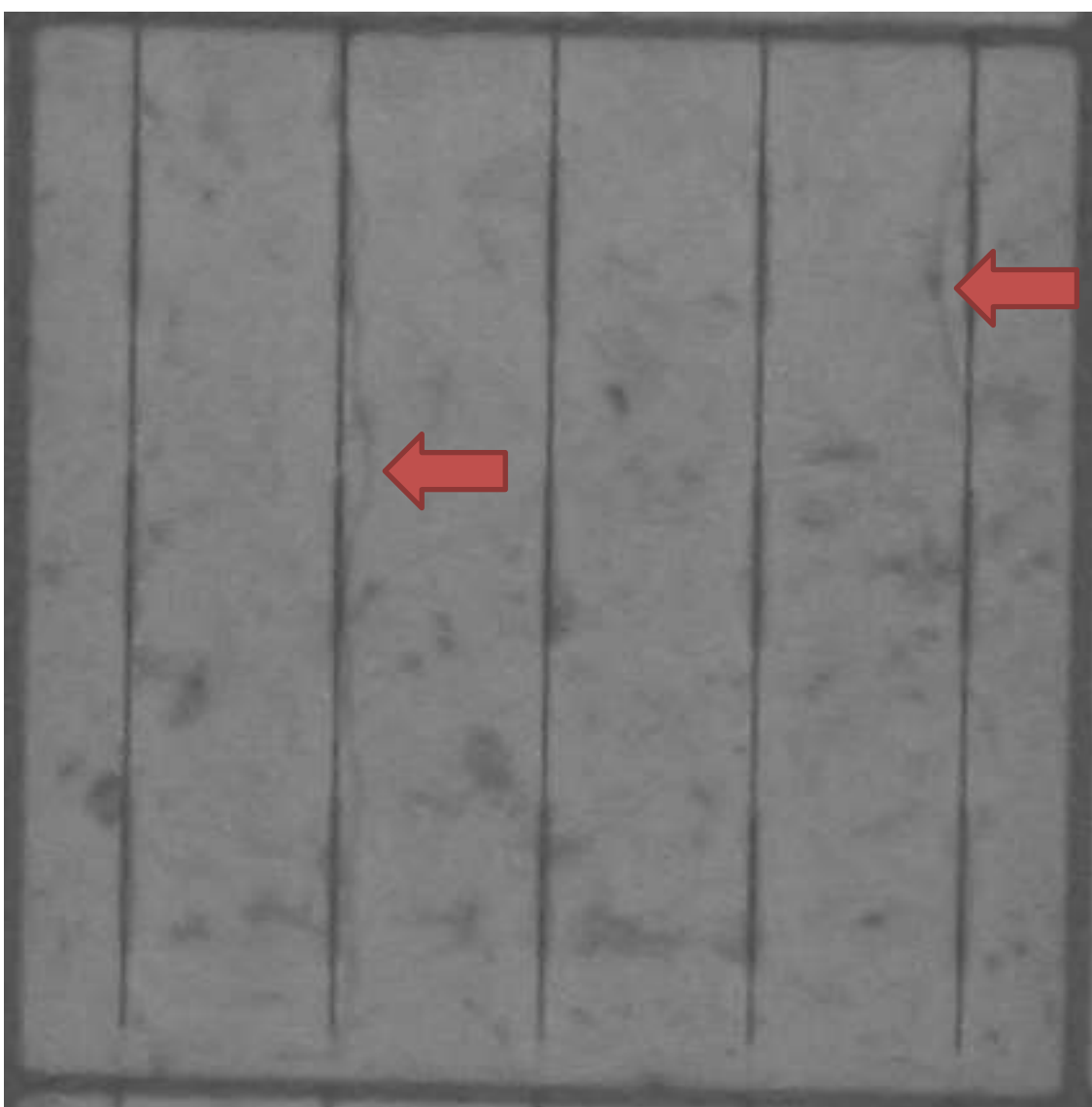
Figura 3.9 - 27/04/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência



Na figura 3.10 é mostrado um módulos fotovoltaico de 320W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto 2 *singles cracks* na mesma célula.

Pelos critérios de imagens de electroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, é aprovado 3 *single cracks* em diferentes células no módulo. Esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

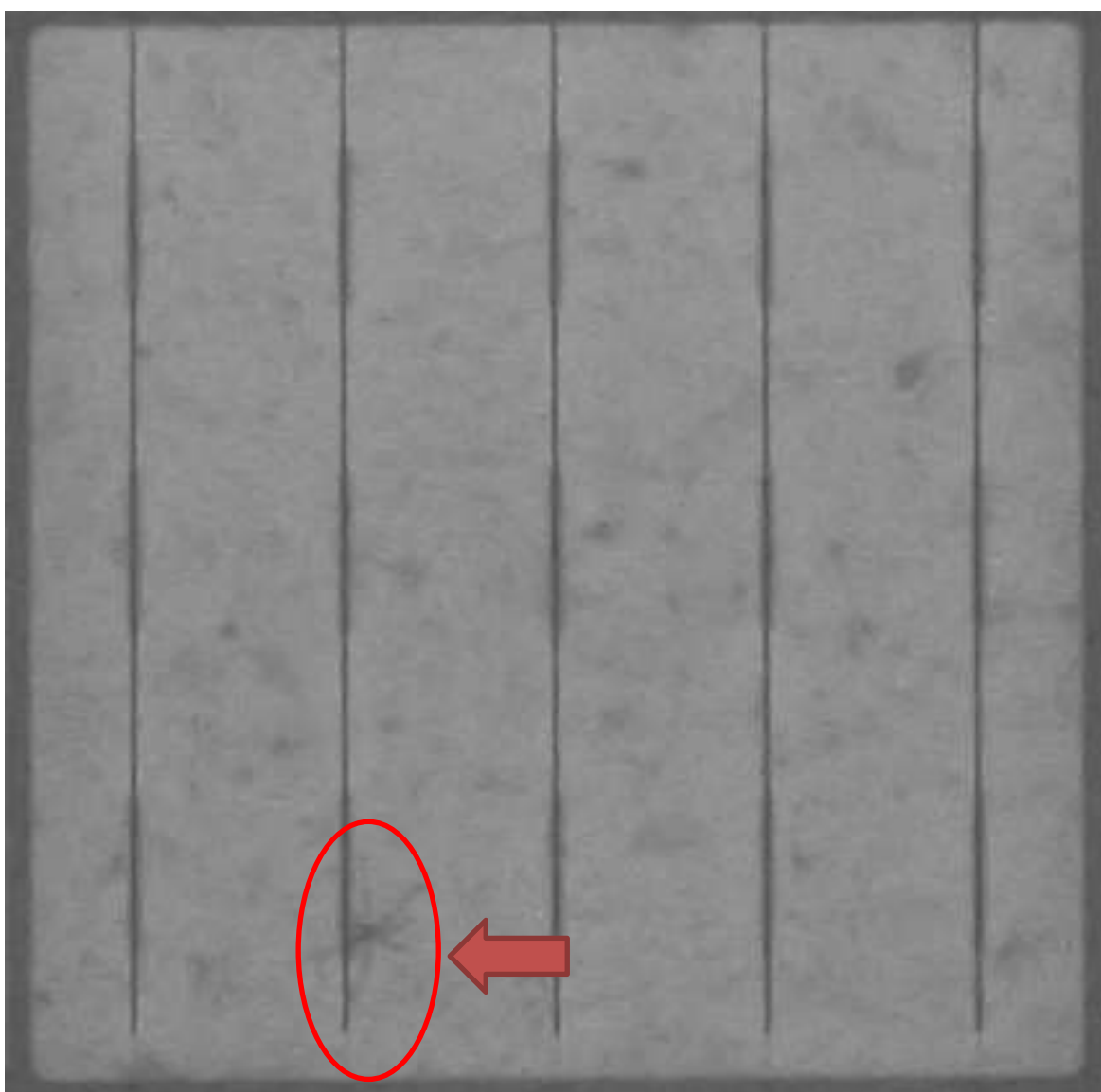
Figura 3.10 - 05/05/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência



Na figura 3.11 é mostrado um módulos fotovoltaico de 325W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto identificado um *crack* tipo *spider*, provavelmente algum corpo estranho no momento da laminação.

Pelos critérios de imagens de electroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

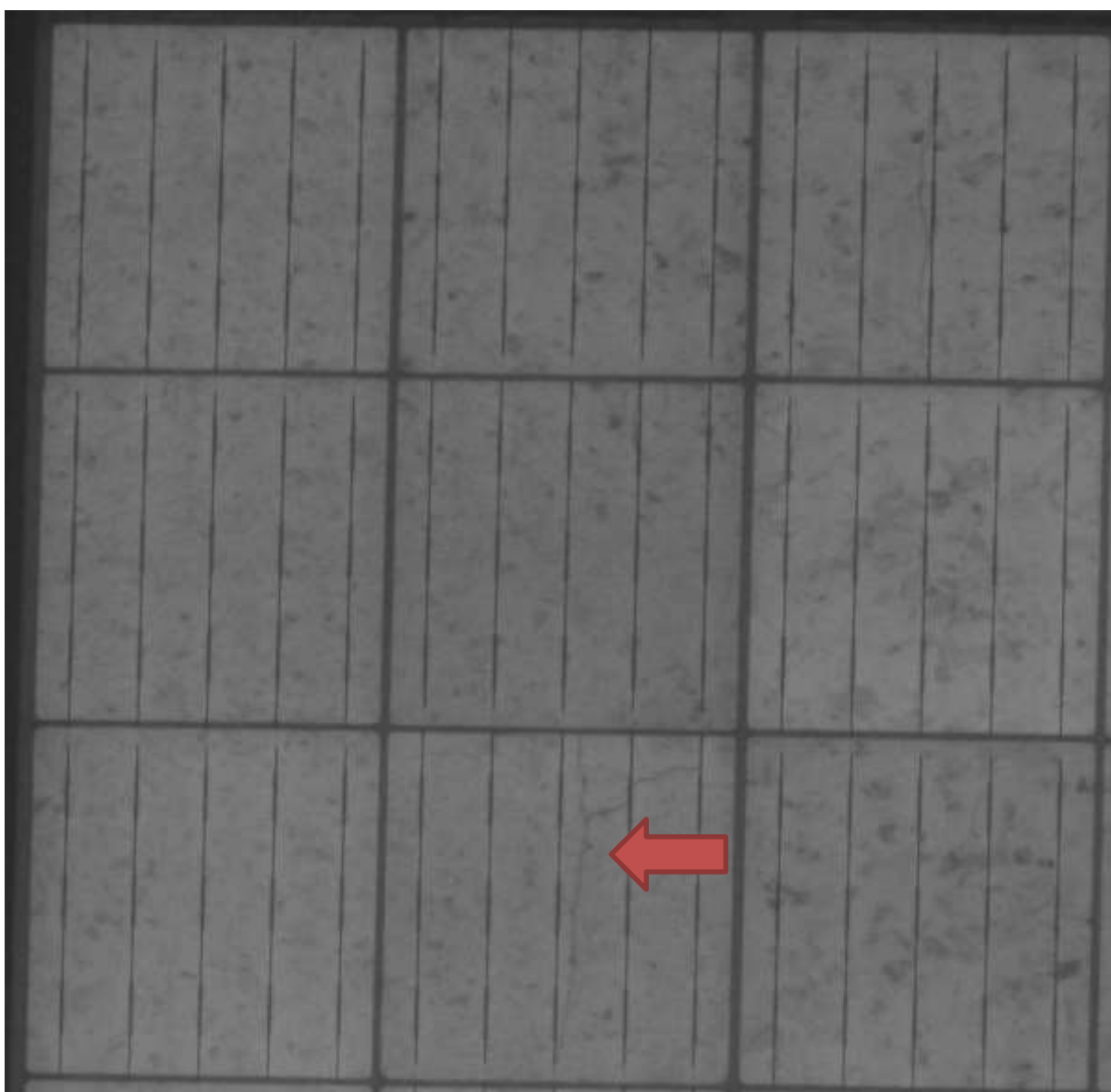
Figura 3.11 - 29/05/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência



Na figura 3.12 é mostrado um módulos fotovoltaico de 325W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto, múltiplos *cracks* no módulo devido algum impacto ocorrido por manipulação incorreta do módulo ou no transporte.

Pelos critérios de imagens de eletroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

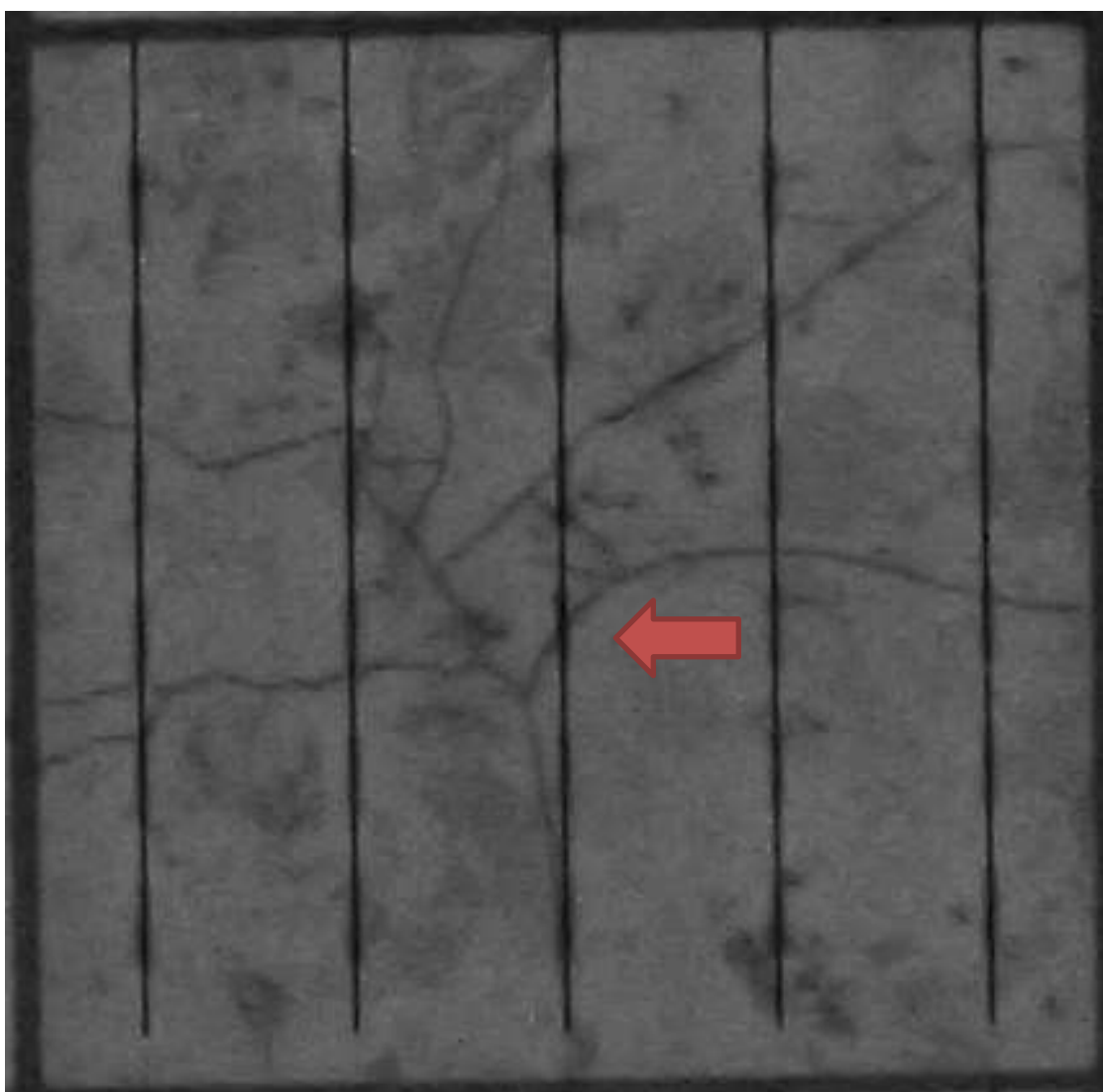
Figura 3.12 - 29/05/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência.



Na figura 3.13 é mostrado um módulos fotovoltaico de 325W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar na foto, múltiplos *cracks* no módulo devido algum impacto ocorrido por manipulação incorreta do módulo ou no transporte.

Pelos critérios de imagens de electroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

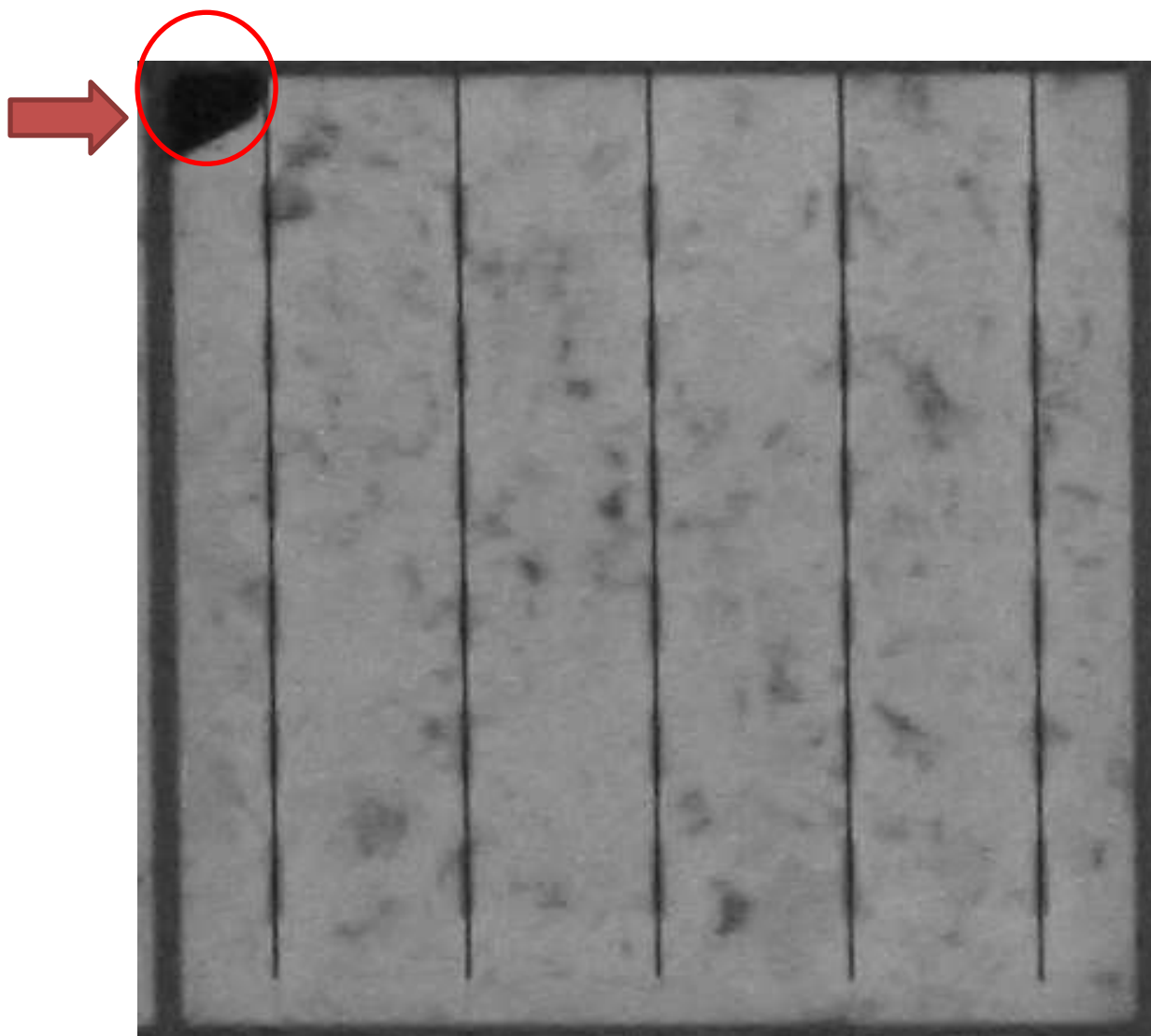
Figura 3.13 - 06/06/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência.



Na figura 3.14 é mostrado um módulos fotovoltaico de 325W reprovado no teste de eletroluminescência. Pode se observar no canto superior esquerdo da foto uma região escura que sugere uma região inativa da célula ocasionada talvez por impacto durante seu manuseio.

Pelos critérios de imagens de electroluminescência para avaliação de *Micro-Cracks* do item 2.2.3.2 da revisão bibliográfica, esse tipo de defeito não é permitido e o módulo foi reprovado.

Figura 3.14 - 06/06/2017 - Reprovado no teste de eletroluminescência.



Portando, esses foram os resultados dos testes realizados no campo na fase 1 do projeto Pirapora. Foram detectados 14 módulos não atendendo os critérios de qualidade de um total de 594.750 módulos recebidos 191.55 MWp. Dos testes realizados 1154 painéis constatou-se a reprovação de 11 painéis pelo teste de eletroluminescência. Projetando esse percentual para 594.750 de painéis existentes no campo, chegaríamos a 5.650 painéis que não estariam operando corretamente.

### 3.5 Cálculos de Geração de Energia

Para o cálculo de geração de energia, será considerada uma usina solar fotovoltaica de 30MW contendo 118.950 módulos fotovoltaicos de 320Wp.

Para a realização dos cálculos, inicialmente, obteve-se a irradiação solar média anual da cidade de Pirapora, localizada no estado de Minas Gerais, onde foi construído a usina solar fotovoltaica. Para obter esse dado foi consultado o site do CRESESB, local muito utilizado e confiável para adquirir informações técnicas sobre energia solar e eólica.

Através dos valores de latitude e longitude consultou-se a irradiação solar no local desejado. Para cidade de Pirapora, latitude 17,2° S e longitude 44,56 O, observamos a irradiação solar ao longo do ano em 4 ângulos diferentes: plano horizontal 0° N, ângulo igual a latitude 17° N, maior média anual 19° N e valor mínimo mensal 8° N. Como podemos observar na figura 3.15.

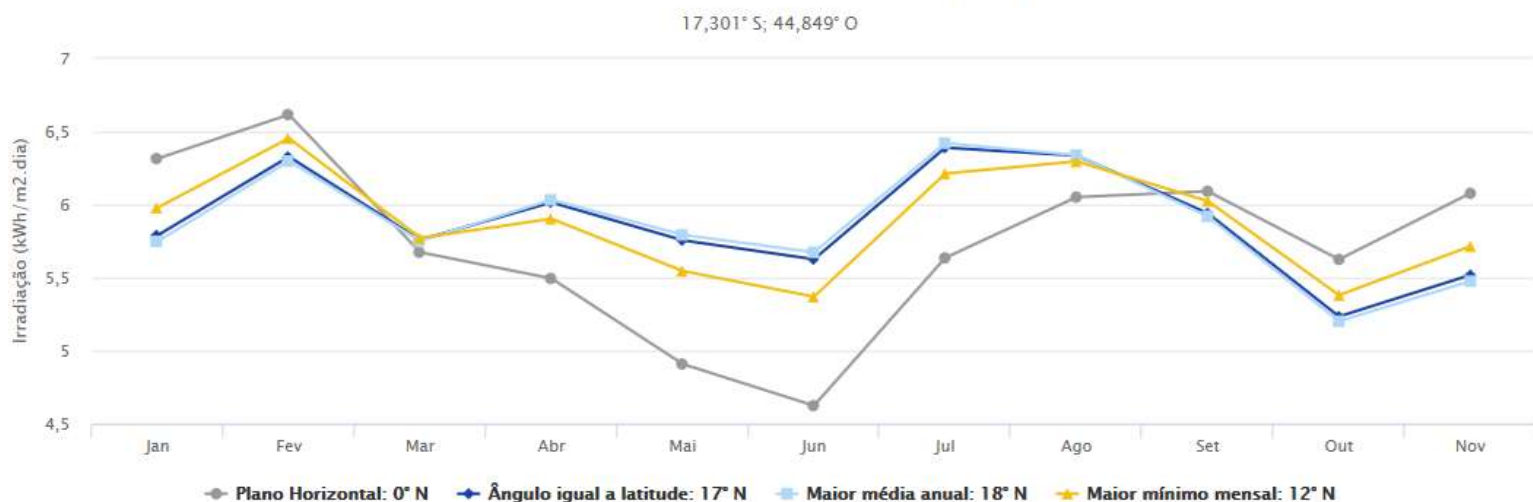
Figura 3.15 - Irradiação Solar Diária Média Mensal

Estação: Pirapora  
 Município: Pirapora, MG - BRASIL  
 Latitude: 17,301° S  
 Longitude: 44,849° O  
 Distância do ponto de ref. ( 17,3° S; 44,9° O ):5,4 km

| #                                   | Ângulo                  | Inclinação | Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia] |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |       |       |
|-------------------------------------|-------------------------|------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
|                                     |                         |            | Jan  | Fev  | Mar  | Abr  | Mai  | Jun  | Jul  | Ago  | Set  | Out  | Nov  | Dez  | Média | Delta |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Plano Horizontal        | 0° N       | 6,32   | 6,62 | 5,67 | 5,49 | 4,91 | 4,62 | 4,91 | 5,64 | 6,05 | 6,09 | 5,62 | 6,08 | 5,67  | 1,99  |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Ângulo igual a latitude | 17° N      | 5,79   | 6,33 | 5,76 | 6,01 | 5,75 | 5,63 | 5,89 | 6,39 | 6,34 | 5,94 | 5,23 | 5,52 | 5,88  | 1,16  |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Maior média anual       | 18° N      | 5,75   | 6,30 | 5,75 | 6,03 | 5,79 | 5,67 | 5,94 | 6,42 | 6,34 | 5,92 | 5,20 | 5,47 | 5,88  | 1,22  |
| <input checked="" type="checkbox"/> | Maior mínimo mensal     | 12° N      | 5,98   | 6,45 | 5,77 | 5,90 | 5,54 | 5,37 | 5,64 | 6,21 | 6,30 | 6,02 | 5,38 | 5,71 | 5,86  | 1,09  |

O CRESESB fornece o gráfico com as curvas de irradiação por meses como podemos observar na figura 3.16. São 4 curvas diferentes demonstrando a irradiação solar ao longo do ano em 4 ângulos de inclinação.

Figura 3.16 - Gráfico Irradiação Solar no Plano Inclinado  
Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pirapora–Pirapora, MG–BRASIL



Para simplificação dos cálculos, foi desconsiderado o seguidor solar (*tracker*) e optou-se em simular a geração de energia por um plano fixo com inclinação de 17° N (ângulo igual à latitude) para obter a irradiação solar média anual de 5,48kWh/m<sup>2</sup>.dia que seria a melhor condição de geração.

Segundo dado importante a ser obtido é os dados climatológicos para a cidade de Pirapora. Através do site Wikipédia, podemos adquirir as temperaturas máximas e mínimas ao longo do ano conforme figura 3.17.

Figura 3.17 - Dados Climatológicos para Pirapora

| Dados climatológicos para Pirapora |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       | [Esconder] |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|
| Mês                                | Jan   | Fev   | Mar   | Abr   | Mai   | Jun   | Jul   | Ago   | Set   | Out   | Nov   | Dez   | Ano        |
| Temperatura máxima absoluta (°C)   | 37,4  | 38,4  | 36,7  | 36,4  | 34,9  | 34,1  | 35,6  | 37,2  | 40,8  | 41,6  | 41,2  | 38,9  | 41,6       |
| Temperatura máxima média (°C)      | 30,3  | 31,3  | 31,7  | 30,8  | 29,6  | 28,9  | 28,6  | 30,7  | 32,1  | 31,7  | 31,0  | 29,8  | 30,5       |
| Temperatura média (°C)             | 24,7  | 25,3  | 25,1  | 23,8  | 21,5  | 19,8  | 19,7  | 21,9  | 24,1  | 25,3  | 24,9  | 24,4  | 23,4       |
| Temperatura mínima média (°C)      | 20,5  | 20,7  | 20,1  | 18,3  | 15,2  | 12,9  | 12,1  | 14,1  | 17,3  | 20,0  | 20,3  | 20,3  | 17,7       |
| Temperatura mínima absoluta (°C)   | 15,6  | 17,3  | 15    | 9,8   | 7,4   | 0,5   | 5     | 8     | 8,1   | 11,8  | 15    | 12    | 0,5        |
| Precipitação (mm)                  | 246,6 | 108,6 | 89,5  | 60,4  | 11,5  | 3     | 9     | 5,1   | 35,4  | 113,8 | 154,3 | 220   | 1 057,0    |
| Dias com precipitação (≥ 1 mm)     | 15    | 10    | 8     | 5     | 2     | 0     | 1     | 1     | 3     | 9     | 11    | 15    | 80         |
| Umidade relativa (%)               | 78,9  | 75,4  | 76,2  | 77,1  | 74,6  | 70,5  | 67,0  | 61,1  | 60,7  | 66,6  | 75,3  | 78,8  | 71,9       |
| Horas de sol                       | 201,7 | 207,3 | 240,5 | 243,3 | 269,4 | 267,1 | 276,8 | 284,2 | 229,4 | 217,4 | 203,6 | 154,4 | 2 795,1    |

Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (normal climatológica de 1961-1990,<sup>[18][13][12][19][20][21][22]</sup> recordes de temperatura a partir de 1961).<sup>[23]</sup>

Abaixo, segue o calculo de geração de 1 usina de 30MW:

Neste projeto a usina foi composta por 5 usinas de 30MW. Utilizando informações contidas na tabela 3.1, as usinas foram instaladas com a seguinte distribuição de painéis fotovoltaicos:

- 3.930 painéis de 315W totalizando 0,974MW
- 61.800 painéis de 320W totalizando 19,776MW
- 53.220 painéis de 325W totalizando 17,296MW

Total da usina 38,046 MWp

Cada painel possui 1,944 m<sup>2</sup> de área de absorção totalizando 231.296,86 m<sup>2</sup> de área de absorção.

Sendo:

$E_{GFV}$  [kWh/dia] energia diária média anual a ser fornecida pelo gerador fotovoltaico.

$H_T$  [kWh/m<sup>2</sup>dia] energia solar incidente no plano do painel FV, média diária anual

(HSP) [h] horas de Sol Pleno média diária anual

$$(HSP) = \frac{\overline{H_T}}{1} \left[ \frac{\frac{kWh}{m^2 dia}}{\frac{kWh}{m^2 h}} \right] = \overline{H_T} \left( \frac{h}{dia} \right) \quad (3.1)$$

$P_{MP}$  [kW/painel] potência máxima de um painel fotovoltaico escolhido operando com  $GT = 1000 \text{ W/m}^2$  na temperatura de célula  $T_C$  [°C], para a temperatura ambiente média máxima anual  $T_{amax}$  [°C].

N número de painéis fotovoltaicos que compõe o gerador (TD) adimensional, taxa de desempenho do gerador, leva em consideração de mais perdas, recomendado no Brasil 0,7 a 0,8.

Pode-se então calcular a energia diária fornecida pela usina através da expressão:

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} * P_{MP} * (HSP) * N * (TD)$$

A estimativa da Temperatura de Operação da Célula do Painel Fotovoltaico nas condições de projeto pelo método do projeto HSP pode ser feita pela expressão 3.2

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20]0,9 \quad (3.2)$$

Painel CS6U320

$T_C$  [°C] temperatura da célula

$$T_C = 30,5 + (1000/800) \times (45-20) \times 0,9 = 30,5 + 28,1 = 58,6 \text{ °C}$$

$$T_C = 58,6\text{°C} < T_{\max} = 85 \text{ °C}$$

$T_a$  max [°C] temperatura ambiente média anual máxima = 30,5°C

$T_{NOC}$  [°C] temperatura nominal de operação da célula = 45°C

$G_T$  [W/m<sup>2</sup>] radiação solar média no plano de célula = 1000 W/m<sup>2</sup>

E a estimativa da Potência de Pico do Painel Fotovoltaico nestas condições pela expressão 3.3

$$P_{MP} = P_{MP}^0 \frac{G_T}{G_{ref}} \left[ 1 + \gamma_{mp}(T_C - T_{cref}) \right] \quad (3.3)$$

Painel CS6U320

$T_C$  [°C] temperatura da célula = 58,6 °C

$T_{cref}$  [°C] temperatura da célula nas condições STC = 25 °C

$G_T$  [W/m<sup>2</sup>] radiação solar média no plano de célula = 1000 W/m<sup>2</sup>

$G_{ref}$  [W/m<sup>2</sup>] radiação solar nas condições STC = 1000 W/m<sup>2</sup>

$\gamma_{mp}$  [°C<sup>-1</sup>] coeficiente de temperatura para potência máxima = - 0,0041 °C<sup>-1</sup>

$P_{MP}^0$  [W] Potência nominal do Painel Fotovoltaico = 320 W

$P_{MP}$  [W] Potência do Painel Fotovoltaico

$$P_{MP} = 320 \times (1000/1000) \times [1 - 0,0041 \times (58,6 - 25)] = 320 \times 0,862$$

$$P_{MP} = 275,9 \text{ W}$$

Sendo:

$E_{GFV}$  energia diária média anual a ser fornecida pelo gerador fotovoltaico Wh/dia.

$HT$ [kWh/m<sup>2</sup>dia] energia solar incidente no plano do coletor ( $\beta = 17^\circ N$ ) média diária anual = 5,48 kWh/m<sup>2</sup> dia

(HSP) [h] horas de Sol Pleno média diária anual = 5,48 h

$P_{MP}$  [W/painel] potência máxima de um painel fotovoltaico na temperatura de célula

$T_C$  [°C] = 58,6 °C ;  $T_{amax}$  [°C] = 30,5 °C;  $GT = 1000W/m^2$ ;  $P_{MP} = 275,9 W$

$N$  número de painéis fotovoltaicos que compõe o gerador (TD) adimensional, taxa de desempenho do gerador, recomendado no Brasil 0,7 a 0,8. (TD) = 0,73

$\eta_{SPMP} = 0,986$

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} * P_{FV} * (HSP) * N * (TD)$$

$$E_{GFV} = 0,986 \times 275,9 [W] \times 5,48 [h] \times 118.950 \times 0,73$$

$$E_{GFV} = 129,45 \text{ MWh / dia}$$

$$E_{GFV} = 129,45 \text{ MWh / dia} * 30 = 3883 \text{ MWh / mês}$$

$$E_{GFV} = 3883 \text{ MWh / mês} * 12 = 46.601 \text{ MWh / ano} = 46,6 \text{ GWh/ano}$$

### Escolha do Inversor

FDI fator de dimensionamento do inversor

$P_{INV}^0$  potência nominal do inversor (W)

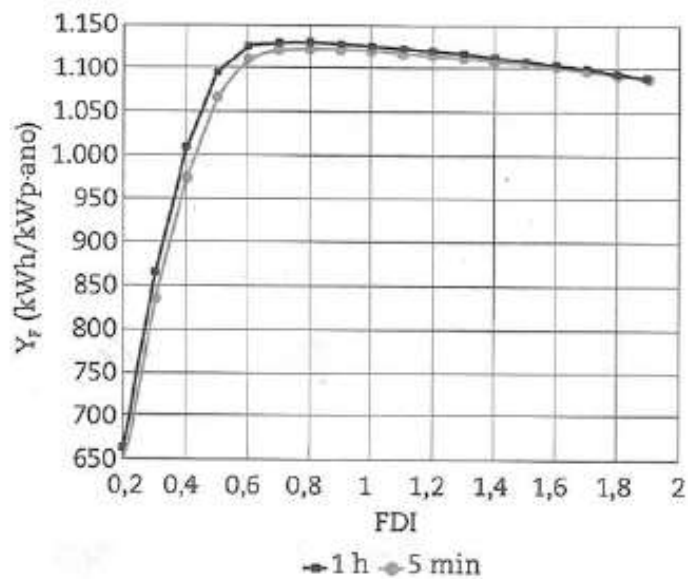
$P_{GFV}^0$  potência nominal do gerador fotovoltaico (W)

$$P_{GFV}^0 = N \times P_{MP}^0$$

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{GFV}^0} \quad (3.4)$$

YF produtividade anual do gerador fotovoltaico (kWh/kWp ano) em uma certa localidade

Figura 3.18 – Gráfico do YF x FDI



Zilles Fig. 3.13 p.92

Zilles mostra estudo que recomenda

$0,6 < FDI < 0,9$

Fabricantes  $0,8 < FDI < 1,2$

$P_{GFV}^0$  potência nominal do gerador fotovoltaico

$$P_{GFV}^0 = P_{MP}^0 \times N = 320 \times 118.950 = 38.064.000 \text{ Wp}$$

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{GFV}^0}$$

Inversor GE LV5-1510-SLR  $P_{INV}^0 = 1000\text{kVA}$

Para 31 Inversores:  $P_{INV}^0 = 31.000.000 \text{ VA}$

$$FDI = 31.000.000 / 38.064.000 = 0,81$$

Zilles mostra estudo que recomenda

$0,6 < FDI < 0,9$

### Resumo

118.950 painéis fotovoltaicos CS6U320

31 inversores GE LV5-1510-SLR

### 1) Avaliação de $V_{OC}$

Na temperatura máxima de  $T_{max} = 32,1 \text{ °C}$  em Setembro e na temperatura mínima  $T_{min} = 12,1 \text{ °C}$  em Julho

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20]0,9 \quad (3.2)$$

### 2) Temperaturas de célula

$$T_{C_{max}} = 32,1 + (1000/800) \times (45-20) \times 0,9 = 32,1 + 28,1 = 60,2 \text{ °C}$$

$$T_{C_{min}} = 12,1 + 0 = 12,1 \text{ °C (à noite: } GT = 0)$$

### 3) Valores de $V_{OC} = V_{OC}^0 (1 + \gamma_{OC}(T_C - T_C^0))$

$$V_{OC_{min}} = 45,3 \times (1 - 0,0031 \times (60,2 - 25)) = 45,3 \times 0,89 = 40,36 \text{ V};$$

$$V_{OC_{max}} = 45,3 \times (1 - 0,0031 \times (12,1 - 25)) = 45,3 \times 1,04 = 47,1 \text{ V};$$

### 4) Ponto de MP

$$V_{mp} = 36,8 \times (1 - 0,0031 \times (60,2 - 25)) = 36,8 \times 0,89 = 32,78 \text{ V}$$

$$I_{mp} = 275,9 \text{ W} / 31,68 \text{ V} = 8,73 \text{ A}$$

### 5) $I_{SC} = I_{SC}^0 (1 + \gamma_{SC}(T_C - T_C^0))$

$$I_{SC_{max}} = 9,26 \times (1 + 0,00053 \times (60,2 - 25)) = 9,26 \times 1,019 = 9,43 \text{ A}$$

## Condições de Operação

1) Número de painéis FV em série  $N_{série} = 850 < N_{série} \times V_{OC_{min}}$  ou seja

$$850 < 40,36 \times N_{série} \text{ ou}$$

$$21 < N_{série}$$

$N_{série} \times V_{OC_{max}} < 1300$  ou seja

$$N_{série} \times 47,1 < 1300 \text{ ou}$$

$$N_{série} < 28$$

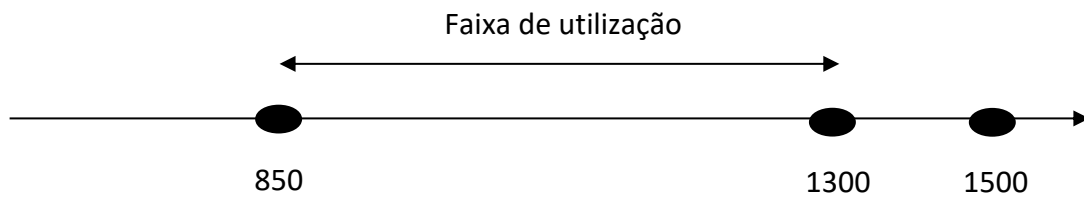
$$\text{Então: } 21 < N_{série} < 28$$

2) Número de conjuntos em paralelo por *string*  $N//$

$$N// \times I_{SC_{max}} < I_{maxstring}$$

$$N// \times 9,43 < 1200 \text{ ou seja } N// < 127$$

Figura 3.19 - Faixa de Utilização do Inversor



A usina utilizou *string* com 30 módulos em série o que significa que como a tensão máxima é de 1300 volts, previu-se que a tensão máxima por painel fosse de 43,33 volts ao invés de 47,1 volts e que corresponde a uma temperatura ambiente de 39°C considerada como a menor em desacordo com os dados climatológicos.

Por outro lado ao se verificar a temperatura mínima de 12,1°C o *string* ficara com uma tensão de 1413 volts que é inferior ao máximo de 1500 volts suportado pelo inversor. Nesta situação o inversor não corre risco e o mppt não estará atuante o que não provoca qualquer outro dano, pois esta condição ocorrerá à noite quando o sistema não está gerando.

Pode-se observar, portanto que a operação do *string* é muito sensível a temperatura.

### Configuração dos *Strings*

Os *strings* serão arranjados através da utilização de 8 *combiner boxes* por cada um dos 31 inversores. Cada *combiner box* apresenta 15 *strings* em paralelo com 30 painéis fotovoltaicos em série totalizando 450 módulos por *combiner box*.

Configuração de *String* Típico:  $N_{\text{série}} = 30$  ;  $N_{\parallel} = 15$  ;  $450 \text{ PFV} \times 320 = 144.000\text{W}$ .

### 3.6 Simulação de Perda de Geração

Para 1 Usina de 30MW foram utilizados 118.950 módulos fotovoltaicos, ou seja, para 5 Usinas de 30MW, foram utilizados 594.750 módulos fotovoltaicos.

Considerando os defeitos encontrados nos testes, segue uma simulação com relação aos defeitos detectados nos testes de recebimento dos módulos. Considerando 1154 testes de eletroluminescência, com reprovação de 11 módulos, observa-se um percentual de 0,95% de módulos reprovados no recebimento.

Para o total de módulos de 594.750 recebidos, utilizando esse percentual, chegaríamos a um número de reprovação de 5.650 módulos fotovoltaicos, ou seja, aproximadamente 1,8 MWp.

Supondo então que a quantidade de 5.650 módulos fotovoltaicos não fosse detectada em nenhum teste de campo e que fossem instalados, não produzindo energia ao longo de 20 anos.

A seguir, segue o cálculo de geração da usina considerando os módulos fotovoltaicos danificados:

$E_{GFV}$  [kWh/dia] energia diária média anual a ser fornecida pelo gerador fotovoltaico.

$H_T$  [kWh/m<sup>2</sup>dia] energia solar incidente no plano do painel FV, média diária anual

(HSP) [h] horas de Sol Pleno média diária anual

$$(HSP) = \frac{\overline{H_T}}{1} \left[ \frac{\frac{kWh}{m^2 dia}}{\frac{kWh}{m^2 h}} \right] = \overline{H_T} \left( \frac{h}{dia} \right)$$

$P_{MP}$  [kW/painel] potência máxima de um painel fotovoltaico escolhido operando com  $G_T = 1000 \text{ W/m}^2$  na temperatura de célula  $T_C$  [°C], para a temperatura ambiente média máxima anual  $T_{amax}$  [°C].

N número de painéis fotovoltaicos que compõe o gerador (TD) adimensional, taxa de desempenho do gerador, leva em consideração de mais perdas, recomendado no Brasil 0,7 a 0,8.

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} * P_{MP} * (HSP) * N * (TD)$$

Estimativa da Temperatura de Operação da Célula do Painel Fotovoltaico

$$T_C = T_a + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20]0,9$$

Painel CS6U320

$T_C$  [°C] temperatura da célula

$$T_C = 30,5 + (1000/800) \times (45-20) \times 0,9 = 30,5 + 28,1 = 58,6 \text{ °C}$$

$$T_C = 58,6\text{°C} < T_{\max} = 85 \text{ °C}$$

$T_{a \max}$  [°C] temperatura ambiente média anual máxima = 30,5°C

$T_{\text{NOC}}$  [°C] temperatura nominal de operação da célula = 45°C

$G_T$  [W/m<sup>2</sup>] radiação solar média no plano de célula = 1000 W/m<sup>2</sup>

Estimativa da Potência de Pico do Painel Fotovoltaico

$$P_{MP} = P_{MP}^0 \frac{G_T}{G_{ref}} \left[ 1 + \gamma_{mp} (T_C - T_{cref}) \right]$$

Painel CS6U320

$T_C$  [°C] temperatura da célula = 58,6 °C

$T_{cref}$  [°C] temperatura da célula nas condições STC = 25 °C

$G_T$  [W/m<sup>2</sup>] radiação solar média no plano de célula = 1000 W/m<sup>2</sup>

$G_{ref}$  [W/m<sup>2</sup>] radiação solar nas condições STC = 1000 W/m<sup>2</sup>

$\gamma_{mp}$  [°C<sup>-1</sup>] coeficiente de temperatura para potência máxima = - 0,0041 °C<sup>-1</sup>

$P_{MP}^0$  [W] Potência nominal do Painel Fotovoltaico = 320 W

$P_{MP}$  [W] Potência do Painel Fotovoltaico

$$P_{MP} = 320 \times (1000/1000) \times [1 - 0,0041 \times (58,6 - 25)] = 320 \times 0,862$$

$$P_{MP} = 275,9 \text{ W}$$

$E_{GFV}$  energia diária média anual a ser fornecida pelo gerador fotovoltaico Wh/dia.

$HT$  [kWh/m<sup>2</sup>dia] energia solar incidente no plano do coletor ( $\beta = 17^\circ$  N) média diária anual = 5,48 kWh/m<sup>2</sup> dia

(HSP) [h] horas de Sol Pleno média diária anual = 5,48 h

$P_{MP}$  [W/painel] potência máxima de um painel fotovoltaico na temperatura de célula

$T_C$  [°C] = 58,6 °C ;  $T_{amax}$  [°C] = 30,5 °C;  $G_T = 1000$ W/m<sup>2</sup>;  $P_{MP} = 275,9$  W

$N$  número de painéis fotovoltaicos que compõe o gerador (TD) adimensional, taxa de desempenho do gerador, recomendado no Brasil 0,7 a 0,8. (TD) = 0,73

$$\eta_{SPMP} = 0,986$$

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} * P_{FV} * (HSP) * N * (TD)$$

$$E_{GFV} = 0,986 * 275,9 [W] * 5,48 [h] * 5.650 * 0,73$$

$$E_{GFV} = 6,15 \text{ MWh / dia}$$

$$E_{GFV} = 6,15 \text{ MWh / dia} * 30 = 184,46 \text{ MWh / mês}$$

$$E_{GFV} = 184,46 \text{ MWh / mês} * 12 = 2.213 \text{ MWh / ano} = 2,21 \text{ GWh / ano}$$

$E_{GFV} = 46,6 \text{ GWh / ano} - 2,21 \text{ GWh / ano} = 44,39 \text{ GWh/ano}$ , ou seja 0,95% de perda de geração em um ano.

Ao longo de 20 anos, serão 44,2 GWh não fornecidos a rede.

O preço médio de venda da energia fotovoltaica no 1º LER/2015 (leilão de energia de reserva de 2015) foi R\$ 301,79/MWh, variando de R\$ 296,00 a R\$ 305,51/MWh conforme documento No. EPE-DEE-127/2015-r0.

O empreendimento estudado (considerando 1 usina de 30MW) fechou com investimento de R\$ 128.168.000,00 e com o preço de venda de R\$/MWh 296,45.

Utilizando esse valor de venda, calculou-se o quando o proprietário do investimento deixará de receber ao longo de 20 anos.

Ao longo de 20 anos, realizando uma conta simples, o proprietário do investimento deixaria de receber R\$ 13.103.090,00 devido ao não funcionamento dos 5.650 módulos fotovoltaicos danificados.

### **3.7 Análise de viabilidade econômico-financeiro**

Para avaliação econômico-financeira do projeto utilizou-se as ferramentas para avaliação mais utilizadas, tais como: *payback* simples, valor presente líquido (VPL), *payback* descontado e a taxa interna de retorno (TIR).

Para o projeto da usina solar descrita, temos dois cenários avaliados. O primeiro cenário (cenário 1), informando o geração projetada da usina e o segundo cenário (cenário 2), informando a projeção dos módulos danificados devido a manipulação incorreta ou danos no transporte.

Foram avaliados os dois cenários de maneira comparativa buscando a verificação do impacto econômico-financeiro e avaliando a importância dos testes de recebimento pelo usuário.

### 3.7.1 Análise do *Payback* Simples do Projeto

Com o investimento inicial de R\$ 128.168.000,00 e calculados os fluxos de caixa através da geração e venda de energia, calculou-se o *Payback* simples para verificação de quantos anos temos o retorno do investimento.

No cenário 1, temos uma  $E_{GFV} = 46,6$  GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.814.570 milhões.

Segue a tabela 3.3 com o fluxo de caixa anual e fluxo de caixa ajustado ao longo de 20 anos.

Tabela 3.3: *Payback* Simples (Cenário 1)

| <b>PAYBACK</b> |   |  |
|----------------|---|--|
| <b>Ano</b>     | <b>Fluxo de Caixa Anual<br/>(R\$ Milhões)</b> | <b>Fluxo de Caixa Ajustado<br/>(R\$ Milhões)</b> |
| 0              | -128,168                                      | -128,168   |
| 1              | 13,814  | -114,354   |
| 2              | 13,814  | -100,540   |
| 3              | 13,814  | -86,726  |
| 4              | 13,814  | -72,912  |
| 5              | 13,814  | -59,098  |
| 6              | 13,814  | -45,284  |
| 7              | 13,814  | -31,470  |
| 8              | 13,814  | -17,656  |
| 9              | 13,814  | -3,842   |
| 10             | 13,814  | 9,972  |
| 11             | 13,814  | 23,786   |
| 12             | 13,814  | 37,600   |
| 13             | 13,814  | 51,414   |
| 14             | 13,814  | 65,228   |
| 15             | 13,814  | 79,042   |
| 16             | 13,814  | 92,856   |
| 17             | 13,814  | 106,670  |

|    |        |         |
|----|--------|---------|
| 18 | 13,814 | 120,484 |
| 19 | 13,814 | 134,298 |
| 20 | 13,814 | 148,112 |

$$Payback = \frac{\text{investimento inicial}}{\text{fluxo de caixa anual}} = \frac{128,168}{13,814} = 9,28 \text{ anos}$$

9 anos, 3 meses e 11 dias

No cenário 2, temos uma  $E_{GFV} = 44,39$  GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.159.415 milhões.

Segue a tabela 3.4 com o fluxo de caixa anual e fluxo de caixa ajustado ao longo de 20 anos.

Tabela 3.4: *Payback* Simples (Cenário 2)

| <b>PAYBACK</b> |   |  |
|----------------|---|--|
| <b>Ano</b>     | <b>Fluxo de Caixa Anual<br/>(R\$ Milhões)</b> | <b>Fluxo de Caixa Ajustado<br/>(R\$ Milhões)</b> |
| 0              | -128,168                                      | -128,168   |
| 1              | 13,159  | -115,009   |
| 2              | 13,159  | -101,85  |
| 3              | 13,159  | -88,691  |
| 4              | 13,159  | -75,532  |
| 5              | 13,159  | -62,373  |
| 6              | 13,159  | -49,214  |
| 7              | 13,159  | -36,055  |
| 8              | 13,159  | -22,896  |
| 9              | 13,159  | -9,737   |
| 10             | 13,159  | 3,422  |
| 11             | 13,159  | 16,581   |
| 12             | 13,159  | 29,74  |
| 13             | 13,159  | 42,899   |
| 14             | 13,159  | 56,058   |
| 15             | 13,159  | 69,217   |
| 16             | 13,159  | 82,376   |
| 17             | 13,159  | 95,535   |
| 18             | 13,159  | 108,694  |
| 19             | 13,159  | 121,853  |
| 20             | 13,159  | 135,012  |

$$Payback = \frac{\text{investimento inicial}}{\text{fluxo de caixa anual}} = \frac{128,168}{13,159} = 9,74 \text{ anos} = 9 \text{ anos, } 8 \text{ meses e } 27 \text{ dias}$$

### 3.7.2 Análise do Valor Presente Líquido (VPL) do Projeto

Com o investimento inicial de R\$ 128.168.000,00 e calculados os fluxos de caixa através da geração, venda de energia, considerando uma taxa de desconto de 6%, calculou-se o valor presente líquido para verificação do fluxo de caixa menos o valor inicial no final do projeto em 20 anos.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0$$

VLP = Valor presente líquido

r = taxa de desconto

FC<sub>t</sub> = Fluxo de Caixa para t de 1 a n

II<sub>0</sub> = Investimento Inicial em t = 0

No cenário 1, temos uma E<sub>GFV</sub> = 46,6 GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.814.570 milhões.

Segue a tabela 3.5 com o fluxo de caixa anual e o valor presente líquido ao longo de 20 anos.

Tabela 3.5: Análise do Valor Presente Líquido (VPL) (Cenário 1)

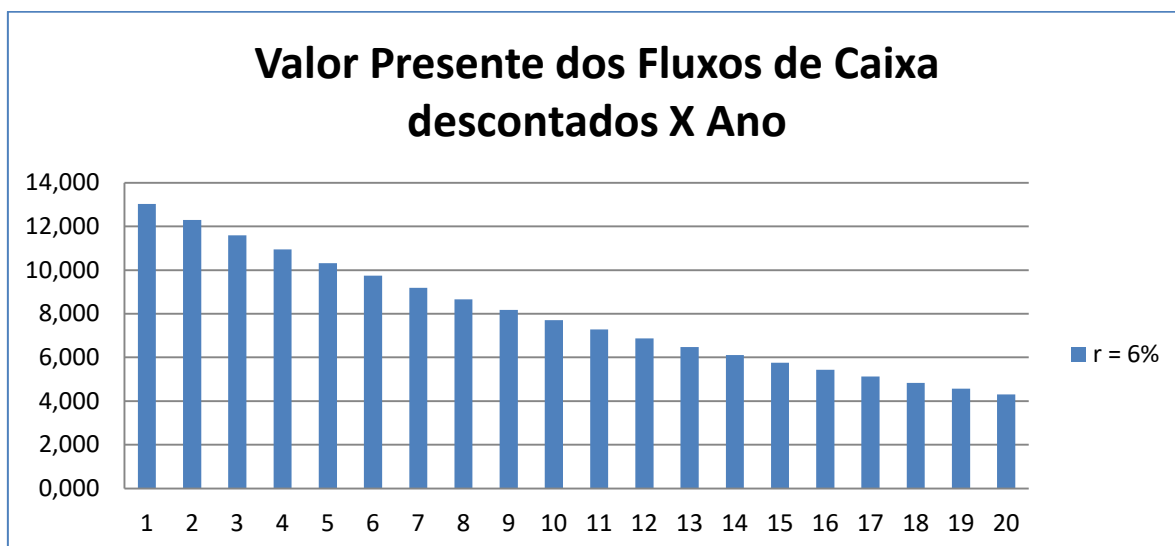
| Ano | Fluxo de Caixa - FC (R\$ Milhões) |
|-----|-----------------------------------|
|     | r = 6%                            |
| 1   | 13,032                            |
| 2   | 12,294                            |
| 3   | 11,599                            |
| 4   | 10,942                            |
| 5   | 10,323                            |
| 6   | 9,738                             |
| 7   | 9,187                             |

|    |       |
|----|-------|
| 8  | 8,667 |
| 9  | 8,176 |
| 10 | 7,714 |
| 11 | 7,277 |
| 12 | 6,865 |
| 13 | 6,477 |
| 14 | 6,110 |
| 15 | 5,764 |
| 16 | 5,438 |
| 17 | 5,130 |
| 18 | 4,856 |
| 19 | 4,581 |
| 20 | 4,322 |

|   |         |
|---|---------|
| Fluxo de Caixa - FC (R\$ milhões)         | 158,445 |
| Investimento Inicial - Ilo (R\$ milhões)  | 128,168 |
| Valo Presente Líquido - VPL (R\$ milhões) | 30,277  |

Na figura 3.19, segue o gráfico do valor presente dos fluxos de caixa descontados ao longo de 20 anos.

Figura 3.20 - Valor Presente dos Fluxos de Caixa descontados X Ano (Cenário 1)



No cenário 2, temos uma  $E_{GFV} = 44,39$  GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.159.415 milhões.

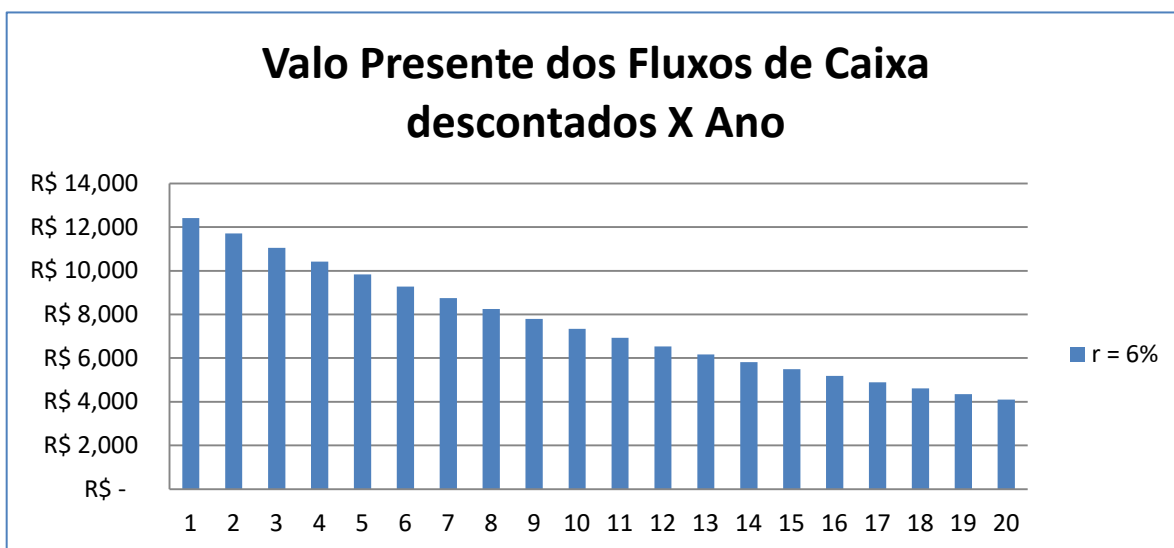
Segue a tabela 3.6 com o fluxo de caixa anual e o valor presente líquido ao longo de 20 anos.

Tabela 3.6: Análise do Valor Presente Líquido (VPL) (Cenário 2)

| Ano  | Fluxo de Caixa - FC (R\$ Milhões) |
|--|-----------------------------------|
|  | r = 6%                            |
| 1  | 12,414                            |
| 2  | 11,711                            |
| 3  | 11,049                            |
| 4  | 10,423                            |
| 5  | 9,833                             |
| 6  | 9,277                             |
| 7  | 8,751                             |
| 8  | 8,256                             |
| 9  | 7,789                             |
| 10   | 7,348                             |
| 11   | 6,932                             |
| 12   | 6,540                             |
| 13   | 6,169                             |
| 14   | 5,820                             |
| 15   | 5,491                             |
| 16   | 5,180                             |
| 17   | 4,887                             |
| 18   | 4,610                             |
| 19   | 4,349                             |
| 20   | 4,103                             |
| Fluxo de Caixa - FC (R\$ milhões)          | 150,933                           |
| Investimento Inicial - Ilo (R\$ milhões)   | 128,168                           |
| Valor Presente Líquido - VPL (R\$ milhões) | 22,765                            |

Na figura 3.20, segue o gráfico do valor presente dos fluxos de caixa descontados ao longo de 20 anos.

Figura 3.21 - Valor Presente dos Fluxos de Caixa descontados X Ano (Cenário 2)



### 3.7.3 Análise do *Payback* Descontado do Projeto

Com o investimento inicial de R\$ 128.168.000,00 e calculados os fluxos de caixa através da geração, venda de energia e considerando a taxa de desconto de 6%, calculou-se o *payback* descontado para verificação de quantos anos temos o retorno do investimento.

No cenário 1, temos uma  $E_{GFV} = 46,6$  GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.814.570 milhões.

Segue a tabela 3.7 com o fluxo de caixa anual, fluxo de caixa ajustado e o fluxo de caixa acumulado ajustado ao longo de 20 anos.

Tabela 3.7: *Payback* Descontado (Cenário 1)

| <b><i>Payback</i> Descontado (taxa de desconto 6%)</b> |                    |                               |                         |
|--|--------------------|-------------------------------|-------------------------|
| <b>Ano</b>   | <b>FL CX ANUAL</b> | <b>FL CAIXA AJUSTADO (VP)</b> | <b>FL CX ACUM AJUST</b> |
| 0  | -128,168           |                               | -128,168                |
| 1  | 13,814             | 13,076                        | -115,092                |
| 2  | 13,814             | 12,336                        | -102,755                |
| 3  | 13,814             | 11,638                        | -91,117                 |

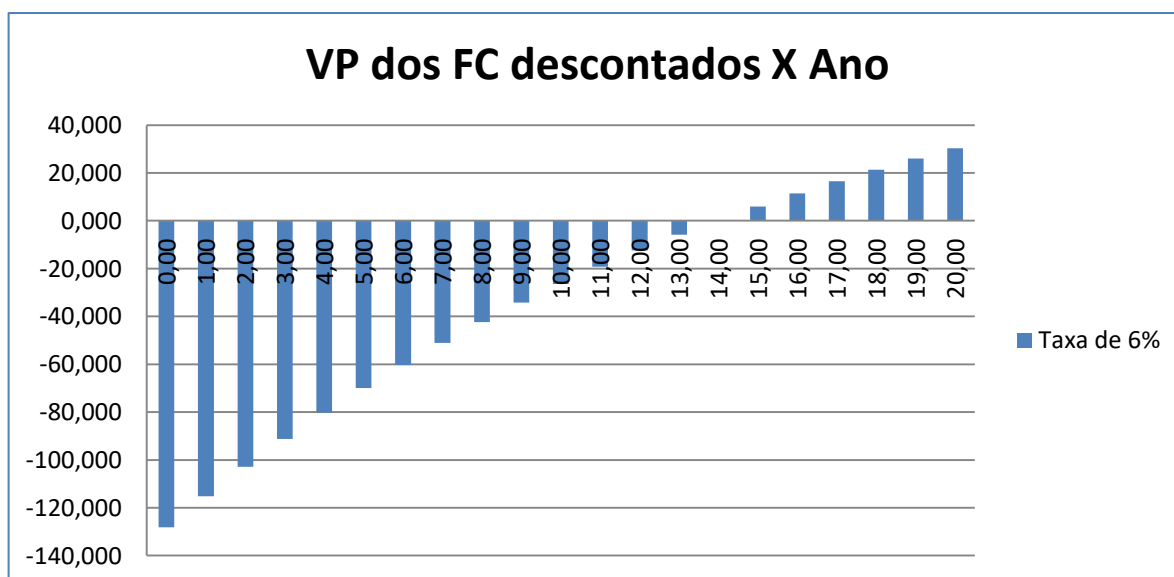
|    |        |        |         |
|----|--------|--------|---------|
| 4  | 13,814 | 10,979 | -80,138 |
| 5  | 13,814 | 10,358 | -69,780 |
| 6  | 13,814 | 9,771  | -60,009 |
| 7  | 13,814 | 9,218  | -50,791 |
| 8  | 13,814 | 8,697  | -42,094 |
| 9  | 13,814 | 8,204  | -33,890 |
| 10 | 13,814 | 7,740  | -26,150 |
| 11 | 13,814 | 7,302  | -18,848 |
| 12 | 13,814 | 6,888  | -11,960 |
| 13 | 13,814 | 6,499  | -5,461  |
| 14 | 13,814 | 6,131  | 0,670   |
| 15 | 13,814 | 5,784  | 6,453   |
| 16 | 13,814 | 5,456  | 11,910  |
| 17 | 13,814 | 5,147  | 17,057  |
| 18 | 13,814 | 4,856  | 21,913  |
| 19 | 13,814 | 4,581  | 26,495  |
| 20 | 13,814 | 4,322  | 30,817  |

*Payback* esta entre 13 e 14 anos, como podemos observar pelo fluxo de caixa ajustado.

$Payback = 13 + (5,877/6,477) = 13,91$  anos = 13 anos 10 meses e 28 dias

Na figura 3.21, segue o gráfico do valor presente dos fluxos de caixa descontados ao longo de 20 anos.

Figura 3.22 - *Payback* Descontado (Cenário 1)



No cenário 2, temos uma  $E_{GFV} = 44,39$  GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.159.415 milhões.

Segue a tabela 3.8 com o fluxo de caixa anual, fluxo de caixa ajustado e o fluxo de caixa acumulado ajustado ao longo de 20 anos.

Tabela 3.8: *Payback* Descontado (Cenário 2)

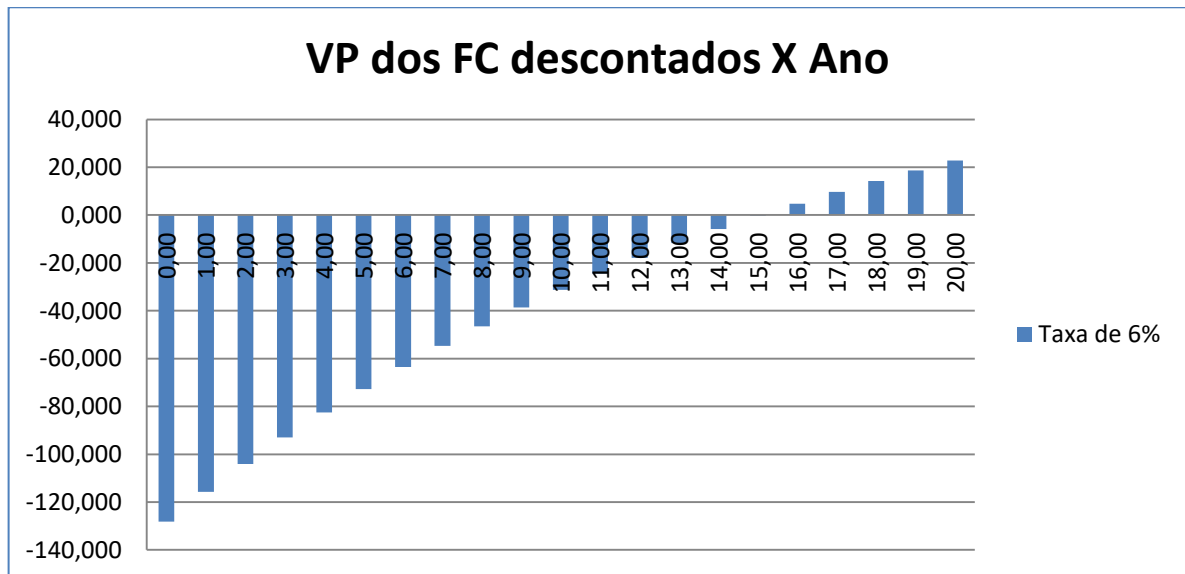
| <b><i>Payback</i> Descontado (taxa de desconto 6%)</b> |                    |                               |                         |
|--|--------------------|-------------------------------|-------------------------|
| <b>Ano</b>   | <b>FL CX ANUAL</b> | <b>FL CAIXA AJUSTADO (VP)</b> | <b>FL CX ACUM AJUST</b> |
| 0  | -128,168           |                               | -128,168                |
| 1  | 13,159             | 12,457                        | -115,711                |
| 2  | 13,159             | 11,752                        | -103,960                |
| 3  | 13,159             | 11,086                        | -92,874                 |
| 4  | 13,159             | 10,459                        | -82,415                 |
| 5  | 13,159             | 9,867                         | -72,548                 |
| 6  | 13,159             | 9,308                         | -63,240                 |
| 7  | 13,159             | 8,781                         | -54,458                 |
| 8  | 13,159             | 8,284                         | -46,174                 |
| 9  | 13,159             | 7,815                         | -38,358                 |
| 10   | 13,159             | 7,373                         | -30,985                 |
| 11   | 13,159             | 6,956                         | -24,030                 |
| 12   | 13,159             | 6,562                         | -17,468                 |
| 13   | 13,159             | 6,191                         | -11,277                 |
| 14   | 13,159             | 5,840                         | -5,437                  |
| 15   | 13,159             | 5,510                         | 0,073                   |
| 16   | 13,159             | 5,198                         | 5,270                   |
| 17   | 13,159             | 4,903                         | 10,174                  |
| 18   | 13,159             | 4,626                         | 14,800                  |
| 19   | 13,159             | 4,364                         | 19,164                  |
| 20   | 13,159             | 4,117                         | 23,281                  |

*Payback* esta entre 15 e 16 anos, como podemos observar pelo fluxo de caixa ajustado.

$Payback = 15 + (0,365/5,180) = 15,07$  anos = 15 anos 08 meses e 25 dias

Na figura 3.22, segue o gráfico do valor presente dos fluxos de caixa descontados ao longo de 20 anos.

Figura 3.23 - *Payback* Descontado (Cenário 2)



### 3.7.4 Análise da Taxa Interna de Retorno (TIR) para o Projeto

Com o investimento inicial de R\$ 128.168.000,00 e calculados os fluxos de caixa através da geração, venda de energia, considerando uma taxa de desconto de 6%, calculou-se a taxa interna de retorno para verificação da taxa de retorno exatamente igual à taxa de retorno mínima exigida para o projeto.

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = I_0$$

TIR = Taxa interna de retorno

r = taxa de desconto que satisfaz VPL = 0 (r = TIR)

FC<sub>t</sub> = Fluxo de Caixa

$I_0$  = Investimento Inicial em  $t = 0$

No cenário 1, temos uma  $E_{GFV} = 46,6$  GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.814.570 milhões.

Segue a tabela 3.9 com a taxa interna de retorno para o projeto no cenário 1

Tabela 3.9: Taxa interna de retorno para o Projeto (Cenário 1)

| <b>Ano</b> | <b>Fluxo de Caixa (R\$<br/>Milhões)</b> |
|------------|---|
| 0          | -128,168                                |
| 1          | 13,814                                  |
| 2          | 13,814                                  |
| 3          | 13,814                                  |
| 4          | 13,814                                  |
| 5          | 13,814                                  |
| 6          | 13,814                                  |
| 7          | 13,814                                  |
| 8          | 13,814                                  |
| 9          | 13,814                                  |
| 10         | 13,814                                  |
| 11         | 13,814                                  |
| 12         | 13,814                                  |
| 13         | 13,814                                  |
| 14         | 13,814                                  |
| 15         | 13,814                                  |
| 16         | 13,814                                  |
| 17         | 13,814                                  |
| 18         | 13,814                                  |
| 19         | 13,814                                  |
| 20         | 13,814                                  |
| <b>TIR</b> | <b>8,77%</b>                            |

No cenário 2, temos uma  $E_{GFV} = 44,39$  GWh / ano com o preço de venda de R\$/MWh 296,45. Por ano, a usina irá faturar e ter um fluxo de caixa anual de R\$ 13.159.415 milhões.

Segue a tabela 3.10 com a taxa interna de retorno para o projeto no cenário 2.

Tabela 3.10: Taxa interna de retorno para o Projeto (Cenário 2)

| <b>Ano</b> | <b>Fluxo de Caixa (R\$ Milhões)</b> |
|------------|-------------------------------------|
| 0          | -128,168                            |
| 1          | 13,159                              |
| 2          | 13,159                              |
| 3          | 13,159                              |
| 4          | 13,159                              |
| 5          | 13,159                              |
| 6          | 13,159                              |
| 7          | 13,159                              |
| 8          | 13,159                              |
| 9          | 13,159                              |
| 10         | 13,159                              |
| 11         | 13,159                              |
| 12         | 13,159                              |
| 13         | 13,159                              |
| 14         | 13,159                              |
| 15         | 13,159                              |
| 16         | 13,159                              |
| 17         | 13,159                              |
| 18         | 13,159                              |
| 19         | 13,159                              |
| 20         | 13,159                              |
| <b>TIR</b> | <b>8,11%</b>                        |

### 3.7.5 Comparativo entre Geração X Perdas na Geração

Na tabela 3.11 pode-se verificar o comparativo entre geração de energia X perdas na geração de Energia.

No *payback* simples não há diferenças significativas entre os cenários, s aproximadamente 5 meses de diferença.

Na taxa interna de retorno não houve muita diferença entre elas. O cenário 1 ficou com TIR 8,77% e no cenário 2 com TIR de 8,11%.

No *payback* descontado já apresenta uma diferença de aproximadamente 2 anos, sendo o cenário 1 com retorno financeiro mais rápido.

No valor presente líquido o cenário 1 o VPL foi de R\$ 30,277 milhões e no cenário 2 o VPL foi de R\$ 22,765 milhões. Uma diferença de R\$ 7,5 milhões entre cenários no final do projeto.

Tabela 3.11: Comparativo entre Geração X Perdas na Geração

|                           | <b>Cenário 1</b>           | <b>Cenário 2</b>           |
|---------------------------|----------------------------|----------------------------|
| <i>Payback</i> simples    | 9 anos, 3 meses e 11 dias  | 9 anos, 8 meses e 27 dias  |
| Valor presente líquido    | R\$ 30,277 milhões         | R\$ 22,765 milhões         |
| <i>Payback</i> descontado | 13 anos 10 meses e 28 dias | 15 anos 08 meses e 25 dias |
| Taxa interna de retorno   | 8,77 %                     | 8,11 %                     |

#### 4. CONCLUSÃO

Esta monografia procurou demonstrar a importância dos testes de qualidade no momento de recebimento dos módulos fotovoltaicos no local do projeto.

Descrição sobre o teste visual e teste de eletroluminescência aplicados no momento do recebimento para verificação se houve algum dano no transporte dos módulos fotovoltaicos.

Estudo de caso de um dos maiores complexos de energia solar da América Latina localizado em Pirapora MG. No total serão aproximadamente 400 MWp com mais de 1.200 módulos fotovoltaicos instalados em uma área de 800 hectares. Nessa monografia descrevemos a primeira fase da obra contendo 5 usinas fotovoltaicas de 30MW, totalizando a potência de 150MW CA e 191,55MWp.

Com relação à instalação, foi detalhado como estão dimensionados os equipamentos e arranjos fotovoltaicos para uma usina de 30MW. A usina foi composta de módulos fotovoltaicos, forma de fixação (*tracker*), *combiner boxes* e inversores. Foram instalados para as 5 usinas fotovoltaicas 594.750 módulos fotovoltaicos de 3 potências diferentes: 315, 320 e 325W. Para uma usina de 30MW foram utilizados 118.950 módulos fotovoltaicos.

O cronograma de entrega da primeira fase foi planejado e realizado em um período de 7 meses contemplando 594.750 módulos fotovoltaicos, ou seja, 191,55 MWp entregue no local de projeto.

Para o recebimento dos módulos fotovoltaicos pelo usuário foram aplicados testes de qualidade (teste visual e teste de eletroluminescência) para garantir que os módulos que seriam instalados não foram danificados no transporte ou manipulação inadequada. Foram recebidos 819 caminhões (728 módulos por caminhão) e realizados 1154 testes no processo de descarregamento. De todos os caminhões recebidos, 06 caminhões apresentaram módulos reprovados no teste de eletroluminescência. Esses caminhões tiveram uma atenção especial aplicando todo o procedimento de testes, testando 1 módulo por palete (28 paletes por caminhão) e o palete com o módulo danificado foi realizado o teste completo em todos os módulos do palete (26 módulos por palete). Os resultados dos testes indicaram 14

módulos fotovoltaicos reprovados diante dos critérios de qualidade. Ao todo são 03 módulos reprovados no teste visual (danificação na moldura de alumínio) e 11 módulos reprovados no teste de eletroluminescência. Projetando esse percentual para 594.750 de painéis existentes no campo, chegaríamos a 5.650 painéis que não estariam operando corretamente.

Para o cálculo de geração de energia, será considerada uma usina solar fotovoltaica de 30MW contendo 118.950 módulos fotovoltaicos de 320Wp. Foi calculado a energia diária média anual a ser fornecida pelo gerador fotovoltaico GWh/ano. Através das premissas adotadas e cálculos demonstrados, a usina de 30MW produzirá 46,6 GWh/ano.

Através da projeção de 5.650 de painéis, aproximadamente 1,8MWp, que não estariam operando corretamente. Supondo então que a quantidade de módulos fotovoltaicos citados não fosse detectada em nenhum teste de campo e que fossem instalados, não produzindo energia ao longo de 20 anos. Foi simulado através de cálculos as perdas na geração no intuito de avaliar e comprovar a importância dos testes de recebimento do usuário. Através das premissas adotadas e cálculos demonstrados, a usina de 30MW, com os módulos danificados instalados, produziram 44,39 GWh/ano. Ao longo de 20 anos, serão 44,2 GWh não fornecidos a rede. Utilizando preço de venda de R\$/MWh 296,45, calculou-se o quando o proprietário do investimento deixará de receber ao longo de 20 anos. Fazendo uns cálculos simples, o proprietário do investimento deixaria de receber R\$ 13.103.090,00 devido ao não funcionamento dos 5.650 módulos fotovoltaicos danificados.

Para avaliação mais avançada econômico-financeira do projeto utilizou-se as ferramentas para avaliação mais utilizadas, tais como: *payback* simples, valor presente líquido (VPL), *payback* descontado e a taxa interna de retorno (TIR). Para o projeto da usina solar descrita, temos dois cenários avaliados. O primeiro cenário (cenário 1), informando o geração projetada da usina e o segundo cenário (cenário 2), informando a projeção dos módulos danificados devido a manipulação incorreta ou danos no transporte. Foram avaliados os dois cenários de maneira comparativa buscando a verificação do impacto econômico-financeiro e avaliando a importância dos testes de recebimento pelo usuário. No valor presente líquido o cenário 1 o VPL

foi de R\$ 30,277 milhões e no cenário 2 o VPL foi de R\$ 22,765 milhões. Uma diferença de R\$ 7,5 milhões entre cenários no final do projeto.

Portanto, pode-se notar há importância dos aspectos técnicos da recepção de módulos fotovoltaicos pelo usuário. Quanto maior a amostragem de testes no momento da recepção seria identificada defeitos nos módulos fotovoltaicos antes da instalação dos mesmos, sendo assim, seria trocado facilmente pelo fornecedor evitando futuras ações, tais como, desligamento da usina para substituição dos módulos danificados, gasto extra na instalação para substituição dos módulos, o rendimento da usina mais baixo que o esperado com resultados insatisfatórios. Essas futuras ações citadas acima são alguns pontos que impactariam seriamente no funcionamento da usina fotovoltaica.

## 5. BIBLIOGRAFIA

PACHECO, C. R. F.. Fundamentos da Utilização de Energia Solar. In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (org). Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. 1ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2017. Capítulo 9, p 187-221

PACHECO, Cláudio Roberto de Freitas. Apostilas da Disciplina ERG006 – Energia Solar I do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, 2016. Universidade de São Paulo, São Paulo.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC TS 60904-13 ED1 Photovoltaic devices - Part 13: Electroluminescence of photovoltaic Modules, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 5426: Planos de amostragem e procedimentos na inspeção por atributos. Rio de Janeiro, 1985.

POTENCIAL SOLAR – SUNDATA. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito – CRESESB / CEPEL, 2016. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em 18 set. 2017.

PIRAPORA. Wikipédia, a enciclopédia livre, 2014. Disponível em <<https://pt.wikipedia.org/wiki/Pirapora>>. Acesso em 28 set. 2017.

SEGUIDOR SOLAR - TRACKER: VANTAGENS E DESVANTAGENS PARTE 1. Portal Solar, 2016. Disponível em <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/seguidor-solar---tracker-vantagens-e-desvantagens-parte-1.htm>>. Acesso em 14 set. 2017.

BNDES APROVA PRIMEIRO FINANCIAMENTO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR, NO VALOR DE R\$ 529,039 MILHÕES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, 2017. Disponível em <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-aprova-1-financiamento-para-gera-o-solar-de-r-529-mi>>. Acesso em 09 set. 2017.

M. Kntges, I. Kunze, S. Kajari-Schrder, X. Breitenmoser, and B. Bjørneklett, “The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 4, pp. 1131–1137, 2011.

Kajari-Schroeder S, Kunze I, Eitner U, Koentges M. Spatial and directional distribution of cracks in silicon PV modules after uniform mechanical loads. In: 37th IEEE photovoltaic specialists conference (PVSC) 2011

## 6. ANEXO

### 6.1 Especificações técnicas do módulo fotovoltaico



**MAXPOWER**  
**CS6U-315 | 320 | 325 | 330P**

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

**KEY FEATURES**

-  Excellent module efficiency of up to 16.97 %
-  Outstanding low irradiance performance: 96.0 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

**25 years** linear power output warranty

**10 years** product warranty on materials and workmanship

**MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\***  
ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

**PRODUCT CERTIFICATES\***  
IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE



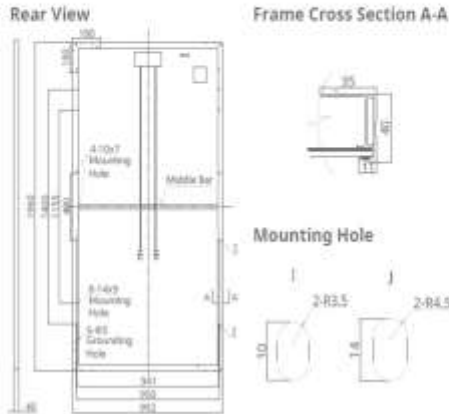
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

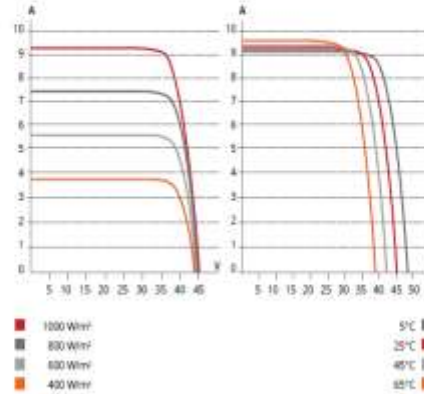
**CANADIAN SOLAR INC.**

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS6U-320P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

| CS6U                         | 315P                                    | 320P    | 325P    | 330P    |
|------------------------------|---|---------|---------|---------|
| Nominal Max. Power (Pmax)    | 315 W                                   | 320 W   | 325 W   | 330 W   |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 36.6 V                                  | 36.8 V  | 37.0 V  | 37.2 V  |
| Opt. Operating Current (Imp) | 8.61 A                                  | 8.69 A  | 8.78 A  | 8.88 A  |
| Open Circuit Voltage (Voc)   | 45.1 V                                  | 45.3 V  | 45.5 V  | 45.6 V  |
| Short Circuit Current (Isc)  | 9.18 A                                  | 9.26 A  | 9.34 A  | 9.45 A  |
| Module Efficiency            | 16.20 %                                 | 16.46 % | 16.72 % | 16.97 % |
| Operating Temperature        | -40°C ~ +85°C                           |         |         |         |
| Max. System Voltage          | 1000 V (IEC) or 1000 V (UL)             |         |         |         |
| Module Fire Performance      | TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730) |         |         |         |
| Max. Series Fuse Rating      | 15 A                                    |         |         |         |
| Application Classification   | Class A                                 |         |         |         |
| Power Tolerance              | 0 ~ + 5 W                               |         |         |         |

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## MECHANICAL DATA

| Specification          | Data   |
|------------------------|--|
| Cell Type              | Poly-crystalline, 6 inch                             |
| Cell Arrangement       | 72 (6 × 12)  |
| Dimensions             | 1960 × 992 × 40 mm<br>(77.2 × 39.1 × 1.57 in)        |
| Weight                 | 26.4 kg (58.2 lbs)                                   |
| Front Cover            | 4 mm tempered glass                                  |
| Frame Material         | Anodized aluminium alloy                             |
| J-Box                  | IP67, 3 diodes                                       |
| Cable                  | 4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG<br>1000V (UL), 1300 mm |
| Per Pallet             | 26 pieces  |
| Per container (40' HQ) | 572 pieces   |
| Busbar                 | 4 or 5 Busbar Design                                 |

## ELECTRICAL DATA | NOCT\*

| CS6U                         | 315P   | 320P   | 325P   | 330P   |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Nominal Max. Power (Pmax)    | 228 W  | 232 W  | 236 W  | 239 W  |
| Opt. Operating Voltage (Vmp) | 33.4 V | 33.6 V | 33.7 V | 33.9 V |
| Opt. Operating Current (Imp) | 6.84 A | 6.91 A | 6.98 A | 7.05 A |
| Open Circuit Voltage (Voc)   | 41.5 V | 41.6 V | 41.8 V | 41.9 V |
| Short Circuit Current (Isc)  | 7.44 A | 7.50 A | 7.57 A | 7.66 A |

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

| Specification                      | Data         |
|------------------------------------|--------------|
| Temperature Coefficient (Pmax)     | -0.41 % / °C |
| Temperature Coefficient (Voc)      | -0.31 % / °C |
| Temperature Coefficient (Isc)      | 0.053 % / °C |
| Nominal Operating Cell Temperature | 45±2 °C      |

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

## PARTNER SECTION



## 6.2 Especificações técnicas do inversor

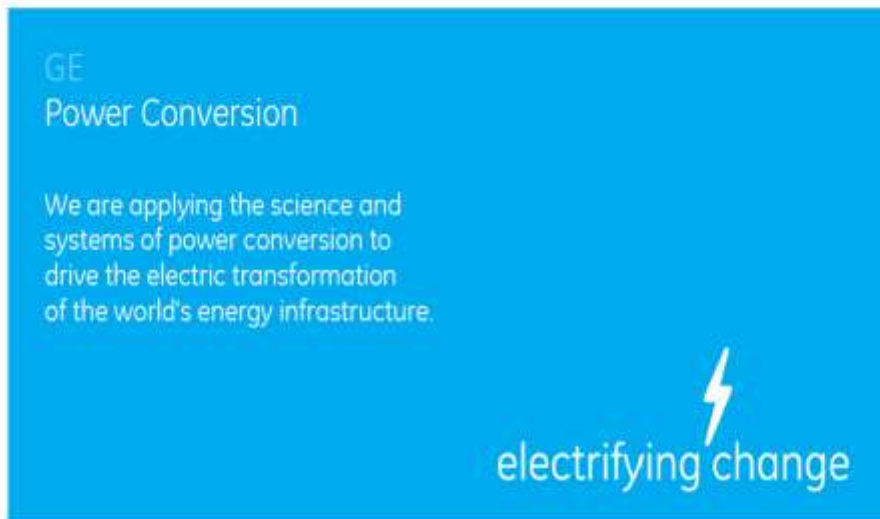
DOC0023071/001, APPROVED, 2016-12-06, 105062688



GE  
Power Conversion

LV5-1510-20-UL-SLR

1MW INVERTER DATASHEET



Doc Reference: DOC0023071  
Revision: 001 2016-12-06

©COPYRIGHT 2016 GENERAL ELECTRIC COMPANY AND/OR ITS AFFILIATES. All rights reserved. This document and the information it contains is the property of the General Electric Company and/or its affiliates. It has been provided solely for private use. Copying, reproducing, selling, importing, exporting, displaying, transmitting or distributing this document and any of the information it contains is strictly prohibited except as expressly authorized in writing by the General Electric Company and/or its affiliates.

LV5-1510-20-UL-SLR  
1MW Inverter DataSheet  
©COPYRIGHT 2016 GENERAL ELECTRIC COMPANY AND/OR ITS AFFILIATES. All rights reserved.

CLASS II (GE INTERNAL TECHNICAL PUBLICATION)  
Page : 1/4  
Ref/Rev : DOC0023071 / 001

PLM ID:



## 1. GE 1500V 1MW INVERTER DATA SHEET

| Specifications  | Units    | Nominal                                 |
|---|----------|---|
| <b>Input Data</b>   |          |   |
| MPPT Range (35°C/50°C)  | DC V     | [890] 850-1300                          |
| Max permissible DC voltage                                    | DC V     | 1500                                    |
| Maximum continuous DC current (IEC/UL)                        | DC A     | 1200                                    |
| Max DC short circuit current                                  | DC A     | 4800                                    |
| Number of MPPT  |          | 1                                       |
| Number of DC inputs   |          | Total 8/16 circuits                     |
| <b>Output Data</b>  |          |   |
| AC output power (35°C/50°C)                                   | kVA      | 1050/1000                               |
| Operating grid voltage +/-10% <sup>1</sup>                    | Vac      | 550                                     |
| Maximum AC current (35°C/50°C)                                | Aac      | 1100/1050                               |
| Grid frequency ±5%  | Hz       | 50/60                                   |
| Current harmonic distortion (TDD)                             | %        | < 3                                     |
| Power factor range  |          | 0-1 inductive or capacitive             |
| <b>Efficiency</b>   |          |   |
| Maximum efficiency <sup>2</sup>                               | %        | 98,6                                    |
| Weighted CEC efficiency <sup>2</sup> @50V AC                  | %        | 98,4                                    |
| Weighted Euro efficiency <sup>2</sup> @50V DC                 | %        | 98,3                                    |
| <b>Dimensions and weights</b>                                 |          |   |
| Width / Height / Depth (1 DC Cubicle)                         | m (ft)   | 3.06 (10.04) / 2.14 (7.02) / .67 (2.20) |
| Width / Height / Depth (2 DC Cubicles)                        | m (ft)   | 3.86 (12.66) / 2.14 (7.02) / .67 (2.20) |
| Weight  | kg (Lbs) | 1850 (4079)                             |
| <b>Auxiliary Power</b>  |          |   |
| Voltage   | V        | 400, 3-ph                               |
| Self-consumption in operation @ Pac,r and 25°C / 50°C ambient | W        | 2700W / 3500W                           |
| Self-consumption / standby mode                               | W        | <100 W                                  |
| <b>Interfaces</b>   |          |   |
| Plant control interface / PLC                                 |          | EtherNet IP / Modbus TCP                |
| Programming / Diagnostic interface                            |          | Ethernet, Protocol: TCP/IP              |
| Programming / Diagnostic interface (Local)                    |          | Ethernet, Protocol: TCP/IP              |
| <b>Protection rating and ambient conditions</b>               |          |   |
| Operating temperature range                                   | °C (°F)  | -20 to +55 (-4 to +131) <sup>3</sup>    |
| Cold weather option   | °C (°F)  | -35 (-31) <sup>4</sup>                  |
| Storage temperature with coolant (INCV/CCV)                   | °C (°F)  | -20/-35 to +65 (-4/-31 to 149)          |
| Humidity  |          | Suitable for outdoor operation          |
| Maximum altitude without deration                             | m (ft)   | 1000 (3280)                             |
| Maximum altitude with deration                                | m (ft)   | 4000 (13123)                            |
| Maximum ambient temperature @500kVA                           | °C (°F)  | 55 <sup>3</sup>                         |
| Ingress protection  |          | IP 55 / Nema 3R                         |

<sup>1</sup> Rated power at nominal grid voltage and above

<sup>2</sup> Excluding auxiliaries

<sup>3</sup> See Figure 1: Thermal derating curve of LV5-1510-20-UL-SLR inverter, rated power ≤50°C

<sup>4</sup> reduced output power (95%) @ 50°C

LV5-1510-20-UL-SLR

1MW Inverter DataSheet

©COPYRIGHT 2016 GENERAL ELECTRIC COMPANY AND/OR ITS AFFILIATES. All rights reserved.

CLASS II IGE INTERNAL TECHNICAL PUBLICATIONI

Page : 2/4

Ref/Rev : DOC0023071 / 001

PLM ID:



## 2. LV5-1510-20-UL-SLR RATED POWER VS. TEMPERATURE

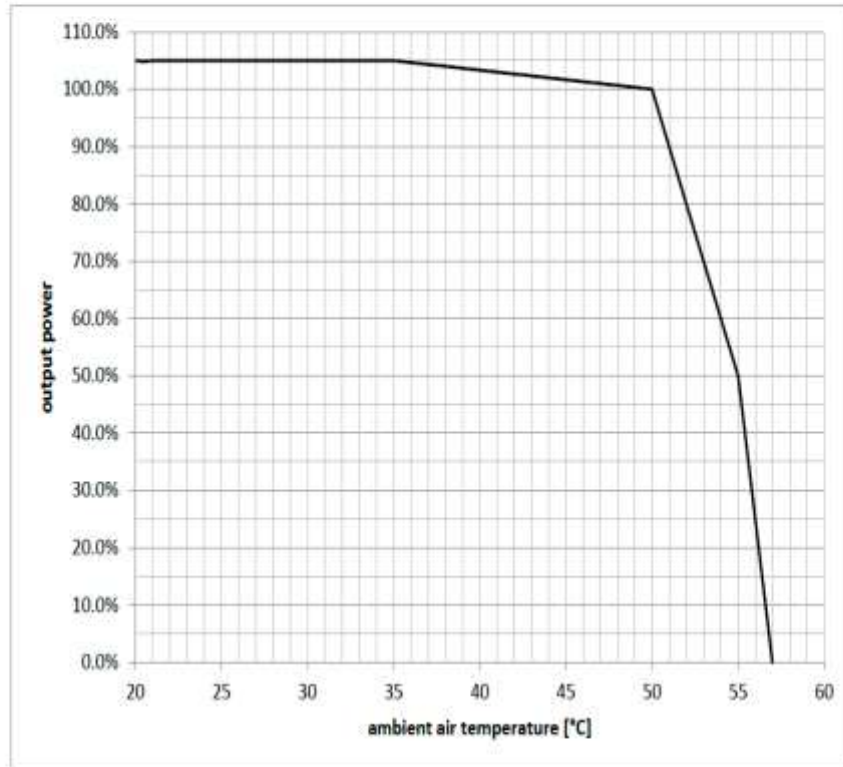


Figure 1: Thermal derating curve of LV5-1510-20-UL-SLR



### 3. MODIFICATION RECORD

| Revision | Date       | Author     | Details                    |
|----------|------------|------------|----------------------------|
| 000      | 08.11.2016 | H. Marxen  | Initial issue LV5-UL2      |
| 001      | 06.12.2016 | P. Nadolny | Revision of technical data |

## 7. APÊNDICE

### 7.1 Recebimento dos módulos Fotovoltaicos

Tabela 7.1: Cronograma de Entrega no Local do Projeto (Realizado)

| Data de entrega | Dia | CNDCS6U<br>315P<br>315W | CNDCS6U<br>320P<br>320W | CNDCS6U<br>325P<br>325W | Total de Módulos | Número de Caminhões | Total Recebido em MW |
|-----------------|-----|-------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|---------------------|----------------------|
| 19/12/16        | Seg | 572                     | 884                     | 0                       | 1456             | 2                   | 0.46306              |
| 20/12/16        | Ter | 182                     | 546                     | 0                       | 728              | 1                   | 0.23205              |
| 21/12/16        | Qua | 1066                    | 2574                    | 0                       | 3640             | 5                   | 1.15947              |
| 22/12/16        | Qui | 1950                    | 5330                    | 0                       | 7280             | 10                  | 2.31985              |
| 26/12/16        | Sex | 0                       | 4316                    | 1508                    | 5824             | 8                   | 1.87122              |
| 27/12/16        | Ter | 0                       | 8008                    | 0                       | 8008             | 11                  | 2.56256              |
| 28/12/16        | Qua | 0                       | 4784                    | 3224                    | 8008             | 11                  | 2.57868              |
| 29/12/16        | Qui | 988                     | 2782                    | 4238                    | 8008             | 11                  | 2.57881              |
| 30/12/16        | Sex | 1456                    | 3146                    | 1950                    | 6552             | 9                   | 2.09911              |

|              |  |      |       |       |       |    |          |
|--------------|--|------|-------|-------|-------|----|----------|
| Total no Mês |  | 6214 | 32370 | 10920 | 49504 | 68 | 15.86481 |
|--------------|--|------|-------|-------|-------|----|----------|

| Data de entrega | Dia | CNDCS6U<br>315P<br>315W | CNDCS6U<br>320P<br>320W | CNDCS6U<br>325P<br>325W | Total de Módulos | Número de Caminhões | Total Recebido em MW |
|-----------------|-----|-------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|---------------------|----------------------|
| 03/01/17        | Ter | 1456                    | 3718                    | 650                     | 5824             | 8                   | 1.85965              |
| 04/01/17        | Qua | 0                       | 3250                    | 390                     | 3640             | 5                   | 1.16675              |
| 05/01/17        | Qui | 3640                    | 2912                    | 0                       | 6552             | 9                   | 2.07844              |
| 06/01/17        | Sex |                         | 5434                    | 1118                    | 6552             | 9                   | 2.10223              |
| 09/01/17        | Seg | 1482                    | 1846                    | 1040                    | 4368             | 6                   | 1.39555              |
| 10/01/17        | Ter | 728                     | 728                     | 0                       | 1456             | 2                   | 0.46228              |
| 11/01/17        | Qua | 0                       | 2158                    | 26                      | 2184             | 3                   | 0.69901              |
| 12/01/17        | Qui | 702                     | 3276                    | 390                     | 4368             | 6                   | 1.3962               |
| 13/01/17        | Sex | 728                     | 3588                    | 52                      | 4368             | 6                   | 1.39438              |
| 16/01/17        | Seg | 728                     | 2730                    | 182                     | 3640             | 5                   | 1.16207              |
| 17/01/17        | Ter | 0                       | 1118                    | 338                     | 1456             | 2                   | 0.46761              |
| 18/01/17        | Qua | 0                       | 2028                    | 156                     | 2184             | 3                   | 0.69966              |
| 19/01/17        | Qui | 0                       | 1456                    | 728                     | 2184             | 3                   | 0.70252              |
| 20/01/17        | Sex | 0                       | 1872                    | 1040                    | 2912             | 4                   | 0.93704              |
| 23/01/17        | Seg | 0                       | 4264                    | 832                     | 5096             | 7                   | 1.63488              |
| 24/01/17        | Ter | 0                       | 0                       | 0                       | 0                | 0                   | 0                    |
| 25/01/17        | Qua | 0                       | 2444                    | 468                     | 2912             | 4                   | 0.93314              |

|          |     |   |      |      |      |   |         |
|----------|-----|---|------|------|------|---|---------|
| 26/01/17 | Qui | 0 | 2652 | 260  | 2912 | 4 | 0.9399  |
| 27/01/17 | Sex | 0 | 1300 | 1612 | 2912 | 4 | 0.9399  |
| 30/01/17 | Seg | 0 | 3328 | 1040 | 4368 | 6 | 1.40296 |
| 31/01/17 | Ter | 0 | 1560 | 1352 | 2912 | 4 | 0.9386  |

|              |  |      |       |       |       |     |          |
|--------------|--|------|-------|-------|-------|-----|----------|
| Total no Mês |  | 9464 | 51662 | 11674 | 72800 | 100 | 23.31277 |
|--------------|--|------|-------|-------|-------|-----|----------|

| Data de entrega | Dia | CNDCS6U      | CNDCS6U      | CNDCS6U      | Total de Módulos | Número de Caminhões | Total Recebido em MW |
|-----------------|-----|--------------|--------------|--------------|------------------|---------------------|----------------------|
|                 |     | 315P<br>315W | 320P<br>320W | 325P<br>325W |                  |                     |                      |
| 01/02/17        | Qua | 0            | 1404         | 1508         | 2912             | 4                   | 0.93938              |
| 02/02/17        | Qui | 0            | 1456         | 2184         | 3640             | 5                   | 1.17572              |
| 03/02/17        | Sex | 0            | 2184         | 2184         | 4368             | 6                   | 1.40868              |
| 06/02/17        | Seg | 0            | 728          | 3640         | 4368             | 6                   | 1.41596              |
| 07/02/17        | Ter | 0            | 2912         | 728          | 3640             | 5                   | 1.16844              |
| 08/02/17        | Qua | 0            | 1456         | 2912         | 4368             | 6                   | 1.41232              |
| 09/02/17        | Qui | 0            | 2912         | 1456         | 4368             | 6                   | 1.40504              |
| 10/02/17        | Sex | 0            | 3640         | 2184         | 5824             | 8                   | 1.8746               |
| 13/02/17        | Seg | 0            | 4368         | 0            | 4368             | 6                   | 1.39776              |
| 14/02/17        | Ter | 0            | 2912         | 1456         | 4368             | 6                   | 1.40504              |
| 15/02/17        | Qua | 0            | 0            | 3640         | 3640             | 5                   | 1.183                |
| 16/02/17        | Qui | 0            | 728          | 4368         | 5096             | 7                   | 1.65256              |
| 17/02/17        | Sex | 0            | 728          | 2184         | 2912             | 4                   | 0.94276              |
| 20/02/17        | Seg | 0            | 2184         | 2184         | 4368             | 6                   | 1.40868              |
| 21/02/17        | Ter | 0            | 2912         | 728          | 3640             | 5                   | 1.16844              |
| 22/02/17        | Qua | 0            | 2912         | 2184         | 5096             | 7                   | 1.64164              |
| 23/02/17        | Qui | 0            | 4368         | 2184         | 6552             | 9                   | 2.10756              |
| 24/02/17        | Sex | 0            | 2184         | 728          | 2912             | 4                   | 0.93548              |
| 27/02/17        | Seg | 0            | 0            | 0            | 0                | 0                   | 0                    |
| 28/02/17        | Ter | 0            | 0            | 0            | 0                | 0                   | 0                    |

|              |  |  |       |       |       |     |          |
|--------------|--|--|-------|-------|-------|-----|----------|
| Total no Mês |  |  | 39988 | 36452 | 76440 | 105 | 24.64306 |
|--------------|--|--|-------|-------|-------|-----|----------|

| Data de entrega | Dia | CNDCS6U      | CNDCS6U      | CNDCS6U      | Total de Módulos | Número de Caminhões | Total Recebido em MW |
|-----------------|-----|--------------|--------------|--------------|------------------|---------------------|----------------------|
|                 |     | 315P<br>315W | 320P<br>320W | 325P<br>325W |                  |                     |                      |
| 01/03/17        | Qua | 0            | 1456         | 1456         | 2912             | 4                   | 0.93912              |
| 02/03/17        | Qui | 0            | 5096         | 2184         | 7280             | 10                  | 2.34052              |
| 03/03/17        | Sex | 0            | 1456         | 5824         | 7280             | 10                  | 2.35872              |
| 06/03/17        | Seg | 0            | 0            | 5824         | 5824             | 8                   | 1.8928               |
| 07/03/17        | Ter | 0            | 1456         | 5096         | 6552             | 9                   | 2.12212              |
| 08/03/17        | Qua | 0            | 3640         | 2184         | 5824             | 8                   | 1.8746               |

|          |     |      |      |      |      |    |         |
|----------|-----|------|------|------|------|----|---------|
| 09/03/17 | Qui | 0    | 3640 | 2184 | 5824 | 8  | 1.8746  |
| 10/03/17 | Sex | 0    | 2184 | 2184 | 4368 | 6  | 1.40868 |
| 02/07/52 | Seg | 0    | 3640 | 2184 | 5824 | 8  | 1.8746  |
| 14/03/17 | Ter | 0    | 2184 | 728  | 2912 | 4  | 0.93548 |
| 15/03/17 | Qua | 0    | 4368 | 728  | 5096 | 7  | 1.63436 |
| 16/03/17 | Qui | 0    | 2912 | 2912 | 5824 | 8  | 1.87824 |
| 17/03/17 | Sex | 0    | 2912 | 1456 | 4368 | 6  | 1.40504 |
| 20/03/17 | Seg | 0    | 2548 | 3276 | 5824 | 8  | 1.88006 |
| 21/03/17 | Ter | 0    | 728  | 2184 | 2912 | 4  | 0.94276 |
| 22/03/17 | Qua | 0    | 2184 | 3640 | 5824 | 8  | 1.88188 |
| 23/03/17 | Qui | 0    | 2912 | 1456 | 4368 | 6  | 1.40504 |
| 24/03/17 | Sex | 0    | 2496 | 2600 | 5096 | 7  | 1.64372 |
| 27/03/17 | Seg | 0    | 1456 | 5824 | 7280 | 10 | 2.35872 |
| 28/03/17 | Ter | 0    | 728  | 3640 | 4368 | 6  | 1.41596 |
| 29/03/17 | Qua | 728  | 3640 | 2184 | 6552 | 9  | 2.10392 |
| 30/03/17 | Qui | 1456 | 1456 | 1456 | 4368 | 6  | 1.39776 |
| 31/03/17 | Sex | 728  | 3848 | 520  | 5096 | 7  | 1.62968 |

|              |      |       |       |        |     |          |
|--------------|------|-------|-------|--------|-----|----------|
| Total no Mês | 2912 | 56940 | 61724 | 121576 | 167 | 39.19838 |
|--------------|------|-------|-------|--------|-----|----------|

| Data de entrega | Dia | CNDCS6U      | CNDCS6U      | CNDCS6U      | Total de Módulos | Número de Caminhões | Total Recebido em MW |
|-----------------|-----|--------------|--------------|--------------|------------------|---------------------|----------------------|
|                 |     | 315P<br>315W | 320P<br>320W | 325P<br>325W |                  |                     |                      |
| 03/04/17        | Seg | 728          | 2912         | 2184         | 5824             | 8                   | 1.87096              |
| 04/04/17        | Ter | 0            | 1456         | 728          | 2184             | 3                   | 0.70252              |
| 05/04/17        | Qua | 0            | 3640         | 2912         | 6552             | 9                   | 2.1112               |
| 06/04/17        | Qui | 0            | 3640         | 1456         | 5096             | 7                   | 1.638                |
| 07/04/17        | Sex | 416          | 3224         | 1456         | 5096             | 7                   | 1.63592              |
| 10/04/17        | Seg | 0            | 5252         | 1300         | 6552             | 9                   | 2.10314              |
| 11/04/17        | Ter | 0            | 2184         | 0            | 2184             | 3                   | 0.69888              |
| 12/04/17        | Qua | 0            | 2912         | 1456         | 4368             | 6                   | 1.40504              |
| 13/04/17        | Qui | 0            | 3640         | 728          | 4368             | 6                   | 1.4014               |
| 14/04/17        | Sex | 0            | 0            | 0            | 0                | 0                   | 0                    |
| 17/04/17        | Seg | 0            | 5460         | 364          | 5824             | 8                   | 1.8655               |
| 18/04/17        | Ter | 0            | 728          | 0            | 728              | 1                   | 0.23296              |
| 19/04/17        | Qua | 0            | 2548         | 364          | 2912             | 4                   | 0.93366              |
| 20/04/17        | Qui | 0            | 1092         | 364          | 1456             | 2                   | 0.46774              |
| 21/04/17        | Sex | 0            | 1456         | 0            | 1456             | 2                   | 0.46592              |
| 24/04/17        | Seg | 0            | 2288         | 4264         | 6552             | 9                   | 2.11796              |
| 25/04/17        | Ter | 0            | 728          | 728          | 1456             | 2                   | 0.46956              |
| 26/04/17        | Qua | 0            | 728          | 3640         | 4368             | 6                   | 1.41596              |
| 27/04/17        | Qui | 0            | 468          | 3900         | 4368             | 6                   | 1.41726              |
| 28/04/17        | Sex | 0            |              | 2184         | 2184             | 3                   | 0.7098               |

|              |      |       |       |       |     |          |
|--------------|------|-------|-------|-------|-----|----------|
| Total no Mês | 1144 | 44356 | 28028 | 73528 | 101 | 23.66338 |
|--------------|------|-------|-------|-------|-----|----------|

| Data de entrega | Dia | CNDCS6U<br>315P<br>315W | CNDCS6U<br>320P<br>320W | CNDCS6U<br>325P<br>325W | Total de Módulos | Número de Caminhões | Total Recebido em MW |
|-----------------|-----|-------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|---------------------|----------------------|
| 01/05/17        | Seg | 0                       | 0                       | 0                       | 0                | 0                   | 0                    |
| 02/05/17        | Ter | 0                       | 728                     | 5824                    | 6552             | 9                   | 2.12576              |
| 03/05/17        | Qua | 0                       | 0                       | 728                     | 728              | 1                   | 0.2366               |
| 04/05/17        | Qui | 0                       | 728                     | 4368                    | 5096             | 7                   | 1.65256              |
| 05/05/17        | Sex | 0                       | 1456                    | 2912                    | 4368             | 6                   | 1.41232              |
| 08/05/17        | Seg | 0                       | 1092                    | 6188                    | 7280             | 10                  | 2.36054              |
| 09/05/17        | Ter | 0                       | 0                       | 1456                    | 1456             | 2                   | 0.4732               |
| 10/05/17        | Qua | 0                       | 728                     | 5824                    | 6552             | 9                   | 2.12576              |
| 11/05/17        | Qui | 0                       | 728                     | 2912                    | 3640             | 5                   | 1.17936              |
| 12/05/17        | Sex | 0                       | 1456                    | 2912                    | 4368             | 6                   | 1.41232              |
| 15/05/17        | Seg | 0                       | 1820                    | 4004                    | 5824             | 8                   | 1.8837               |
| 16/05/17        | Ter | 0                       | 0                       | 1456                    | 1456             | 2                   | 0.4732               |
| 17/05/17        | Qua | 0                       | 0                       | 5824                    | 5824             | 8                   | 1.8928               |
| 18/05/17        | Qui | 0                       | 1456                    | 5096                    | 6552             | 9                   | 2.12212              |
| 19/05/17        | Sex | 0                       | 0                       | 4368                    | 4368             | 6                   | 1.4196               |
| 22/05/17        | Seg | 0                       | 0                       | 7280                    | 7280             | 10                  | 2.366                |
| 23/05/17        | Ter | 0                       | 1092                    | 3276                    | 4368             | 6                   | 1.41414              |
| 24/05/17        | Qua | 0                       | 728                     | 2912                    | 3640             | 5                   | 1.17936              |
| 25/05/17        | Qui | 0                       | 1456                    | 2184                    | 3640             | 5                   | 1.17572              |
| 26/05/17        | Sex | 0                       | 1456                    | 2912                    | 4368             | 6                   | 1.41232              |
| 29/05/17        | Seg | 0                       | 0                       | 7280                    | 7280             | 10                  | 2.366                |
| 30/05/17        | Ter | 0                       | 5096                    | 728                     | 5824             | 8                   | 1.86732              |
| 31/05/17        | Qua | 0                       | 2912                    | 2184                    | 5096             | 7                   | 1.64164              |

|              |   |       |       |        |     |          |
|--------------|---|-------|-------|--------|-----|----------|
| Total no Mês | 0 | 22932 | 82628 | 105560 | 145 | 34.19234 |
|--------------|---|-------|-------|--------|-----|----------|

| Data de entrega | Dia | CNDCS6U<br>315P<br>315W | CNDCS6U<br>320P<br>320W | CNDCS6U<br>325P<br>325W | Total de Módulos | Número de Caminhões | Total Recebido em MW |
|-----------------|-----|-------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|---------------------|----------------------|
| 01/06/17        | Qui | 0                       | 572                     | 884                     | 1456             | 2                   | 0.47034              |
| 02/06/17        | Sex | 0                       | 208                     | 4888                    | 5096             | 7                   | 1.65516              |
| 05/06/17        | Seg | 0                       | 728                     | 5824                    | 6552             | 9                   | 2.12576              |
| 06/06/17        | Ter | 0                       | 416                     | 3224                    | 3640             | 5                   | 1.18092              |
| 07/06/17        | Qua | 0                       | 0                       | 4368                    | 4368             | 6                   | 1.4196               |
| 08/06/17        | Qui | 0                       | 2028                    | 3796                    | 5824             | 8                   | 1.88266              |

|          |     |    |      |      |      |    |         |
|----------|-----|----|------|------|------|----|---------|
| 09/06/17 | Sex | 0  | 2548 | 2548 | 5096 | 7  | 1.64346 |
| 06/10/17 | Sab | 0  | 4368 | 0    | 4368 | 6  | 1.39776 |
| 12/06/17 | Seg | 0  | 8736 | 0    | 8736 | 12 | 2.79552 |
| 13/06/17 | Ter | 0  | 1456 | 0    | 1456 | 2  | 0.46592 |
| 14/06/17 | Qua | 0  | 4368 | 0    | 4368 | 6  | 1.39776 |
| 15/06/17 | Qui | 0  | 3640 | 0    | 3640 | 5  | 1.1648  |
| 16/06/17 | Sex | 0  | 1456 | 2184 | 3640 | 5  | 1.17572 |
| 19/06/17 | Seg | 0  | 5824 | 1456 | 7280 | 10 | 2.33688 |
| 20/06/17 | Ter | 0  | 2184 |      | 2184 | 3  | 0.69888 |
| 21/06/17 | Qua | 0  | 3796 | 572  | 4368 | 6  | 1.40062 |
| 22/06/17 | Qui | 0  | 3640 | 0    | 3640 | 5  | 1.1648  |
| 23/06/17 | Sex | 0  | 4368 | 0    | 4368 | 6  | 1.39776 |
| 26/06/17 | Seg | 0  | 2548 | 5460 | 8008 | 11 | 2.58986 |
| 27/06/17 | Ter | 0  | 3328 | 1040 | 4368 | 6  | 1.40296 |
| 28/06/17 | Qua | 0  | 1456 | 728  | 2184 | 3  | 0.70252 |
| 29/06/17 | Qui | 26 | 1080 | 608  | 1714 | 3  | 0.55139 |

|              |  |    |       |       |       |     |          |
|--------------|--|----|-------|-------|-------|-----|----------|
| Total no Mês |  | 26 | 58748 | 37580 | 96354 | 133 | 31.02105 |
|--------------|--|----|-------|-------|-------|-----|----------|