

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA

GILBERTO FIGUEIREDO PINTO FILHO

**DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS E INSTALAÇÕES
FOTOVOLTAICAS DE c-Si**

SÃO PAULO

2017

GILBERTO FIGUEIREDO PINTO FILHO

DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS E INSTALAÇÕES
FOTOVOLTAICAS DE c-Si

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Zilles

Coorientador: Prof. Dr. Eduardo Lorenzo

VERSÃO CORRIGIDA

(versão original disponível na Biblioteca da Unidade que aloja o Programa e na Biblioteca Digital de Teses e Dissertações da USP)

SÃO PAULO

2017

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Figueiredo, Gilberto

Degradação induzida pelo potencial em módulos e instalações fotovoltaicas de c-Si / Gilberto Figueiredo Pinto Filho; orientador: Roberto Zilles. São Paulo, 2017.

149 p. : il. ; 30cm.

Tese (Doutorado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia – Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, 2017.

1. Degradação Induzida pelo Potencial 2. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede 3. Método de detecção 4. Manutenção preditiva I.Título.

GILBERTO FIGUEIREDO PINTO FILHO

“DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS E INSTALAÇÕES
FOTOVOLTAICAS DE c-Si”

Tese defendida e APROVADA, em 14 / 11 / 2017, pela comissão julgadora:

Prof. Dr. Roberto Zilles – Universidade de São Paulo (USP)
Orientador e presidente da comissão julgadora

Prof. Dr. Francisco Martínez-Moreno – Universidad Politécnica de Madrid (UPM)
Membro da comissão julgadora

Prof. Dr. –Ing. João Tavares Pinho – Universidade Federal do Pará (UFPA)
Membro da comissão julgadora

Prof. Dr. Ricardo Rütther – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)
Membro da comissão julgadora

Prof. Dr. Adnei Melges de Andrade – Universidade de São Paulo (USP)
Membro da comissão julgadora

AGRADECIMENTOS

À minha esposa, Kamilla, pelo companheirismo de uma vida inteira.

Aos meus avós, Regina e Octávio, pelo apoio de décadas.

Ao meu orientador, Roberto Zilles, por todo o suporte e pelos conselhos, ensinamentos e experiências compartilhadas desde minha chegada a São Paulo.

Ao meu coorientador, Eduardo Lorenzo, pelos conhecimentos compartilhados durante as *charlas* no IES, pelas aulas de história e pela recepção em Madri/Viveiro/Mañón.

Aos amigos do IEE, em especial aos membros do LSF: Alex, Marcelo, Aimé, Roberto, César, Kauê, Maurício, Cristina, Tadeu, Givaldo, Lourival, André e Teddy.

Aos companheiros do Grupo de Sistema do IES pelo auxílio nas medições e pelos ótimos momentos que vivi *en España*: Carlos, Fran, Luis, Remédios, Cele, Jose Manuel, Issac, Rita, Alberto, LuisMi, Rodri e Aitor.

À Universidade de São Paulo e ao Instituto de Energia e Ambiente.

À CAPES, pelo suporte financeiro concedido durante o período de pesquisa do doutorado.

Ao CNPq, pelo suporte financeiro concedido durante o intercâmbio no âmbito do programa Ciência Sem Fronteiras.

RESUMO

Figueiredo, Gilberto. **Degradação induzida pelo potencial em módulos e instalações fotovoltaicas de c-Si**. 2017. 149 f. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo, 2017.

Este trabalho apresenta abordagens para a avaliação do fenômeno da Degradação Induzida pelo Potencial (PID – do inglês *Potential Induced Degradation*) em módulos e instalações fotovoltaicas de c-Si. Nos ensaios em laboratório, a IEC TS 62804-1:2015 foi aplicada e ações adicionais são sugeridas como forma de adaptação da especificação técnica para o acompanhamento da degradação durante o ensaio e para melhor indicar a propensão do equipamento a se recuperar das consequências da aparição de PID. Nos ensaios em campo, avaliou-se a solução convencional do mercado de reverter a degradação através de circuitos anti-PID, além de apresentar a aplicação de técnicas de detecção do fenômeno em sistemas operacionais. A abordagem teórica e os resultados práticos mostram que o procedimento de aferição de tensões individuais de operação é um método útil para detectar PID. Os estudos de caso apresentados indicam que esta metodologia é eficaz inclusive na detecção precoce do fenômeno para diferentes topologias de células fotovoltaicas de c-Si.

Palavras-chave: Degradação induzida pelo potencial. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Método de detecção. Manutenção preditiva.

ABSTRACT

FIGUEIREDO, Gilberto. **Potential induced degradation on c-Si photovoltaic modules and installations**. 2017. 149 p. Doctoral Thesis – Graduate Program on Energy, University of São Paulo, São Paulo, 2017.

This work presents approaches to assess the Potential Induced Degradation (PID) on c-Si photovoltaic modules and installations. The IEC TS 62804-1:2015 was applied to the laboratory tests and some additional actions are suggested. The adaptation of the technical specification aims to monitor the degradation rates during the tests and also to consider the capacity of the photovoltaic modules to recover from the degradation. In the field detection methodologies are presented and anti-PID circuits were also tested. The theoretical approach reveals that individual voltage measurements are useful to detect PID even in its early stage, as can be seen on the case studies presented.

Keywords: Potential induced degradation. Grid-connected photovoltaic systems. Detection method. Predictive maintenance.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 0.1 – Seção transversal de um módulo FV com os caminhos da corrente de fuga. | 28 |
| Figura 1.1 – Mecanismo da PID em células tipo p e consequência na sua curva IxV. | 33 |
| Figura 1.2 - (a) Falha na rede cristalina da célula devido ao aparecimento da PID (falha de empilhamento) e (b) regeneração devido à difusão térmica do sódio para o vidro (Adaptado de Lausch et al., 2014). | 34 |
| Figura 1.3– Representação do efeito da inserção de óxido fundente na fabricação do vidro. (LÓPEZ; CRESPO; PÉREZ, 2008) | 44 |
| Figura 1.4 - Curva IxV de um módulo FV. R_p é numericamente igual ao inverso do coeficiente angular da reta da região do curto circuito. | 46 |
| Figura 1.5– Imagens eletroluminescentes de um ensaio de PID de um módulo FV: (a) inicialmente, (b) após 168 h a -1000 V e (c) após 168 h a +1000 V. | 47 |
| Figura 1.6– Ilhas de sódio detectáveis com imagem de EL. | 48 |
| Figura 1.7 – A redução de R_p devido à PID causa diferentes tensões de operação entre módulos de uma mesma série FV. | 48 |
| Figura 1.8 – Imagem termográfica de um gerador FV afetado por PID (MORETÓN; LORENZO e NARVARTE, 2015). | 49 |
| Figura 1.9 – Comparação de imagem termográfica e EL de um mesmo módulo afetado por PID. | 49 |
| Figura 1.10 – Curvas IxV para um módulo normal (azul tracejado) e degradado (vermelho) conectados na mesma série FV com representação das consequências da oscilação do ponto de operação devido à atuação do SPMP. | 50 |
| Figura 1.11 – Medidas de tensão de operação de módulos de uma mesma série FV. | 51 |
| Figura 2.1 – Fluxograma do ensaio de PID segundo a IEC TS 62804-1:2015. | 56 |
| Figura 2.2 – Fluxograma do procedimento modificado do ensaio de PID. | 58 |
| Figura 2.3 – Diagrama de conexões do ensaio de PID com monitoração das correntes de fuga. | 59 |
| Figura 2.4 – Circuito equivalente do dispositivo FV em iluminação. | 60 |
| Figura 2.5 – Circuito equivalente do dispositivo FV polarizado no escuro. | 62 |
| Figura 2.6 – Curvas IxV no escuro de dois módulos FV durante ensaio de PID: (a) degradação final de 20 % e (b) degradação final de 5 % em P_{mp} | 64 |
| Figura 2.7 – Translação da curva IxV medida no escuro. | 65 |
| Figura 2.8 – Relação entre P_{mp} e R_p segundo o modelo de Green (1982). | 68 |
| Figura 2.9 – Relação entre θ_{PID} e a perda em relação à P_{mp} para dois módulos comerciais (dados de catálogo). | 69 |
| Figura 2.10 – Amostras ensaiadas simultaneamente. | 72 |
| Figura 2.11 – Dinâmica de P_{mp} e R_p para Lote I. | 74 |
| Figura 2.12 - Dinâmica de P_{mp} e R_p para Lote II. | 74 |

| | |
|---|-----|
| Figura 2.13 – Dinâmica de P_{mp} e R_p durante o ensaio de recuperação. | 77 |
| Figura 2.14 – Imagens de eletroluminescência da amostra 0668: inicial, após degradação e após recuperação..... | 80 |
| Figura 2.15 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0004: inicial, após degradação e após recuperação..... | 81 |
| Figura 2.16 - Imagens de eletroluminescência da amostra 1823: inicial, após degradação e após recuperação..... | 82 |
| Figura 2.17 Imagens de eletroluminescência da amostra 2241: inicial, após degradação e após recuperação..... | 82 |
| Figura 2.18 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0010: inicial, após degradação e após recuperação..... | 83 |
| Figura 2.19 - Imagens de eletroluminescência da amostra 1376: inicial, após degradação e após recuperação..... | 83 |
| Figura 2.20 - Imagens de eletroluminescência da amostra 1805: inicial, após degradação e após recuperação..... | 84 |
| Figura 2.21 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0384: inicial, após degradação e após recuperação..... | 85 |
| Figura 2.22 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0358: inicial, após degradação e após recuperação..... | 85 |
| Figura 2.23 - Dinâmica de P_{mp} e R_p durante a segunda bateria de ensaios. | 87 |
| Figura 2.24 – Correntes de fuga medidas durante o ensaio de degradação do 2º lote de amostras..... | 89 |
| Figura 2.25 - Correntes de fuga medidas durante os ciclos da segunda bateria de ensaios..... | 90 |
| Figura 3.1 – Representação do circuito equivalente do caminho da corrente de fuga. | 96 |
| Figura 3.2 - Curva $I \times V$: R_p é numericamente igual ao inverso da declividade da reta no curto-circuito..... | 98 |
| Figura 3.3 – A redução de R_p devido à PID causa diminuição de P_{mp} , I_{mp} e V_{mp} em um módulo FV..... | 99 |
| Figura 3.4 – A redução de R_p devido à PID faz com que módulos de uma mesma série FV desenvolvam diferentes tensões de operação..... | 100 |
| Figura 3.5 – Perdas efetivas de potência instantânea entre dois módulos da mesma série FV..... | 100 |
| Figura 3.6 – Exemplos de subgeradores em paralelo operando com diferentes níveis de corrente. | 103 |
| Figura 3.7 – Exemplo de uma série FV afetada por PID. (a) módulos FV ordenados desde o polo negativo -1- até o positivo -24. (b) Imagens em EL de todos os módulos da série FV..... | 105 |
| Figura 3.8 – Curvas $I \times V$ normalizadas de um modulo não afetado (marcador vermelho) e de um módulo afetado por PID (marcador azul)..... | 105 |
| Figura 3.9 – Medidas de tensões individuais de operação: detalhe dos conectores e da leitura dos voltímetros. | 106 |

| | |
|--|-----|
| Figura 3.10 – Potências de pico corrigidas para STC e V_{op} de todos os módulos de uma mesma série FV. | 107 |
| Figura 3.11 - Vista aérea da Usina CTPV IEE/USP. | 109 |
| Figura 3.12 – Curvas $I \times V$ do ensaio de recuperação de um módulo localizado no polo negativo. | 111 |
| Figura 3.13 - Curvas $I \times V$ antes e depois do ensaio de PID. | 112 |
| Figura 3.14 - EL de módulos em operação na instalação. | 113 |
| Figura 3.15 – Efeitos das oscilação da corrente da série nas tensões operacionais de módulos com diferentes níveis de degradação. | 117 |
| Figura 3.16 – Evolução de ΔV_{op} entre os módulos localizados nos polos das 11 séries FV estudadas. | 119 |
| Figura 3.17 – Evolução de ΔV_{op} nos módulos submetidos à recuperação noturna. | 120 |
| Figura 3.18 – Evolução de ΔV_{op} nos módulos sujeitos à recuperação natural. | 121 |
| Figura 3.19 - Posição dos módulos ensaiados na série FV: medidas das tensões individuais de operação. | 122 |
| Figura 3.20 – Vista aérea das instalações do IES-UPM: a série FV objeto de estudo é composta pelas duas fileiras superiores. | 124 |
| Figura 3.21 - Perfil diário de V_{op} : módulos com diferentes níveis de degradação operando em uma mesma série FV. | 124 |
| Figura 3.22 – Histograma de V_{op} para módulos com diferentes níveis de degradação operando na mesma série FV por dois dias. | 125 |
| Figura 3.23: Histogramas diários de V_{op} para irradiâncias acima de 900 W/m^2 | 127 |
| Figura 3.24 – Efeitos de PID em V_{op} e V_{oc} : maiores dispersões em operação. | 128 |
| Figura 3.25 - Evolução da recuperação natural da PID em módulos afetados. | 129 |
| Figura 3.26 - Detalhe do circuito anti-PID adicionado ao inversor. | 130 |
| Figura 3.27 - Evolução da recuperação do módulo 1 em dois cenários: com e sem o circuito anti-PID ativado. | 131 |
| Figura 3.28 - Recuperação em campo de todos os módulos ensaiados. | 132 |
| Figura 3.29 – Curvas $I \times V$ da série FV extrapoladas a STC. | 133 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|-----|
| Tabela 1.1 – Composição do vidro para algumas aplicações. Adaptado de Navarro (2003)..... | 44 |
| Tabela 2.1 – Parâmetros do modelo de módulo FV utilizado nos ensaios (STC). | 72 |
| Tabela 2.2 – Diferença (%) entre medidas de potência para o lote I após degradação de 168 h. | 73 |
| Tabela 2.3 - Diferença (%) entre medidas de potência para o lote II após degradação de 168 h. | 73 |
| Tabela 2.4 – Diferença (%) de R_s após o ensaio de degradação..... | 75 |
| Tabela 2.5 – Ângulo θ_{PID} após o ensaio de degradação. | 76 |
| Tabela 2.6 – Diferença (%) entre medidas de potência após o ensaio de recuperação. | 76 |
| Tabela 2.7 – Ângulo θ_{PID} após o ensaio de recuperação. | 78 |
| Tabela 2.8 - Diferença (%) em R_s após o ensaio de recuperação..... | 78 |
| Tabela 2.9 – Evolução da potência máxima (W_p) durante os ciclos de PID..... | 86 |
| Tabela 3.1 – Medidas obtidas dos 24 módulos FV de uma série FV afetada por PID. | 108 |
| Tabela 3.2 - Medidas IxV realizadas em dezembro de 2016. | 110 |
| Tabela 3.3 - Diferenças (%) de V_{op} entre módulos localizados nos extremos das series FV. As linhas sombreadas (series FV 1 a 6) são relativas aos inversores que possuíam circuito anti-PID ativado. | 118 |
| Tabela 3.4 – Potência máxima extrapolada a STC e R_p da série FV..... | 133 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|-------|--|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| AR | Camada antirreflexiva (do inglês “ <i>Anti Reflexive Coating</i> ”) |
| c-Si | Silício cristalino |
| DH | Damp Heat |
| EVA | Ethylene-Vinyl Acetate |
| EPE | Empresa de Pesquisa Energética |
| FV | Fotovoltaico(a) |
| IEE | Instituto de Energia e Ambiente |
| IES | Instituto de Energía Solar |
| IEC | International Electrotechnical Commission |
| LID | Light Induced Degradation |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| ODR | Orthogonal Distance Regression |
| PID | Degradação Induzida pelo Potencial |
| SPMP | Seguimento do Ponto de Máxima Potência |
| SFCR | Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica |
| SCADA | Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados |
| STC | Condições-padrão de referência para ensaio (do inglês “ <i>Standard Test Conditions</i> ”) |
| TCO | Camada de óxido condutivo transparente (do inglês “ <i>Transparent Conductive Oxide</i> ”) |
| UPM | Universidad Politécnica de Madrid |
| USP | Universidade de São Paulo |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|-------------------|---|
| I_{sc} | Corrente de curto-circuito |
| V_{oc} | Tensão de circuito aberto |
| I_{mp} | Corrente de máxima potência |
| V_{mp} | Tensão de máxima potência |
| I | Corrente da célula/módulo fotovoltaico |
| V | Tensão da célula/modulo fotovoltaico |
| I_0 | Corrente de saturação reversa |
| I_L | Corrente fotogerada |
| I_D | Corrente do diodo. |
| I_p | Corrente da resistência paralela |
| n | Fator de idealidade da junção |
| R_s | Resistência série |
| R_p | Resistência paralela |
| V_{op} | Tensão de operação |
| I_{op} | Corrente de operação |
| P_{op} | Potência de operação |
| ΔP_{pid} | Perda de potência por PID |
| ΔP_{disp} | Perda de potência por dispersão |
| ΔP_{op} | Perda efetivas de potência |
| P_{mp} | Ponto de máxima potência |
| T | Temperatura da célula |
| N_s | Número de células que compõem o módulo fotovoltaico |
| k | Constante de Boltzmann |
| q | Carga fundamental do elétron |

| | |
|------------------------|--|
| α | Coeficiente da corrente de curto-circuito com a temperatura |
| β | Coeficiente da tensão de circuito aberto com a temperatura |
| γ | Coeficiente de perda de potência com a temperatura |
| $P_{mp_{25^{\circ}C}}$ | Potência medida do escuro corrigida a 25°C |
| I_{med} | Corrente medida do escuro |
| V_{med} | Tensão medida no escuro |
| $I_{sc_{teórica}}$ | Corrente para translação da curva no escuro |
| FF | Fator de Forma |
| FF_0 | Fator de forma para uma célula fotovoltaica ideal |
| V_{oc} | tensão de circuito aberto normalizada pela tensão térmica do diodo |
| r_s e r_p | resistências série e paralela normalizadas |
| θ_{PID} | Ângulo de PID |

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| INTRODUÇÃO | 25 |
| Justificativa | 27 |
| Hipótese | 29 |
| Objetivos | 29 |
| Contextualização..... | 30 |
| 1. DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL (PID) | 31 |
| 1.1. PID explicada | 31 |
| 1.2. Revisão bibliográfica | 36 |
| 1.3. Especificação técnica internacional (IEC TS 62804-1:2015) e metodologias de avaliação da PID | 39 |
| 1.4. Materiais construtivos de células e módulos fotovoltaicos | 42 |
| 1.4.1. Vidros | 42 |
| 1.4.2. Encapsulamento..... | 45 |
| 1.5. Detecção da PID | 46 |
| 1.6. Mitigação e recuperação da PID | 52 |
| 2. SUPORTABILIDADE DE TENSÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM LABORATÓRIO | 55 |
| 2.1. Procedimento dos ensaios de laboratório | 55 |
| 2.2. Metodologia proposta..... | 57 |
| 2.3. Modelos utilizados..... | 59 |
| 2.3.1. Caracterização IxV: curva característica em iluminação | 60 |
| 2.3.2. Caracterização IxV: curva característica no escuro | 62 |
| 2.3.3. Estimativa da potência em condições de escuro..... | 64 |
| 2.3.4. Relação entre P_{mp} e R_p | 66 |
| 2.3.5. Instrumentação..... | 70 |
| 2.4. Estudo de Caso: avaliação em laboratório..... | 71 |
| 2.4.1. Resultados da primeira bateria de ensaios | 72 |
| 2.4.1.1. Imagens de eletroluminescência | 79 |
| 2.4.2. Resultados da segunda bateria de ensaios..... | 86 |
| 2.5. Correntes de fuga | 88 |
| 2.6. Considerações | 91 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 3. | AVALIAÇÃO DA OCORRÊNCIA DA PID EM CAMPO..... | 93 |
| 3.1. | Dinâmica da ocorrência da PID em campo | 93 |
| 3.2. | Detecção da PID em campo | 97 |
| 3.2.1. | Abordagem teórica | 98 |
| 3.2.2. | Detecção da PID em instalações fotovoltaicas..... | 101 |
| 3.2.2.1. | Estudo de caso: central fotovoltaica | 104 |
| 3.2.2.2. | Estudo de caso: instalação c-Si base tipo n..... | 109 |
| 3.3. | Predição da ocorrência da PID em campo..... | 115 |
| 3.3.1. | Estudo de caso: central fotovoltaica | 115 |
| 3.3.2. | Estudo de caso: instalação em geração distribuída | 121 |
| 3.4. | Considerações | 134 |
| | CONCLUSÕES | 137 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 141 |
| | APÊNDICE I..... | 149 |

INTRODUÇÃO

Ao longo da última década a quantidade de instalações fotovoltaicas de pequeno porte conectadas à rede elétrica de distribuição brasileira aumentou consideravelmente. Um acelerador importante do processo foi a publicação, por parte da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Resolução Normativa RN 482/2013 e sua atualização RN 687/2015, as quais regulamentam a micro e mini geração distribuída com fontes renováveis (até 5 MW) com o sistema de compensação da energia elétrica gerada e não consumida. O Plano Decenal de Energia 2024 estima que a potência instalada de sistemas domiciliares alcançará a marca de 1 GW_p no início da próxima década

A potência instalada no Brasil aumenta a cada ano e novos projetos de grande porte são esperados em um futuro próximo, principalmente aqueles relacionados com os leilões de energia elétrica. Após os leilões de energia de reserva e expansão de geração, a expectativa era de que se instalasse, até 2017, mais de 1 GW_p. Atualmente constam no banco de informações da ANEEL 72 usinas fotovoltaicas que totalizam 680 MW de potência outorgada. O Brasil termina o ano de 2017 com 834 MW de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Por outro lado, a portaria nº 293, de 4 de agosto de 2017, do Ministério de Minas e Energia (MME), estabelece as diretrizes do Leilão A-4 de Energia Nova 2017, previsto para ocorrer em dezembro de 2017. À Empresa de Pesquisa Energética (EPE)¹ foi solicitado o cadastramento de 550 empreendimentos fotovoltaicos, que totalizam mais de 18 GW_p. A expectativa é de que a participação de centrais fotovoltaicas na matriz de energia elétrica seja cada vez maior nas próximas décadas e o compartilhamento de informações desta aplicação tem papel importante no desenvolvimento de técnicas apropriadas à operação desses sistemas.

A tecnologia fotovoltaica obteve considerável desenvolvimento ao longo do final do último século e início do atual, com células e módulos fotovoltaicos ganhando diferentes formas e tamanhos para atender as diversas aplicações. Evitar perda de

¹<<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-4%202017/EPEconcluicadastramentoparaosLeil%C3%B5esdeEnergiaNovade2017.aspx>> acessado em 20/09/2017.

desempenho é desejável em qualquer sistema de geração de energia e não seria diferente com uma fonte intermitente. Retardar ao máximo a degradação natural através da melhoria dos materiais que constituem o módulo fotovoltaico é um desafio constante para fabricantes de equipamentos.

Os geradores fotovoltaicos podem estar sujeitos não somente aos efeitos naturais de degradação, exemplo do LID (do inglês, *Light Induced Degradation*) e da degradação temporal, mas também ao efeito da degradação devido à polarização do gerador. Define-se aqui polarização como a tensão em relação ao referencial (estrutura aterrada) que pode ser desenvolvida pelos polos do gerador fotovoltaico em operação.

Esta tese aborda a questão da Degradação Induzida pelo Potencial (PID - do inglês, *Potential Induced Degradation*) em módulos fotovoltaicos, fenômeno que pode afetar módulos instalados em geradores operando com tensões em c.c. acima de 600 V. A degradação influencia incisivamente a tensão dos módulos fotovoltaicos afetados, de modo que a PID impacta na operação dos sistemas, ocasionando consequências drásticas no desempenho do gerador fotovoltaico. Por outro lado, a degradação pode ser completamente reversível se medidas mitigadoras forem tomadas a tempo, ou completamente evitada dependendo da topologia do sistema adotada no projeto executivo.

As instalações trifásicas atuais e as grandes centrais fotovoltaicas podem trabalhar em níveis de tensão c.c. próximas dos 1.500 V, condição que, aliada a fatores climáticos e construtivos do módulo fotovoltaico, pode favorecer o aparecimento da PID. Esta se caracteriza, de modo geral, pela perda de eficiência ocasionada pelo deslocamento de cargas estáticas do vidro e da camada de passivação para a parte ativa da célula.

Vale ressaltar que, apesar do fenômeno da polarização já ser mencionado na literatura especializada desde década de 70, como registraram Hoffman e Ross Jr. (1978), somente a partir do século atual surgiram as ocorrências em sistemas fotovoltaicos de grande porte que poderiam ser relacionadas com a PID. Os mecanismos de testes para avaliação da ocorrência da PID em ensaios de laboratório não estão contemplados nos testes típicos de componentes de sistemas fotovoltaicos listados na IEC 61215:2016. Por outro lado, há especificação técnica (IEC TS 62804-1:2015) que dá as diretrizes do ensaio de suportabilidade de tensão,

com finalidade de averiguar se um módulo de c-Si (silício cristalino) é sensível a PID. Outras técnicas de ensaios de PID também são apresentadas na literatura e ainda há discussão no meio acadêmico sobre os métodos para simular em laboratório as condições a que o módulo estará sujeito em campo.

Justificativa

Em sistemas fotovoltaicos, as correntes de fuga, quando ocorrem, têm papel incisivo na perda de potência dos geradores. A fuga ocorre para a terra, pois os elétrons encontram caminhos indesejáveis através de fissuras ou falhas no material encapsulante e no vidro até atingirem a moldura aterrada. Com o aumento do porte dos geradores fotovoltaicos, faz-se necessário que estes operem com tensões superiores às dos sistemas de pequeno porte, para atingir a tensão necessária ao correto funcionamento da etapa de processamento da energia na entrada do conversor c.c./c.a. Adicionam-se também às boas práticas de projeto a de não trabalhar com correntes elevadas no lado c.c., o que acarretaria em mais perdas ôhmicas e maior custo para adequar a instalação elétrica aos níveis de corrente.

Quanto maior a tensão de operação do lado c.c. maior é o campo elétrico proveniente da diferença de potencial entre a célula e a moldura aterrada. No caso da PID em módulos de c-Si, o campo elétrico formado entre o polo negativo de um gerador fotovoltaico e a moldura polariza os íons de sódio do vidro do módulo fotovoltaico, podendo causar transferência de carga. Estes íons se comportam como armadilhas para elétrons que saíam ao circuito externo da célula/módulo, mas acabam alcançando a moldura e, conseqüentemente, à terra, caracterizando uma corrente de fuga.

O fluxo da corrente, conforme pode ser visto na Figura 1, se dá da moldura aterrada para a camada ativa da célula através do material encapsulante e do vidro localizado ao longo da superfície do módulo, ou seja, sentido contrário da movimentação de elétrons. A Figura 1 representa um corte transversal de um módulo fotovoltaico com as células usuais de c-Si, uma vez que estas possuem outra camada de material encapsulante (EVA, por exemplo) entre as células fotovoltaicas e o vidro frontal. O modelo também pode ser estendido para células de filme-fino, com contato frontal, disponíveis comercialmente, onde as células

fotovoltaicas estão depositadas diretamente no vidro (com a camada de óxido condutivo transparente - TCO).

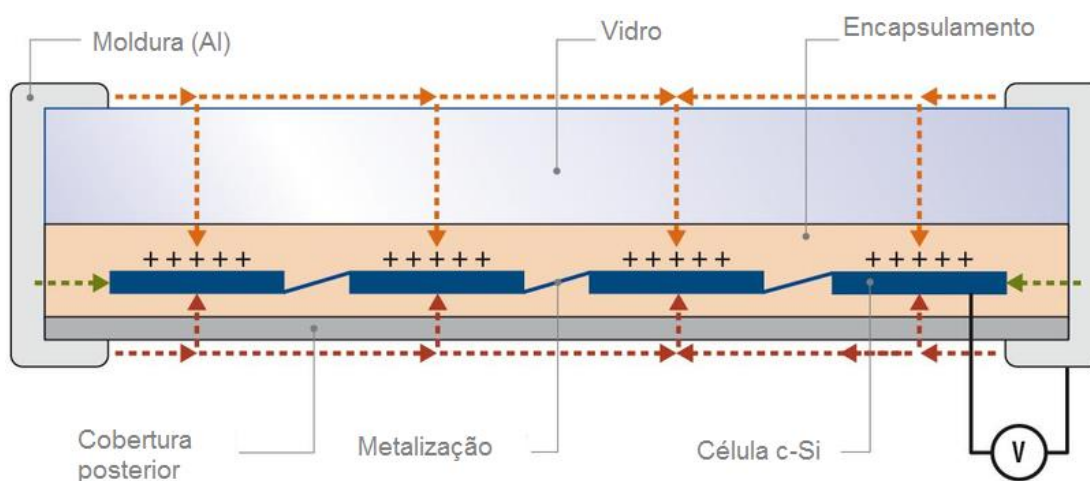


Figura 0.1 – Seção transversal de um módulo FV com os caminhos da corrente de fuga.

O princípio físico que descreve o fenômeno da PID (em células convencionais de c-Si base p e emissor n) é caracterizado inicialmente pela transferência de íons Na^+ do vidro frontal para a camada antirreflexiva (AR) da célula. O acúmulo desses íons na camada AR forma um campo elétrico que pode ser capaz de atrair elétrons do emissor da célula fotovoltaica. Catalisada pelo campo elétrico formado devido à diferença de potencial entre os módulos localizados na extremidade de potencial negativo do arranjo e a terra, a difusão iônica do sódio também pode se dar para a parte ativa da célula, modificando a estrutura da rede cristalina, como mostra Naumann et al. (2014b).

Muitos são os trabalhos na literatura que propõem diferentes abordagens sobre a PID, conforme é mostrado na revisão bibliográfica. Entretanto, ainda há dúvidas e faltam informações em relação à ocorrência, estratégias de detecção e mitigação de PID em centrais fotovoltaicas.

Cabe então o estudo das causas e consequências do aparecimento da PID em nível de sistema, uma vez que a tensão do gerador fotovoltaico possui grande influência no aparecimento da degradação. A maior parte dos módulos atualmente instalados em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCCR) possui tensão máxima de sistema de 1 kV; porém, há uma tendência em sistemas de grande porte de aumentar a tensão de operação do gerador fotovoltaico, visando diminuir perdas técnicas ao reduzir o nível de corrente que flui no cabeamento em c.c. da instalação.

Para atender a esta demanda, alguns fabricantes de módulos fotovoltaicos e de inversores para conexão à rede já introduziram no mercado produtos com suportabilidade de tensão de até 1,5 kV².

Hipótese

A ocorrência da PID é atual e lidar com o fenômeno em campo ainda é uma atividade pouco explorada. O desenvolvimento e estabelecimento de métodos de detecção preventiva e mitigação do fenômeno da Degradação Induzida pelo Potencial podem auxiliar na melhoria da confiabilidade dos módulos fotovoltaicos e evitar perdas de desempenho nas instalações fotovoltaicas.

Objetivos

O objetivo geral desta tese é o estudo da PID desde o ponto de vista da engenharia dos sistemas fotovoltaicos, explorando a dinâmica do fenômeno em geradores reais e em operação. Adicionalmente, mostrar e avaliar os procedimentos para mitigar, reverter e evitar definitivamente o aparecimento da PID a nível de sistema.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- avaliar metodologia de ensaios de laboratório para caracterizar o fenômeno a nível de módulo fotovoltaico;
- estudar o comportamento e as características da degradação induzida pelo potencial em geradores fotovoltaicos e avaliar o seu impacto em instalações fotovoltaicas;
- avaliar metodologias de detecção da PID em campo e aplicá-las em centrais em operação;
- Aplicar técnicas de recuperação do fenômeno e avaliar sua praticidade e acessibilidade.

² <<http://investor.firstsolar.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=833952>> acessado em 05/12/2016.
<<http://am.suntech-power.com/news/news118.html>> acessado em 05/12/2016.

Contextualização

Desenvolvida durante o marco de atividades conjuntas entre o Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP), que mantém no Brasil um âmbito de ações técnicas que permitem tratar dos problemas relacionados à operação de centrais fotovoltaicas, e o Instituto de Energía Solar da Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM), o qual desenvolve, na Espanha, atividades correlacionadas ao tema, esta tese contou com o apoio do programa Ciência Sem Fronteiras. O período de intercâmbio em Madri coincidiu com avaliação, pelo Grupo de Sistemas Fotovoltaicos do IES, de um caso real de análise da PID em uma central fotovoltaica de 30 MW em operação na Austrália.

Os trabalhos realizados nesta tese também incluem experimentos em laboratório e em sistemas instalados em ambos os institutos onde as atividades foram desenvolvidas. O documento se estrutura em introdução e mais três capítulos. São eles:

- Degradação Induzida pelo Potencial: Definição do fenômeno do ponto de vista da engenharia dos sistemas fotovoltaicos, embasada na física da célula e na revisão bibliográfica realizada. Apresenta também os métodos de teste, detecção e recuperação do fenômeno.
- Suportabilidade de Tensão de Módulos Fotovoltaicos em Laboratório: Apresenta os resultados dos ensaios realizados em laboratório e, de acordo com a experiência adquirida, propõe metodologia de ensaio de propensão a PID para fins de qualificação de equipamento.
- Avaliação da Ocorrência da PID em Campo: Apresenta análises realizadas em instalações em operação. Mostra a aplicação e os resultados das técnicas de prevenção, detecção e recuperação da PID.

Na parte final da tese são apresentadas as conclusões dos trabalhos desenvolvidos no período de pesquisa, além de considerações e sugestões para trabalhos futuros em pesquisas correlatas.

1. DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL (PID)

A PID é um tipo de degradação que pode afetar geradores fotovoltaicos operando em tensões elevadas (para os níveis de tensão em SF_{CR}) e que depende, além de condições restritas de temperatura e umidade, da composição dos materiais com os quais são fabricados tanto a célula fotovoltaica, como seu encapsulamento e vidro.

1.1. PID explicada

A PID é um fenômeno de degradação que ocorre devido ao deslocamento de cargas estáticas, principalmente do vidro frontal, para a parte ativa das células fotovoltaicas como resultado do campo elétrico que há entre a célula e a moldura aterrada. A degradação pode afetar diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, tendo consequências associadas a cada uma. Nesta tese é dada ênfase à tecnologia c-Si, por esta ser a mais utilizada em instalações, além da disponibilidade de material de amostra para os ensaios. Foram utilizados módulos fotovoltaicos mono e policristalinos disponíveis no mercado e utilizados em instalações fotovoltaicas de diferentes regiões.

A literatura separa o fenômeno da degradação devido à polarização em três tipos:

- **Corrosão da TCO em filmes finos:** fenômeno de degradação irreversível e se caracteriza pela corrosão eletroquímica e delaminação da camada TCO associada à migração, para a parte ativa da célula, do sódio do vidro frontal e entrada de umidade a partir das extremidades do módulo fotovoltaico. A polarização negativa do gerador é o principal fator que acelera a corrosão, devendo-se evitar topologias de projeto que imponham esta polarização, como é o caso do aterramento do polo positivo ou operar o gerador em flutuação. Também catalisa a corrosão o incremento da umidade e da temperatura dentro do encapsulamento do módulo fotovoltaico que, associado à redução da resistividade

elétrica da superfície do módulo (umidade externa, contato entre vidro e moldura), facilita o caminho para a corrente de fuga. A tecnologia de filmes finos não é considerada nesta tese.

- **Células tipo n com contato posterior:** a polarização positiva da célula fotovoltaica faz com que haja acúmulo de carga negativa na camada AR. Isto causa a atração de portadores positivos de carga (majoritários) do emissor, aumentando a zona de depleção e a recombinação superficial da célula. Swanson et al. (2005) registraram pela primeira vez a ocorrência da PID em módulos comerciais. Posteriormente, Halm et al. (2015) e Naumann et al. (2014b) observaram o mesmo mecanismo de degradação em células de contato posterior com topologias distintas de emissor. Em todos os casos foi detectada degradação tanto em V_{oc} como em I_{sc} .
- **PID:** ocorrência em células e módulos fotovoltaicos convencionais de c-Si com polarização negativa. Para células com base tipo p, o acúmulo de sódio na camada AR e difusão na rede cristalina da junção pn devido ao campo elétrico existente entre a moldura aterrada e as células localizadas em potenciais negativos do gerador fazem com que a junção perca suas propriedades gradativamente, afetando principalmente a resistência paralela (R_p) das células afetadas. Para células com base tipo n, a polarização negativa da célula faz com que a camada de passivação se torne majoritariamente positiva, atraindo portadores minoritários do emissor p o que resulta em aumento da recombinação superficial, com consequente perda de sensibilidade espectral em comprimentos de onda curtos.

Quando se trata dos módulos fotovoltaicos convencionais de c-Si com base tipo “p” e emissor tipo “n” (os quais representam a maior parcela do mercado, com cerca de 96 % das instalações), os íons deslocados são majoritariamente Na^+ resultantes dos processos químicos de fabricação do vidro da cobertura e do encapsulamento do módulo fotovoltaico.

Em sistemas fotovoltaicos que trabalham em tensão c.c. em flutuação, ou seja, os polos positivo e negativo são simétricos em relação à referência (terra), as consequências da PID são perceptíveis nos módulos fotovoltaicos localizados próximo ao extremo negativo do gerador fotovoltaico. O potencial elétrico entre a moldura/estrutura aterrada e a extremidade negativa do gerador fotovoltaico atua como catalisador da mobilidade iônica, sendo que o efeito mais forte é sentido pelo módulo localizado no polo negativo do gerador.

Para módulos com base p, os íons Na^+ deslocados desde o vidro frontal se acumulam inicialmente na camada AR, normalmente formada por compostos do tipo SiN_x , podendo difundir para a rede cristalina. A difusão do sódio modifica de maneira danosa a característica corrente versus tensão (I x V) da célula afetada, tendo impacto mais acentuado em R_p e, dependendo do nível de degradação, na sua potência máxima (P_{mp}). A Figura 1.1 ilustra o corte transversal de uma célula fotovoltaica convencional de base p, indicando a polaridade que pode causar o aparecimento da PID, a movimentação dos íons de sódio até se acumularem na camada AR da célula, e o efeito da degradação na curva I x V.

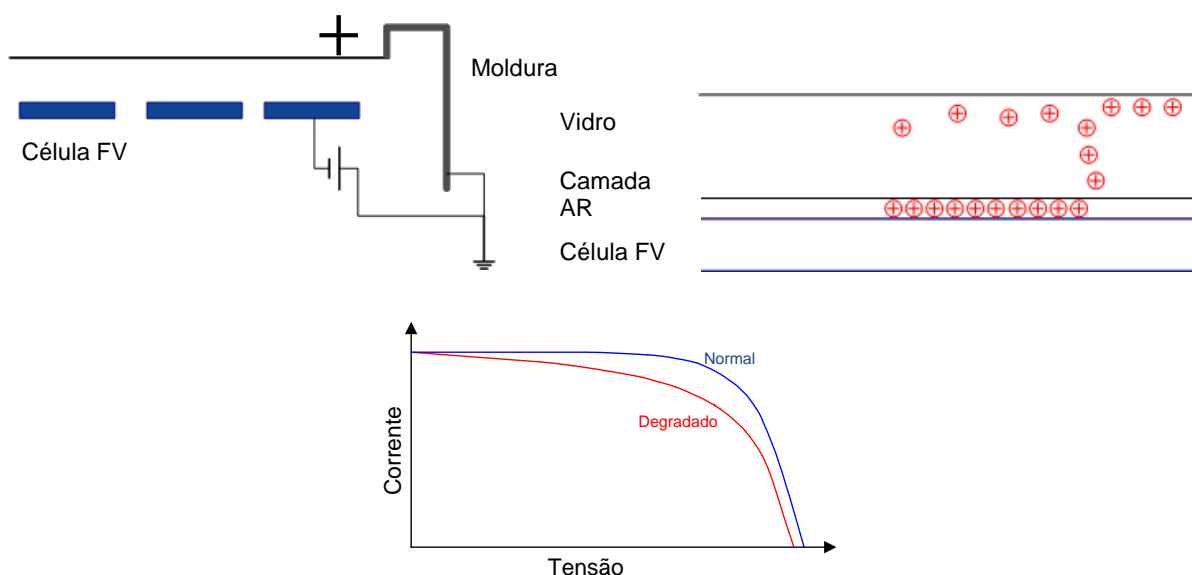


Figura 1.1 – Mecanismo da PID em células tipo p e consequência na sua curva I x V.

O acúmulo de íons na camada AR leva à formação de um campo elétrico nessa região, que causa um efeito de antipassivação, aumentando a recombinação próximo à superfície da célula fotovoltaica, além de atuar como um caminho indesejável para correntes de fuga, como comenta Colli (2013).

O sódio pode difundir por um tipo de deslocamento chamado falha de empilhamento, como mostram Naumann et al. (2014a) e Ziebarth et al. (2014), desde a camada AR até 2 μm do interior da junção. Esta falha na rede cristalina faz com que os íons difundidos atuem como aceitadores, neutralizando a dopagem negativa do emissor, afetando a largura da zona de depleção (reduzindo seu campo elétrico) e a capacidade de contribuir para o efeito fotovoltaico. Isto explica, por exemplo, o fato da diminuição de V_{oc} e R_p em módulos afetados por PID, uma vez que a falha na rede cristalina faz com que decresça a capacidade da junção em separar elétrons e lacunas. A Figura 1.2 mostra ilustrações que representam a difusão iônica do sódio (superior) e o resultado de uma varredura microscópica eletrônica de uma célula fotovoltaica (inferior) antes e após a recuperação da PID.

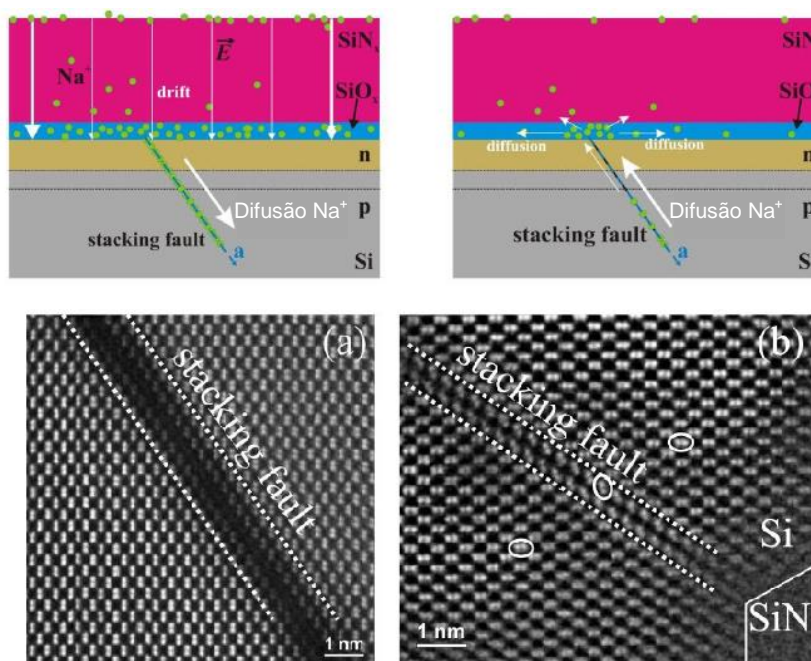


Figura 1.2 - (a) Falha na rede cristalina da célula devido ao aparecimento da PID (falha de empilhamento) e (b) regeneração devido à difusão térmica do sódio para o vidro (Adaptado de Lausch et al., 2014).

Não somente as características construtivas das células fotovoltaicas influenciam na possibilidade de aparecimento da PID, como também as operacionais do sistema fotovoltaicos e das condições climáticas do local. O aparecimento das correntes de fuga entre a parte ativa da célula e a terra devido ao aumento da mobilidade iônica depende da magnitude da tensão gerada e do quão resistivo é o caminho entre a célula e a moldura. A resistência varia de acordo com o clima: se

está frio e úmido, há mais condensação de água na superfície do vidro, reduzindo a resistência. Por outro lado, se o clima está seco e quente, a resistência aumenta devido à evaporação da camada de água.

Portanto, a intensidade da PID não somente é dependente das características construtivas do módulo (vidro, materiais encapsulantes e estrutura da célula) e do sistema (tensão operacional com respeito à terra, topologia de inversão, aterramento), como também das condições climáticas (temperatura e umidade) e do período do dia. A PID tende a ocorrer nas primeiras horas da manhã em dias relativamente úmidos, quando o gerador fotovoltaico já está desenvolvendo tensão, seja de circuito aberto ou de operação, e há presença de umidade na superfície dos módulos. As células localizadas no centro do módulo são menos suscetíveis a PID devido a sua maior distância entre a parte ativa e a moldura, quando comparadas com células localizadas nas extremidades do módulo.

A PID pode ser revertida, uma vez que há a própria tendência natural dos íons Na^+ em retornar à sua posição de origem quando cessa a corrente de fuga e a mobilidade iônica é acelerada com o aumento de temperatura. Nos módulos fotovoltaicos mais polarizados, ou seja, naqueles localizados mais perto dos polos do gerador, existe uma ação cíclica ao longo do dia entre a formação da PID e a recuperação do fenômeno. É como se no início da manhã a formação da PID, dependendo das condições climáticas do momento, tivesse ambiente mais propício e, à medida que aumenta a temperatura, reduzindo a umidade da superfície do módulo ao passar do dia, perdesse força, dando lugar à regeneração.

Se as perdas do módulo afetado por PID alcançarem níveis elevados e a degradação não for diagnosticada precocemente, permanecendo por um longo período, a PID pode não ser reversível. Esta situação somente ocorrerá se houver ambiente propício para formação da PID, principalmente durante os primeiros anos de operação do SFCR, e não havendo tempo hábil para recuperação natural. Os sintomas da aparição da PID podem ser avaliados ao longo da operação do sistema através de imagens (termográficas e eletroluminescências) ou medidas elétricas (tensão operacional, característica $I \times V$), procedimentos que são descritos posteriormente nesta tese.

1.2. Revisão bibliográfica

A influência da polarização de células fotovoltaicas em altas tensões já havia sido analisada na década de 70 por Hoffman e Ross Jr. (1978) que, apesar de não especificar, comentam a questão da transferência iônica (percebida através da mudança de coloração da amostra). Os trabalhos do início do século XXI já direcionavam a questão da degradação devido ao potencial, porém sem avaliar a fundo a influência na R_p , como mostram Del Cueto e McMahon (2002). Swanson et al. (2005) descrevem o efeito de polarização em células fotovoltaicas de contato posterior (com base n), mencionando a característica reversível do fenômeno e sendo o primeiro registro de PID em módulos comerciais.

Del Cueto e Rummel (2010), assim como Berghold et al. (2010), definiram a nomenclatura PID que, a este ponto, já chamava a atenção do mercado devido a ocorrências de problemas operacionais de difícil identificação em centrais fotovoltaicas com módulos de c-Si com base p. A imprensa especializada passou a divulgar o fenômeno de forma a auxiliar instaladores e operadores das centrais a evitar e corrigir a PID com o mínimo de perdas de desempenho, como mostra Rutschmann (2012).

Bauer et al. (2012) comentam que a estrutura microscópica da PID é granular e propõem um modelo de inversão do emissor n nas zonas de acumulação de Na^+ para explicar o fenômeno. Saint-Cast et al. (2013) afirmam que o modelo de inversão do emissor é insuficiente para explicar a dinâmica da PID, uma vez que só ocorre tal inversão na zona superficial (aumento de recombinação superficial). Posteriormente, Naumann et al. (2014b) explicam as falhas na rede cristalina devido à difusão de sódio também na junção pn e as consequências disto.

Muitos trabalhos que abordam ensaios e avaliação da ocorrência da PID em laboratório para células e módulos fotovoltaicos foram publicados. O deslocamento de carga do vidro, caminhos da corrente de fuga, acúmulo de íons na camada AR e avaliação de materiais envolvendo o vidro, camadas TCO e AR também estiveram em destaque nos trabalhos que abordam PID, como pode ser visto em Naumann et al. (2012), Fjällström et al. (2013), Reid et al. (2013), Schulze et al. (2013), Mishina et al. (2014) e Nagel et al. (2014).

O vidro utilizado na cobertura dos módulos fotovoltaicos possui concentração de sódio entre 13 % - 15 % e, considerando que o vidro não é um material estático, o movimento de íons Na^+ se dá por diferentes fatores como: tensão mecânica, condições climáticas e campo elétrico. Masuda et al. (2016) testaram células com diferentes materiais encapsulantes, sendo que um deles se mostrou resistente ao aparecimento da PID. Mesmo assim, as medidas experimentais por microscopia eletrônica de varredura mostraram que a difusão iônica do sódio não cessa, mesmo no caso de não ocorrer degradação. Este fato pode indicar que o sódio é condição necessária, mas não suficiente para o aparecimento da degradação e que o fenômeno está relacionado com o estado de carga de Na^+ , pois átomos de sódio não ionizáveis não contribuem para o deslocamento dos níveis energéticos do material semiconductor.

As tecnologias mais recentes de base “n” e emissor “p” também têm sido tema de pesquisa, principalmente em nível de célula. Hara, Jonai e Masuda (2015) mostram que a concentração de Na^+ cresce em amostras de células tipo n após o ensaio da PID e medidas de eficiência quântica atestaram que as amostras perdem sensibilidade espectral para regiões com comprimentos de onda abaixo de 500 nm.

Yamaguchi; Masuda; Ohdaira (2016) corroboraram as medidas de espectro; entretanto, afirmam que a PID em células tipo n não é causada por sódio. Isto devido à rapidez do fenômeno neste tipo de células, pois a difusão do Na^+ pela camada AR (80 nm) é da ordem de dezenas de minutos, significativamente mais lenta que a degradação registrada pelos autores. A explicação apresentada é que os íons acumulados na camada AR são majoritariamente centros K positivos: átomos de Silício não emparelhados, triplamente ligados com Nitrogênio, da forma: $\bullet\text{SiN}_3$, resultantes da deposição plasmática da camada AR.

A densidade de centros K (neutros, positivos e negativos) pode ser manipulada através de aplicação de tensão externa (prática usada pelos fabricantes de células fotovoltaicas para controlar recombinação), sendo que, após a deposição plasmática do filme SiN_x , a densidade de centros K é da ordem de $10^{12} / \text{cm}^2$. A polarização negativa da célula em um gerador em operação pode extrair elétrons dos centros K negativos e neutros, fazendo com que a carga líquida nas camadas de passivação seja majoritariamente positiva. Isto atrai portadores minoritários do emissor p,

fazendo com que cresça a recombinação superficial. A influência da deposição de SiN_x no aparecimento da PID em células tipo “n” é explorada por Hara et al. (2017).

A ocorrência de PID em células fotovoltaicas com base “p” e com base “n” possui características em comum, uma vez que ambas ocorrem por polarização negativa das células e seus mecanismos de degradação, seja difusão de Na^+ ou o acúmulo de centros K^+ , podem ser reversíveis através de aplicação de tensão reversa. Outra alternativa cabível em ambos os casos é o aterramento do polo negativo do gerador fotovoltaico, o que impõe a todas as células polarização positiva. Uma revisão extensa dos mecanismos da PID é mostrada por Luo et al. (2017).

As condições climáticas que influenciam na ocorrência da PID também têm sido investigadas em nível de módulo fotovoltaico com intuito de definir e descrever condições de contorno para o aparecimento da PID, como mostram Hoffmann e Koehl (2014) e Sakurai et al. (2015). Constatou-se que situações de umidade e temperatura elevadas são mais propensas ao aparecimento da degradação.

Os mecanismos de regeneração também têm sido explorados à medida que pesquisadores tentam propor soluções para minimizar custos e melhorar o desempenho das células, como explicam Pingel, Janke e Frank (2012), Lausch et al. (2014) e Lechner, Hummel e Schnepf (2015).

A PID foi detectada em grandes centrais fotovoltaicas somente recentemente, tipicamente associada a instalações com elevadas tensões de operação em c.c., nas quais certos módulos estão sujeitos a tensões de -500 V em relação à terra. Martínez-Moreno et al. (2013) apresentam uma metodologia de medidas pontuais de tensões de operação para avaliar o nível de degradação dos módulos em uma central fotovoltaica em operação.

Tratando das tecnologias de filmes finos, Hacke et al. (2015a) testaram módulos de CIGS e CdTe, pelo método da câmara climática, observando degradação irreversível sob polarização negativa. A dinâmica do ensaio dos módulos de CdTe apontou que os módulos degradam em potência em menos de 100 h, entretanto recuperam-na após 500 h para, posteriormente, degradarem irreversivelmente. Já para os módulos de CIGS, parte das amostras degradaram quase a totalidade da potência, enquanto outras tiveram a degradação saturada em 10 %. Não houve registro de recuperação em nenhum dos casos. Olsson et al.

(2014) apresentam registros da ocorrência de PID em módulos de CdTe instalados em uma central de 3 MW e polarizados negativamente, após um ano de operação.

Masuda e Hara (2017) mostram que módulos multijunção de silício amorfo também estão sujeitos aos efeitos da polarização negativa. Percebeu-se que a degradação pode ser reversível, entretanto, os autores relataram delaminação das células e irreversibilidade do fenômeno após aplicar ciclos sucessivos de degradação/recuperação.

Já o mercado vem reagindo ao aparecimento da PID em diferentes níveis. Muitos fabricantes de módulos fotovoltaicos estão oferecendo módulos ditos “livres de PID” baseados em materiais encapsulantes de alta resistência, camadas AR modificadas e módulos com células de heterojunção com base tipo n (KAPUR et al., 2013; LÓPEZ-ESCALANTE et al., 2016; STODOLNY et al., 2016). Yamaguchi et al. (2017) mencionam que os módulos fotovoltaicos de heterojunção possuem maior resistência à PID, principalmente os que contêm encapsulantes ionômeros, mas destacam que tais módulos também podem sofrer PID, a qual afeta somente sua corrente de curto-circuito, com degradação menos severa.

Fabricantes de equipamentos eletrônicos também estão oferecendo produtos anti-PID, os quais, durante a noite, aplicam ao gerador fotovoltaico uma tensão reversa para acelerar o processo de regeneração, caso tenha ocorrido formação de PID ao longo do dia. Vale ressaltar que a polarização positiva pode causar danos irreversíveis à tecnologia de base “p” de células fotovoltaicas, como, por exemplo, corrosão da célula e barramento, delaminação, etc. (BRECL; BOKALIC; TOPIC, 2017).

1.3. Especificação técnica internacional (IEC TS 62804-1:2015) e metodologias de avaliação da PID

Vários artigos propõem metodologias de ensaio em laboratório para testar a suportabilidade de tensão de células e módulos fotovoltaicos e sua propensão à PID, por exemplo: Del Cueto e Rummel (2010), Hacke et al. (2011), Hacke et al. (2015), Hoffmann e Koehl (2012) e Koch (2012). A especificação técnica IEC (IEC TS 62804-1: 2015: Test Methods for the Detection of PID – Part 1: Crystalline Silicon) foi

lançada em 2015 baseada nos resultados dos artigos mencionados anteriormente, entre outros.

Qualquer que seja o procedimento de ensaio (câmara climática ou folha condutiva), o teste força a formação da PID ao reduzir a resistência nos caminhos da corrente de fuga pela superfície do módulo e ao aplicar entre moldura e terminais do módulo a tensão máxima admitida pelo equipamento. No caso de se utilizar uma câmara climática, deve-se induzir tensão nas amostras por um período de 96 h. As condições de ensaio para esta metodologia são: umidade relativa de 85 % \pm 3 % e temperatura ambiente de 60 °C \pm 2 °C.

A outra possibilidade de ensaio é cobrir a superfície do módulo com uma folha condutiva e realizar o teste em um ambiente com temperatura de 25 °C e umidade relativa não superior a 60 %. Aplica-se então a tensão máxima de sistema suportada pela amostra do ensaio entre a moldura e a parte ativa do módulo fotovoltaico por um período de 168 h. O módulo é considerado livre de PID se a redução na potência máxima nas condições-padrão de medida após o ensaio for inferior a 5 % em relação à potência medida antes do ensaio.

É importante salientar que os procedimentos previstos na IEC TS 62804-1:2015 não são referentes a um teste de qualificação, e sim métodos para ensaio. Discussões sobre o real significado dos resultados encontrados estão em aberto e ainda não foi estabelecido um roteiro geral para a indústria ou uma norma de qualificação internacional. Por exemplo, Braisaz e Radouane (2014) propõem incluir nos critérios de avaliação da PID ensaios a baixas irradiâncias, pois consideram que analisar somente a potência nas condições padrão não é suficiente para caracterizar PID por completo nas amostras.

Os procedimentos não são completamente comparáveis, pois a severidade de indução da degradação não é a mesma. O método da câmara climática degrada o módulo quatro vezes mais rápido que o da folha condutiva, como mostra Hacke (2014). Mathiak e Schweiger (2012) compararam os métodos de ensaio com e sem a folha de alumínio e concluíram que no primeiro - com a folha - chega-se a melhores índices de repetitividade, pois as condições que o ensaio simula são mais próximas das condições reais. Isto ocorre devido à formação de PID quando há aumento da umidade no microclima do módulo fotovoltaico. Nestas situações (ao

amanhecer ou durante chuva) a temperatura é baixa, divergindo das condições do ensaio na câmara climática.

Da mesma forma, Oh, Bowden e Tamizhmani (2015) também demonstram que os defeitos forçados nos módulos em condições de 65 °C podem não representar o que ocorre quando o módulo está sujeito a PID. Hacke et al. (2015) desenvolveram estudo interlaboratorial dos procedimentos de ensaio e chegaram a uma variabilidade aceitável dos resultados, revelada a partir de bateria de ensaios realizada por cinco laboratórios diferentes.

Alguns autores também estudaram a possibilidade da ocorrência da PID em módulos pré-degradados e comprovaram que há maior tendência ao fenômeno nas amostras que foram submetidas anteriormente ao ensaio de *Damp Heat* (*DH* – Ensaio de calor úmido) em relação às submetidas ao ensaio de condições extremas (TATAPUDI, 2012; MOHAMED, 2014), porém sem avaliar a reversibilidade do fenômeno.

Raykov (2015) considera o efeito reversível e propõe modelo climático de estimativa do tempo de falha devido à PID em função de variáveis climáticas, da tensão do gerador fotovoltaico e da corrente de fuga que circula no material. O modelo é empírico, baseado em dados dos ensaios na câmara climática para módulos pré-degradados em *DH*, sendo que os ensaios foram realizados por tempos maiores do que está previsto na IEC, submetendo as amostras a condições muito mais severas do que as encontradas em campo.

Adicionalmente, destaca-se que a atual metodologia IEC para testar a propensão à PID despreza completamente a possibilidade de recuperação do fenômeno, que pode ocorrer naturalmente em campo devido, principalmente, ao incremento de temperatura da célula ao longo do dia.

Módulos que falham nas metodologias dos ensaios mencionados não necessariamente desenvolverão PID em campo. Na verdade, a falta de correlação entre os ensaios de laboratório e a ocorrência da PID em campo é a principal causa das críticas ao método de teste da IEC. Necessitam-se ainda novas sugestões de metodologias de ensaio que considerem não somente a tendência da amostra à degradação (intrinsecamente associada a questões construtivas do módulo fotovoltaico), mas sua tendência a se recuperar (associada a questões operacionais e climáticas).

A ideia básica consiste em inicialmente induzir PID na amostra através de uma das metodologias da IEC TS 62804-1:2015 e, em seguida, aplicar uma das metodologias de recuperação, como por exemplo: induzir tensão inversa à do ensaio de formação da PID, armazenar o módulo fotovoltaico a temperatura ambiente, expô-lo a radiação solar ou instalá-lo em um gerador em operação. Quando há evolução positiva da potência, significa dizer que a recuperação da PID é mais forte que a indução, de tal forma que a ocorrência na amostra pode ser praticamente excluída (LECHNER; HUMMEL e SCHNEPF, 2015; TAUBITZ et al., 2013, 2014 e 2015; JAECKEL; COSIC e ARP, 2014). Ainda neste capítulo, a seção 1.5 introduz os métodos de recuperação da PID. No Capítulo 2 são mostrados os resultados dos ensaios de recuperação da PID em laboratório e no Capítulo 3 são apresentados os resultados dos ensaios de diagnóstico/recuperação da PID em módulos instalados em geradores em operação.

1.4. Materiais construtivos de células e módulos fotovoltaicos

Os elementos que compõem os materiais que protegem e melhoram a eficiência de transmissão da luz em células e módulos fotovoltaicos podem influenciar na formação da PID. Tais matérias podem conter em sua composição final os íons que se deslocam até formarem as falhas de empilhamento além de atuarem como facilitadores da difusão iônica. Destacam-se os mais importantes na dinâmica da ocorrência da PID: o vidro e o encapsulamento.

1.4.1. Vidros

As matérias primas empregadas na fabricação dos vidros convencionais podem ser classificadas seguindo um critério baseado na função que desempenha tal matéria-prima no processo de fusão:

- Vitrificantes
- Fundentes
- Estabilizantes

➤ Componentes secundários

Do ponto de vista estrutural, os vitrificantes correspondem aos óxidos formadores da rede cristalina, ou seja, são óxidos que, em condições de fusão e condensação, podem ser transformados em estruturas estáveis (vidro) com produção industrial em larga escala e aplicações gerais. A sílica (SiO_2) é a matéria prima vitrificante mais utilizada.

Os fundentes são adicionados ao processo com a finalidade de favorecer a formação do vidro, rebaixando a sua temperatura de fusão e facilitando sua elaboração. Elementos utilizados como fundentes são óxidos puros ou mesmo compostos químicos que contêm óxidos que, ao serem introduzidos na rede vítrea, a modificam e permitem a obtenção de menores intervalos de fusão para o vidro. Os óxidos que melhor cumprem esse papel são os alcalinos (Na_2O , K_2O , Li_2O , etc.). O óxido de sódio está em maior proporção na produção dos vidros comuns e é normalmente inserido na formação do vidro pelo processo de Solvay, que utiliza como matéria-prima o sal marinho, carbonato de cálcio, amônia e coque para produzir carbonato de sódio (Na_2CO_3).

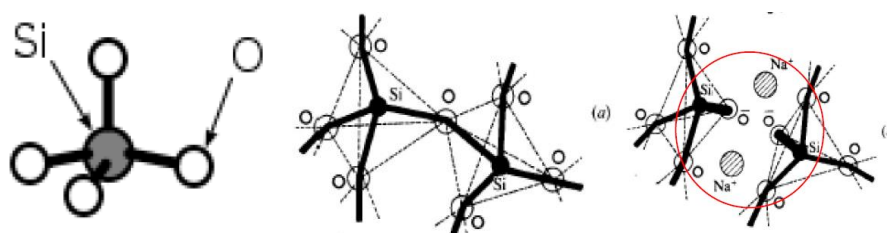
Os estabilizantes são óxidos de caráter intermediário que, inseridos ao processo de produção, modificam as propriedades do vidro de diferentes formas, seja como elemento ácido (vitrificantes) ou básico (estabilizantes). Destaque para o óxido de cálcio (CaO), um dos elementos mais usados na fabricação de vidros comuns, ao lado da sílica e do óxido de sódio. Sua presença aumenta a estabilidade química e mecânica do vidro (atuação estabilizante), ainda que do ponto de vista funcional atue como modificador da rede cristalina.

Entre os componentes secundários incluem-se as matérias-primas que se incorporam em proporções geralmente minoritárias, com fins específicos, mas cuja utilização não é essencial para a formação do vidro. Tais componentes podem ser afinantes, colorantes, descolorantes, opacificantes, fluidizantes, dentre outros. A grande variedade de componentes e as diferentes formas de emprego no processo vítreo torna impossível a classificação em um grupo estrutural. A Tabela 1.1 apresenta a composição básica do vidro para algumas aplicações.

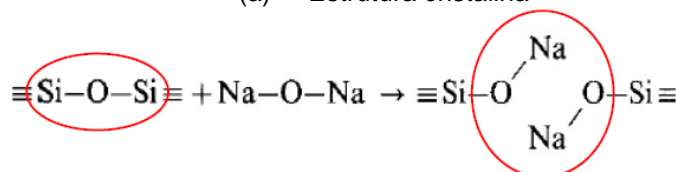
Tabela 1.1 – Composição do vidro para algumas aplicações. Adaptado de Navarro (2003).

| Tipo de Vidro | Composição (%) | | | | | | | | | |
|-------------------------|------------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------|------------------|-------|-------|-------|-------|--------------------------------|
| | SiO ₂ | Al ₂ O ₃ | B ₂ O ₃ | Na ₂ O | K ₂ O | MgO | CaO | BaO | PbO | Fe ₂ O ₃ |
| Aplicações Gerais | 70-73 | 0,5-2 | - | 12,5-15 | 0-1 | 1-4 | 4-10 | - | - | <0,3 |
| Bebidas | 65-73 | 1-5 | - | 12-16 | 0-2 | 8-12 | 0-0,5 | 0-0,5 | - | 0,1-2 |
| Lâmpadas | 70-72 | 0,5-1,5 | - | 15-17 | 0-1 | 2,5-4 | 5-6 | 0-2 | - | <0,05 |
| Material de Laboratório | 71-73 | 1,5-4,5 | 5-7 | 6-8 | 0-1 | 2-4,5 | 2-4 | 0-3 | - | <0,1 |
| Cristal | 55-62 | - | 0-1 | 0-3 | 8-14 | - | 0-3 | 0-3 | 24-35 | <0,01 |

Em um vidro composto majoritariamente por SiO₂, cada íon O²⁻ está ligado a dois íons Si⁴⁺, como mostra a Figura 1.3 (a). Ao se inserir o óxido fundente, como o Na₂O, a ponte Si-O-Si se quebra, formando o composto ilustrado na Figura 1.3b (b).



(a) – Estrutura cristalina



(b) Reação química

Figura 1.3– Representação do efeito da inserção de óxido fundente na fabricação do vidro. (LÓPEZ; CRESPO; PÉREZ, 2008)

Os vidros utilizados como substrato na fabricação de módulos fotovoltaicos de filmes finos (família CIGS, por exemplo) e como camada de proteção externa nos módulos fotovoltaicos convencionais de c-Si, são fabricados pelo processo de flutuação: despeja-se sobre uma camada de estanho derretido o vidro fundido que, devido à imiscibilidade, flutua e se espalha sobre o estanho buscando seu nível natural, formando uma lâmina lisa e contínua em sua composição. Ao final, o vidro possui espessura menor que 3,2 mm e sua composição tem baixa concentração de ferro, SiO₂ entre 70 %-73 %, Na₂O entre 13 %-15 %, CaO de 9 %, entre outros componentes minoritários.

Dentre todos os componentes, o sódio é o que possui maior taxa de mobilidade iônica em temperaturas moderadas, podendo essa mobilidade ser catalisada por agentes externos como: estresse mecânico, exposição à radiação solar direta (aqui relacionada com a excitação dos íons causada pela incidência de fótons) e campo elétrico. Conforme mostraram Weber e Goldstein (1964) e Usher (1981), a mobilidade do sódio no vidro pode ocorrer por diversos fatores e tal facilidade permite que o sódio seja transferido para outra localização da célula fotovoltaica causando danos, reversíveis ou não, ao semicondutor. Ensaio de qualificação para avaliar os efeitos da mobilidade iônica das células fotovoltaicas por meio da aplicação de potencial já haviam sido propostos por Hoffman e Ross Jr. (1978).

1.4.2. Encapsulamento

Materiais poliméricos encapsulantes são utilizados nos módulos fotovoltaicos para prover isolamento elétrica e proteger o módulo contra danos mecânicos e corrosão no ambiente externo. A capacidade do polímero em proteger a superfície ativa da célula é extremamente dependente de sua capacidade adesiva à superfície, limitando o acesso de agentes corrosivos. Em razão de seu baixo custo, o EVA (do inglês, ethylene-vinyl acetate) tem sido utilizado largamente no encapsulamento das células fotovoltaicas de silício, apesar de existirem materiais com melhor desempenho que podem substituí-lo, como o silicone.

Pesquisas recentes mostram que há indícios que a PID pode ser causada não somente pela transferência de sódio do vidro, uma vez que este íon também está presente na superfície da célula (contaminação da camada de SiN_x) como um contaminante do processo produtivo (NAUMANN; LAUSCH; HAGENDORF, 2015). Em relação à difusão do sódio, o encapsulamento tem papel importante, pois está na interface de proteção da parte ativa da célula. Portanto, se o nível de condutividade do material que compõe o encapsulamento for baixo o suficiente, o sódio difunde mais ainda, alcançando a camada antirreflexiva (onde se acumula) e, até mesmo, a rede cristalina da junção pn, aumentando a recombinação.

As desvantagens da utilização de EVA como encapsulante incluem: alta difusividade de água, propriedades elétricas e mecânicas não ideais, necessidade de um processo semi-contínuo de laminação a vácuo e formação de ácido acético

como subproduto da reação química (KEMPE et al., 2007). E, apesar do EVA ser adequado para a maioria das aplicações fotovoltaicas que utilizam as bolachas de silício, as tecnologias de filme fino, que cada vez mais aumentam sua parcela no mercado fotovoltaico, podem ser muito sensíveis às desvantagens do EVA. A cada dia as células fotovoltaicas se tornam mais finas, fato que torna as propriedades mecânicas do EVA insuficientes para tais aplicações.

1.5. Detecção da PID

O comportamento elétrico de um dispositivo fotovoltaico é tradicionalmente representado por sua curva $I \times V$, cujo traçado particular depende de cinco parâmetros: a corrente de curto-circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), o fator de idealidade da junção (n) e as resistências série/paralelo (R_s e R_p). Por aproximação, esta última é numericamente igual ao inverso do coeficiente angular da reta da região do curto-circuito, como mostra a Figura 1.4. A formação da PID pode ser detectada inicialmente pela redução de R_p , variável mais afetada pelo fenômeno, ocasionando decréscimo da tensão de operação (V_{op}), potência máxima (P_{mp}) e, em menor escala, V_{oc} .

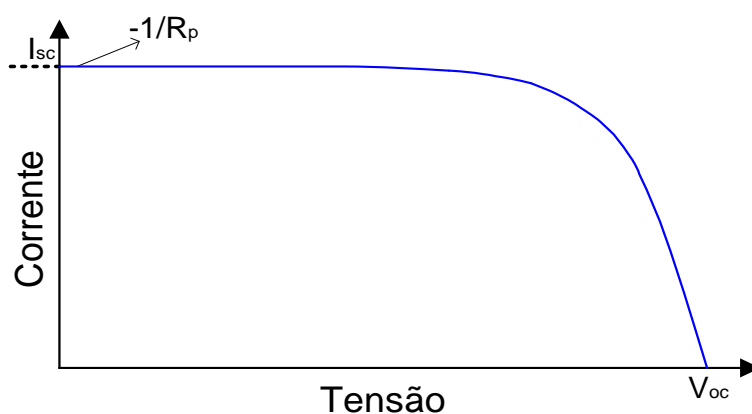


Figura 1.4 - Curva $I \times V$ de um módulo FV. R_p é numericamente igual ao inverso do coeficiente angular da reta da região do curto circuito.

Avaliando um módulo fotovoltaico isolado, as consequências da PID podem ser observadas por medidas $I \times V$, seja no escuro ou em iluminação. Estas medidas servem como referência para avaliação quantitativa das perdas em termos das variáveis afetadas. Outra forma de detectar o aparecimento do fenômeno em

módulos é a análise de imagens em eletroluminescência, conforme mostra a Figura 1.5.

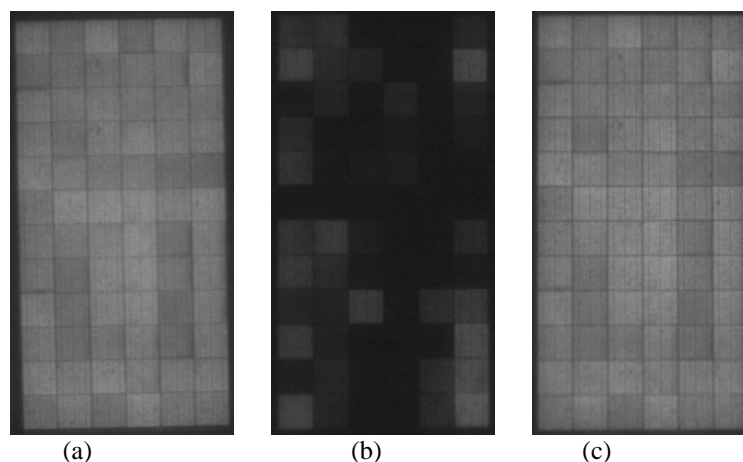


Figura 1.5– Imagens eletroluminescentes de um ensaio de PID de um módulo FV: (a) inicialmente, (b) após 168 h a -1000 V e (c) após 168 h a +1000 V.

As células fotovoltaicas são uma das várias aplicações das junções pn no campo da optoeletrônica: elas transformam energia de radiação em eletricidade. Quando utilizadas ao revés, ou seja, com corrente elétrica sendo injetada no circuito ativo da célula, elas emitem radiação. Este é o fenômeno chamado de eletroluminescência (EL), base dos diodos emissores de luz (*LED*) e dos lasers semicondutores.

A radiação emitida pelas células não pode ser vista a olho nu, uma vez que é dada na faixa do infravermelho do espectro eletromagnético, com comprimentos de onda entre 900 nm a 1300 nm. A intensidade da emissão EL está relacionada com a quantidade de portadores minoritários da base e é utilizada pelos fabricantes de células fotovoltaicas para obter informações de parâmetros intrínsecos e extrínsecos que influenciam na quantidade de portadores, como: tempo de vida dos portadores minoritários e distância de difusão. Também é possível avaliar defeitos como microfissuras, contatos seccionados, regiões de alta resistência série, além da própria perda da capacidade eletroluminescente devido à difusão iônica indesejada para a camada AR e estrutura cristalina da célula.

A Figura 1.6 mostra uma imagem EL ampliada de parte de um módulo fotovoltaico após o ensaio de indução da PID. É possível perceber células que não emitem mais radiação em EL, pois quanto maior o nível de degradação em uma célula fotovoltaica - isto é, maior falha na rede cristalina - menor a capacidade da

junção em separar elétrons de lacunas, além da célula degradada por PID perder gradativamente suas propriedades eletroluminescentes. As falhas na rede cristalina podem ser observadas a partir de imagens micro e nanoscópicas, como mostram Lausch et al. (2014) e Naumann et al. (2014c). Na Figura 1.5 também é possível perceber manchas negras (destacadas com um círculo vermelho) nas células que ainda emitem radiação. Esse padrão de defeito pode ser identificado como ilhas de sódio (íons Na^+ acumulados na camada AR).

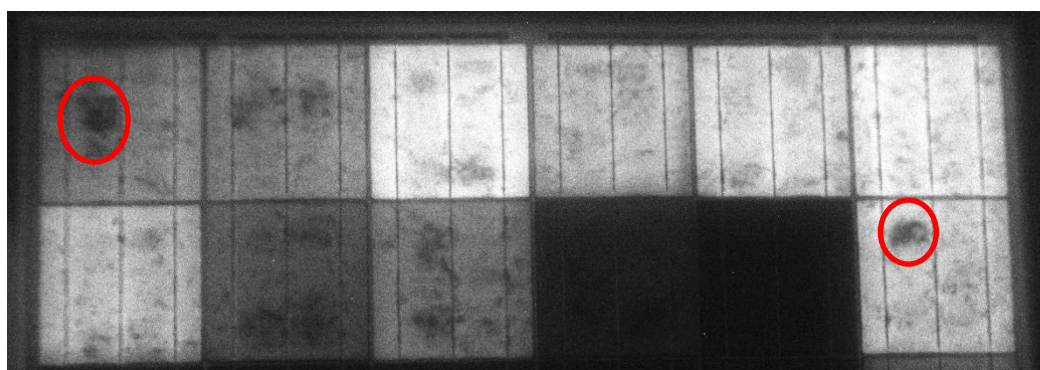


Figura 1.6– Ilhas de sódio detectáveis com imagem de EL.

Quando se avalia um módulo fotovoltaico afetado por PID conectado em série com um ou mais módulos fotovoltaicos não afetados, como ocorre em um gerador fotovoltaico, a diferença em termos da R_p , a qual afeta o traçado da curva, se traduz em diferentes tensões individuais de operação. Em razão da corrente em uma série fotovoltaica ser a mesma em todos os módulos, aqueles afetados por PID desenvolvem V_{op} menor que os outros módulos da série, como pode ser visto na Figura 1.7.

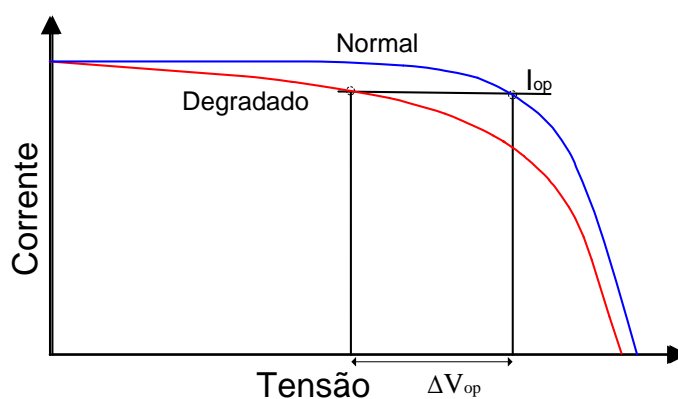


Figura 1.7 – A redução de R_p devido à PID causa diferentes tensões de operação entre módulos de uma mesma série FV.

Moretón; Lorenzo e Narvarte (2015) mostram que diferenças de tensão de operação em uma mesma série fotovoltaica podem ocasionar pontos quentes, os quais afetam negativamente a vida útil do módulo, uma vez que outros processos de degradação (corrosão, delaminação, etc.) são catalisados por temperaturas de operação mais altas. Assim, a inspeção termográfica pode auxiliar na detecção da PID, pois os pontos quentes de um módulo degradado se localizam nas células afetadas e no seu entorno. A Figura 1.8 apresenta a imagem termográfica de um gerador fotovoltaico com módulos de contato posterior afetado por PID. Neste caso, os pontos quentes foram observados na região do polo positivo das séries fotovoltaicas.

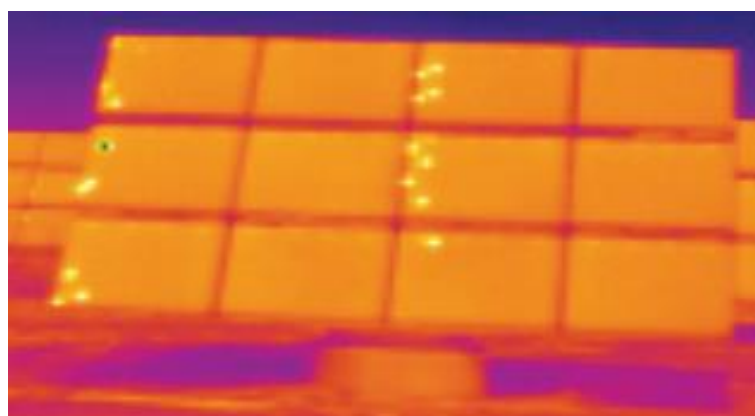


Figura 1.8 – Imagem termográfica de um gerador FV afetado por PID (MORETÓN; LORENZO e NARVARTE, 2015).

A Figura 1.9 mostra uma imagem termográfica e uma EL de um mesmo módulo afetado por PID e operando em um SFCR. Percebe-se uma correlação entre as regiões com temperaturas mais altas e aquelas com perda da propriedade EL.

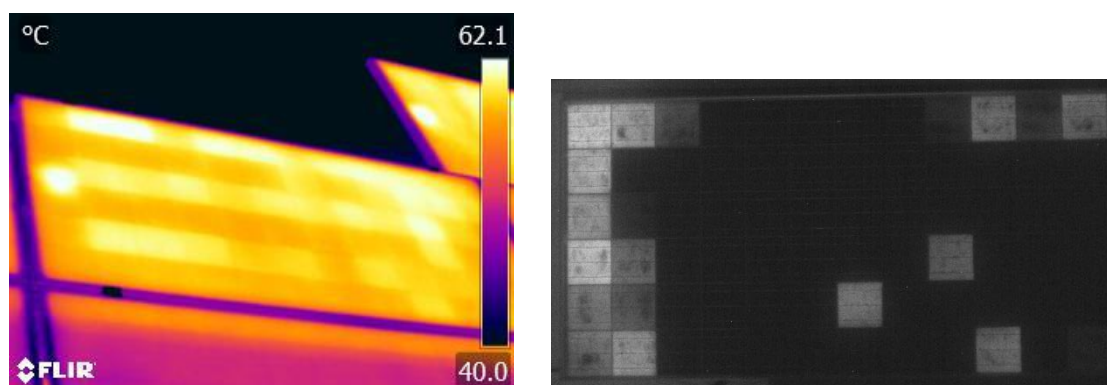


Figura 1.9 – Comparação de imagem termográfica e EL de um mesmo módulo afetado por PID.

Como o aparecimento da PID afeta a curva $I \times V$ do módulo fotovoltaico reduzindo a sua resistência paralela e a sua capacidade de desenvolver tensão, a tensão no ponto de máxima potência não será a mesma quando comparada com a tensão desenvolvida por um módulo não afetado. Quando se considera um gerador fotovoltaico conectado a um inversor que injeta potência na rede elétrica, situação na qual a tensão de operação dos módulos fotovoltaicos oscila continuamente devido à estratégia de Seguimento do Ponto de Potência Máxima (SPPM) do inversor, mostrado na Figura 1.10, a amplitude de oscilação é maior nos módulos mais afetados.

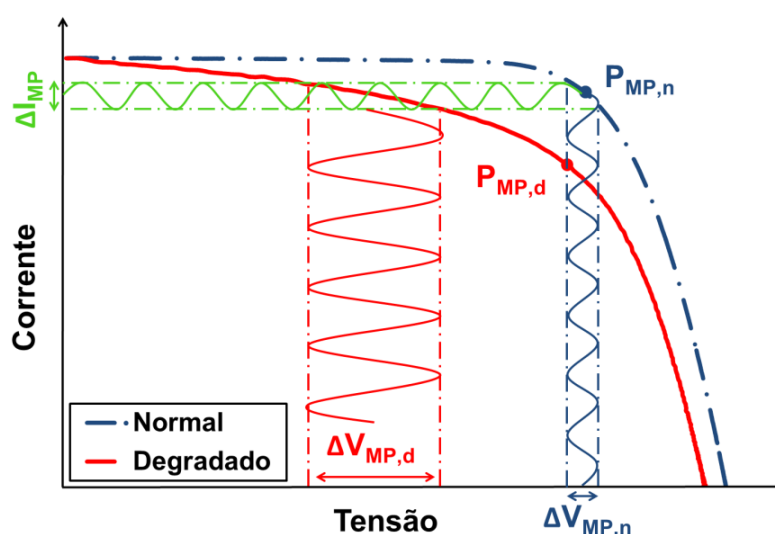


Figura 1.10 – Curvas $I \times V$ para um módulo normal (azul tracejado) e degradado (vermelho) conectados na mesma série FV com representação das consequências da oscilação do ponto de operação devido à atuação do SPPM.

As diferenças entre medidas pontuais de tensão em módulos distintos de uma mesma série também oscilam continuamente, ou seja, a diferença entre as tensões de operação de dois módulos fotovoltaicos é afetada por uma componente de alta frequência que atua com ruído. Tal fato limita a significância de medidas pontuais, mas, por outro lado, não restringe a significância de medidas contínuas em longo prazo, pois a integração no tempo reduz a influência do ruído.

Analisando a Figura 1.10, que mostra as curvas $I \times V$ de um módulo normal e de um módulo degradado, considera-se que este último está conectado em série com um número considerável de módulos normais. O conjunto está conectado a um inversor que impõe o ponto de operação na curva $I \times V$ resultante (idealmente, estabiliza no ponto de máxima potência - P_{mp} - do conjunto). Devido à pequena

quantidade de módulos degradados a corrente em c.c. do sistema é aproximadamente a corrente do P_{mp} dos módulos normais. O sinal em verde (ΔI_{MP}) representa o traçado das oscilações da corrente devido à estratégia de SPPM. Os sinais em azul e em vermelho representam, respectivamente, o traçado das oscilações de tensão para um módulo normal ($\Delta V_{MP,n}$) e um degradado ($\Delta V_{MP,d}$), onde se vê claramente que as variações de tensão são maiores para o módulo degradado.

Como a tensão de operação do módulo fotovoltaico é o parâmetro afetado pela PID cuja relação custo/benefício/facilidade de aferição é bastante atrativa, avaliar continuamente esta variável é uma ferramenta importante até mesmo para estimar qual o grau de degradação/recuperação em que o módulo fotovoltaico se encontra. A Figura 1.11 mostra medidas de tensão de operação para três módulos fotovoltaicos durante um dia de céu claro. Os Módulos 2 e 3 haviam sido previamente degradados em laboratório e foram instalados em uma série fotovoltaica de 5,9 kW_p com 20 módulos fotovoltaicos conectados em série. O Módulo 1 estava localizado no extremo positivo da série fotovoltaica e não havia apresentado degradação.

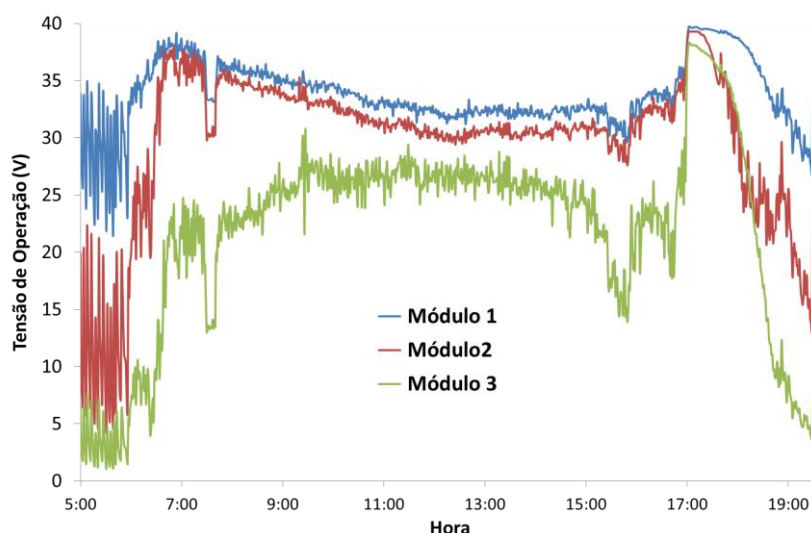


Figura 1.11 – Medidas de tensão de operação de módulos de uma mesma série FV.

Analisando a Figura 1.11 é notável que no início da manhã e final da tarde, períodos de baixas irradiâncias, a dispersão de tensão de operação entre módulos degradados e não degradados é claramente maior. Isto é coerente com a dispersão

de R_p uma vez que o efeito dessa variável em condições de baixas irradiâncias é mais acentuado.

É possível também diagnosticar um módulo fotovoltaico degradado por PID em campo sem necessidade da inserção de um circuito externo ou modificação na topologia do sistema fotovoltaico. Pode-se modificar a posição elétrica do módulo afetado, posicionando-o mais próximo possível do polo positivo do gerador fotovoltaico (exemplo para o caso de PID por polarização negativa). Assim, este módulo não estará mais sujeito ao campo elétrico que catalisa o aparecimento de PID, pois agora terá uma tensão positiva em relação à moldura que, aliada à elevação natural de temperatura, acelerará sua recuperação ao longo do dia.

1.6. Mitigação e recuperação da PID

Algumas intervenções possíveis em sistemas já instalados e que podem atuar em favor da recuperação do PID são:

- Aterramento da parte ativa do gerador fotovoltaico: ao conectar à terra um dos polos do gerador (dependendo da tecnologia da célula), a série fotovoltaica inteira estará sob a mesma polaridade em relação à moldura aterrada, evitando a mobilidade iônica do elemento causador da PID. A possibilidade de aterrar o gerador depende da topologia do inversor, sendo necessário isolamento galvânico entre as partes em c.c. e c.a. Para centrais fotovoltaicas, o inversor não necessariamente precisa ser com transformador, pois comumente se utiliza um (ou mais) transformador(es) elevador(es) na saída em c.a. da central. A ressalva que se faz para o caso de centrais é que tal transformador não tenha a sua parte de baixa aterrada (como no caso da configuração estrela aterrada, por exemplo).
- Aplicar tensão reversa entre os terminais do gerador e a terra: dessa forma, os íons que se movimentaram catalisados pelo campo elétrico retornam a seu local de origem devido à inversão do campo elétrico. Em geradores fotovoltaicos operando em flutuação, isto só pode ser realizado durante a noite e é o princípio de funcionamento dos circuitos de estabilização anti-PID difundido pelos fabricantes de inversores. A ressalva que se faz

nesse caso diz respeito às condições mais favoráveis à corrosão, que se formam devido à aplicação de potencial entre célula e moldura aterrada.

2. SUPORTABILIDADE DE TENSÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM LABORATÓRIO

A avaliação da propensão de módulos fotovoltaicos em desenvolver PID pode ser feita em laboratório através das metodologias definidas pela IEC TS 62804-1:2015. Neste capítulo é mostrada a aplicação de um dos procedimentos de ensaio da PID em módulos de c-Si, conforme a especificação técnica internacional. Ademais, sugerem-se pequenas modificações na metodologia e na avaliação da propensão da amostra para considerar a característica cíclica do fenômeno. Propõem-se, também, medições periódicas do comportamento IxV durante o ensaio do equipamento testado.

2.1. Procedimento dos ensaios de laboratório

Os métodos de ensaio para detecção da PID em laboratório buscam submeter o equipamento a ser testado às condições mais suscetíveis ao aparecimento da degradação em campo. Conforme mostrado no Capítulo 1, são dois os métodos listados na especificação técnica internacional:

- Câmara climática: em condições de 85 % (± 3 %) de umidade relativa e 60 °C (± 2 °C) de temperatura, aplica-se, por 96 h, entre a moldura e os terminais curto-circuitados, a tensão máxima de sistema admitida pelo módulo fotovoltaico.
- Folha condutiva: em condições de 25 °C de temperatura ambiente e umidade relativa menor que 60 %, cobre-se toda a parte frontal do módulo fotovoltaico com uma superfície condutora (folha de alumínio, por exemplo) e se aplica, por 168 h, entre a moldura e os terminais curto-circuitados, a tensão máxima de sistema admitida pelo módulo.

Em ambos os métodos, a suscetibilidade à PID é avaliada a partir da medida da característica I_xV em iluminação antes e depois do ensaio: se P_{mp} , ao final do ensaio, reduzir em 5 % ou mais, a amostra é reprovada. Desta maneira, é considerada somente a capacidade da amostra em desenvolver a degradação sem avaliar a capacidade de recuperação do fenômeno. Este fato afasta a realidade do ensaio de laboratório das condições encontradas em campo, pois, uma vez que o fenômeno é cíclico, os módulos que compõem o gerador fotovoltaico estarão submetidos a ciclos de degradação/recuperação diariamente.

A Figura 2.1 mostra o diagrama esquemático da metodologia IEC TS 62804 para ensaios de PID. Devem ser disponibilizadas quatro amostras dos modelos a serem testados, sendo que um par é ensaiado com tensão negativa e o outro com tensão positiva. Isto objetiva garantir que, se houver degradação, ela ocorrerá somente com um tipo de polarização.

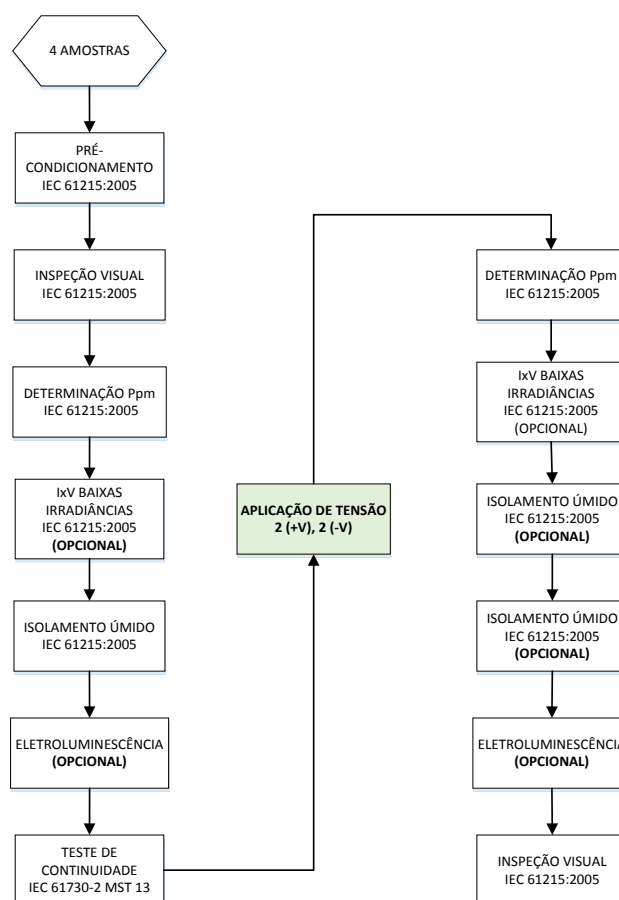


Figura 2.1 – Fluxograma do ensaio de PID segundo a IEC TS 62804-1:2015.

No fluxograma apresentado na Figura 2.1 não é prevista nenhuma rotina de acompanhamento do desempenho da amostra. A dinâmica do fenômeno é depreciada e isto pode levar a conclusões precipitadas sobre a propensão à PID. Como os mais variados modelos de módulos fotovoltaicos utilizam diferentes estruturas na composição dos seus componentes (vidro frontal, encapsulamento, cobertura posterior, selante, topologia da célula fotovoltaica e existência ou não de moldura metálica), é de se esperar que a maneira como variam os parâmetros característicos das amostras também seja distinta, dependendo do modelo de módulo fotovoltaico testado.

2.2. Metodologia proposta

Avaliar de maneira mais completa a dinâmica do fenômeno de degradação permite maior familiarização com o problema e os efeitos que podem ser perceptíveis ao longo do tempo em que se desenvolve a PID. Busca-se, desta maneira, metodologias que, de certa forma, permitam prever a suscetibilidade e o risco de ocorrência da degradação.

Os ensaios realizados no âmbito desta tese tiveram por objetivo analisar a propensão à PID em um modelo de módulo fotovoltaico referente ao gerador instalado em uma central em operação. O estudo requerido pela proprietária da instalação demandou análise mais ampla da dinâmica do fenômeno e sua consequente implicação em condições reais. Optou-se então por abranger o leque de informações obtidas durante os ensaios ao adicionar à metodologia da IEC a aferição do comportamento I_{xV} ao longo do ensaio e capacidade de recuperação das amostras.

A Figura 2.2 mostra uma proposta de procedimento de ensaio cíclico que engloba medidas I_{xV} periódicas durante a fase de indução e recuperação da PID. Baseada na metodologia IEC apresentada na Figura 2.1, a proposta abrange todos os ensaios da TS 62804-1:2015, exceto o de isolamento úmido e continuidade, que são itens constantes e obrigatórios nas rotinas de controle de qualidade e etiquetagem, além de já terem sido previamente realizados nas amostras do estudo de caso apresentado nesta tese. Além disso, incluíram-se medidas I_{xV} no escuro antes e após o ensaio, técnica que permite extrair R_p e R_s com menor incerteza. As

medidas intermediárias IxV também foram feitas no escuro devido à facilidade de realizar a aferição sem impacto considerável no tempo de ensaio.

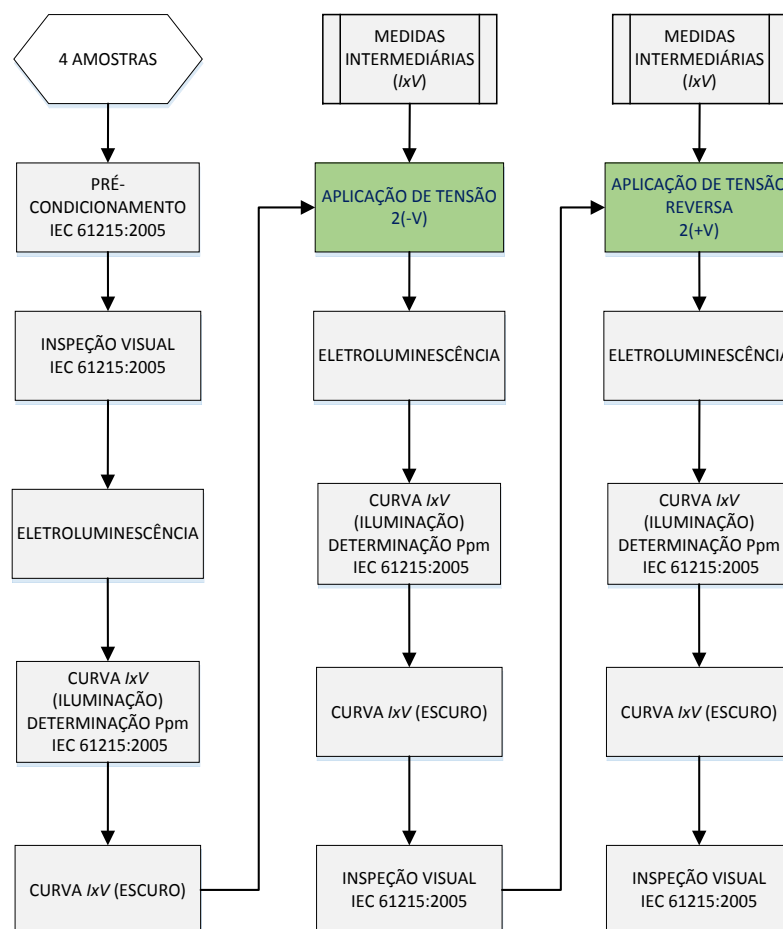


Figura 2.2 – Fluxograma do procedimento modificado do ensaio de PID.

Como explicado anteriormente, a degradação é cíclica, porém sua constante de tempo pode variar, dependendo das condições do microclima do local da instalação. Buscou-se avaliar a propensão de PID dos módulos fotovoltaicos testados em laboratório, além da sua capacidade de recuperação do fenômeno, que pode auxiliar na tomada de decisão de uma rotina de manutenção preventiva (circuitos anti-PID) da instalação fotovoltaica.

O procedimento de ensaio que é mostrado na Figura 2.2 considera o ciclo completo da IEC, tanto para a fase de degradação quanto para a de recuperação. Adicionou-se a monitoração contínua das características IxV para maior controle da dinâmica do fenômeno e para evitar que o nível de degradação chegue a patamares irreversíveis, a fim de avaliar a capacidade real de degradação/recuperação.

Adicionalmente, pode-se adequar à infraestrutura de ensaio a instrumentação para aferir as correntes de fuga e avaliar como se dá a transferência de carga elétrica durante os períodos de indução e recuperação da PID. A Figura 2.3 mostra um diagrama de conexões, onde é possível ensaiar um grupo de amostras simultaneamente, o que garante a uniformidade das condições de ensaio.

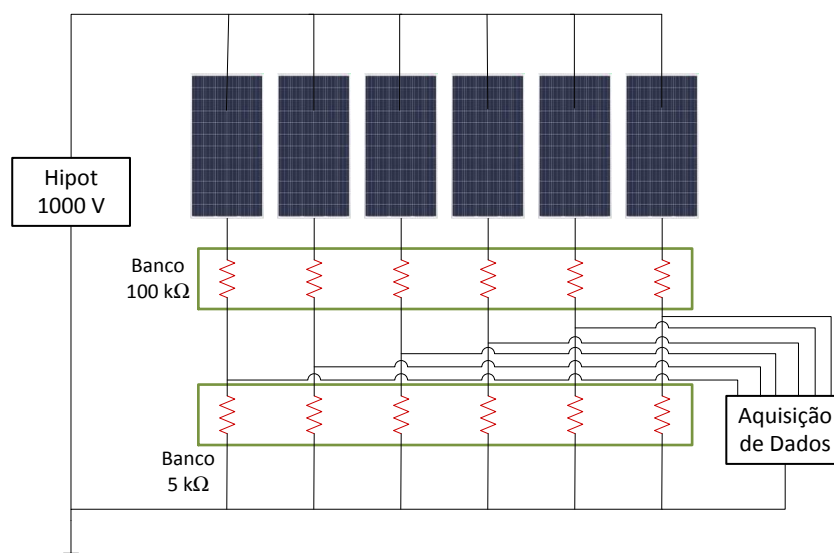


Figura 2.3 – Diagrama de conexões do ensaio de PID com monitoração das correntes de fuga.

Ressalta-se ainda que todos os ensaios foram realizados através do método da folha condutiva, no qual utilizaram-se folhas de alumínio para cobrir a superfície frontal dos módulos fotovoltaicos. Como mencionado no Capítulo 1, esta metodologia pode ser considerada a que mais se aproxima das condições reais nos momentos de maior propensão ao aparecimento de PID.

2.3. Modelos utilizados

A partir da aferição dos perfis de corrente e tensão das amostras durante o ensaio de PID é possível, com modelos matemáticos, extrair informações através do ajuste dos valores medidos a um modelo teórico representativo do dispositivo fotovoltaico. Determinar os parâmetros do modelo matemático é uma ferramenta útil no projeto e na caracterização do produto, muito utilizada por fabricantes no controle de produção das células fotovoltaicas, permitindo investigar as causas de defeitos e identificar indícios de degradação.

A investigação do impacto da PID nos parâmetros característicos dos módulos durante os trabalhos desenvolvidos deu-se tanto em condições de iluminação quanto no escuro. Para tal, buscou-se abranger ambas as situações com os modelos matemáticos apresentados nos itens a seguir.

2.3.1. Caracterização IxV: curva característica em iluminação

Aferir a curva IxV em iluminação é a maneira mais representativa de obter as informações da capacidade real de conversão da energia solar em eletricidade. O circuito no qual usualmente se representa uma célula, módulo ou gerador fotovoltaico é mostrado na Figura 2.4. Idealmente, o dispositivo fotovoltaico pode ser modelado como uma fonte de corrente em antiparalelo com um diodo, o qual, desprezando as perdas (resistências), é representativo da corrente gerada em função da irradiância em conjunto com as características de semicondutor da célula fotovoltaica.

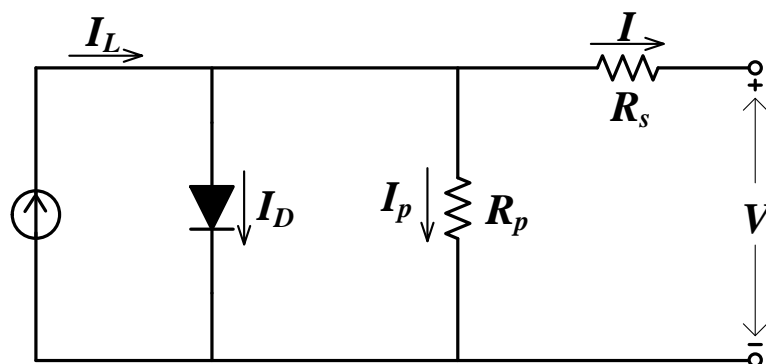


Figura 2.4 – Circuito equivalente do dispositivo FV em iluminação.

A corrente fotogerada (I_L) varia linearmente com a radiação solar incidente e é representada por uma fonte de corrente. A modelagem ainda inclui os efeitos da corrente de saturação reversa (dependente da difusão de elétrons e lacunas), das não linearidades características da tecnologia e das perdas por recombinação, incluídas na abordagem da corrente que passa pelo diodo.

As perdas referentes às interconexões entre células e com a caixa de conexão do módulo fotovoltaico são representadas pela resistência série, enquanto que as perdas referentes às imperfeições da estrutura cristalina da célula fotovoltaica são

representadas pela resistência paralela. Aplicando-se as leis de Kirchoff no circuito da figura 2.4, tem-se que:

$$I = I_L - I_D - I_p \quad (2.1)$$

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{V_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.2)$$

onde:

$$V_t = nN_s \frac{kT}{q} \quad (2.3)$$

O modelo é aplicável a células, módulos ou geradores fotovoltaicos de qualquer porte ou material semicondutor. São cinco parâmetros a serem extraídos: corrente fotogerada (I_L), corrente de saturação reversa (I_0), tensão térmica do diodo (V_t) –consequentemente o fator de idealidade da junção (n)- e resistências série (R_s) e paralela (R_p). O modelo depende também da temperatura da célula (T) e do número de células que compõem o módulo fotovoltaico (N_s). A constante de Boltzman é representada por “ k ” e a carga fundamental do elétron por “ q ”.

A estratégia de adequação das medidas experimentais baseia-se no método de ajuste por mínimos quadrados. O procedimento de definição do erro padrão de ajuste consiste em um critério de minimização, baseado na regressão de distâncias ortogonais (ODR – do inglês *Orthogonal Distance Regression*): a distância ortogonal entre cada ponto aferido e seu respectivo ponto na curva ajustada é calculada analiticamente para minimizar o erro do ajuste. Isso resulta em equações não lineares que devem ser resolvidas por métodos iterativos, visando atingir o mínimo erro médio quadrático. O processo iterativo apresentado em Haouari-Merbah (2011), baseado em matrizes de sistemas de equações lineares que se modificam a cada iteração, foi utilizado para ajustar os dados medidos em laboratório.

2.3.2. Caracterização IxV: curva característica no escuro

A característica IxV dos dispositivos fotovoltaicos também pode ser avaliada em situações no escuro. Na prática, deve-se utilizar uma fonte de corrente em c.c. com capacidade de controle em ambos os modos, de corrente e tensão, para que seja possível aferir todas as zonas da curva, desde o circuito aberto até o curto-circuito (ou vice-versa). Como em uma medida em iluminação, sugere-se que seja realizada a aferição com quatro fios, para que as perdas ôhmicas no cabeamento não influenciem na medida da tensão. Deve-se, então, cobrir completamente a superfície do dispositivo (ou realizar a medição com a amostra em local sem nenhuma iluminação) e polarizá-lo diretamente, de modo que a corrente flua pelo circuito através das resistências e do diodo, como mostra a Figura 2.5.

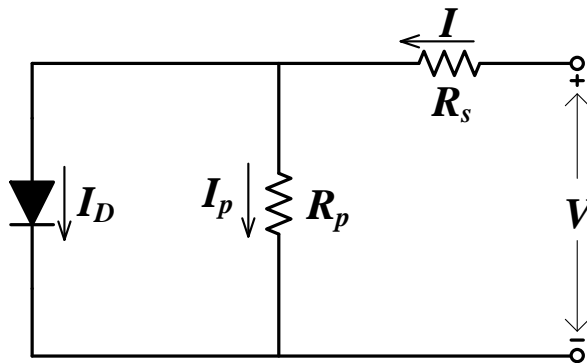


Figura 2.5 – Circuito equivalente do dispositivo FV polarizado no escuro.

O modelo matemático para descrever o comportamento IxV no escuro é bastante semelhante ao caso em iluminação, devendo-se atentar para o fato de que, neste caso, não há corrente fotogerada. A corrente total do circuito, ou seja, a corrente fornecida pela fonte em c.c. conectada ao dispositivo, flui no sentido oposto do caso em iluminação. Assim, aplicando-se as leis de Kirchoff ao circuito da Figura 2.5, tem-se que:

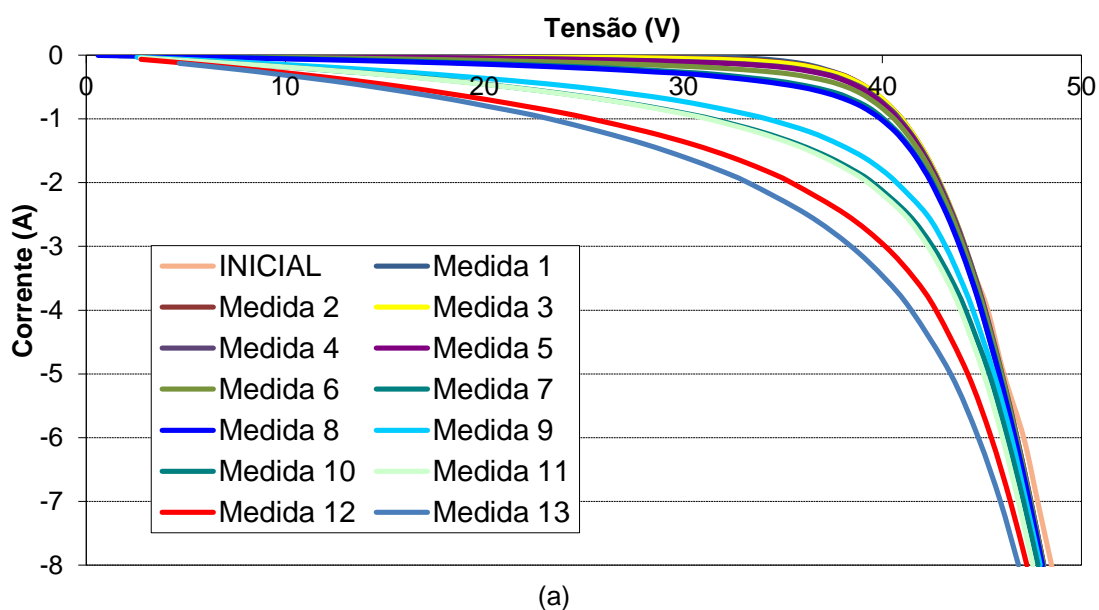
$$I = I_D + I_p \quad (2.4)$$

$$I = I_0 \left[\exp\left(\frac{V - IR_s}{V_t}\right) - 1 \right] + \frac{V - IR_s}{R_p} \quad (2.5)$$

Os procedimentos de ajuste e extração de parâmetros das curvas $I \times V$ aferidas no escuro foram implementados em ambiente computacional MATLAB e também se basearam na metodologia apresentada em Haouari-Merbah, 2011. Neste caso, são os parâmetros a serem extraídos do modelo: corrente de saturação reversa (I_0), tensão térmica do diodo (V_t) e resistências série (R_s) e paralela (R_p).

As curvas $I \times V$ no escuro são bastante utilizadas como procedimento de controle de qualidade das células fotovoltaicas, normalmente inserido no circuito do processo de fabricação, ou então utilizado nos laboratórios de pesquisa para caracterizar as amostras. As medidas no escuro são associadas também às imagens em eletroluminescência, para se ter um panorama geral do estado do semiconductor (WEBER; KUTZER, 2009).

É usual utilizar a escala logarítmica no eixo vertical (corrente) para melhor visualizar as zonas de interesse da curva no escuro. De todas as formas, deve-se atentar que, na prática, a curva no escuro é medida no 4º quadrante do plano cartesiano, uma vez que, neste caso, a corrente está sendo fornecida ao dispositivo fotovoltaico, como mostra a Figura 2.6 para módulos fotovoltaicos durante um ensaio de PID.



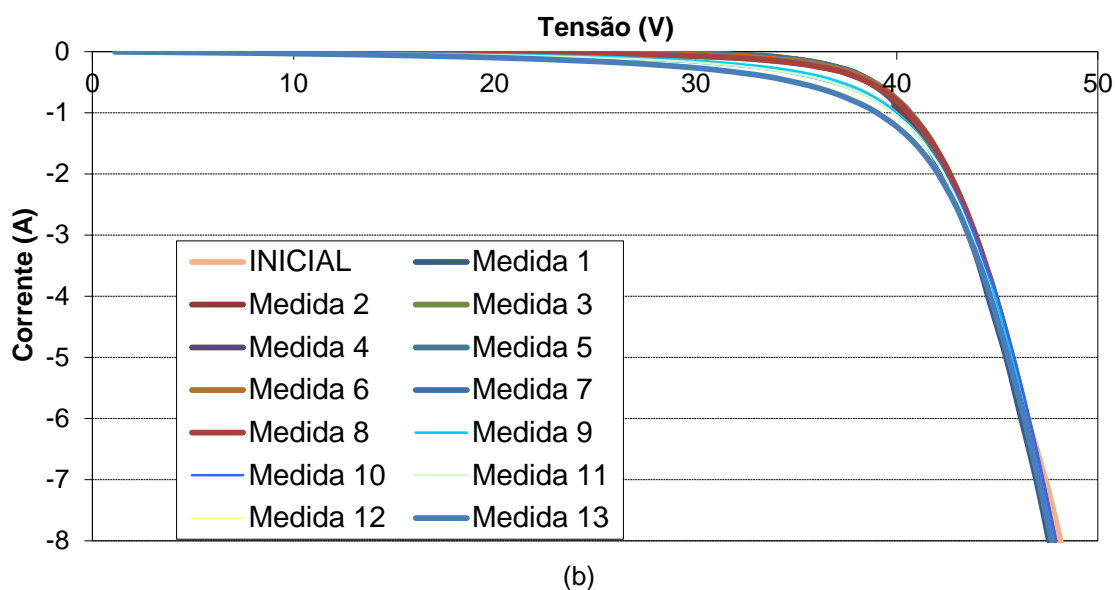


Figura 2.6 – Curvas $I \times V$ no escuro de dois módulos FV durante ensaio de PID: (a) degradação final de 20 % e (b) degradação final de 5 % em P_{mp} .

As medidas no escuro foram utilizadas como forma de monitorar a variação, principalmente de R_p , durante o ensaio de PID. A Figura 2.6 indica, e posteriormente é mostrado nesta tese, que a resistência paralela é severamente afetada quando a degradação se instala. Entretanto, este parâmetro possui um grande intervalo em que sua variação não afeta significativamente a potência do módulo fotovoltaico. Assim, a extração de R_p durante o ensaio pode servir como método de predição da ocorrência de degradação.

2.3.3. Estimativa da potência em condições de escuro

Medidas no escuro são usuais e bastante úteis na extração dos parâmetros intrínsecos ao dispositivo fotovoltaico. Entretanto, não é possível extrair a potência de pico diretamente devido à inexistência da corrente fotogerada nestas condições. Pode-se estimar de forma indireta a potência do dispositivo ensaiado ajustando os pares $I \times V$ medidos no escuro com a potência de pico previamente medida em iluminação. Primeiramente, translada-se a curva medida no 4º quadrante (escuro) para o 1º (iluminação) através da definição de uma corrente teórica ($I_{sc\text{teórica}}$), como pode ser visto na Figura 2.7.

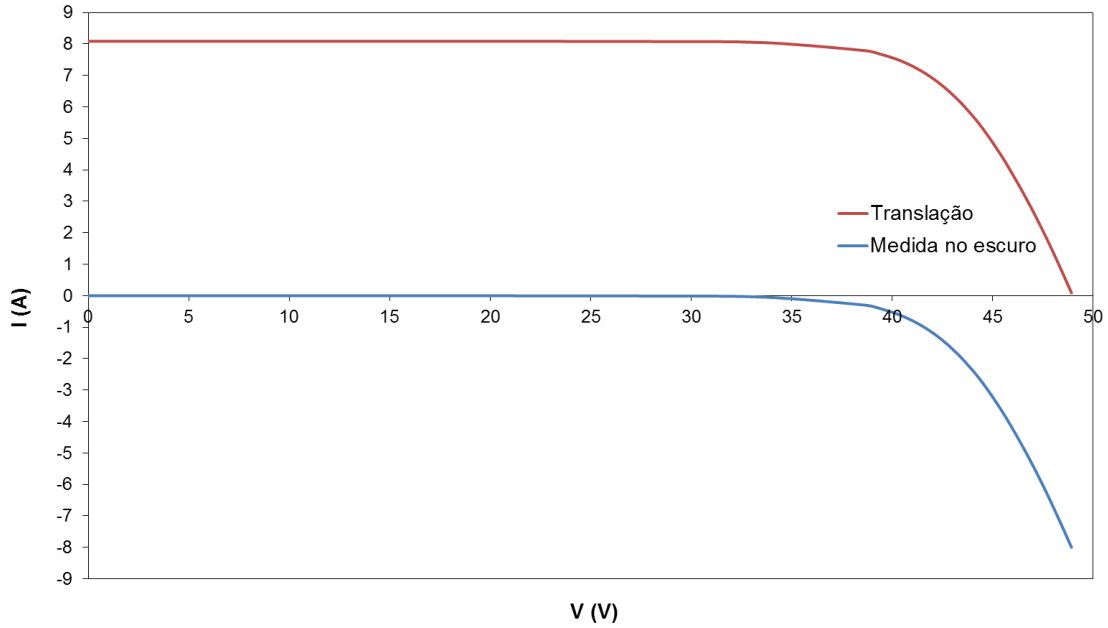


Figura 2.7 – Translação da curva $I \times V$ medida no escuro.

$I_{sc\text{teórica}}$ deve ser ajustada de maneira tal que a potência estimada no primeiro quadrante, devidamente corrigida com a temperatura ($P_{mp25^{\circ}C}$), seja igual à potência de pico medida em iluminação. Com a equação 2.6 é possível realizar a translação da curva e a correção da potência com a temperatura, utilizando o coeficiente de perda de potência com a temperatura (γ), para cada par $I \times V$ medido no escuro.

$$P_{mp25^{\circ}C} = \frac{(I_{med} + I_{sc\text{teórica}}) \times V_{med}}{[1 + \gamma(T_{med} - 25^{\circ}C)]} \quad (2.6)$$

No caso dos ensaios de PID realizados nesta tese, a $I_{sc\text{teórica}}$ definida na primeira curva, ou seja, aferida antes de começar a indução de tensão, é mantida durante todo o ensaio, pois a corrente de curto-circuito não é afetada com a ocorrência de degradação para a tecnologia testada. Mantida esta referência, a variação na resistência paralela, como mostrada na Figura 2.6, modificará o traçado da curva $I \times V$ fazendo com que a $P_{mp25^{\circ}C}$ também varie. Assim, é possível, através desta metodologia, estimar como se comporta a potência durante a realização do ensaio. Nos resultados do estudo de caso são mostradas as comparações entre os valores extrapolados em iluminação e no escuro ao final da bateria de ensaios.

2.3.4. Relação entre P_{mp} e R_p

Ao analisar a Figura 2.6, percebe-se que a resistência paralela do módulo fotovoltaico é o parâmetro mais afetado quando há PID. O aumento da declividade da reta na região do curto-circuito é nítida, portanto, monitorar esta variável durante o ensaio mostra como se dá a dinâmica da degradação. Também é possível utilizar a variação de R_p para estimar a perda de potência do módulo ensaiado.

O modelo de cinco parâmetros, mostrado na seção 2.3.1, é uma alternativa para estimar a potência nas condições-padrão de referência para ensaio (*STC* - do inglês "*Standard Test Conditions*") do módulo fotovoltaico quando se tem os valores das resistências série e paralela, extraídas no escuro, por exemplo. Deve-se buscar também investigar uma alternativa para a estimativa da perda de potência que tenha uma boa relação entre precisão e facilidade de execução.

Green (1982) apresenta um modelo matemático semi-empírico para células fotovoltaicas, que pode ser facilmente expandido para módulos fotovoltaicos. A equação 2.7 também é mostrada em Lorenzo (2006) e relaciona o Fator de Forma (*FF*) e V_{oc} . O modelo é válido para células fotovoltaicas de qualquer tecnologia e possui precisão de duas casas decimais para condições nas quais $v_{oc} > 10$ e $r_p > 2,5$. Uma das aplicações pode ser vista em De la Parra et al. (2017), que o menciona como uma alternativa para realizar a avaliação de qualidade de centrais fotovoltaicas.

$$FF = FF_0(1 - r_s) \left\{ 1 - \left[\frac{(v_{oc} + 0,7)}{v_{oc}} \right] \left[\frac{FF_0(1 - r_s)}{r_p} \right] \right\} \quad (2.7)$$

FF_0 é uma grandeza adimensional representativa do fator de forma para uma célula fotovoltaica ideal. v_{oc} é uma grandeza adimensional obtida ao normalizar a tensão de circuito aberto pela tensão térmica do diodo. r_s e r_p são grandezas adimensionais obtidas a partir da normalização das resistências série e paralela pela resistência característica, definida com a razão entre tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito. Desse modo, tem-se:

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0,72N_s)}{v_{oc} + 1} \quad (2.8)$$

$$v_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_t} \quad (2.9)$$

$$r_s = \frac{R_s}{V_{oc}/I_{sc}} \quad (2.10)$$

$$r_p = \frac{R_p}{V_{oc}/I_{sc}} \quad (2.11)$$

Assim, através de um algebrismo simples e resolvendo para P_{mp} , tem-se:

$$P_{mp} = FF_{0rs} V_{oc} I_{sc} \left[1 - \left(\frac{A \times FF_{0rs}}{r_p} \right) \right] \quad (2.12)$$

onde:

$$A = \frac{(v_{oc} + 0,7)}{v_{oc}} \quad (2.13)$$

$$FF_{0rs} = FF_0(1 - r_s) \quad (2.14)$$

A Figura 2.8 ilustra a relação entre a potência máxima e a resistência paralela de um dispositivo fotovoltaico, de acordo com a equação 2.12.

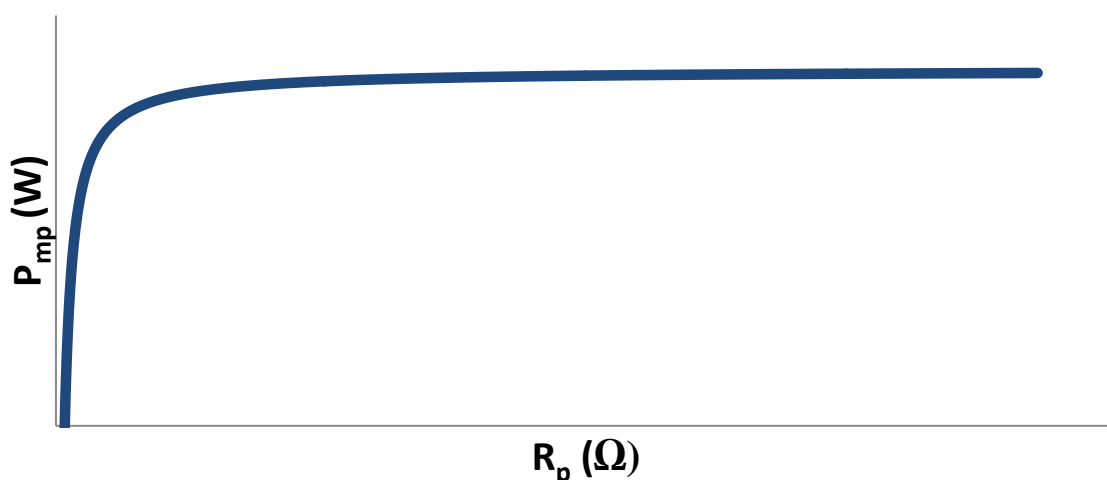


Figura 2.8 – Relação entre P_{mp} e R_p segundo o modelo de Green (1982).

A Figura 2.8 mostra que valores baixos da resistência paralela fazem com que a potência nominal decresça drasticamente. Entretanto, tal zona é de pouco interesse neste caso, já que o objetivo é tentar prever e prevenir que o módulo fotovoltaico atinja patamares tão baixos de potência, que sejam irreversíveis. O ideal é que se monitore a degradação de acordo com o decaimento da resistência paralela.

É possível criar um traçado, como o mostrado na figura 2.8, inicialmente com os dados de catálogo do módulo fotovoltaico, para estimar as zonas de risco de valores de R_p . Posteriormente, de posse dos resultados de medidas IxV da amostra a ser ensaiada, deve-se atualizar os valores atualizados para traçar a curva $P_{mp} \times R_p$ com maior precisão.

Apesar de haver um intervalo considerável de variação de R_p no qual a potência aparentemente se mantém constante, no platô da curva mostrada na Figura 2.8, é desejável prever, devido à mudança da R_p , como se encontra a degradação da amostra. Pode-se estimar, através da diferenciação de P_{mp} em R_p na equação 2.12, o quão inclinado está cada ponto da curva em relação à horizontal:

$$tg(\theta_{PID}) = \frac{FF_{0rs}^2 V_{oc}^2 A}{R_p^2} \quad (2.15)$$

A declividade da reta tangente ao ponto de interesse também pode ser um indicativo da degradação e quanto maior for o seu valor, maior o risco do dispositivo fotovoltaico estar trabalhando em uma zona onde a degradação pode ser irreversível se o equipamento operar continuamente nessas condições. A Figura 2.9 mostra a relação entre o ângulo θ_{PID} e a perda de potência em relação à potência nominal para dois módulos fotovoltaicos comercialmente disponíveis.

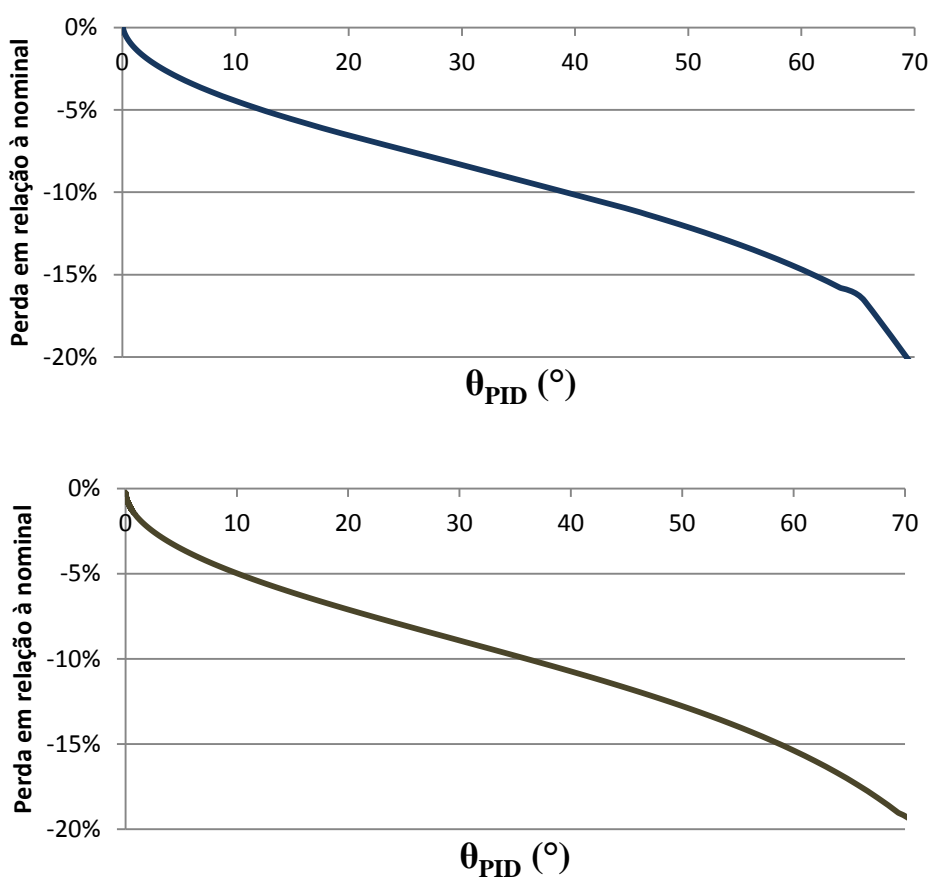


Figura 2.9 – Relação entre θ_{PID} e a perda em relação à P_{mp} para dois módulos comerciais (dados de catálogo).

Na Figura 2.9 percebe-se que para ângulos entre 5° e 10° há possibilidade dos módulos fotovoltaicos estarem em uma zona onde a perda de potência é maior do que os 5 % previstos na IEC. Vale ressaltar que os traçados mostrados na Figura 2.9 foram obtidos com os dados contidos nos catálogos dos fabricantes, sendo que é desejável, para cada caso, atualizar os valores com as medidas feitas a sol-real ou em um simulador solar para a amostra em questão.

2.3.5. Instrumentação

A instrumentação utilizada nos experimentos em laboratório é descrita a seguir.

- Metrix MTX 3282: Amperímetro digital para aferição da corrente injetada no módulo fotovoltaico. Precisão entre 0,15 % e 0,5 %, dependendo da faixa de corrente medida;
- Fluke 177 true RMS: Voltímetro digital para aferição da tensão polarizada no módulo fotovoltaico. Precisão entre 0,1 % e 0,15 %, dependendo da faixa de tensão medida;
- Aim TTI CPX 400S: Fonte de c.c. ($60 V_{m\acute{a}x}/20 A_{m\acute{a}x}$) capaz de fornecer até 420 W. Utilizada para injetar corrente no módulo fotovoltaico durante as medições de curva IxV no escuro e tomada de imagens de eletroluminescência;
- HP 6574A: Fonte c.c. ($60 V_{m\acute{a}x} /35 A_{m\acute{a}x}$) capaz de fornecer até 2 kW. Utilizada para injetar corrente no módulo fotovoltaico durante as medições de curva IxV no escuro e tomada de imagens de eletroluminescência;
- Câmera: Câmera digital de 10 Mpixels utilizada para tomar imagens na frequência de eletroluminescência;
- Termohigrômetro: Termohigrômetro digital calibrado utilizado para medição da temperatura e umidade relativa do ambiente. Precisão de ± 1 °C e ± 5 % na umidade relativa;
- Carga Dupla: carga capacitiva dupla utilizada nas medições da curva IxV em iluminação e capaz de ensaiar dois módulos ao mesmo tempo: a amostra a ser ensaiada e o módulo de referência. A tensão é medida diretamente e a corrente indiretamente através de uma resistência *shunt* calibrada;
- Osciloscópio digital picoscope: instrumento utilizado para armazenar os dados de corrente e tensão, obtidos com o circuito da carga dupla, dos módulos fotovoltaicos.

A incerteza expandida para o procedimento de caracterização da potência máxima, em iluminação, nas *STC* é de 2,3 % em um intervalo de confiança de 95 % (CARRILLO et al., 2017). O processo inclui a medida com a carga dupla a sol-real e a extrapolação dos dados.

2.4. Estudo de Caso: avaliação em laboratório

Uma central fotovoltaica de 30 MW, localizada na Austrália, entrou em operação em meados de 2015. Nela estão instalados módulos fotovoltaicos cujo modelo foi reprovado em um ensaio de PID realizado em laboratório após o início da operação comercial do empreendimento. Mesmo a instalação não apresentando perdas de desempenho, o proprietário da usina, como forma de precaução, encomendou um estudo para avaliar a possibilidade do aparecimento do fenômeno nos módulos instalados e saber como proceder para evitar a degradação.

O grupo de pesquisadores envolvidos na questão propôs investigar a propensão da ocorrência de PID nas amostras dos módulos fotovoltaicos tanto em campo quanto em laboratório, além de avaliar as características da recuperação do fenômeno e a utilização de circuitos anti-PID para evitar definitivamente a degradação. Os resultados da pesquisa em campo são mostrados no Capítulo 3.

Para o laboratório do grupo de sistemas (IES/UPM) foram enviados 20 módulos das instalações da central fotovoltaica, do mesmo modelo, porém com diferentes lotes de fabricação. Na Tabela 2.1 podem ser vistas as informações do módulo fotovoltaico obtidas em sua folha de dados. O modelo do equipamento não pode ser divulgado devido ao acordo de confidencialidade estabelecido para o estudo.

Para adequar os ensaios à infraestrutura disponível, as amostras foram divididas em dois lotes de dez unidades cada. Os módulos fotovoltaicos de cada lote foram testados simultaneamente, conforme pode ser visto na Figura 2.10 para o primeiro lote ensaiado. Os ensaios realizados seguiram a metodologia modificada, mostrada na Figura 2.2.

Tabela 2.1 – Parâmetros do modelo de módulo FV utilizado nos ensaios (STC).

| | |
|----------|------------|
| I_{sc} | 8,95 A |
| V_{oc} | 45,2 V |
| I_{mp} | 8,02 A |
| V_{mp} | 36,8 V |
| P_{mp} | 295 W |
| α | 0,05 %/°C |
| β | -0,27 %/°C |
| γ | -0,45 %/°C |



Figura 2.10 – Amostras ensaiadas simultaneamente.

Para tentar uniformizar as condições de teste, realizou-se inicialmente somente o ciclo de degradação para cada lote. O objetivo foi aglutinar em um mesmo grupo todos os módulos que apresentaram degradação. Portanto, após o ensaio de degradação realizado conforme a IEC TS 62804-1:2015, agruparam-se os módulos dos lotes I e II que foram reprovados no ensaio IEC, além de outras amostras que não apresentaram degradação, para servir como referência. Efetuou-se um ensaio de recuperação da PID para, após isso, dar início à segunda bateria de ensaios com mais ciclos.

2.4.1. Resultados da primeira bateria de ensaios

A primeira bateria consistiu em realizar, inicialmente, um ciclo de degradação para cada lote separadamente. Todos os módulos foram pré-expostos, tiveram as

curvas IxV aferidas (iluminação e escuro), assim como foram tomadas imagens de eletroluminescência. As Tabelas 2.2 e 2.3 contêm as diferenças percentuais entre valores de potência aferidos e extrapolados nas STC, no início e no final do ensaio. Os valores em iluminação foram medidos a sol-real (carga dupla) e extrapolados com método previsto na IEC 60891:2009. O valores referentes às medidas no escuro foram manipulados de acordo com o procedimento descrito na seção 2.3.3.

Tabela 2.2 – Diferença (%) entre medidas de potência para o lote I após degradação de 168 h.

| Amostra | 0668 | 0004 | 0013 | 1823 | 0010 | 0869 | 1376 | 1896 | 0384 | 0708 |
|-----------|------|------|------|------|------|------|-------|------|-------|------|
| Claro (%) | 3,7 | -6,0 | 1,8 | -0,1 | 5,1 | 5,7 | -5,0 | -2,9 | -19,1 | 0,3 |
| Escuro(%) | 1,2 | -2,0 | 0,7 | 0,4 | 0,8 | 0,9 | -4,53 | -0,7 | -21,1 | 0,9 |

Tabela 2.3 - Diferença (%) entre medidas de potência para o lote II após degradação de 168 h.

| Amostra | 0659 | 0664 | 1805 | 1866 | 2241 | 2463 | 1207 | 0159 | 0358 | 0313 |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|
| Claro (%) | 3,6 | -0,6 | -4,8 | 1,9 | 0,8 | -0,5 | 0,4 | 1,6 | -22,5 | -0,5 |
| Escuro(%) | 2,9 | 0,3 | -4,8 | 1,2 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | -0,2 | -18,8 | -0,1 |

Foram tomadas as médias de três medidas para calcular as diferenças percentuais. As Tabelas 2.2 e 2.3 mostram que estimar a potência com medidas no escuro serve de estimativa do nível de degradação. A maior diferença percentual entre iluminação e escuro foi de 4,74 % para a amostra 0869, que não degradou.

Cabe comentar o caso da amostra 0004: inicialmente, a partir da diferença apresentada na Tabela 2.2, achou-se que a mesma tinha apresentado PID. Posteriormente, percebeu-se que havia um erro na medida em iluminação do módulo de referência no momento da aferição desta amostra, afetando o processo de extrapolação da curva.

As Figuras 2.11 e 2.12 mostram como se deram as perdas relativas aos valores aferidos antes do ensaio, em termos de potência e da resistência paralela, durante o ciclo de degradação da primeira bateria de ensaios dos dois lotes. Todas as medidas foram realizadas no escuro durante o ensaio e os valores de potência foram corrigidos a 25 °C.

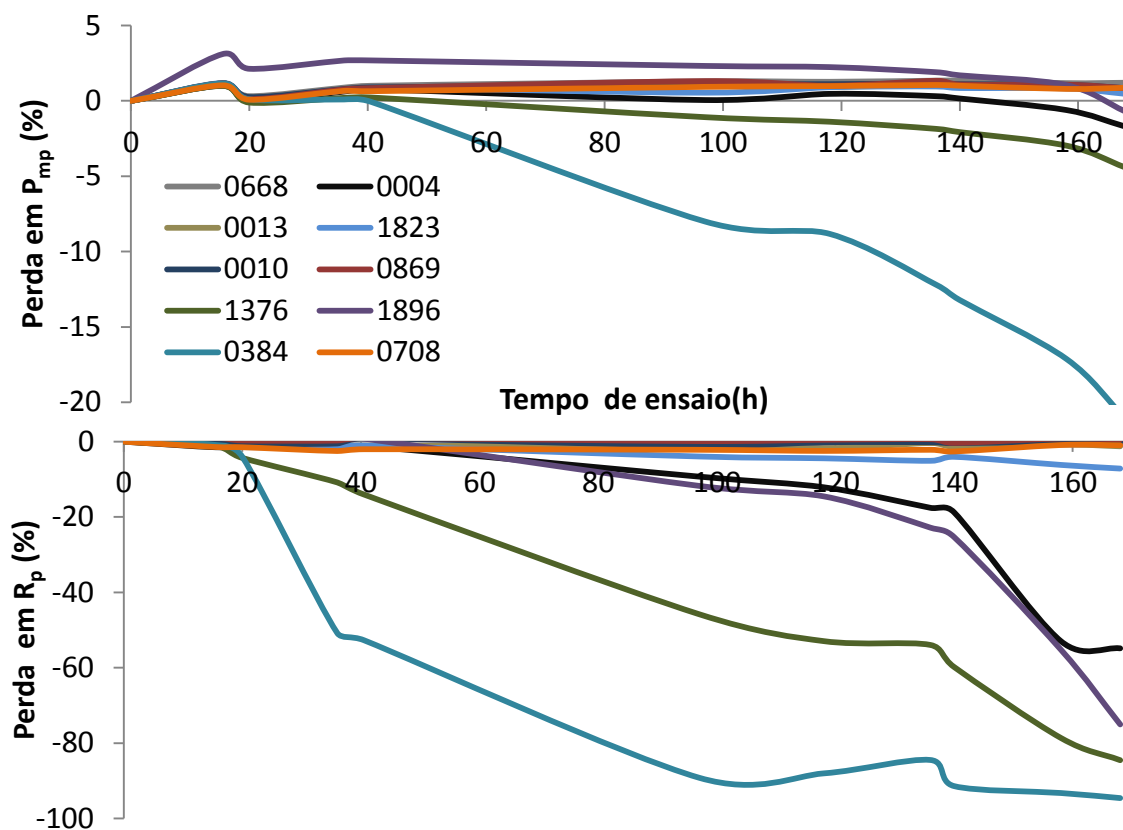


Figura 2.11 – Dinâmica de P_{mp} e R_p para Lote I.

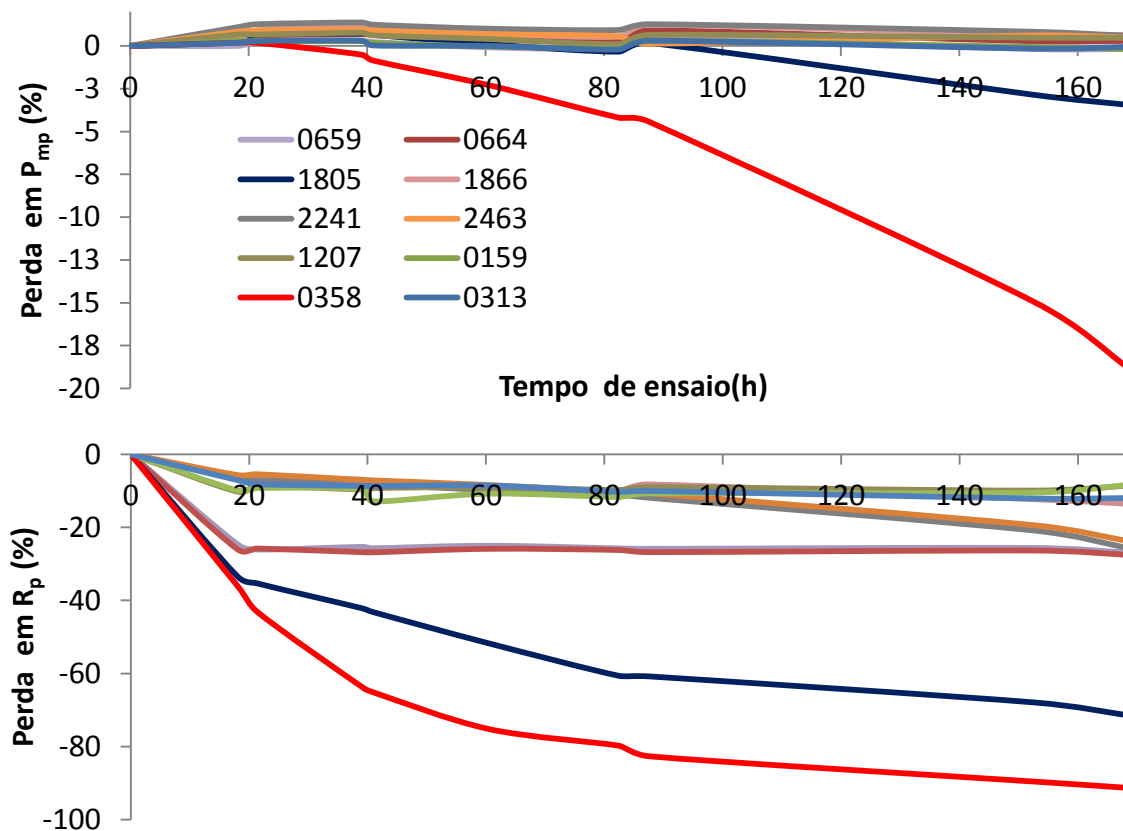


Figura 2.12 - Dinâmica de P_{mp} e R_p para Lote II.

A análise dos traçados das Figuras 2.11 e 2.12 corrobora o fato, anteriormente exposto, de que grandes variações da resistência paralela não afetam a potência do módulo fotovoltaico. Após as primeiras 24 h do ensaio, para as amostras que apresentaram maior degradação, R_p já havia reduzido entre 20 % e 50 %, do valor inicial, enquanto que a potência das amostras permanecia em patamares aceitáveis.

Especificamente sobre a resistência paralela, houve diferença na dinâmica de degradação. Os módulos fotovoltaicos do lote II começaram a apresentar sinais de degradação desde a primeira medida após o início dos ensaios, enquanto que os módulos do lote I tardaram ao menos 20 h para começar a degradar em R_p .

Na tabela 2.4 são mostradas as diferenças percentuais dos valores de R_s extraídos das curvas IxV. Somente para os módulos bastante degradados há diferença considerável que impacta na perda de potência (aumento de R_s). Entretanto, são valores menos severos quando se compara com a degradação de R_p . Para módulos com menor degradação e para os que não tiveram perda de potência, R_s diminui em até 10 %. Como forma de comparação ao se analisar o traçado da curva IxV no escuro, nota-se na Figura 2.6 que a variação em R_s é visualmente imperceptível para um módulo com 5 % de degradação.

Tabela 2.4 – Diferença (%) de R_s após o ensaio de degradação.

| | | | | | | | | | | |
|------------------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|
| Amostra | 0668 | 0004 | 0013 | 1823 | 0010 | 0869 | 1376 | 1896 | 0384 | 0708 |
| ΔR_s (%) | 3,3 | -2,5 | -1,7 | 1,6 | -10,5 | -8,0 | -2,8 | -3,1 | 11,3 | -7,9 |
| Amostra | 0659 | 0664 | 1805 | 1866 | 2241 | 2463 | 1207 | 0159 | 0358 | 0313 |
| ΔR_s (%) | -1,3 | -3,0 | -2,8 | 0,1 | -9,2 | -4,2 | -7,3 | -2,8 | 4,1 | -5,9 |

A Tabela 2.5 contém os valores do ângulo θ_{PID} , calculados com a equação 2.15, para cada uma das 20 amostras ensaiadas, sendo que os valores de entrada foram atualizados com as aferições realizadas ao final do ensaio. Os módulos que sofreram degradação, e que reprovariam no ensaio da IEC, apresentaram declinação maior que 5°, enquanto que os módulos que não sofreram degradação considerável não passaram de 1°. A amostra 1805 estabilizou, ao final do ensaio, em uma zona próxima à reprovação, com perda de 4,8 % em potência, 70 % em R_p e $\theta_{PID} = 3^\circ$, sendo colocada sob suspeita.

Tabela 2.5 – Ângulo θ_{PID} após o ensaio de degradação.

| | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|
| Amostra | 0668 | 0004 | 0013 | 1823 | 0010 | 0869 | 1376 | 1896 | 0384 | 0708 |
| θ_{PID} | 0,15° | 0,67° | 0,14° | 0,17° | 0,15° | 0,14° | 5,97° | 2,2° | 62° | 0,14° |
| Amostra | 0659 | 0664 | 1805 | 1866 | 2241 | 2463 | 1207 | 0159 | 0358 | 0313 |
| θ_{PID} | 0,31° | 0,29° | 3,01° | 0,4° | 0,39° | 0,44° | 0,47° | 0,30° | 69° | 0,33° |

Após o ensaio de degradação foram selecionadas dez amostras para a realização do ensaio de recuperação. Aplicou-se +1000 V entre as molduras metálicas e a parte ativa das células fotovoltaicas por 168 h. A Tabela 2.6 contém as diferenças percentuais entre os valores de potência iniciais (antes do ensaio de degradação) e os valores medidos ao final da recuperação, tanto em iluminação como no escuro.

Tabela 2.6 – Diferença (%) entre medidas de potência após o ensaio de recuperação.

| | | | | | | | | | | |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Amostra | 0668 | 0004 | 1823 | 0010 | 1376 | 1896 | 0384 | 1805 | 2241 | 0358 |
| Claro (%) | 2,8 | 0,9 | -1,6 | 0,1 | 1,4 | 0,2 | -1,8 | -0,8 | -1,4 | 0,2 |
| Escuro(%) | 0,7 | -0,4 | -0,8 | 0,05 | 0,04 | 1,3 | -2,9 | -0,3 | 1,3 | -0,3 |

As diferenças percentuais mostram que a totalidade dos módulos que haviam sofrido degradação na primeira parte do ensaio conseguiu revertê-la. Além disso, percebe-se que as medidas no escuro, extrapoladas a 25 °C e trasladadas ao quadrante em iluminação, estiveram bastante próximas das medidas em iluminação.

Os resultados apresentados da Tabela 2.6 são interessantes do ponto de vista da operação dos sistemas fotovoltaicos, pois mostram que é possível reverter a degradação se a detecção de PID for precoce e medidas mitigadoras forem tomadas a tempo. No capítulo 3 é apresentada a aplicação de uma metodologia de manutenção preditiva que objetiva detectar a iminência da PID em instalações fotovoltaicas sem a necessidade de parar a operação do sistema.

A Figura 2.13 mostra a dinâmica da recuperação em termos das diferenças percentuais de P_{mp} e R_p durante o ensaio. A dinâmica segue a mesma tendência da degradação; entretanto, pelos traçados apresentados na Figura 2.13, percebe-se que os módulos se recuperam mais rapidamente. Na metade do ensaio de

recuperação, todos os módulos afetados já haviam revertido sua potência aos valores aferidos antes dos ensaios de degradação, como pode ser visto na Tabela 2.6.

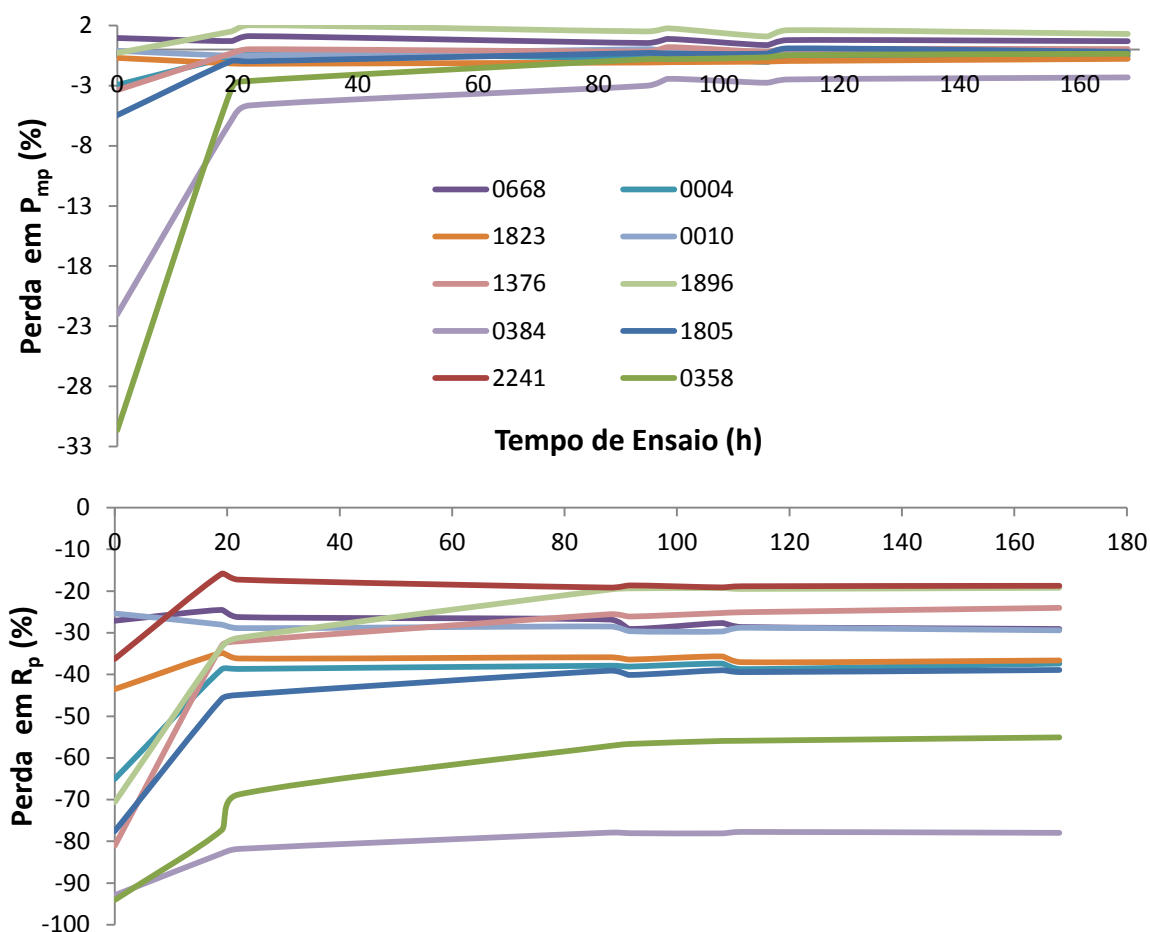


Figura 2.13 – Dinâmica de P_{mp} e R_p durante o ensaio de recuperação.

Vale ressaltar que os valores iniciais de perdas percentuais apresentados na Figura 2.13, para alguns módulos, diferem dos valores finais mostrados nas Figuras 2.11 e 2.12. Isto porque houve um intervalo de tempo entre o ciclo de degradação e o de recuperação, com algumas amostras apresentando recuperação de até 7 % ao serem armazenadas no escuro por 15 dias. Decidiu-se então que as amostras ficariam em indução de -1000 V por mais 24 h antes de começar o ciclo a +1000 V.

Analisando a resistência paralela, percebe-se que não há recuperação completa dos valores iniciais aferidos antes do começo da bateria de ensaios. Esta constatação está alinhada com informações de trabalhos já publicados para células e minimódulos (LAUSCH et al., 2014; OH; BOWDEN; TAMIZHMANI, 2015). Valores

baixos de R_p podem ser um problema na operação do gerador fotovoltaico, pois causam diminuição na produção de energia e aumento nas perdas por dispersão entre módulos, principalmente em situações de sombreamento.

Após a recuperação, os íons Na^+ já difundiram para fora da falha na rede cristalina, deixando essa porção do cristal eletricamente não condutiva e sem contribuir para a difusão de contaminantes (inclusive do emissor da célula fotovoltaica). Porém, a estrutura atômica da porção do cristal afetada pela falha ainda não foi plenamente observada nos microscópios de varredura para devida caracterização, o que seria uma informação importante para explicar a recuperação incompleta de R_p .

A recuperação incompleta de R_p também pode ser visualizada através do ângulo θ_{PID} . A Tabela 2.7 mostra os valores calculados, onde é possível perceber que os módulos que sofreram degradação mais severa possuem valores de θ_{PID} maiores que 1° . Esta informação pode ser importante, pois se um módulo sofrer ciclos de degradação e recuperação, mesmo que ao final isso não seja perceptível na potência, a extração dos parâmetros pode auxiliar para traçar um estado geral do nível de degradação do módulo fotovoltaico em termos de R_p .

Tabela 2.7 – Ângulo θ_{PID} após o ensaio de recuperação.

| | | | | | | | | | | |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
| | 0668 | 0004 | 1823 | 0010 | 1376 | 1896 | 0384 | 1805 | 2241 | 0358 |
| θ_{PID} | 0,28° | 0,38° | 0,35° | 0,30° | 0,23° | 0,23° | 3° | 0,39 | 0,32 | 1,2° |

A Tabela 2.8 contém os dados de R_s após o ensaio de recuperação. Diferentemente do caso da dinâmica de R_p , a resistência série dos módulos degradados apresentou recuperação completa.

Tabela 2.8 - Diferença (%) em R_s após o ensaio de recuperação.

| | | | | | | | | | | |
|------------------|------|------|------|-------|------|------|------|------|------|------|
| Amostra | 0668 | 0004 | 1823 | 0010 | 1376 | 1896 | 0384 | 1805 | 2241 | 0358 |
| $\Delta R_s(\%)$ | 2,0 | 1,0 | -1,2 | -0,02 | 0,01 | 1,4 | -2,7 | -4,3 | -9,9 | -8,8 |

2.4.1.1. Imagens de eletroluminescência

Os dispositivos semicondutores quando excitados - ao se injetar corrente elétrica - emitem uma radiação com frequência específica. Conforme mostrado no Capítulo 1, a luz emitida não se encontra na faixa visível, uma vez que seu comprimento de onda está no intervalo entre 900 nm e 1300 nm. Esta técnica é usada amplamente por fabricantes de células no processo de produção para avaliar a qualidade do produto.

Imagens de eletroluminescência podem ser utilizadas para extrair parâmetros intrínsecos dos dispositivos fotovoltaicos, como, por exemplo, comprimento de difusão dos portadores minoritários e a resistência série das células que compõem o módulo. Tal método é baseado na detecção dos sinais da emissão eletroluminescente, a diferentes níveis de corrente, para correlacioná-los com os parâmetros a serem calculados através de modelos determinísticos (KÖNTGES; SIEBERT; HINKEN, 2009). A mesma técnica também pode ser aplicada para avaliar o nível de degradação temporal do módulo fotovoltaico, como mostram Guo et al. (2016).

Os sensores CCD (Dispositivo de Carga Acoplado) de câmeras fotográficas convencionais são capazes de sensibilizar no comprimento de onda de eletroluminescência. Isto torna a tomada de imagens uma ferramenta eficaz e de fácil acesso para avaliar se o módulo apresenta perda das propriedades eletroluminescentes, seja em campo ou em laboratório. Também é possível acoplar filtros NIR (do inglês *Near Infrared*) para registrar as imagens sem a necessidade de um ambiente completamente escuro.

A perda total da propriedade eletroluminescente indica que aquela porção afetada não está contribuindo para o efeito fotovoltaico. Certos padrões de imagem caracterizam outros tipos de defeito, tais como microfissuras, gradientes de temperatura, contatos rompidos, falhas na metalização, curto-circuito entre base e emissor, corrosão devido à umidade, atuação do diodo de *bypass*, etc.

A Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*) divulgou, em 2014, um estudo - disponível em sua página³, sobre os defeitos em módulos fotovoltaicos, no qual um dos capítulos trata de imagens de

³ http://iea-pvps.org/index.php?id=9&eID=dam_frontend_push&docID=2064 acessado em 15/01/2017

eletroluminescência. A especificação técnica IEC TS 60904-13 (*Photovoltaic Devices Part 13: electroluminescence of photovoltaic modules*) está em fase de elaboração. Buscando normatizar a técnica amplamente usada pelos fabricantes de células fotovoltaicas, a IEC TS 60904-13 prevê ensaios injetando determinados valores de corrente (múltiplos da I_{sc}) para avaliar diferentes características e defeitos da junção.

A seguir são apresentadas as imagens de eletroluminescência de alguns dos módulos fotovoltaicos testados na primeira bateria de ensaios. Durante as medidas das características $I \times V$ no escuro, foram tomadas as imagens iniciais e após os ensaios de degradação e recuperação. Isso serviu para avaliar o padrão de emissão de luz da junção ao longo dos testes.

A Figura 2.14 apresenta as imagens de eletroluminescência de uma amostra cujas medidas em iluminação e no escuro não apresentaram degradação tanto em potência como em R_p . Nas imagens não é possível identificar células apagadas ou mudanças significativas no seu padrão, exceto pelo fato de haver diferença na intensidade do brilho das células que compõem o módulo. Isto é comum, desde que não haja células sem emissão EL, uma vez que os componentes do módulo fotovoltaico podem não ter sido fabricados no mesmo lote de produção. Módulos com controle de qualidade mais apurado e sem avarias apresentam melhor uniformidade na emissão eletroluminescente.

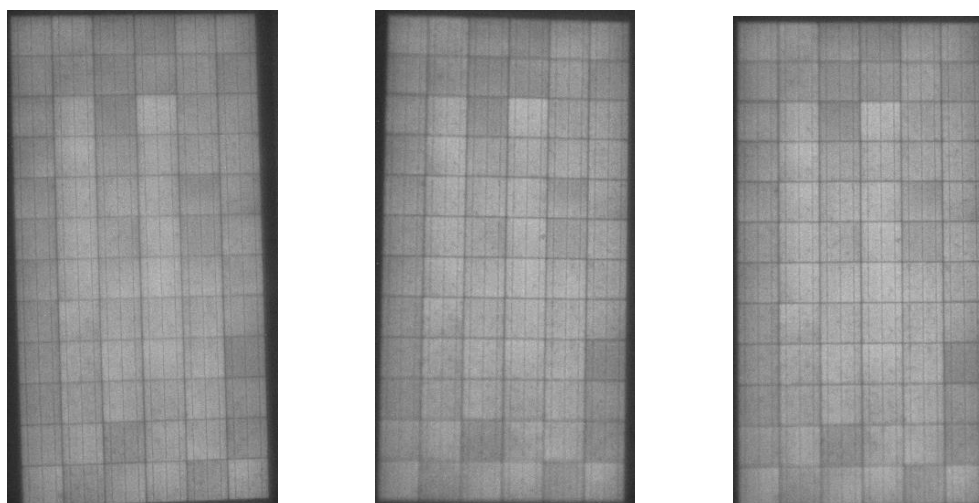


Figura 2.14 – Imagens de eletroluminescência da amostra 0668: inicial, após degradação e após recuperação.

A Figura 2.15 mostra as imagens de eletroluminescência da amostra 0004. Mais uma vez não é possível detectar mudanças significativas no padrão das imagens e nem células completamente apagadas, apesar de um leve escurecimento em uma das células da borda do módulo desde sua imagem inicial. A Tabela 2.2 indica que essa amostra apresentou degradação em iluminação, apesar de não ter sido notada nas medidas no escuro. Posteriormente constatou-se uma falha na medida do módulo de referência, que afetou o processo de extrapolação da sua curva IxV. Neste caso, as imagens de eletroluminescência serviram como ferramenta auxiliar para avaliar se houve mudança significativa na capacidade da junção em emitir luz, diretamente relacionada com a capacidade da junção pn em contribuir para o efeito fotovoltaico.

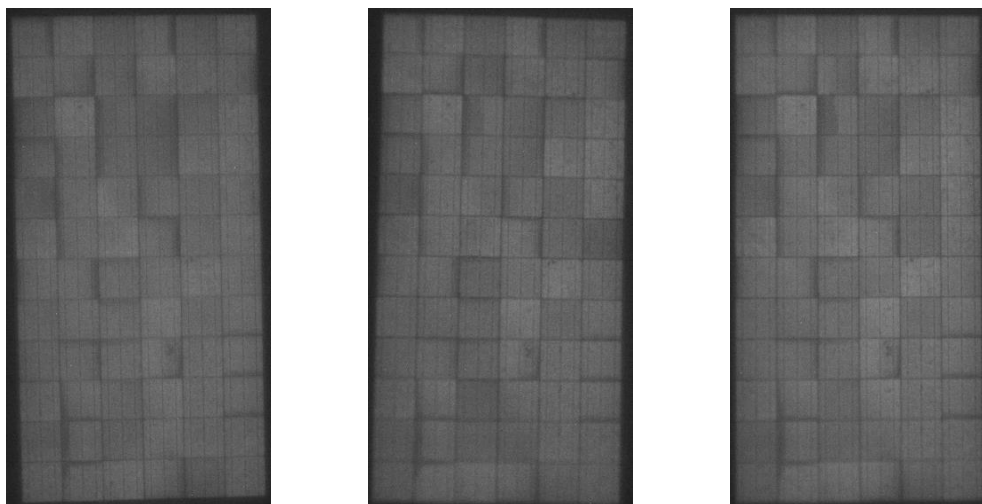


Figura 2.15 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0004: inicial, após degradação e após recuperação.

As Figuras 2.16 e 2.17 mostram imagens de módulos que não sofreram degradação durante a primeira bateria de ensaios. Ambas apresentaram um padrão de escurecimento nas bordas de algumas células desde a imagem tomada inicialmente, possivelmente devido ao processo de fabricação das células, e que não é considerado defeito. Percebe-se que o padrão se mantém sem que haja diferença significativa da imagem após o ensaio de degradação.

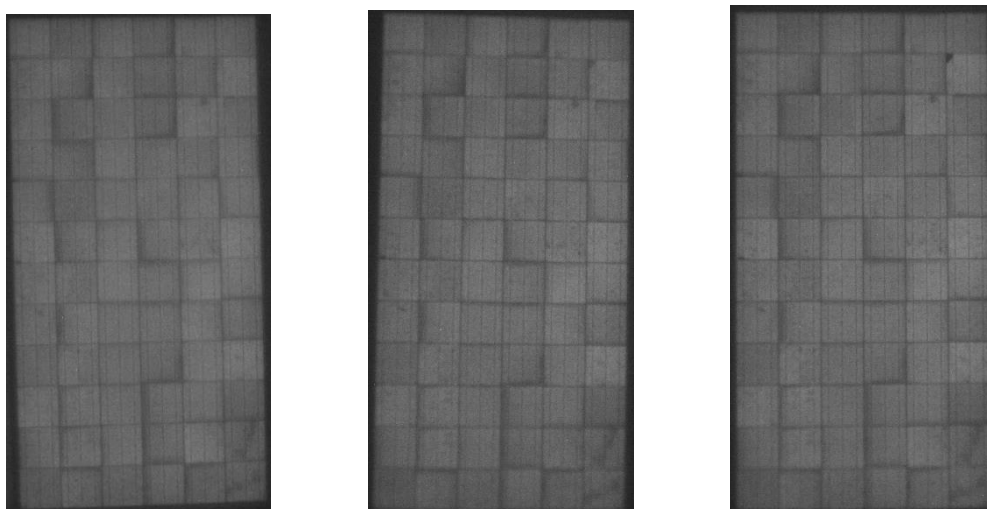


Figura 2.16 - Imagens de eletroluminescência da amostra 1823: inicial, após degradação e após recuperação.

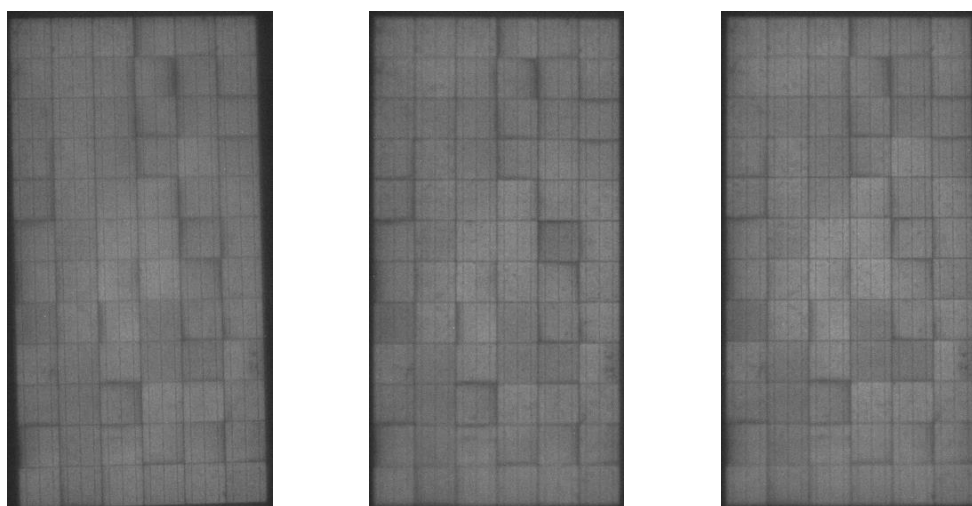


Figura 2.17 Imagens de eletroluminescência da amostra 2241: inicial, após degradação e após recuperação.

A Figura 2.18 mostra um módulo que também não sofreu alterações em suas propriedades eletroluminescentes após o ensaio de degradação. Percebem-se as imperfeições do cristal devido aos substratos de silício nas células (silício policristalino) e não há indícios de microfissuras. Diferentes intensidades de brilho entre células também são esperadas, sem que necessariamente sejam consideradas defeito.

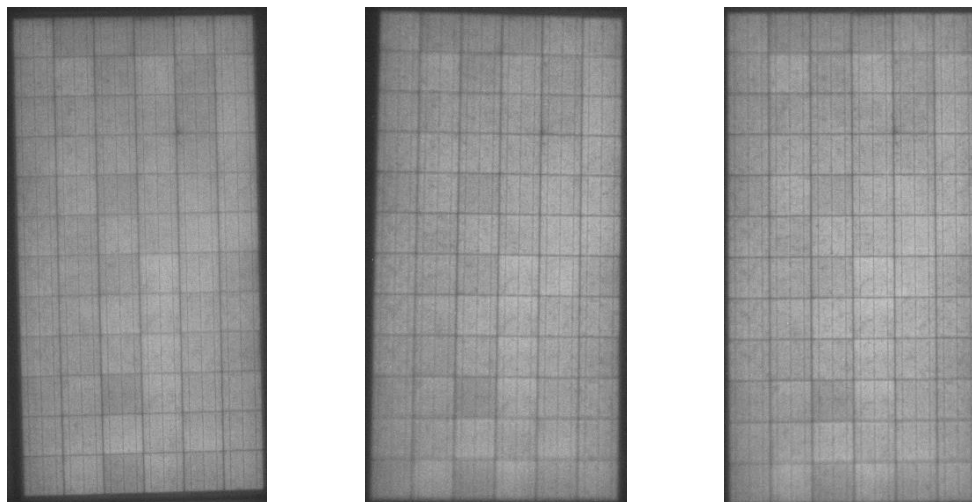


Figura 2.18 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0010: inicial, após degradação e após recuperação.

A Figura 2.19 são imagens de um módulo que seria reprovado no ensaio sem apresentar degradação severa. A mudança de padrão é nítida e o escurecimento, principalmente de células próximas à borda, é significativo mesmo que nenhuma tenha apagado completamente. Observa-se que a amostra apresentava uma célula escurecida em sua imagem inicial, o que a reprovava em um controle de qualidade. Seria prematuro afirmar que isto seria um indício da PID, pois outros defeitos podem ocasionar a perda da propriedade eletroluminescente da célula, como um curto-circuito entre base e emissor ou uma falha na estrutura cristalina devido à contaminação por íons deletérios durante o processo de fabricação.

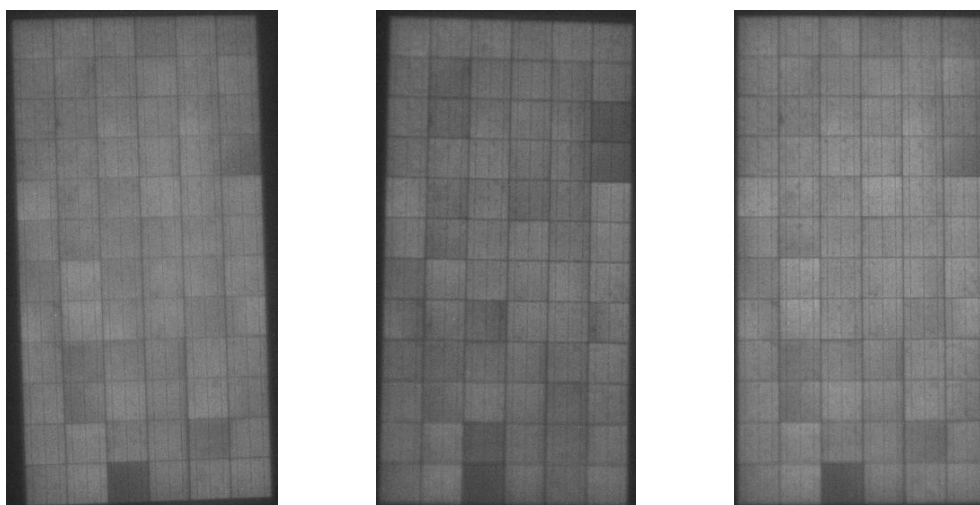


Figura 2.19 - Imagens de eletroluminescência da amostra 1376: inicial, após degradação e após recuperação.

A potência máxima da amostra da Figura 2.20, ao final do ensaio de degradação, estabilizou muito próximo da reprovação pelo critério da IEC. A mudança no padrão da imagem é evidente, pois além de duas células terem apagado completamente, pelo menos uma dezena apresentou nítido escurecimento. Se comparado com a Figura 2.19, aparentemente a amostra da Figura 2.20 teria apresentado maior degradação devido ao fato de mais células terem sido afetadas. Porém, as medidas IxV mostraram o contrário.

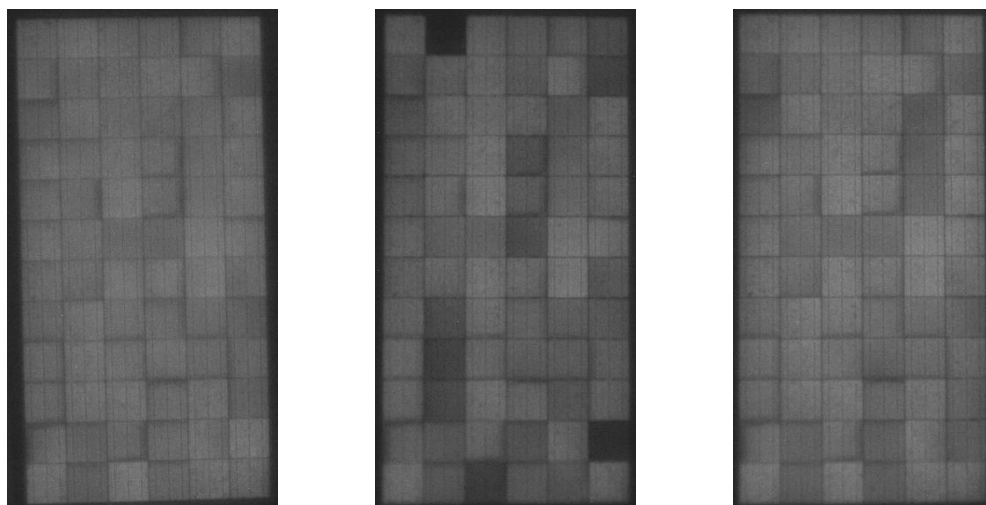


Figura 2.20 - Imagens de eletroluminescência da amostra 1805: inicial, após degradação e após recuperação.

As imagens de eletroluminescência dos módulos que apresentaram degradação mais severa durante a primeira bateria de ensaios são mostradas nas Figuras 2.21 e 2.22. Percebe-se a predominância de células apagadas, sendo que, no caso da Figura 2.22, quase metade das células que compõem o módulo tiveram perda total da propriedade eletroluminescente. Por outro lado, a amostra apresentou excelente capacidade de recuperação, enquanto que a da Figura 2.21 foi ligeiramente afetada.

Também são evidentes muitas células fotovoltaicas apagadas na região central dos módulos mais degradados. Isto é devido ao fato de todas as células estarem em semelhantes condições de resistividade (por causa do método de ensaio) para o caminho da corrente de fuga, situação que não ocorre em campo.

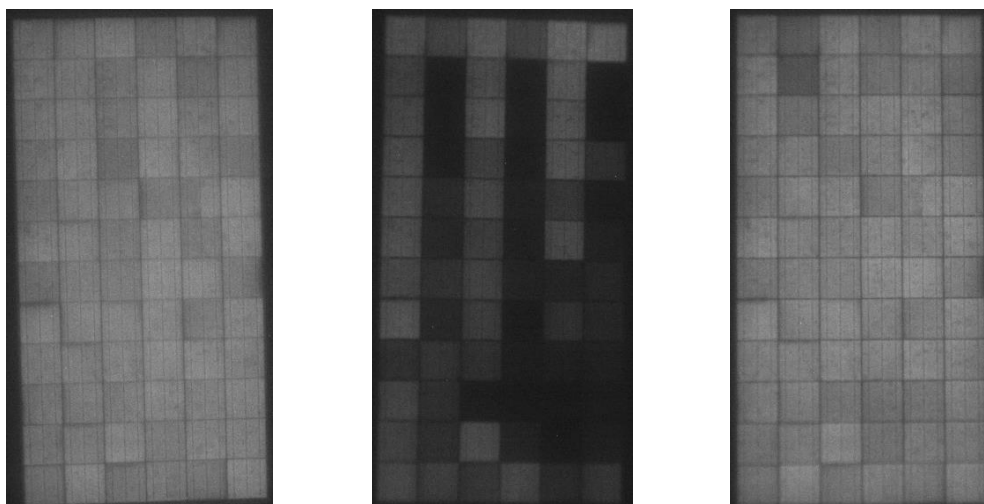


Figura 2.21 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0384: inicial, após degradação e após recuperação.

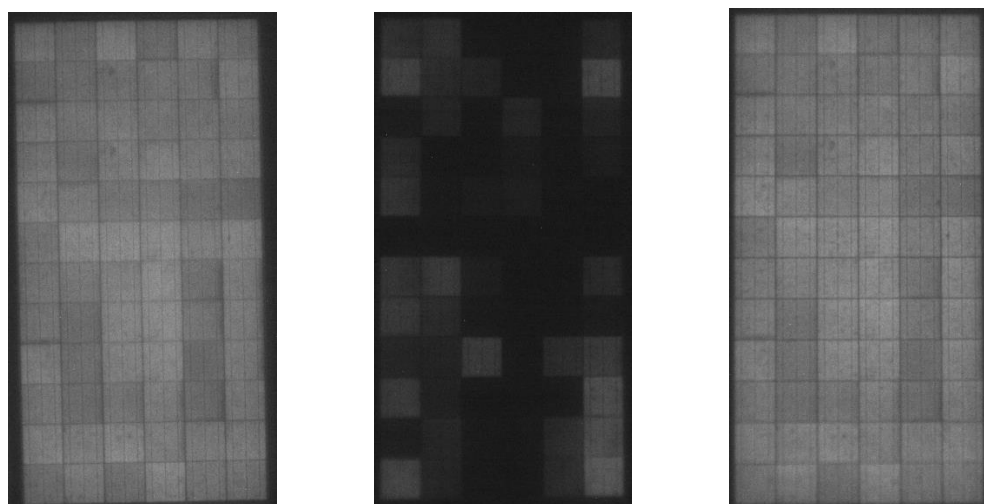


Figura 2.22 - Imagens de eletroluminescência da amostra 0358: inicial, após degradação e após recuperação.

Analisando as imagens registradas durante a primeira bateria de ensaios, nota-se que a eletroluminescência é um método limitado para estimar com precisão, em laboratório, o nível de degradação do módulo fotovoltaico, uma vez que não houve correlação entre a quantidade de células apagadas e a perda de potência das amostras testadas.

As imagens servem como uma ferramenta auxiliar importante na detecção da ocorrência da PID, já que o padrão de escurecimento e perda das propriedades eletroluminescentes é bastante claro e facilmente identificável. Destaca-se que as condições submetidas aos módulos fotovoltaicos durante os ensaios podem ser

diferentes das encontradas em campo. No padrão de imagem de módulos afetados por PID em instalações reais, as células fotovoltaicas localizadas no centro do módulo são menos afetadas, como é mostrado no Capítulo 3.

2.4.2. Resultados da segunda bateria de ensaios

Após a fase de recuperação, escolheram-se seis amostras para realizar mais uma bateria de ensaios. Optou-se pelas que seriam reprovadas no ensaio IEC, a amostra sob suspeita por ter entrado em uma zona perigosa de R_p , e dois módulos que não apresentaram degradação, sendo um deles o que apontou falha na extrapolação da medida I_xV realizada após o primeiro ciclo da bateria anterior.

A metodologia cíclica foi aplicada novamente, porém com quatro ciclos ao total, intercalando as fases. Os dois primeiros ciclos (degradação/recuperação) tiveram a duração de 168 h prevista na IEC, enquanto que os dois últimos tiveram duração reduzida: 100 h para a fase de degradação e 45 h para a fase de recuperação. O objetivo era avaliar se a rapidez da dinâmica de recuperação se mantém mesmo após a amostra já ter sido estressada. A Tabela 2.9 apresenta os valores da potência máxima dos módulos fotovoltaicos testados durante a segunda bateria de ensaios. A coluna INICIAL se refere aos valores aferidos antes do início da segunda bateria.

Tabela 2.9 – Evolução da potência máxima (W_p) durante os ciclos de PID.

| Módulo | Amostra | FASE I | | | FASE II | |
|--------|---------|---------|-----|-----|---------|-----|
| | | INICIAL | DEG | REV | DEG | REV |
| 1 | 0358 | 293 | 193 | 291 | 199 | 286 |
| 2 | 0384 | 289 | 225 | 289 | 235 | 286 |
| 3 | 1376 | 283 | 264 | 283 | 262 | 282 |
| 4 | 1805 | 286 | 274 | 285 | 279 | 283 |
| 5 | 0004 | 286 | 283 | 284 | 284 | 284 |
| 6 | 2241 | 299 | 299 | 298 | 298 | 299 |

As amostras que haviam apresentado maior degradação durante a primeira bateria de ensaios mantiveram esse comportamento, sendo que estas degradaram

ainda mais durante as duas fases. Por outro lado, a capacidade de recuperação não foi alterada, pois mesmo durante o ciclo de recuperação mais curto (FASE II), os módulos afetados retornaram aos patamares de potência aceitáveis dentro da IEC ($>0,95P_{in}$).

A Tabela 2.9 evidencia ainda que a amostra colocada sob suspeita (1805) durante a primeira bateria de ensaios se manteve dentro do limite previsto na IEC e não seria reprovada, apesar de ter atingido valores de potência próximos à reprovação. Além disso, a amostra que seria reprovada na primeira bateria (0004), na qual foi constatado erro na medida inicial, também não seria reprovada no ensaio cíclico, pois sua potência praticamente não sofreu alterações durante os ensaios.

A Figura 2.23 mostra a dinâmica de degradação e recuperação, em termos das diferenças percentuais da potência e da resistência paralela, durante a segunda bateria de ensaios. Os valores de potência são referidos às medições realizadas antes do início da bateria, enquanto que os valores de resistência são referidos aos valores iniciais da primeira bateria.

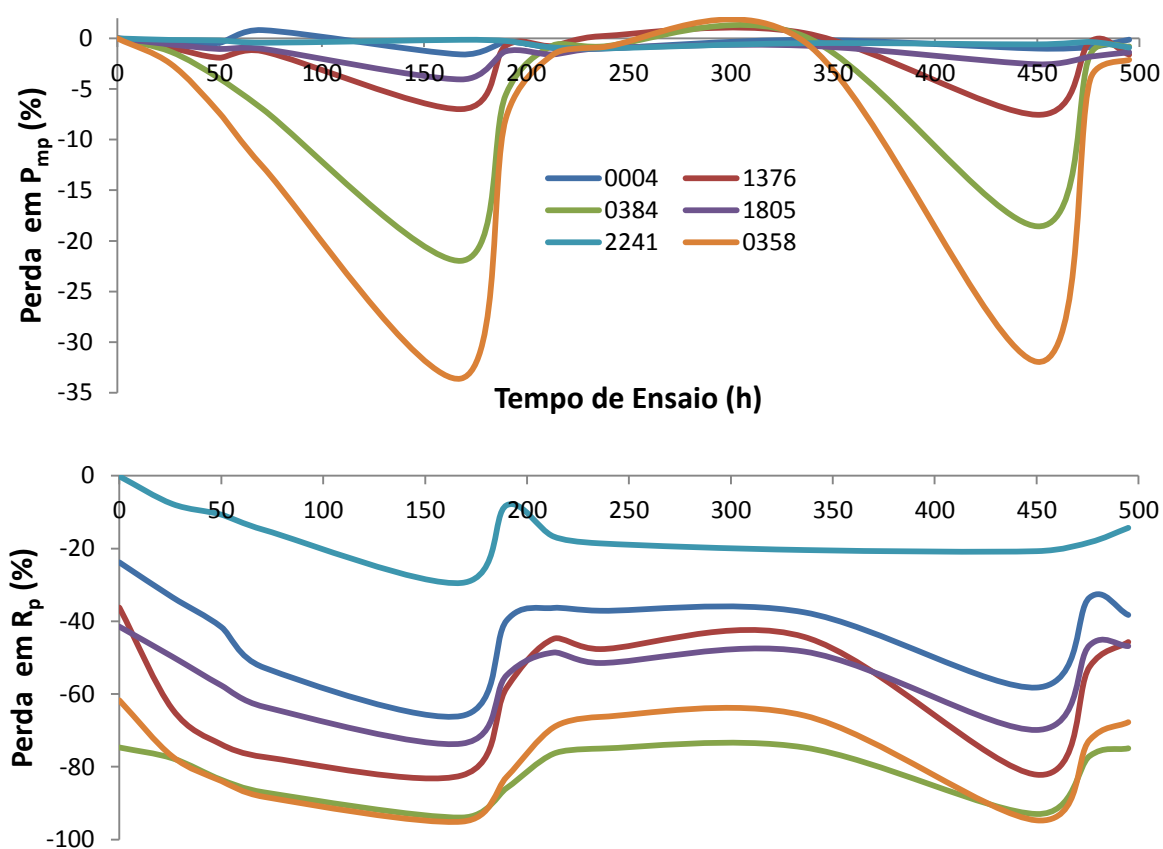


Figura 2.23 - Dinâmica de P_{mp} e R_p durante a segunda bateria de ensaios.

Os perfis dos traçados são bastante semelhantes aos apresentados nas Figuras 2.11 e 2.12 para os ciclos de degradação, e na Figura 2.13 para os ciclos de recuperação. Ao final de cada ciclo de recuperação é possível perceber a incapacidade dos módulos fotovoltaicos em retornar aos mesmos valores de resistência medidos no início do ensaio, ao contrário do que acontece para a potência.

A recuperação da PID nas amostras é mais rápida do que sua degradação, o que pode ser uma explicação da maior inércia ou impossibilidade de sua ocorrência em locais mais secos. A PID é um fenômeno cíclico no qual, diariamente, os fatores que influenciam na degradação e recuperação, principalmente fatores climáticos como temperatura e umidade no microclima do módulo fotovoltaico, agem sobre o sistema.

Os resultados deixam claro a importância de se avaliar previamente a capacidade de recuperação à PID do modelo de módulo a ser utilizado em uma instalação. Até o momento, isto não é previsto na IEC TS 62804-1:2015 apesar de ser uma informação que pode influenciar no processo decisório da escolha do módulo de um projeto de instalação fotovoltaica.

A comprovada rapidez da recuperação é um argumento favorável ao uso de circuitos anti-PID em instalações nas quais o fenômeno seja detectado. Se medidas mitigatórias foram tomadas a tempo, antes que a degradação alcance uma situação irreversível, é muito provável que os módulos afetados sejam recuperados e se perceba melhora no desempenho do sistema fotovoltaico.

Ressalta-se ainda a importância de manter uma rotina de manutenção preditiva na instalação fotovoltaica e estar atento a sinais de anomalia ou mau funcionamento. No Capítulo 3 é mostrada a aplicação de uma técnica para avaliar a ocorrência de PID em campo, a qual não necessita de intervenções que impactem na operação do sistema e que pode ser facilmente prevista no plano de O&M da instalação.

2.5. Correntes de fuga

A medida contínua da corrente de fuga dos módulos fotovoltaicos não é um pré-requisito da especificação técnica do ensaio. Nos experimentos desenvolvidos, esta variável foi aferida para avaliar se pode ser um indicativo da ocorrência do

fenômeno, seja pelos níveis de corrente ou pela carga transferida. Na literatura (HACKE et al., 2010) já se mencionou o fato das correntes medidas em laboratório serem de maior intensidade daquelas usualmente medidas em campo, além de atestarem divergências entre a relação intensidade de corrente x perda de potência. Tais conclusões baseavam-se no método da câmara climática que, comprovadamente, estressa mais a amostra.

A transferência de carga devido à indução de tensão também já foi objeto de estudo (LECHNER et al., 2013) para avaliar sua correlação com o estado de potência do módulo degradado e para estimar a ocorrência de PID em campo (WEBER et al., 2013), tendo sido encontradas boas correlações somente para alguns modelos de módulos fotovoltaicos testados. Também há outros mecanismos de degradação que podem ocorrer devido à indução de tensão, como é o caso dos processos de degradação eletroquímica dos módulos de filme fino, que são catalisados pela polarização da célula. Isto limita a possibilidade de generalizar e atribuir transferência de carga à degradação.

A Figura 2.24 mostra as medidas de corrente de fuga para o ciclo de degradação do lote II durante a primeira bateria de ensaios, assim como são indicadas as cargas acumuladas após o teste. A amostra que apresentou maior degradação não foi a que registrou os maiores níveis de corrente de fuga e, conseqüentemente, maior carga transferida, ficando atrás de uma amostra que não apresentou degradação.

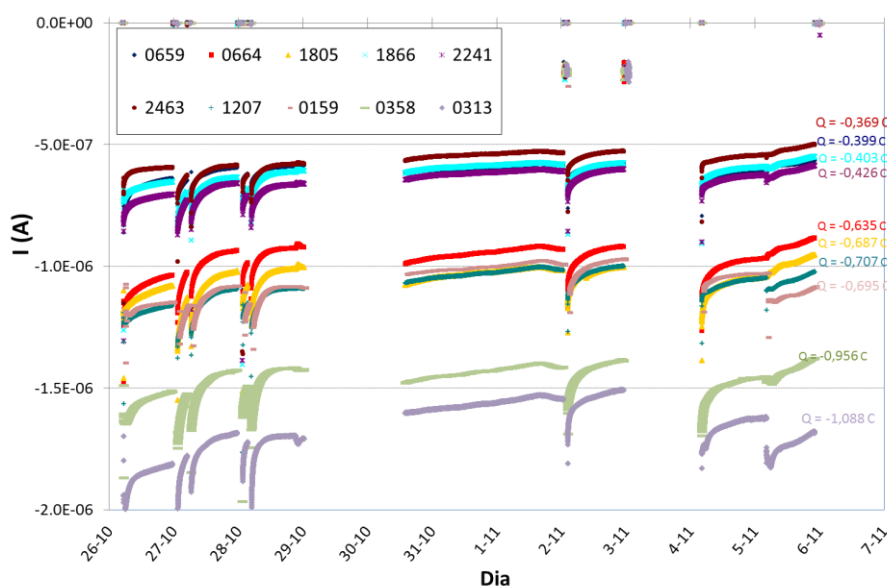


Figura 2.24 – Correntes de fuga medidas durante o ensaio de degradação do 2º lote de amostras

Ainda assim, é possível perceber que os níveis de corrente de fuga medidos, algo em torno de $0,5 - 2 \mu\text{A}$, corroboram com resultados apresentados na literatura para módulos fotovoltaicos em condições de umidade maiores que 50 % e tensão de 600 V em c.c., como mostram Del Cueto e McMahon (2002). Portanto, mostra-se interessante para trabalhos futuros avaliar os níveis de corrente de fuga medidos em laboratório com o método da folha condutiva e correlacioná-los com valores encontrados em instalações reais.

A Figura 2.25 contém as correntes de fuga medidas durante a segunda bateria de ensaios para os quatro ciclos realizados, assim como são indicadas as cargas líquidas acumuladas após o final dos dois primeiros ciclos. Do conjunto testado, o módulo que mais degradou foi o que apresentou os maiores índices de corrente de fuga; entretanto, essa mesma lógica não se aplica às outras amostras que também apresentaram degradação.

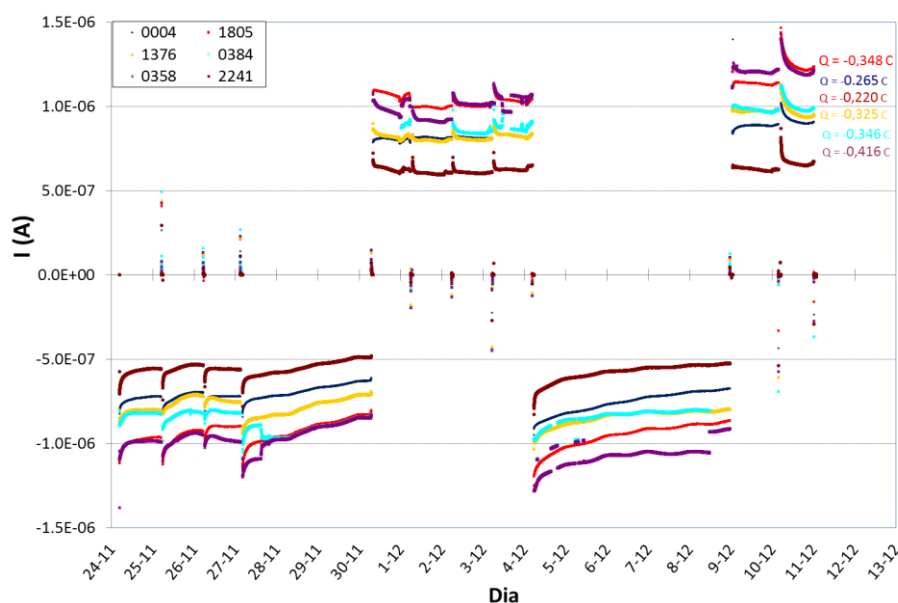


Figura 2.25 - Correntes de fuga medidas durante os ciclos da segunda bateria de ensaios.

Ao se calcular a carga líquida ao final do ensaio, nenhuma das amostras apresentou correspondência completa de carga, ou seja, a carga transferida durante o ciclo de degradação não foi a mesma do ciclo subsequente de recuperação. Avanços na caracterização da PID a nível de estrutura cristalina ainda são necessários para explicar certos comportamentos do semiconductor após ser

estressada por tensão, principalmente no que diz respeito às características da junção e do emissor após sofrerem falha na rede cristalina.

Adicionalmente, a Figura 2.25 mostra que maiores valores absolutos de corrente são observados durante o ensaio de recuperação e corrobora os resultados apresentados por Hacke et al. (2010) e Mon e Ross (1985). Nos ensaios desta tese a corrente de fuga apresenta um comportamento de decrescimento exponencial até apresentar valores mais estáveis, diferentemente dos resultados mostrados por Brecl, Bokalic e Topic (2017). Porém, a corrente de fuga estabiliza de acordo com o nível de umidade a que o encapsulamento das células fotovoltaicas está sujeito (JANKOVEC et al., 2016). Os picos observados na Figura 2.25 correspondem às paradas para medidas IxV no escuro.

2.6. Considerações

Neste capítulo foram apresentados os resultados dos ensaios de suportabilidade de tensão de módulos fotovoltaicos para avaliar sua propensão à PID, assim como os modelos matemáticos utilizados nas análises. Aplicou-se, ademais da metodologia prevista na IEC TS 62804-1:2015, ciclos sucessivos de degradação/recuperação para avaliar a capacidade das amostras em suportar estresses cíclicos. Ressalta-se a importância de realizar medições contínuas durante o ensaio para avaliar a dinâmica das variáveis afetadas.

Medidas da característica IxV no escuro foram tomadas ao longo dos ensaios e se mostraram, quando comparadas com medidas em iluminação, um método interessante para se estimar a potência do módulo fotovoltaico, assim como extrair os parâmetros intrínsecos do modelo de um diodo. Nestas medidas, constatou-se que a resistência paralela é a variável mais afetada pela PID e que, até o limite de 5 % de degradação em potência, previsto na IEC, é a variável que mais pode indicar a iminência da degradação devido à sua grande variação.

Destaca-se a importância de também avaliar a capacidade de recuperação, uma vez que é mais rápida que a degradação e que indica de que forma o módulo poderia se recuperar caso desenvolva PID e medidas de manutenção corretiva forem tomadas. A capacidade de recuperação mostra que, mesmo em campo, o módulo fotovoltaico pode não desenvolver o fenômeno, pois a degradação depende

também das condições climáticas que o módulo estará sujeito e o ambiente simulado em laboratório representa uma situação que pode ser mais estressante do que a realidade. Daí a importância de também se avaliar a predição da PID em campo, como é mostrado no Capítulo 3.

Por fim, as correntes de fuga e, conseqüentemente, a carga elétrica deslocada, não se mostraram um bom indicativo de degradação: possivelmente as falhas de empilhamento na rede cristalina tornam zonas de carga espacial em zonas neutras que não mais contribuem para a movimentação eletrônica.

3. AVALIAÇÃO DA OCORRÊNCIA DA PID EM CAMPO

A investigação da ocorrência da PID em instalações fotovoltaicas ainda é um assunto pouco explorado na literatura científica. Alguns relatos são mais facilmente encontrados na imprensa especializada, muitas vezes associados a produtos/soluções para diagnóstico e recuperação do fenômeno⁴. Entretanto, as características da ocorrência e as informações operacionais do diagnóstico e estratégias de mitigação ainda são escassas.

Neste capítulo é apresentada a abordagem teórica da ocorrência do fenômeno em campo, além da aplicação de técnicas de detecção e predição. Serviram de base para os estudos os dados adquiridos em instalações fotovoltaicas em operação.

3.1. Dinâmica da ocorrência da PID em campo

Os SFCR, em seu lado c.c., podem operar de duas maneiras no que se refere ao potencial de suas partes ativas em relação à estrutura aterrada:

- Flutuação: nesta configuração, a parte ativa do gerador fotovoltaico opera completamente isolada da terra, ou seja, não há contato direto de seus polos com o sistema de aterramento da instalação. Ao operar em regime permanente a impedância do componente capacitivo entre o gerador e a terra será infinita, dado que o único caminho possível para a fuga de corrente é a própria resistência de isolamento do gerador, que inclui o encapsulamento, vidro e a resistividade da superfície frontal do módulo fotovoltaico.
- Parte ativa aterrada: em algumas situações, a configuração em flutuação é tecnicamente desfavorável, devido à possibilidade de fenômenos que afetam a operação, algumas vezes de maneira irreversível. Como comentado no Capítulo 1, a corrosão eletroquímica e delaminação da

⁴ <https://blog.hsb.com/2015/09/03/potential-induced-degradation/> acessado em 05/06/2017
PHOTON International, Enlightening luminescence. Ed. 1, 2013.

camada TCO afetam algumas estruturas de células fotovoltaicas de filmes finos polarizadas negativamente. A alternativa de aterrar um dos polos garante polarização uniforme das células, evita o deslocamento de cargas positivas devido ao campo elétrico e anula a corrente de fuga em condições normais de operação. Atenção especial deve ser dada ao esquema de aterramento, no qual a configuração TN é preferível em termos da segurança da instalação frente a contatos indiretos. Os sistemas com a parte ativa do gerador aterrada necessitam isolação galvânica entre os lados c.c. e c.a, podendo ser interna ao inversor ou em sua saída.

Em campo, para geradores fotovoltaicos instalados que não possuem as limitações mencionadas para a tecnologia de filmes finos, a configuração em flutuação é largamente utilizada. As razões estão relacionadas à segurança da instalação: geradores em flutuação são mais seguros em caso de falha no isolamento da parte ativa do gerador, pois a corrente do defeito é fortemente limitada pela resistência de isolamento do próprio gerador fotovoltaico. Além disto, para os geradores em flutuação, as tensões dos polos em relação à terra podem ser minimizadas dependendo da estratégia de chaveamento do inversor.

A configuração em flutuação permite também a conexão à rede de inversores sem transformador. A utilização destes equipamentos aumenta a eficiência de conversão c.c./c.a. e não impacta na segurança da instalação, pois a moldura metálica dos módulos fotovoltaicos deve ser conectada à terra como proteção frente a descargas atmosféricas e contatos indiretos.

A dinâmica do processo da PID em campo para geradores fotovoltaicos de c-Si em flutuação, pode ser, a grosso modo, comparada a uma brincadeira de “cabo-de-guerra” entre a formação e a recuperação da PID. Nas primeiras horas da manhã é o momento mais propício para o aparecimento da degradação. Ao longo do dia, com a operação do gerador fotovoltaico, a recuperação se torna mais proeminente. A situação que tiver condições mais favoráveis acaba por prevalecer, possivelmente, por toda a vida útil da instalação. Cabe ressaltar que as ocorrências da PID têm sido relatadas somente nos primeiros anos de operação das instalações fotovoltaicas afetadas.

Na prática, a difusão dos íons positivos para a camada AR e estrutura cristalina da célula fotovoltaica depende da magnitude da tensão que a célula está sujeita e da resistência do caminho entre as células e a moldura aterrada. A superfície do vidro frontal, caminho que a corrente de fuga percorre para alcançar a terra, possui grande influência no aparecimento da PID nos módulos fotovoltaicos em operação (DEL CUETO e MCMAHON, 2002; DHERE, SHIRADKAR e SCHNELLER, 2014).

Ao amanhecer, o vidro frontal dos módulos fotovoltaicos possui em sua superfície o orvalho formado durante a madrugada, causando a diminuição da resistividade. Nestas condições, que podem ocorrer também em dias chuvosos, o caminho da corrente de fuga atinge o mínimo valor de resistência e consiste apenas do encapsulamento das células fotovoltaicas e da extensão do vidro frontal.

Com o aumento da irradiância, o gerador fotovoltaico é capaz de desenvolver maiores valores de V_{oc} ou tensão de operação, caso o sistema já tenha capacidade de potência suficiente para se conectar à rede. A combinação do campo elétrico e da baixa resistência faz com que a corrente de fuga aumente e torne mais propenso o aparecimento da PID.

Cabe ressaltar o papel da acumulação de impurezas depositadas na superfície do vidro do gerador: como mostram Koehl e Hoffmann (2016), ela atua como um acumulador da umidade. Essa formação absorve a água e estende o período de alta condutividade da superfície do vidro frontal dos módulos fotovoltaicos, contribuindo para o aparecimento de maiores valores de corrente de fuga.

Ao longo do dia a irradiância aumenta a temperatura da superfície do gerador, que se torna seca e, conseqüentemente, aumenta a resistência do caminho da corrente de fuga, fazendo-a praticamente cessar. Como exemplo, pode-se considerar que o espaçamento usual entre a moldura e a borda de uma célula é da ordem de centímetros, dezenas de vezes maior do que a espessura do vidro frontal. Portanto, irradiância e temperatura elevadas do gerador fotovoltaico fazem com que a recuperação da PID seja mais forte que a sua formação..

A Figura 3.1 ilustra o circuito representativo do caminho da corrente de fuga desde a moldura aterrada até a parte ativa da célula fotovoltaica. A resistência da superfície do vidro frontal é um fator de grande influência no valor absoluto da corrente de fuga, uma vez que varia de acordo com as condições climáticas e do nível de sujeira do vidro, tornando difícil sua previsão.

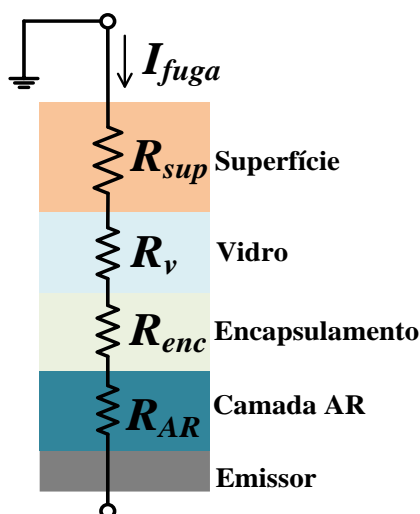


Figura 3.1 – Representação do circuito equivalente do caminho da corrente de fuga.

Durante a noite há uma tendência natural de recuperação da PID, mesmo em ambientes úmidos, pois não há tensão desenvolvida nos terminais do gerador fotovoltaico. A recuperação noturna natural é acelerada com a ocorrência de temperaturas mais elevadas, como mostram Lechner, Hummel e Schnepf (2015). A recuperação noturna pode ser auxiliada pela aplicação de tensão reversa, que consiste em induzir um potencial positivo entre os terminais dos módulos fotovoltaicos e suas molduras aterradas, no caso da estrutura padrão de células c-Si. Este é o princípio de operação dos circuitos anti-PID disponíveis atualmente no mercado como solução de manutenção preventiva ou corretiva (BERGHOLD et al., 2010; PINGEL, JANKE e FRANK, 2012).

A PID se desenvolverá na instalação caso sua formação seja sistematicamente mais intensa que a recuperação, fazendo com que ela se propague por todo o gerador, diminuindo seu desempenho e com a possibilidade de apresentar a formação de pontos quentes. O oposto também vale: se a recuperação for mais forte que a degradação não haverá ocorrência da PID.

O balanço das duas forças - degradação e recuperação - é evidenciado após o primeiro ano de operação do gerador fotovoltaico e depende das características climáticas do local, da tecnologia dos módulos fotovoltaicos utilizados, do esquema de aterramento do gerador e da tensão de operação em c.c. que pode variar entre 300 V e 1350 V, dependendo da faixa de operação do SPMP e do porte do SFCR. Haverá consequências irreversíveis para os módulos afetados se nada for feito para

combater a degradação instalada, como mostram Carolus; De Ceuninck e Daenen (2017).

3.2. Detecção da PID em campo

A detecção da PID pode ser realizada de maneira preditiva com aferições específicas no gerador fotovoltaico afetado. Do ponto de vista da operação do sistema, o ideal é que a verificação seja realizada com manobras que não exijam a retirada de serviço da série fotovoltaica onde se encontram os módulos suspeitos de sofrer degradação.

Imagens termográficas podem auxiliar na detecção, uma vez que o padrão para módulos degradados por PID é facilmente reconhecível. As células fotovoltaicas localizadas na região central do módulo são menos suscetíveis a desenvolver PID quando comparadas com as localizadas nas bordas devido à menor distância destas em relação à moldura aterrada.

Para níveis elevados de degradação, as células afetadas por PID começarão a gerar pontos quentes localizados predominantemente nas bordas dos módulos fotovoltaicos. Estimar as perdas efetivas de potência com esta técnica ainda não é uma solução prática (KADEN; LAMMERS e MÖLLER, 2015), além do fato dos pontos quentes não serem perceptíveis nos primeiros estágios da degradação, o que inviabiliza a detecção precoce com esta técnica.

Imagens de eletroluminescência também são uma alternativa para detecção da PID. Como mostrado no Capítulo 2, a perda das propriedades eletroluminescentes é claramente perceptível nas células fotovoltaicas afetadas. A técnica não indica com precisão o nível de degradação do módulo e possui restrições para realização das medidas em campo. Isto inclui retirar de serviço a série fotovoltaica para desconectar o módulo suspeito (caso a medida seja feita durante o dia), condições específicas de iluminação para se tomar a imagem de acordo com a câmera e conjunto ótico utilizado. As medidas em eletroluminescência não são uma solução prática para a avaliação contínua da ocorrência da PID em instalações fotovoltaicas, mas, assim como as imagens termográficas, se mostram necessárias quando se avalia o conjunto de sintomas para diagnosticar o defeito.

Para auxiliar no diagnóstico, avaliar o nível de degradação e acompanhar a dinâmica do fenômeno sem afetar a operação regular do sistema, deve-se lançar mão de uma monitoração contínua com aferições de parâmetros elétricos. A seguir é mostrada a metodologia de medição de tensões operacionais, a qual apresenta boa relação entre facilidade na execução da medida e eficácia na estimativa das perdas efetivas em operação dos módulos fotovoltaicos afetados.

3.2.1. Abordagem teórica

Um dispositivo de geração fotovoltaica é tradicionalmente representado por sua curva característica $I \times V$ que define o comportamento elétrico da célula, módulo ou gerador fotovoltaico. A Figura 3.2 mostra o traçado particular da curva $I \times V$ que pode ser representado matematicamente pelo modelo de cinco parâmetros apresentado na seção 2.3.1.

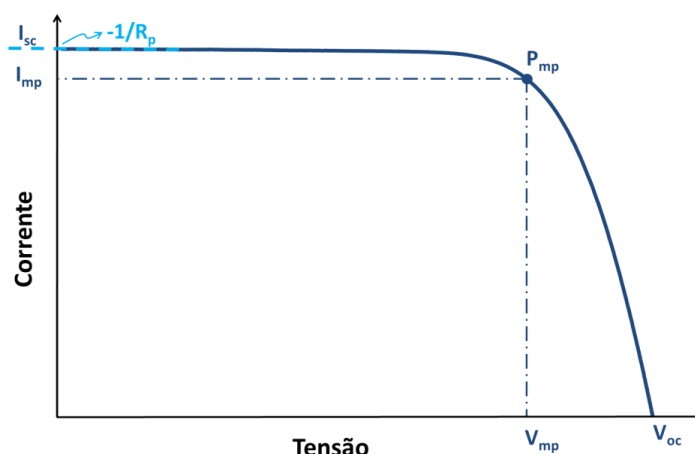


Figura 3.2 - Curva $I \times V$: R_p é numericamente igual ao inverso da declividade da reta no curto-circuito.

Em um SFCR, sob condições normais de operação, os módulos devem operar próximo ao P_{mp} devido à atuação da estratégia de SPMP do inversor que define o ponto de operação do módulo em sua tensão (V_{mp}) e corrente (I_{mp}) de máxima potência. Como mostrado no Capítulo 2, o aparecimento da PID em módulos de c-Si tipo p está relacionado com um decréscimo acentuado de R_p , o que possibilita a aplicação de técnicas de detecção adequadas aos efeitos característicos que a mudança considerável desta variável causa na curva $I \times V$ do módulo fotovoltaico afetado.

A Figura 3.3 ilustra as consequências na curva $I \times V$ comparando os traçados de um módulo fotovoltaico degradado por PID e um módulo não afetado. A redução de R_p tem impactos em P_{mp} , I_{mp} , V_{mp} e nas razões I_{mp}/I_{sc} , V_{mp}/V_{oc} , e faz com que a medida e análise dos parâmetros da curva característica do módulo seja uma maneira de detectar PID. O procedimento implica em desconexão da série fotovoltaica que contém o(s) módulo(s) suspeito(s) e não é uma manobra complexa. Entretanto, a necessidade de tirar de operação alguns elementos do SFCR para medir a curva $I \times V$ a sol-real implica em intervenção humana em momentos específicos de disponibilidade do recurso solar. Este procedimento é adequado para o diagnóstico, mas pouco prático para o caso da monitoração contínua de PID em instalações fotovoltaicas.

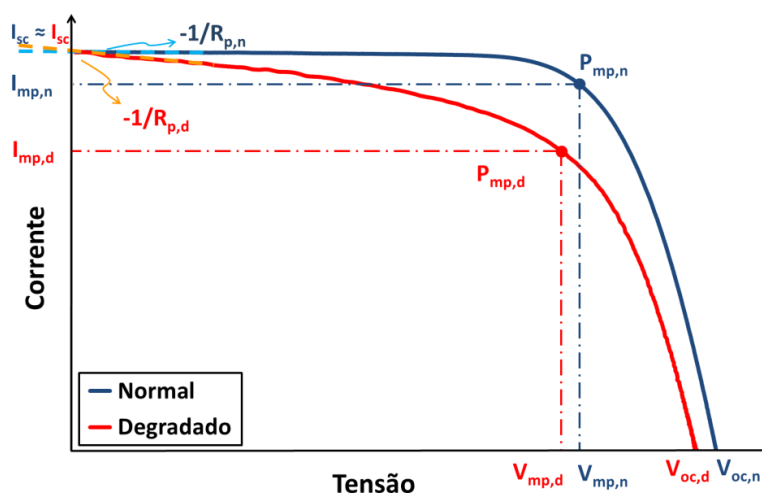


Figura 3.3 – A redução de R_p devido à PID causa diminuição de P_{mp} , I_{mp} e V_{mp} em um módulo FV.

Quando se considera uma série fotovoltaica, a ocorrência da PID não é homogênea nos módulos que a compõem por ser um fenômeno resultante da polarização. O sistema fotovoltaico mantém sua operação com módulos degradados conectados na mesma série de módulos que não sofreram degradação por PID, o que leva a condições operacionais diferentes para cada módulo.

A Figura 3.4 ilustra a situação dos dois módulos da Figura 3.3, agora pertencentes à mesma série fotovoltaica e operando continuamente, situação na qual em ambos circula a mesma corrente ($I_{op,d} = I_{op,n}$). Ao estabilizar no ponto de operação ($P_{op,d}$ e $P_{op,n}$) que o SPMP impõe à série, o descasamento de R_p conduz a diferenças consideráveis na tensão de operação (ΔV_{op}) entre módulos fotovoltaicos

distintamente polarizados. Como consequência, o módulo degradado ($V_{op,d}$) opera com menor tensão que o módulo normal ($V_{op,n}$).

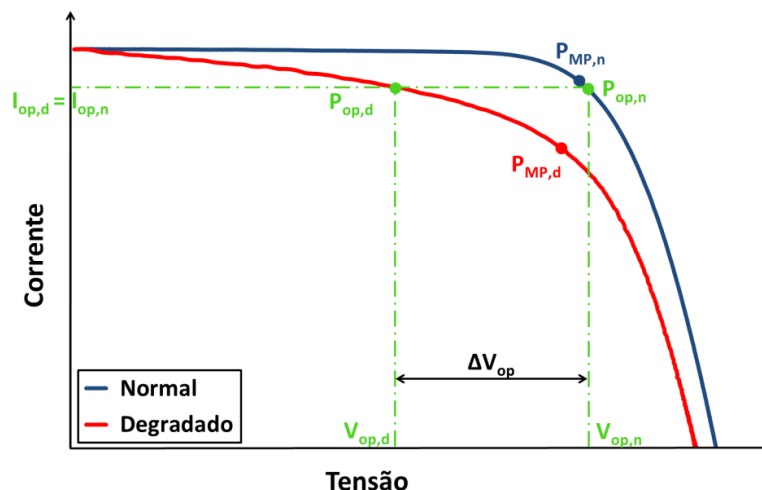


Figura 3.4 – A redução de R_p devido à PID faz com que módulos de uma mesma série FV desenvolvam diferentes tensões de operação.

As perdas efetivas de potência (ΔP_{op}) entre módulos fotovoltaicos normais e degradados em uma mesma série fotovoltaica são compostas por duas parcelas: uma devida à diferença entre as máximas potências dos módulos (ΔP_{pid}) e outra devida à dispersão de parâmetros ($\Delta P_{dispersão}$), que força os módulos a estabilizarem em diferentes pontos de operação. A Figura 3.5 mostra a curva P x V de dois módulos, com detalhe para as diferenças em potência e tensão devidas à dispersão e PID.

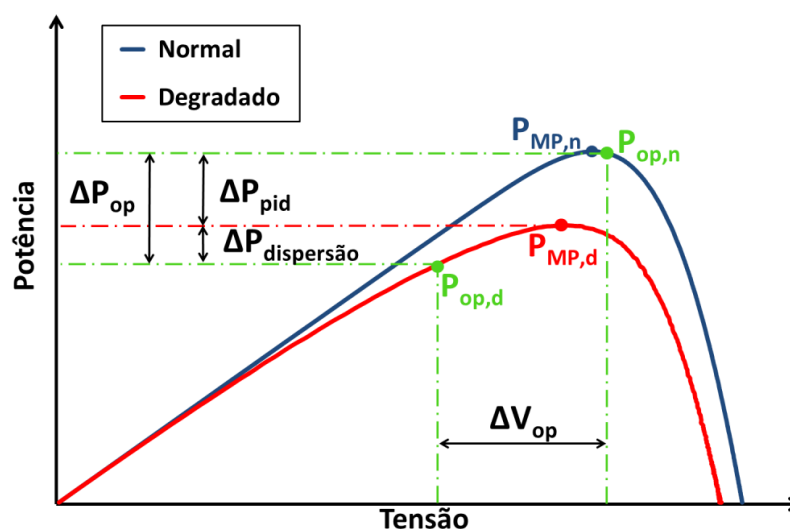


Figura 3.5 – Perdas efetivas de potência instantânea entre dois módulos da mesma série FV.

Um gerador afetado por PID e operando continuamente terá seu desempenho reduzido devido a alguns de seus módulos desenvolverem menos potência, além de apresentar perdas por dispersão mais acentuadas entre os módulos fotovoltaicos, como representado na Figura 3.5. Na prática, esse descasamento se traduz em diferenças de tensões individuais de operação (ΔV_{op}) cujas medidas são utilizadas para estimar as perdas efetivas em operação em termos percentuais.

A não homogeneidade entre as células do módulo fotovoltaico afetado, aliada às diferenças na tensão operacional, favorece o aparecimento de pontos quentes que são detectáveis através de imagens termográficas. Esta é uma alternativa que indica a ocorrência da PID em geradores fotovoltaicos em operação, apesar de não ser útil para estimar as perdas efetivas dos módulos.

Aliado a isso e tendo em vista a situação operacional apresentada na Figura 3.5, aferir a tensão de operação individual (V_{op}) dos módulos de uma mesma série fotovoltaica, localizados em diferentes polaridades, pode ser uma forma de detectar e acompanhar a evolução do fenômeno. Isto pode ser feito através de uma monitoração contínua adicionada à rotina de manutenção preditiva da instalação.

Na prática, para medidas pontuais, pode-se acessar diretamente a caixa de terminais dos módulos fotovoltaicos (no caso dos terminais elétricos acessíveis na mesma) e medir, simultaneamente, V_{op} do módulo suspeito de PID e de outro módulo localizado no extremo oposto da série fotovoltaica em operação. Alternativamente, pode-se utilizar nas conexões entre os módulos os terminais tipo “T”, específicos para as aplicações fotovoltaicas e comercialmente disponíveis.

Adicionalmente, pode-se adequar a aferição de V_{op} no próprio sistema de monitoração/aquisição de dados da instalação ou, até mesmo, utilizar um registrador de dados independente para avaliar continuamente a dispersão de tensão entre os módulos normais e aqueles afetados por PID (ou outro defeito que cause aumento da dispersão entre módulos).

3.2.2. Detecção da PID em instalações fotovoltaicas

Instalações fotovoltaicas devem contar com supervisão em tempo real das variáveis climáticas e elétricas dos seus componentes. Para sistemas de pequeno

porte normalmente são utilizadas as plataformas fornecidas pelos fabricantes dos inversores, as quais permitem adequação de um número limitado de sinais auxiliares de módulos/células de referência e/ou termopares.

Em centrais fotovoltaicas na escala de MW_p, a estratégia mais empregada nas últimas décadas é a instalação de um Sistema de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA - do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*) que gerencie os diferentes instrumentos que realizam as aferições independentes das variáveis da central. Por exemplo: medidor da energia elétrica efetivamente entregue no ponto de conexão, tensões e correntes em c.c. das séries fotovoltaicas, células/módulos de referência, piranômetros, termopares, variáveis elétricas e lógicas dos inversores, entre outros.

Do ponto de vista da operação de um sistema elétrico, maiores serão as chances de detecção de anomalias quanto maior for a quantidade de variáveis monitoradas. A abrangência de mais variáveis significa que mais equipamentos devem ser utilizados na supervisão, aumentando custos com material e instalação. Por outro lado, os fatores que levaram à disseminação elevada das centrais fotovoltaicas ao redor do mundo têm grande relação com a rapidez na execução dos projetos e a atratividade dos preços, sendo que a redução dos custos de instalação tem sido uma questão proeminente nas centrais na escala de centenas de MW_p.

A monitoração de maiores blocos de potência que englobam vários subgeradores da instalação tem sido utilizada como prática para reduzir a necessidade de monitorar todas as séries fotovoltaicas, diminuindo assim o custo com instrumentos de aferição e instalação elétrica. Como nesta topologia é necessária menor quantidade de caixas de conexão para proteção, seccionamento e paralelismo das séries fotovoltaicas, a proteção contra sobrecorrente é feita com fusíveis adaptados diretamente nos conectores dos módulos fotovoltaicos localizados nos extremos das séries.

A tendência atual direciona para a extinção da monitoração individualizada das séries fotovoltaicas, demandando que a operação seja mais atenta a perdas de potência e diferença de correntes entre blocos de geração. Devem-se avaliar previamente os cenários de perdas e sombreamentos de cada bloco de geração para realizar a comparação nas mesmas condições operacionais.

A Figura 3.6 mostra o perfil de corrente de 16 subgeradores, compostos de módulos com células c-Si de base n, de uma central fotovoltaica, localizada no nordeste brasileiro, afetada severamente por fenômenos de degradação precoce possivelmente devido à presença de umidade nas células fotovoltaicas. As estimativas na avaliação de desempenho - uma semana de operação em outubro de 2016 - mostraram que a instalação funcionava com perdas de 30 % em comparação à energia calculada para o mesmo período.

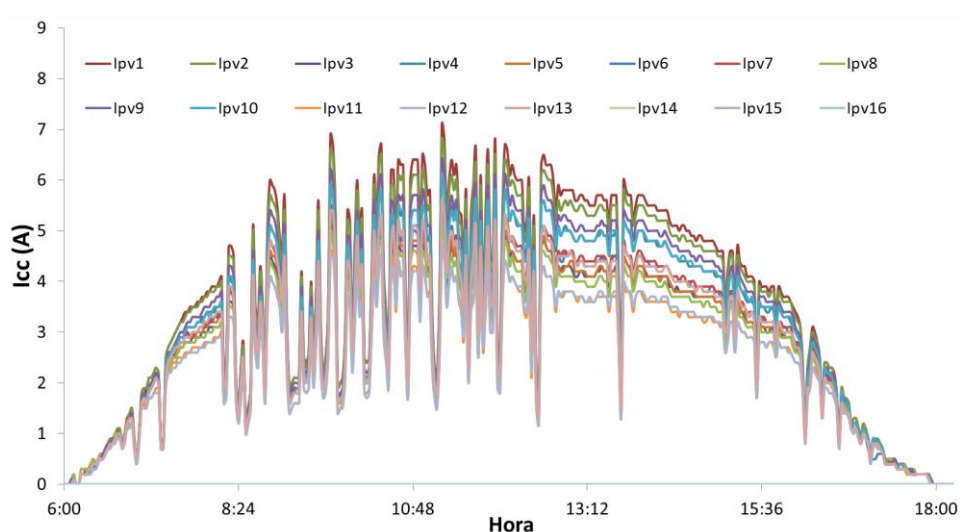


Figura 3.6 – Exemplos de subgeradores em paralelo operando com diferentes níveis de corrente.

Apesar dos subgeradores da Figura 3.6 não estarem na faixa de potência de MW_p , padrão das novas usinas, eles servem como exemplo de blocos de geração fotovoltaica operando em paralelo. Os subgeradores desenvolvem a mesma tensão por estarem conectados no mesmo barramento c.c. do inversor que, no caso de ocorrência de degradação heterogênea na instalação, leva a diferenças acentuadas de correntes de operação. Assim, abrem-se possibilidades de identificação precoce dos subgeradores operando com perda de potência. Daí a importância do monitoramento em tempo real das instalações de grande porte, que possibilita o acompanhamento simultâneo da operação em diferentes setores da central fotovoltaica.

Para situações de degradação homogênea da instalação, como é o caso da PID, muito provavelmente será notada a perda de desempenho da instalação como um todo, sendo necessárias medidas complementares mais específicas em campo.

Fenômenos de degradação por polarização causam diferentes condições operacionais nos módulos fotovoltaicos, o que torna a metodologia de medida das tensões individuais de operação propícia para investigar e diagnosticar o defeito. A seguir são mostrados exemplos de detecção de PID em instalações reais, de distintas tecnologias de células fotovoltaicas, com a aplicação de diferentes técnicas de detecção.

3.2.2.1. Estudo de caso: central fotovoltaica

Uma central fotovoltaica, localizada em Cabo Verde, composta de módulos fotovoltaicos de c-Si base p, começou a apresentar sinais de perda de desempenho após dois anos de operação contínua e regular. A equipe técnica da UPM (MARTÍNEZ-MORENO et al., 2013) foi requisitada para avaliar em campo a situação da instalação que se encontra em local de difícil acesso, transporte limitado e infraestrutura inadequada. Inicialmente foram tomadas as imagens de EL de todos os módulos de uma série fotovoltaica afetada, que podem ser vistas na Figura 3.7 com a indicação da posição de cada módulo na série. Cabe ressaltar que um módulo novo havia sido instalado na posição 1 pouco antes do início da campanha de medições.

Somente os módulos fotovoltaicos localizados mais próximos ao polo negativo da série, do nº 2 ao nº 10, apresentaram perda da propriedade EL. Este é um sinal claro de degradação por polarização, uma vez que nenhum módulo polarizado positivamente sofreu perdas. Nas imagens dos módulos degradados é possível perceber que as células afetadas estão localizadas mais próximo à moldura metálica. Todas essas características (perda de desempenho após os dois primeiros anos de operação, módulos afetados localizados polarizados da mesma forma na série fotovoltaica e células afetadas próximas à moldura metálica) são indícios de PID, confirmado com as medidas mostradas a seguir.

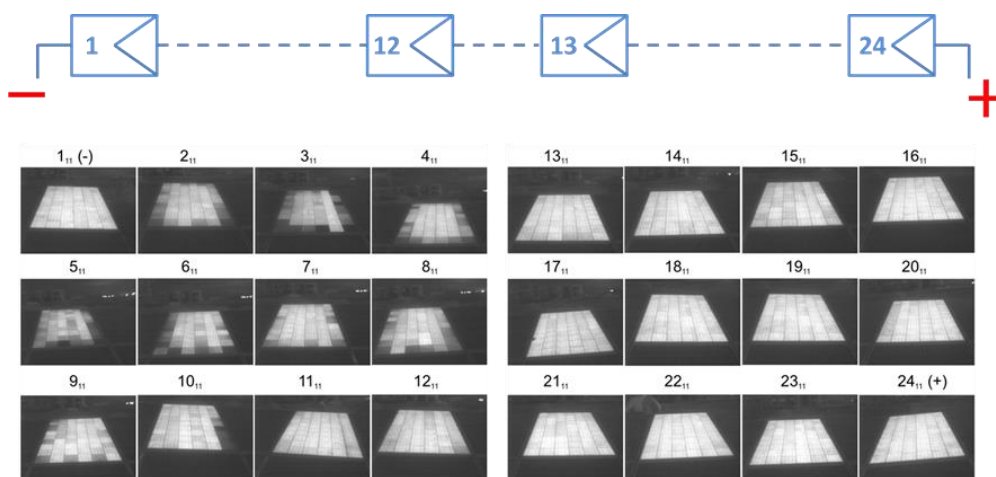


Figura 3.7 – Exemplo de uma série FV afetada por PID. (a) módulos FV ordenados desde o polo negativo -1- até o positivo -24. (b) Imagens em EL de todos os módulos da série FV.

Na Figura 3.8 são apresentadas as curvas $I \times V$ individuais de um módulo afetado por PID e de um não afetado. Ambas as curvas foram normalizadas em corrente (I_{sc}) e tensão (V_{oc}) como forma de facilitar a comparação e o contraste visual. O traçado anômalo na curva do módulo fotovoltaico degradado, bastante acentuado na zona de máxima potência, é causado pela intensidade não homogênea da PID entre as células do módulo. Percebe-se também a diminuição de R_p do módulo degradado, como ocorreu com as amostras ensaiadas em laboratório mostradas no Capítulo 2.

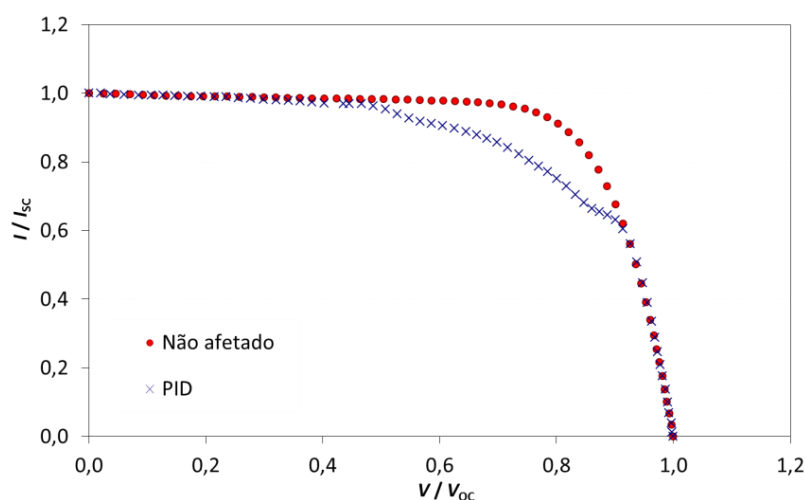


Figura 3.8 – Curvas $I \times V$ normalizadas de um módulo não afetado (marcador vermelho) e de um módulo afetado por PID (marcador azul).

Para fins de comparação, foram tomadas as curvas $I \times V$ dos 24 módulos de algumas séries fotovoltaicas para caracterizar a potência de pico. Além disto, foram realizadas as medidas das tensões individuais de operação (V_{op}) dos módulos. Para a aferição de V_{op} não se contava com instrumentação capaz de registrar a tensão simultaneamente para todos os módulos fotovoltaicos. Portanto foram realizadas manualmente medidas pontuais com voltímetros calibrados.

Ressalta-se que o procedimento manual deve ser realizado em condições de invariabilidade do recurso solar para minimizar a influência da atuação do SPMP do inversor e das mudanças de temperatura do módulo. A Figura 3.9 mostra o detalhe dos conectores que serviam como ponto de aferição, utilizados entre os módulos fotovoltaicos. Também são apresentadas situações operacionais distintas: a primeira com dois módulos não degradados por PID (medidas de V_{op} muito próximas) e a segunda com um módulo degradado e um módulo que não sofreu PID (diferença de 15 % em V_{op}).

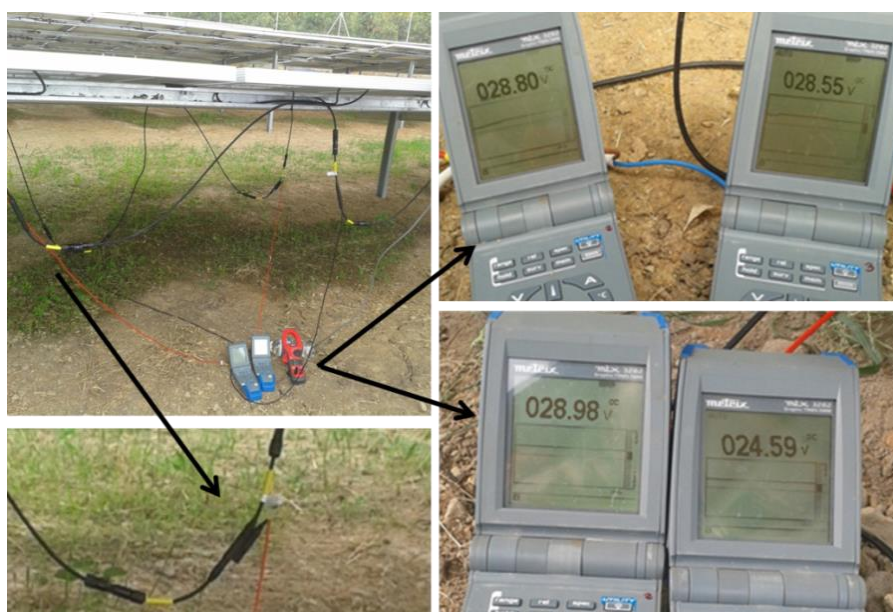


Figura 3.9 – Medidas de tensões individuais de operação: detalhe dos conectores e da leitura dos voltímetros.

A Figura 3.10 mostra as medidas de potência de pico, normalizadas em relação à nominal (valor obtido na folha de dados do fabricante), para 24 módulos de uma série fotovoltaica da instalação. Os valores medidos de potência foram extrapolados para as STC e estão identificados pelo índice “*”. Também são mostrados os valores de V_{op} , registrados para cada módulo durante a operação normal do sistema,

normalizados em relação à V_{mp} nominal (folha de dados do fabricante). Todas as medições foram realizadas em um dia de céu claro, os níveis de irradiância global no plano gerador ficaram entre 998 W/m^2 e 1006 W/m^2 e as temperaturas de costa dos módulos entre $47,4 \text{ }^\circ\text{C}$ e $50 \text{ }^\circ\text{C}$.

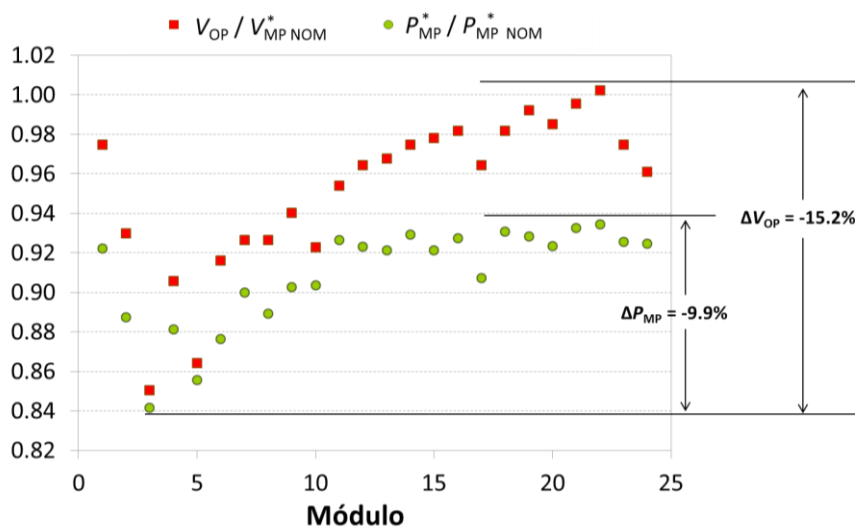


Figura 3.10 – Potências de pico corrigidas para STC e V_{op} de todos os módulos de uma mesma série FV.

Os módulos fotovoltaicos que não foram afetados por PID apresentaram perda média de 7 % em relação à potência nominal de catálogo. Após dois anos em operação, deve-se considerar uma parcela de LID na perda, além da degradação natural do gerador. Entretanto um controle de qualidade maior na fase de projetos possivelmente evitaria a instalação de equipamentos suscetíveis à degradação precoce. Considerando tal parcela de degradação, estima-se que a perda de potência individual, ou seja, por módulo afetado, devido exclusivamente à PID seja de, no máximo, 10 % nos módulos mais degradados.

A Tabela 3.1 contém os resultados das medidas para cada módulo da mesma série fotovoltaica. Todos os valores de tensão, corrente e potência foram medidos, exceto aqueles com o subíndice “nom”, os quais foram obtidos na folha de dados do fabricante. As perdas efetivas individuais, estimadas a partir de ΔV_{op} , alcançam 15% no módulo fotovoltaico mais degradado.

Aferir V_{op} de módulos individuais apresenta a vantagem da facilidade de realizar as medições, uma vez que se pode acessar diretamente as caixas de conexão dos módulos fotovoltaicos ou utilizar conectores “T” entre os mesmos.

Ademais, pode-se adicionar esta metodologia nos procedimentos de manutenção preditiva da instalação. Outro ponto interessante é fato de V_{op} ter apresentado as maiores diferenças entre módulos normais e afetados, dentre as variáveis listadas na Tabela 3.1. Isto porque as perdas efetivas entre os módulos fotovoltaicos são compostas pelas diferenças entre as potências de módulos normais e degradados, além da parcela de perda pela dispersão entre os mesmo, conforme pode ser visto na Figura 3.5.

Tabela 3.1 – Medidas obtidas dos 24 módulos FV de uma série FV afetada por PID.

| Posição | $I_{sc}^*(A)$ | $V_{oc}^*(V)$ | $P_{mp}^*(W)$ | $\frac{I_{mp}}{I_{sc}}$ | $\frac{V_{mp}}{V_{oc}}$ | $\frac{P_{mp}^*}{P_{mp}^* nom}$ | $\frac{V_{op}}{V_{mp}^* nom}$ |
|--|---------------|---------------|---------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| 1 | 8.54 | 36.4 | 212.1 | 0.905 | 0.738 | 0.922 | 0.975 |
| 2 | 8.5 | 36.4 | 204.1 | 0.884 | 0.729 | 0.887 | 0.930 |
| 3 | 8.52 | 36.1 | 193.6 | 0.847 | 0.727 | 0.842 | 0.850 |
| 4 | 8.52 | 36.3 | 202.7 | 0.877 | 0.732 | 0.881 | 0.906 |
| 5 | 8.5 | 36.1 | 196.8 | 0.861 | 0.730 | 0.856 | 0.864 |
| 6 | 8.52 | 36.2 | 201.6 | 0.871 | 0.734 | 0.877 | 0.916 |
| 7 | 8.54 | 36.3 | 207 | 0.885 | 0.738 | 0.900 | 0.926 |
| 8 | 8.52 | 36.3 | 204.5 | 0.881 | 0.735 | 0.889 | 0.926 |
| 9 | 8.53 | 36.4 | 207.6 | 0.886 | 0.739 | 0.903 | 0.940 |
| 10 | 8.51 | 36.5 | 207.8 | 0.893 | 0.734 | 0.903 | 0.923 |
| 11 | 8.5 | 36.8 | 213.1 | 0.914 | 0.730 | 0.927 | 0.954 |
| 12 | 8.54 | 36.7 | 212.3 | 0.905 | 0.735 | 0.923 | 0.964 |
| 13 | 8.45 | 36.7 | 211.9 | 0.914 | 0.733 | 0.921 | 0.968 |
| 14 | 8.47 | 36.8 | 213.7 | 0.918 | 0.731 | 0.929 | 0.975 |
| 15 | 8.47 | 36.7 | 211.9 | 0.912 | 0.733 | 0.921 | 0.978 |
| 16 | 8.45 | 36.9 | 213.3 | 0.922 | 0.727 | 0.927 | 0.982 |
| 17 | 8.45 | 36.7 | 208.7 | 0.881 | 0.749 | 0.907 | 0.964 |
| 18 | 8.49 | 36.8 | 214.1 | 0.917 | 0.732 | 0.931 | 0.982 |
| 19 | 8.48 | 36.8 | 213.5 | 0.912 | 0.732 | 0.928 | 0.992 |
| 20 | 8.48 | 36.7 | 212.4 | 0.908 | 0.734 | 0.923 | 0.985 |
| 21 | 8.46 | 36.9 | 214.5 | 0.917 | 0.734 | 0.933 | 0.996 |
| 22 | 8.54 | 36.8 | 214.9 | 0.910 | 0.734 | 0.934 | 1.002 |
| 23 | 8.5 | 36.8 | 212.9 | 0.910 | 0.732 | 0.926 | 0.975 |
| 24 | 8.45 | 36.7 | 212.7 | 0.914 | 0.734 | 0.925 | 0.961 |
| $\Delta(\%) = (\text{Mínimo} - \text{Máximo}) / \text{Máximo}$ | | | | -8.1 | -2.9 | -9.9 | -15.2 |

O procedimento de medir V_{op} se mostra uma boa alternativa para a detecção precoce de PID antes que haja danos irreversíveis ao gerador, possibilita estimar as perdas efetivas individuais de potência, além de auxiliar na predição da ocorrência da PID, como é mostrado na seção 3.3. Até o momento, a metodologia de medidas de tensões operacionais individuais não é mencionada em estudos de controle de qualidade de módulos fotovoltaicos em sistemas em operação (HU et al., 2016; YANG et al., 2017).

3.2.2.2. Estudo de caso: instalação c-Si base tipo n

Os SFCR do IEE/USP, instalados no âmbito do P&D 13 da ANEEL, são compostos por subsistemas distribuídos que totalizam 0,5 MW_p de potência nominal. Os geradores fotovoltaicos dos subsistemas são compostos majoritariamente por módulos com células fotovoltaicas de base tipo “n”, de contato frontal, do modelo Yingli YL260C-30b de 260 W_p. Ensaio de PID foram realizados em algumas amostras quando do recebimento dos módulos fotovoltaicos, porém nenhuma apresentou sinais de degradação.

Um dos subsistemas é a CTPV (Central Fotovoltaica) IEE/USP, cuja operação foi iniciada em Janeiro de 2014 e é acoplado com a rede elétrica através de um inversor de 140 kW. Os módulos da CTPV estão dispostos em uma estrutura de suporte metálica fixa, com inclinação de 23° e orientação de 18° para o Oeste, e distribuídos em 10 mesas com três séries fotovoltaicas cada. As mesas estão dispostas em cinco fileiras com duas mesas lado a lado, como pode ser visto na Figura 3.11.



Figura 3.11 - Vista aérea da Usina CTPV IEE/USP.

Em julho de 2015, foram realizados os ensaios de recepção, cuja caracterização do gerador fotovoltaico indicou potência instalada de 146 kW_p, 6 % menor que a potência nominal de placa. Vale ressaltar que as medições foram realizadas com um wattímetro instalado na entrada do inversor, de modo que este valor abrange as perdas associadas à dispersão, sujeira, cabeamento no lado c.c. e SPMP do inversor, indicando que a usina operava de forma satisfatória em 2015. No mesmo período, um módulo fotovoltaico da usina foi utilizado em um estudo de efeitos da sujeira medido em laboratório e não apresentou degradação, o que confirma a informação do fabricante de que os módulos não apresentariam LID.

Em 2016, verificações periódicas do sistema supervisorio indicaram perda de desempenho na instalação e então se decidiu aferir as curvas IxV do gerador fotovoltaico. Os resultados das potências, extrapoladas às STC, de cada mesa são apresentados na Tabela 3.2. Medidas de V_{op} foram realizadas e alguns módulos polarizados negativamente apresentaram ΔV_{op} entre -7,3 % e -9,2 % em relação a módulos localizados no polo positivo das séries fotovoltaicas. Os dois fatores são sintomas de desenvolvimento de PID em uma instalação fotovoltaica.

Tabela 3.2 - Medidas IxV realizadas em dezembro de 2016.

| Potência c.c. medida nas caixas de conexão | |
|---|---|
| Mesa | P_{mp}^* (kW_p) |
| 01 | 13,7 |
| 02 | 13,0 |
| 03 | 13,0 |
| 04 | 12,0 |
| 05 | 13,4 |
| 06 | 12,7 |
| 07 | 13,4 |
| 08 | 12,8 |
| 09 | 13,3 |
| 10 | 13,3 |
| Total | 130,6 |

Para avaliar se a degradação poderia estar relacionada com polarização, retirou-se um módulo do polo negativo de uma série fotovoltaica e se realizou o ensaio de recuperação de PID, ou seja, aplicou-se +1000 V entre a moldura e os terminais do módulo por 168 h. A Figura 3.12 mostra as curvas $I \times V$ medidas antes e após o ensaio em um simulador solar e se nota nítida recuperação com aumento tanto em V_{oc} com em I_{sc} , condizendo com os efeitos de PID em células tipo n, comentados em Hara et al. (2017).

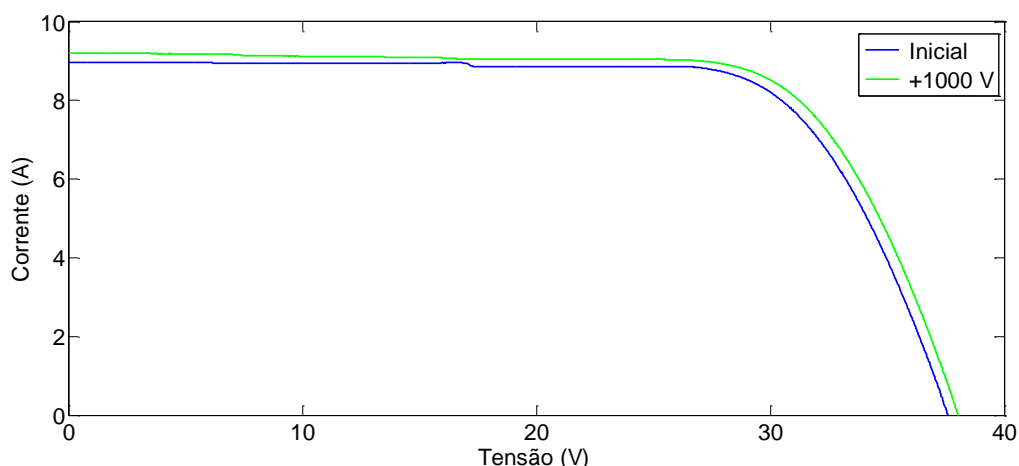


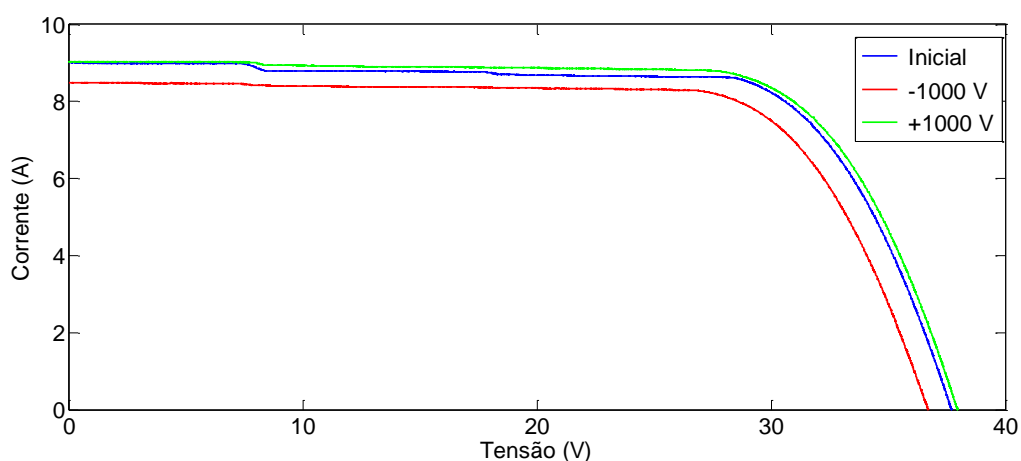
Figura 3.12 – Curvas $I \times V$ do ensaio de recuperação de um módulo localizado no polo negativo.

Apesar de também ser afetada por polarização positiva, a dinâmica de PID nesta tecnologia é um pouco diferente: neste caso, o efeito é causado pelo deslocamento de centros K^+ da camada de passivação da célula fotovoltaica e tende a ser muito mais rápido em razão da maior mobilidade deste íon. Entretanto, a degradação possui um limite de saturação devido à concentração limitada de centros K^+ . De fato, após 1 h de ensaio, o módulo já havia evoluído 4,2 % em relação à potência inicial e 3 % em I_{sc} e V_{oc} , mantendo este patamar até o final do ensaio.

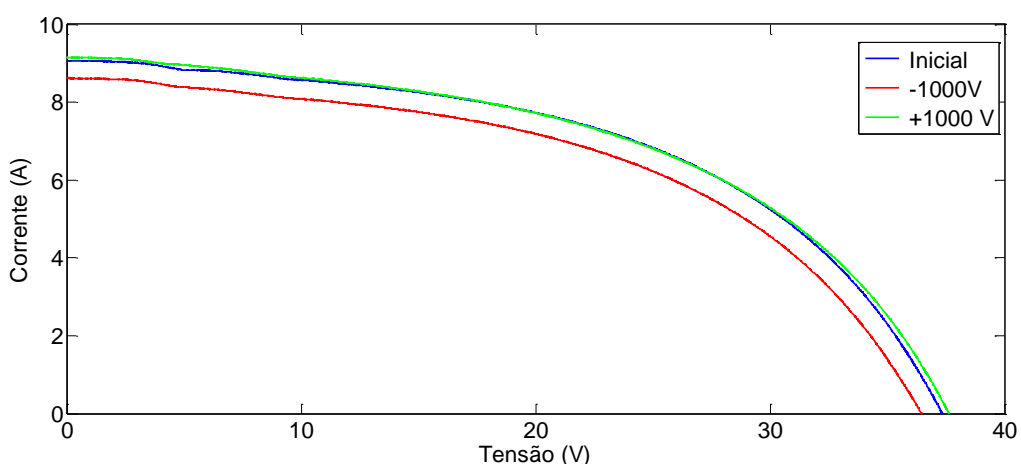
A recuperação apresentada mostra que há indícios de PID na instalação. O fato do mesmo modelo de módulo não ter sido reprovado no ensaio de PID antes de entrar em operação (mesmo após a pré-exposição exigida pela IEC TS 62804-1:2015), indica que o mecanismo da degradação nesta tecnologia também pode estar associado à exposição prolongada da célula fotovoltaica à radiação solar. Para avaliar este fato e o potencial nível de degradação dos módulos devido à PID, realizou-se um ciclo completo (degradação/recuperação) em laboratório para três

amostras: módulo reserva sem exposição, módulo reserva exposto três anos em V_{oc} e módulo operando por três anos com polarização positiva.

Como ocorreu no ensaio de 2013, o módulo reserva sem exposição não sofreu nenhum tipo de degradação, enquanto que ambos os módulos expostos por um tempo prolongado sofreram degradação de aproximadamente 10 % em relação à potência medida antes do ensaio. Em I_{sc} a degradação foi de 5,5 %, enquanto que V_{oc} degradou 2,7 %. Em relação ao ensaio de recuperação, a potência evoluiu 10 %, enquanto que I_{sc} e V_{oc} evoluíram 5,9 % e 2,9 %, respectivamente. As curvas $I \times V$ dos módulos que sofreram degradação, após cada etapa dos ensaios, são mostradas na Figura 3.13.



(a) Módulo reserva exposto por 3 anos.



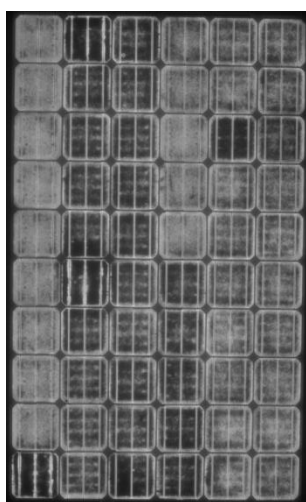
(b) Módulo polarizado positivamente na instalação.

Figura 3.13 - Curvas $I \times V$ antes e depois do ensaio de PID

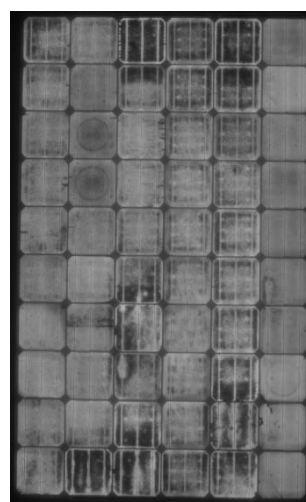
O módulo fotovoltaico que não estava em operação apresentou potência próxima da nominal antes e após o ciclo completo do ensaio, enquanto que se nota

um estágio avançado de degradação do módulo que estava exposto e polarizado positivamente na série fotovoltaica. Após a recuperação, a potência deste módulo era 34 % menor que a potência nominal. Assim, apesar das medidas realizadas apontarem que a ocorrência da PID é real na instalação, sua contribuição para as perdas está limitada pela própria característica da estrutura de célula fotovoltaica utilizada.

Por outro lado, a degradação acentuada e precoce de alguns módulos indica que outro fenômeno ocorre na instalação, afetando de forma mais significativa na perda de desempenho. Para avaliar mais a fundo os efeitos da degradação, foram tomadas imagens de EL de módulos que estavam em operação que podem ser vistas na Figura 3.14.



(a) Módulo com 40 % de degradação em P_{mp}



(b) Módulo com 35 % de degradação em P_{mp}

Figura 3.14 - EL de módulos em operação na instalação.

A elevada quantidade de zonas mortas com perdas significativas da propriedade eletroluminescente das células fotovoltaicas justificam o traçado da curva $I \times V$ dos módulos degradados. O brilho acentuado próximo aos contatos metálicos aponta que a corrente elétrica se concentra nessa região das células. Este padrão de imagens é bastante semelhante ao de módulos testados nos ensaios DH^5 . A entrada de umidade nas células afeta a resistividade do encapsulamento,

⁵ *Damp Heat*: ensaio de calor úmido previsto na IEC 61215 para determinar a capacidade do módulo FV a resistir aos efeitos da umidade em longo prazo. No ensaio é realizado um ciclo de 1000h em uma câmara climática ajustada para 85° C e 85% de umidade relativa.

principalmente quando se trata do EVA, tornando mais suscetível a aparição de correntes de fuga (C. OLIVEIRA et al., 2017). Testes da resistência de isolamento mostram que há diferenças significativas entre módulos novos e módulos retirados de operação (R_{iso} dos módulos expostos na ordem de 5 vezes menor).

Módulos retirados de operação e armazenados em temperatura ambiente apresentaram degradação mais acentuada, o que reforça a hipótese de difusão de vapor d'água para o encapsulamento do módulo. Em um módulo exposto, a elevação de temperatura devido à exposição ao sol atenua os efeitos da umidade, tornando mais lentos os processos de difusão e efusão do vapor d'água. Quando este módulo é retirado da exposição, as temperaturas mais baixas intensificam os efeitos da umidade já formada no encapsulamento do módulo e que possivelmente desencadeará corrosão dos contatos e delaminação do EVA. Até o momento nenhuma não conformidade visual foi detectada e medidas recentes (julho 2017) mostraram que o sistema segue operando com potência c.c. no mesmo patamar da Tabela 3.2.

Na Figura 3.14 (b) também são perceptíveis regiões com formatos circulares em algumas células, chamadas de anéis de estriamento. Eles estão relacionados com a distribuição de impurezas de oxigênio e carbono no cristal que levam à formação de conglomerados de oxigênio, associados com as perdas por recombinação em zonas de carga (MANSHANDEN e BRONSVELD, 2016). A aparência discoide se deve ao formato curvo da interface utilizada no crescimento do lingote de silício no processo Czochralski. O padrão dos discos, mostrado na Figura 3.14 (b), não representa significativa perda de eficiência, de acordo com IEA (2014).

O interessante neste estudo de caso é que a metodologia de medir tensões individuais de operação permitiu verificar, preliminarmente, que na instalação há um problema de polarização, o que foi confirmado posteriormente com os ensaios de PID em laboratório. Apesar de, neste caso, os efeitos de PID serem em menor escala quando comparados com a degradação acelerada dos módulos devido à entrada de umidade no encapsulamento, V_{op} é extremamente sensível à dispersão causada pela PID. Deste modo, adicionar a metodologia de aferição de V_{op} nas rotinas de manutenção torna-se ferramenta que auxilia no diagnóstico precoce de defeitos que acentuem as perdas devido à dispersão entre módulos fotovoltaicos.

3.3. Predição da ocorrência da PID em campo

O processo decisório de investimentos em SFCR de grande porte envolve maiores preocupações na qualidade dos produtos a serem instalados para evitar perdas precoces e indesejáveis no desempenho do sistema. Uma análise mais criteriosa da tecnologia fotovoltaica normalmente demanda, em nível de pré-projeto, ensaios específicos para determinar parâmetros intrínsecos que auxiliam na estimativa do desempenho para as condições climáticas do local de instalação. Como exemplo, é usual a determinação, seja em laboratório ou a sol-real, dos parâmetros térmicos de $P_{mp}(\gamma)$, $I_{sc}(\alpha)$ e $V_{oc}(\beta)$ para cada modelo de módulo fotovoltaico considerado, que serve como indicativo e auxilia na escolha do modelo que apresente melhor desempenho.

Os ensaios previstos na IEC 61215:2015 relacionados à degradação da tecnologia, como é o caso dos testes de ciclos térmicos e de calor úmido, por exemplo, normalmente fazem parte das certificações do produto fornecidas pelo fabricante do equipamento. Mais recentemente, as folhas de dados dos módulos fotovoltaicos também passaram a informar a certificação dos ensaios de PID listados na IEC TS 62804-1:2015, que, por ser um fenômeno relacionado à degradação precoce da tecnologia, desperta o receio dos investidores quanto à confiabilidade da garantia de desempenho do SFCR.

No caso de instalações fotovoltaicas em operação, a vigilância contínua do sistema, conforme mostrado nos itens anteriores, permite diagnóstico de PID para evitar danos irreversíveis na instalação e possibilita realizar experimentos para prever sua ocorrência. A metodologia consiste em inserir, em algumas séries fotovoltaicas da instalação, módulos degradados para forçar condições operacionais indesejáveis e acompanhar a evolução do fenômeno. A seguir são mostrados estudos de caso realizados em uma central fotovoltaica de 30 MW e em um sistema de geração distribuída.

3.3.1. Estudo de caso: central fotovoltaica

Uma central fotovoltaica de 30 MW, localizada na Austrália e composta por módulos fotovoltaicos de c-Si, começou sua operação em fevereiro de 2015. Em

dezembro do mesmo ano o empreendimento foi adquirido por um fundo de investimentos internacional. A instalação não havia apresentado perdas de desempenho e nem sinais de PID até o momento da compra, entretanto um grupo de quatro amostras dos módulos fotovoltaicos da instalação foi reprovado no ensaio da câmara climática previsto na IEC TS 62804-1:2015. Os níveis de degradação ao final do ensaio (10 %, 78 %, 89 % e 92 %) levantaram suspeições de que poderia haver desenvolvimento de PID no futuro.

O Grupo de Sistema da UPM foi solicitado para avaliar a questão e propôs uma abordagem em duas frentes: ensaios em laboratório tendo como base a IEC TS 62804-1:2015 e experimentos em campo. No Capítulo 2 são mostrados os resultados dos ensaios em laboratório e as metodologias utilizadas nas análises. Confirmou-se a propensão à PID do modelo de módulo fotovoltaico, como também a sua capacidade de recuperação. Verificou-se que R_p é a variável mais afetada pela degradação, o que permite uma abordagem específica para as consequências desta variação no traçado da curva $I \times V$ e, conseqüentemente, nas características operacionais do módulo afetado conectado em uma série fotovoltaica, como pode ser visto na seção 3.2.1.

A investigação em campo teve como base experimentos relacionados à PID que consideram as características climáticas do local de instalação (NAGEL et al., 2012) e a abordagem da avaliação das perdas efetivas de módulos afetados através da monitoração contínua de V_{op} . A ideia consiste em degradar em laboratório certa quantidade de módulos fotovoltaicos para, posteriormente, adicioná-los às séries fotovoltaicas em campo e acompanhar a evolução do fenômeno através da aferição de V_{op} . Ao mesmo tempo procurou-se avaliar a eficácia da aplicação de tensão reversa como estratégia de prevenção/recuperação de PID através da utilização de um modelo de circuito anti-PID disponível comercialmente.

Ao total foram enviadas 11 amostras de módulos fotovoltaicos da instalação a um laboratório para a realização do ensaio de PID através da metodologia da câmara climática. Em seguida, os módulos foram instalados no extremo negativo de 11 séries fotovoltaicas da central; seis destas estavam conectadas a unidades inversoras equipadas com o circuito anti-PID. Durante a noite, tal dispositivo entrava em operação e desenvolvia 600 V entre moldura aterrada e os terminais das séries fotovoltaicas.

O acompanhamento da evolução da degradação em termos das perdas efetivas de potência foi realizado através de medidas semanais de V_{op} dos módulos localizados nos extremos das séries, ao meio-dia, em condições de céu claro. Como mostrado anteriormente, ΔV_{op} pode ser interpretada como uma estimativa das perdas efetivas causadas por PID em módulos afetados e em operação. O experimento se estendeu por quatro meses (setembro a dezembro de 2016), período mais úmido do ano, no qual há maior possibilidade de condições climáticas propícias para o aparecimento de PID no local.

Para interpretar os resultados obtidos, ressalta-se o que foi mencionado no Capítulo 1: o ponto de operação dos módulos fotovoltaicos está continuamente oscilando devido à atuação do SPMP. A estratégia do SPMP modifica a tensão do gerador, causando uma pequena oscilação na corrente das séries fotovoltaicas (ΔI_{MP}), como pode ser visto na Figura 3.15.

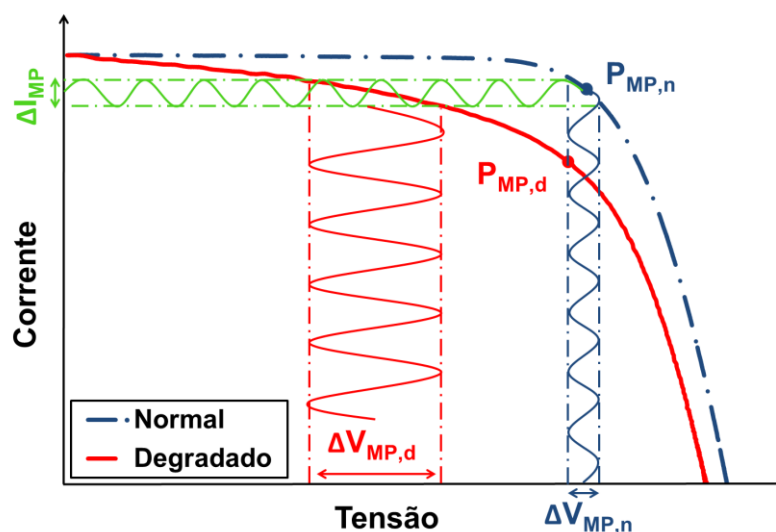


Figura 3.15 – Efeitos das oscilação da corrente da série nas tensões operacionais de módulos com diferentes níveis de degradação.

Devido ao descasamento no traçado das curvas, causado por PID, a oscilação de corrente induz a amplitude de oscilação de tensão de modo a se tornar mais acentuada nos módulos degradados ($\Delta V_{MP,d}$) do que nos módulos normais ($\Delta V_{MP,n}$). Isto faz com que ΔV_{op} também oscile continuamente, afetada pelo ruído de alta frequência gerado pelas oscilações, o que diminui a significância de medidas manuais realizadas sem o cuidado de sincronizar a tomada dos dados. Por outro lado, a evolução em longo prazo dos valores integrais no tempo, que por sua

vez atenuam os efeitos do ruído, pode ser significativa para indicação sinais de recuperação da PID.

Os dados obtidos durante a campanha de medições são apresentados na Tabela 3.3. A primeira coluna indica a série fotovoltaica onde cada amostra foi instalada em campo; a segunda coluna contém os valores de perda de potência ao final da indução de PID em laboratório para cada amostra e a partir da terceira coluna são mostrados os valores obtidos de ΔV_{op} para cada semana.

Tabela 3.3 - Diferenças (%) de V_{op} entre módulos localizados nos extremos das series FV. As linhas sombreadas (series FV 1 a 6) são relativas aos inversores que possuíam circuito anti-PID ativado.

| SÉRIE FV | Degradação em P_{mp} (%) após ensaio de PID em laboratório | $\Delta V_{OP} (\%) = \frac{V_{OP}^- - V_{OP}^+}{V_{OP}^+}$ | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------|--|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | | SEMANA 1 | SEMANA 2 | SEMANA 3 | SEMANA 4 | SEMANA 5 | SEMANA 6 | SEMANA 7 | SEMANA 8 | SEMANA 9 | SEMANA 10 | SEMANA 11 | SEMANA 12 | SEMANA 13 | SEMANA 14 | SEMANA 15 | SEMANA 16 | SEMANA 17 |
| 1 | -97 | -94 | -95 | -94 | -95 | -97 | -97 | -97 | -100 | -97 | -94 | -100 | -100 | -97 | -86 | -97 | -100 | -100 |
| 2 | -92 | -41 | -61 | -41 | -44 | -38 | -35 | -34 | -26 | -35 | -15 | -19 | -17 | -16 | -5 | -6 | -17 | -21 |
| 3 | -89 | -74 | -84 | -77 | -61 | -72 | -74 | -76 | -59 | -74 | -48 | -59 | -58 | -64 | -4 | -47 | -54 | -57 |
| 4 | -53 | -31 | -5 | -4 | -30 | -28 | -30 | -22 | -14 | -27 | -6 | -13 | -11 | -12 | -6 | -3 | -11 | -10 |
| 5 | -10 | 0 | -1 | -1 | 5 | 1 | 3 | -3 | 2 | 4 | 0 | 0 | -2 | 1 | 1 | 0 | 0 | 3 |
| 6 | -16 | 9 | 9 | 7 | 5 | 7 | 7 | 10 | 5 | 9 | 1 | 10 | 8 | 2 | 4 | 9 | 8 | 11 |
| 7 | -95 | -100 | -100 | -100 | -100 | -100 | -100 | -97 | -92 | -100 | -86 | -84 | -85 | -88 | -70 | -66 | -81 | -81 |
| 8 | -11 | 6 | 4 | 4 | 4 | 6 | 5 | 3 | 5 | 5 | 3 | 3 | 2 | 0 | 4 | 4 | 4 | 10 |
| 9 | -15 | 6 | 1 | 3 | 8 | 1 | 5 | 4 | 5 | 7 | -8 | 10 | 11 | 7 | 4 | 6 | 10 | 10 |
| 10 | -78 | -48 | -58 | -43 | -75 | -41 | -40 | -39 | -20 | -42 | -56 | -16 | -14 | -17 | -42 | -2 | -22 | -21 |
| 11 | -10 | 6 | 5 | 7 | 5 | 8 | 8 | 6 | 4 | 7 | -5 | 6 | 6 | 5 | 6 | 5 | 8 | 8 |

Percebe-se que há diferenças consideráveis em alguns módulos entre as medidas após a indução de PID e a primeira medida em campo. Isto se deve ao fato de as amostras terem tardado três semanas para retornarem à instalação, sendo que os módulos ficaram armazenados em ambiente escuro durante o tempo de transporte. Conforme comentado no Capítulo 2, há uma tendência natural, apesar de menor intensidade em relação a outros métodos de recuperação, de recuperação da PID inclusive em ambientes fechados. Portanto, esta diferença era esperada.

A dinâmica da evolução de ΔV_{op} pode ser visualizada graficamente na Figura 3.16. Percebe-se que todos os módulos, exceto o da série 1, evoluíram positivamente, mostrando que houve recuo na formação do PID induzido artificialmente. Desta forma, em campo, a recuperação da PID foi mais intensa que a sua formação e pode-se, a princípio, afirmar que há risco mínimo da ocorrência da PID no futuro.

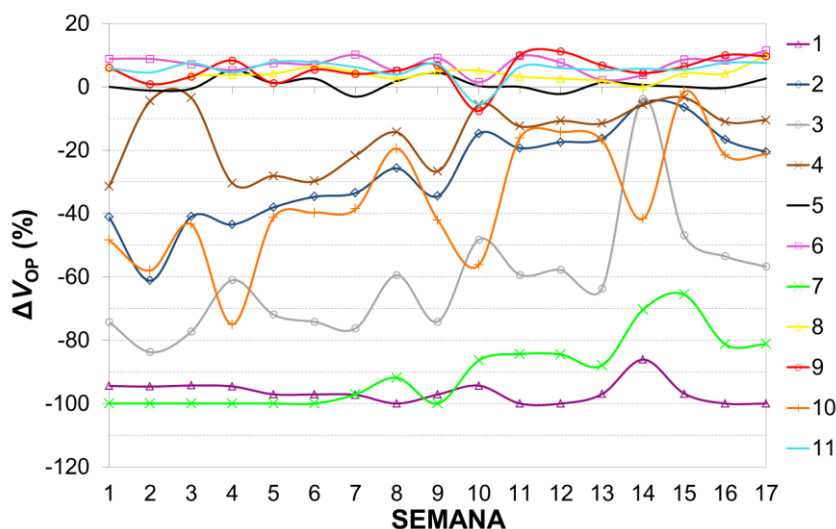


Figura 3.16 – Evolução de ΔV_{op} entre os módulos localizados nos polos das 11 séries FV estudadas.

As únicas amostras que não reverteram consideravelmente haviam apresentado elevados índices de degradação após a indução artificial de PID, cenário pouco representativo das condições reais encontradas em campo. A operação de módulos fotovoltaicos com tais índices de degradação é bastante afetada pela atuação do diodo de *bypass*, o que faz com que o módulo se comporte como um curto-circuito e não permita a visualização da evolução positiva da tensão até que a degradação atinja um limiar que faça o módulo contribuir com a série fotovoltaica. De fato, aparentemente, este é o caso do Módulo 7, que começou a apresentar indícios de recuperação a partir do terceiro mês do experimento.

De maneira geral, a evolução positiva dos módulos fotovoltaicos do experimento explica a falta de indícios de PID nos primeiros dois anos de operação da central, além de reiterar o argumento de exclusão da ocorrência futura da PID na instalação. Infelizmente a campanha de medições teve de ser interrompida, pois as partes que estavam negociando a central chegaram a um acordo final. O proprietário decidiu, por fim, utilizar nos inversores o circuito anti-PID para garantir que o fenômeno não se desenvolva.

O custo do circuito é irrelevante comparado à perda de desempenho que PID pode causar, portanto a solução possui boa relação custo/benefício para evitar esse tipo de degradação precoce. Adicionalmente, sugere-se avaliar os efeitos em longo

prazo da polarização positiva, uma vez que pode causar danos irreversíveis ao gerador fotovoltaico, como mostram Brecl, Bokalic e Topic (2017).

A Figura 3.17 mostra a evolução de ΔV_{op} somente dos módulos fotovoltaicos degradados e conectados às séries fotovoltaicas submetidas à recuperação noturna, enquanto que a Figura 3.18 refere-se aos módulos submetidos à recuperação natural. Considerando inicialmente os módulos que apresentaram recuperação considerável (módulos 2, 4 e 10), percebe-se que a evolução temporal de suas respectivas ΔV_{op} é bastante semelhante ao longo dos meses de experimento e que todos estabilizaram próximo de 20 %. Desse modo, pelo menos a princípio, a aplicação de tensão reversa, nos níveis dos circuitos anti-PID disponíveis comercialmente (600 V), tem eficácia limitada para catalisar a recuperação em campo.

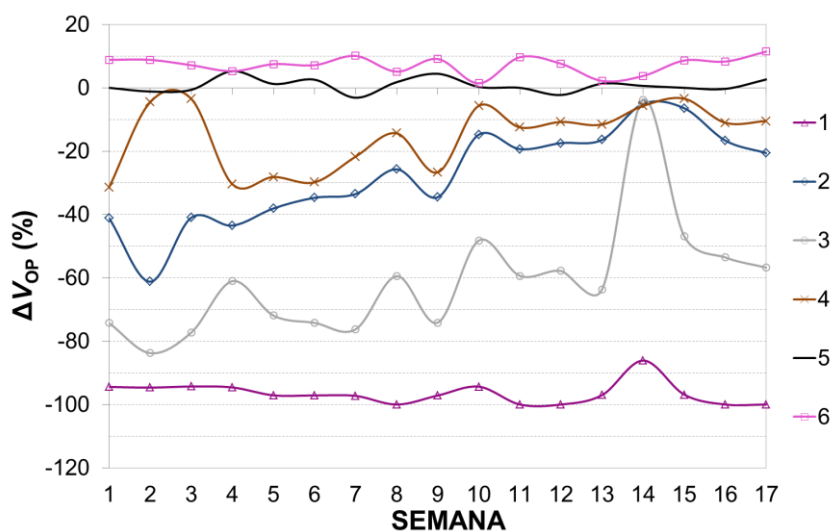


Figura 3.17 – Evolução de ΔV_{op} nos módulos submetidos à recuperação noturna.

Moretón (2016) mostra o caso de uma instalação fotovoltaica, localizada no Peru, afetada por PID. Para acelerar a recuperação, e devido às características do sistema, aterrou-se o polo negativo do gerador fotovoltaico por dois meses, para então implementar nos inversores circuitos anti-PID. Os resultados mostraram que a potência do gerador apresentou 3% de aumento durante o período que operou com a parte ativa aterrada, enquanto que o acréscimo de potência após dois meses operando com o circuito anti-PID foi de 0,9%. Não há informações sobre a faixa de

tensão utilizada no circuito e o intervalo de tempo entre a utilização das duas metodologias, limitando a abrangência da análise.

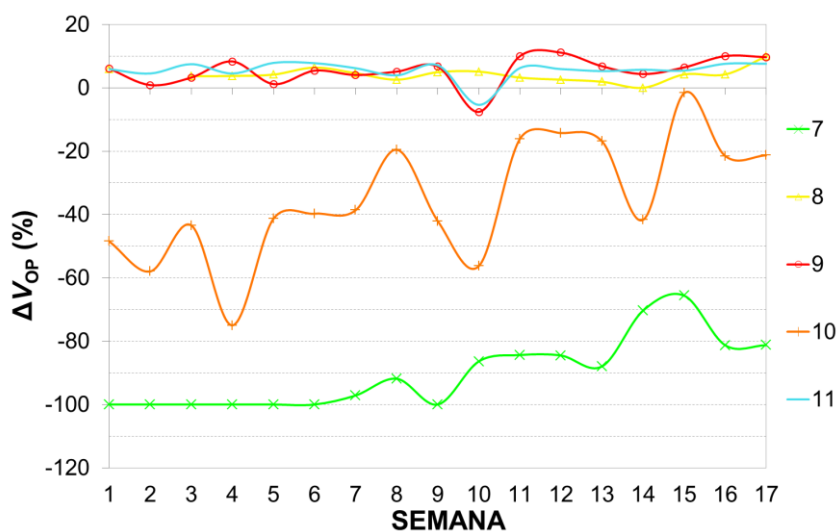


Figura 3.18 – Evolução de ΔV_{op} nos módulos sujeitos à recuperação natural.

3.3.2. Estudo de caso: instalação em geração distribuída

Os geradores fotovoltaicos de SFCR são compostos por uma ou diversas séries fotovoltaicas conectadas em paralelo, sendo a escala do sistema definida de acordo com a quantidade de séries que constituem o gerador fotovoltaico. O tamanho da série - a quantidade de módulos conectados - depende das características da tensão de entrada do inversor aliadas às particularidades climáticas do local de instalação.

A tendência das últimas décadas mostra que os fabricantes de inversores aumentaram a admissibilidade de tensão de entrada, expandindo o leque de configurações possíveis. Atualmente, os inversores para conexão à rede elétrica possuem padrões semelhantes de faixas de operação da tensão de entrada, seja em nível de kW ou de MW.

Os inversores atuais para conexão à rede em geração distribuída (GD), normalmente a partir de 5 kW de potência nominal, também operam com tensões elevadas em c.c. para os níveis praticados em sistemas fotovoltaicos. É usual estes equipamentos possuírem faixas de SPMP com limite superior de até 850 V – 900 V e limiar de tensão na mesma magnitude da máxima de sistema admissível para os módulos fotovoltaicos (1000 V).

A chegada da nova geração de módulos de 1500 V fez com que os inversores fossem adaptados a tensões mais elevadas e a faixa de SPMP para os novos produtos está no nível de kV. Portanto, os geradores fotovoltaicos de sistemas de pequeno porte também podem estar sujeitos às condições que favorecem o aparecimento da PID. Isto faz com que seja indicado avaliar a ocorrência do fenômeno em sistemas enquadrados na micro/mini geração conectados à rede de distribuição da concessionária.

Partindo deste princípio, buscou-se realizar experimento semelhante ao apresentado na seção 3.3.1, que consiste em degradar módulos em laboratório e instalá-los em campo para acompanhar a sua evolução. Porém, desta vez conectados em inversores de GD. Periodicamente foram medidas as curvas $I \times V$ individualmente dos módulos pré-degradados e a curva $I \times V$ do conjunto, ou seja, da série fotovoltaica na qual os módulos foram instalados. Adicionalmente, mediram-se continuamente V_{op} dos módulos situados nas extremidades da série para avaliar a evolução do fenômeno sem a necessidade de desconexões.

No Capítulo 2 são apresentados os ensaios de propensão à PID em laboratório dos 20 módulos fotovoltaicos, cujos dados técnicos podem ser vistos na Tabela 2.1. Os mesmos módulos compuseram a série fotovoltaica utilizada no estudo de avaliação de PID em GD, sendo que os seis módulos submetidos aos ensaios cíclicos foram os escolhidos para serem inseridos na série após passarem pela indução de PID. Em campo, instalaram-se os módulos pré-degradados na série de acordo com as posições mostradas na Figura 3.19.

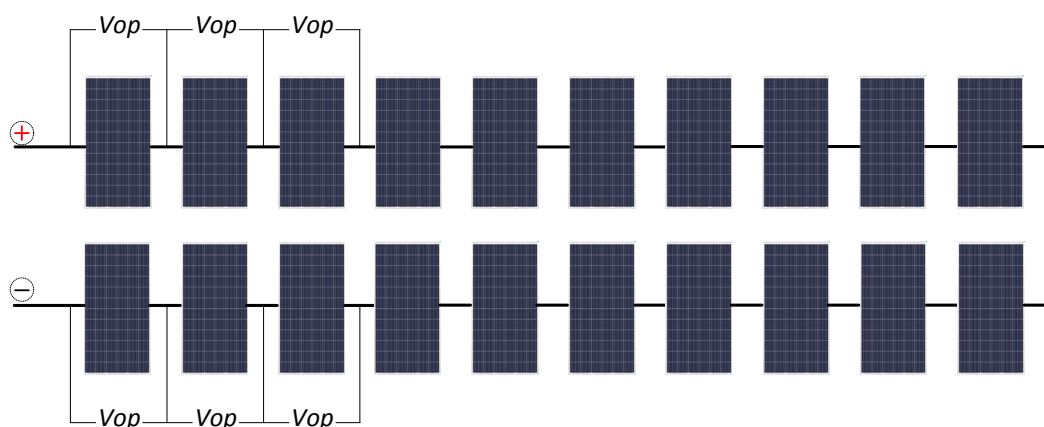


Figura 3.19 - Posição dos módulos ensaiados na série FV: medidas das tensões individuais de operação.

As V_{op} dos seis módulos foram monitoradas e registradas em intervalos de um minuto através de um registrador de dados. Simultaneamente foram registrados os valores de irradiância e temperatura de célula a partir dos sinais provenientes de uma célula e um módulo de referência calibrados. Adicionalmente, o inversor no qual a série fotovoltaica foi conectada possuía o circuito anti-PID, o que permitiu avaliá-lo como método de predição e manutenção preventiva/corretiva de PID.

Tentou-se reproduzir a característica cíclica da degradação ao realizar a indução de PID em módulos fotovoltaicos no laboratório. Para tanto, estes foram instalados em campo e seu comportamento monitorado: caso os módulos apresentassem sinais de recuperação, realizava-se outro período de degradação no laboratório para posteriormente reinseri-los na série. Reproduzir a ciclicidade do fenômeno e posicionar os módulos afetados em diferentes polarizações na série fotovoltaica pode servir como diagnóstico e predição de PID, uma vez que os módulos estarão sujeitos a magnitudes de tensão distintas durante a operação do sistema.

Dos seis módulos utilizados na pré-degradação, um deles (Módulo 6) não havia apresentado sinais de PID nos ensaios de laboratório mostrados no Capítulo 2. Este módulo foi utilizado como referência de V_{op} nas análises. Os módulos mais afetados durante a indução de PID no laboratório foram posicionados nas extremidades da série fotovoltaica: Módulo 1 polarizado positivamente e Módulo 2 negativamente. Na Figura 3.20 é possível visualizar o gerador das instalações do IES, com detalhe para a série fotovoltaica objeto de estudo, onde foram instalados os módulos pré-degradados em laboratório, e o abrigo que aloja o inversor de GD. Para exemplificar o perfil característico das medidas V_{op} , a Figura 3.21 mostra os traçados, para um dia de operação, das tensões individuais dos seis módulos monitorados, assim como a irradiância aferida.

No início da operação e ao final da tarde, as dispersões de tensão são mais significativas, uma vez que a influência da dispersão de R_p , para módulos conectados na mesma série fotovoltaica, é mais acentuada em menores níveis de irradiância. Outro ponto interessante a se observar na Figura 3.21 refere-se ao perfil da V_{op} dos módulos ao longo do dia. Para os módulos não afetados, V_{op} é bastante influenciada pela temperatura, tendendo a diminuir à medida que aumenta a irradiância e, conseqüentemente, a temperatura de célula. Para os módulos mais

afetados, percebe-se uma tendência de elevação de V_{op} a partir do momento em que o inversor se conecta à rede até a irradiância alcançar 800 W/m^2 aproximadamente, mantendo o nível de tensão com pequena influência da temperatura, pelas próximas cinco horas do dia.



Figura 3.20 – Vista aérea das instalações do IES-UPM: a série FV objeto de estudo é composta pelas duas fileiras superiores.

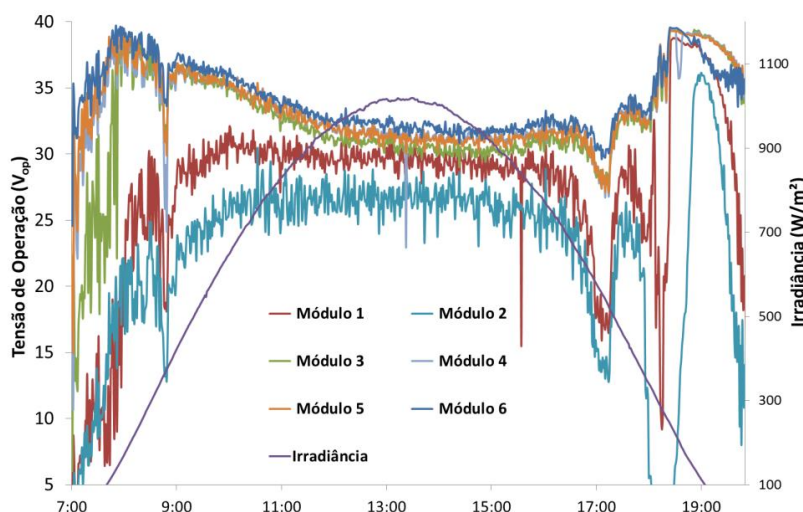


Figura 3.21 - Perfil diário de V_{op} : módulos com diferentes níveis de degradação operando em uma mesma série FV.

Uma possível explicação para este fenômeno se relaciona com a dinâmica da recuperação da PID: a elevação da temperatura do módulo fotovoltaico aumenta a resistividade da superfície e cria ambiente desfavorável à corrente de fuga e mais favorável à movimentação dos íons deletérios para fora da estrutura cristalina da célula fotovoltaica. O efeito da recuperação na modelagem da característica $I \times V$ do

módulo é o aumento de R_p , que eleva V_{op} e diminui a dispersão entre módulos na série. Em campo, durante a operação normal do gerador, a recuperação dos módulos afetados é limitada pelo regime de temperatura e pela polarização a que estão sujeitos na série, daí sua dinâmica mais lenta que em laboratório.

A Figura 3.22 mostra os histogramas das frequências de ocorrência de tensão de operação para os seis módulos fotovoltaicos durante os dois primeiros dias de operação após serem inseridos na série fotovoltaica. Consideraram-se válidos os dados do período que compreende a conexão do sistema à rede, pela manhã, até sua desconexão, à tarde.

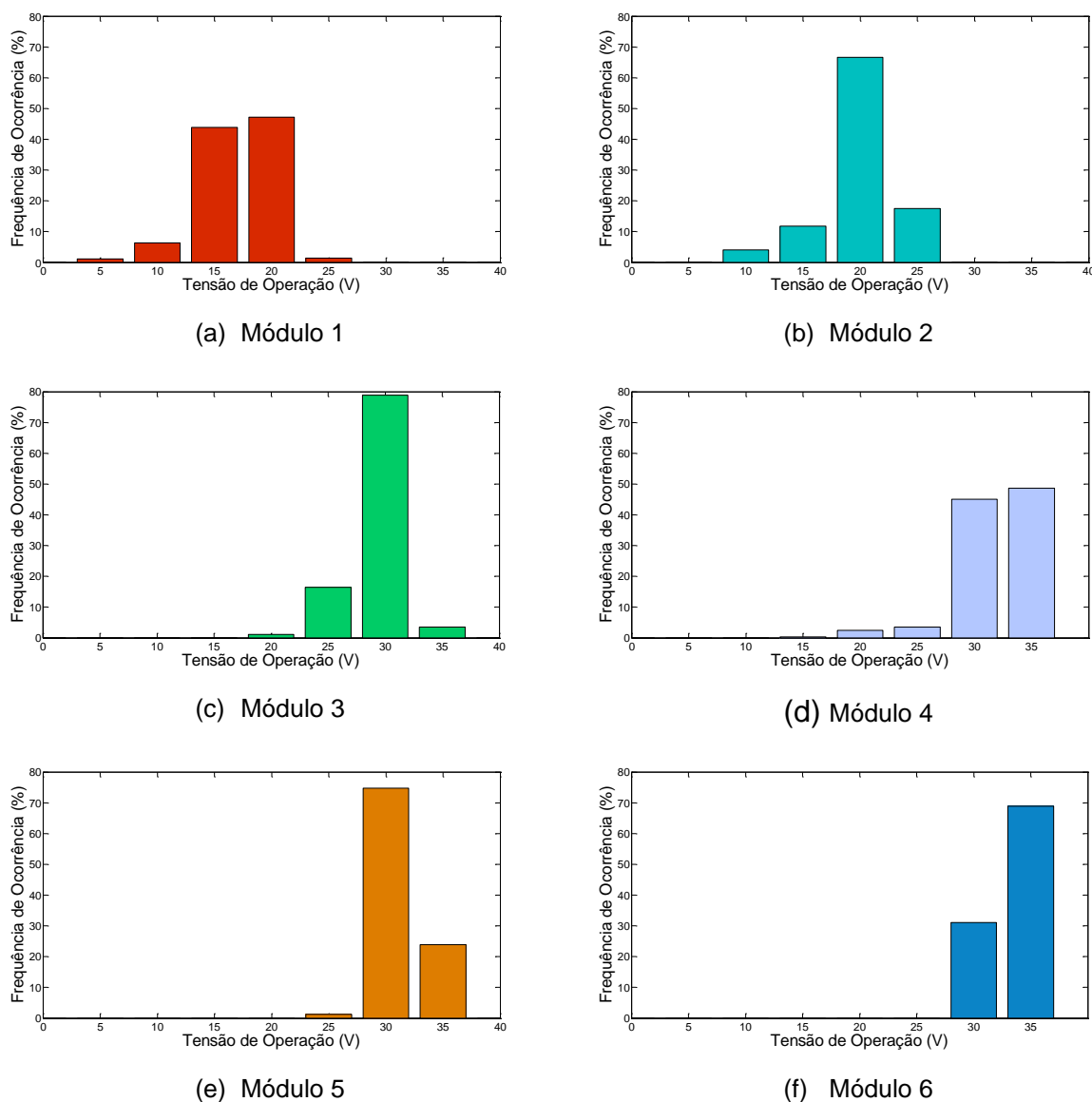
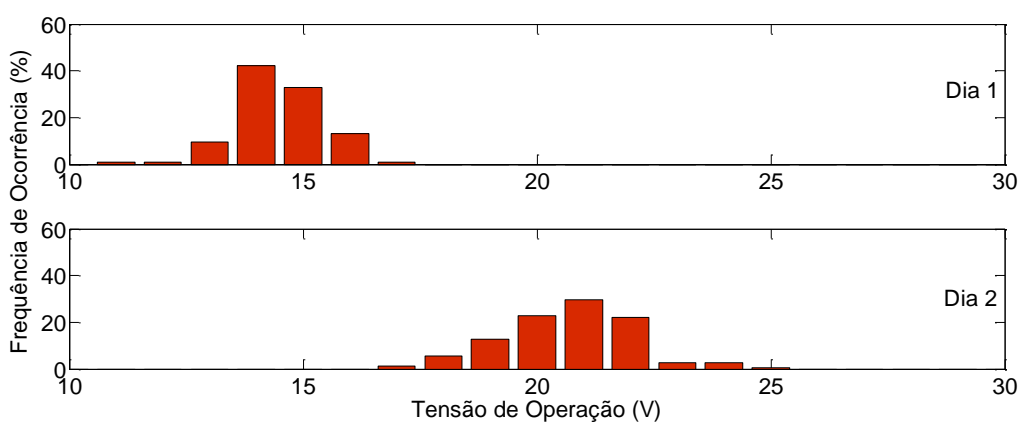


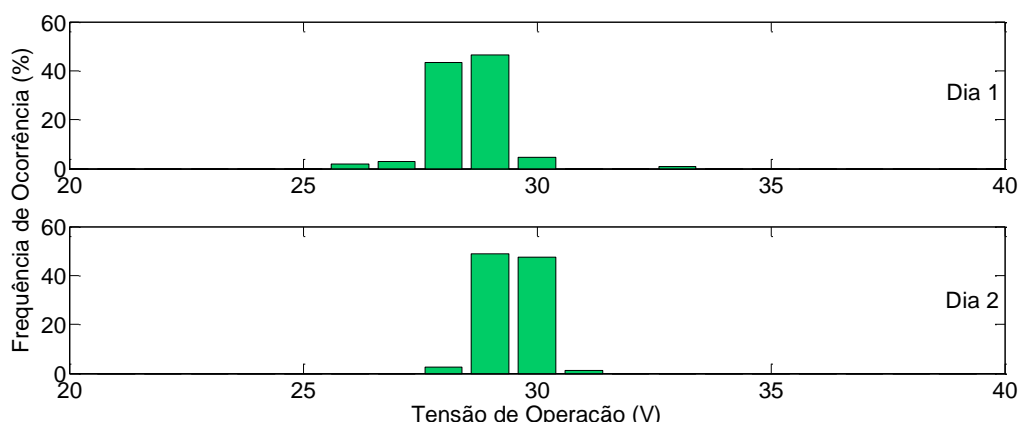
Figura 3.22 – Histograma de V_{op} para módulos com diferentes níveis de degradação operando na mesma série FV por dois dias.

Como era de se esperar, os módulos mais degradados possuem maiores concentrações de ocorrência em tensões menores. Já as ocorrências nestes módulos estão mais uniformemente distribuídas no entorno do centro e podem estar relacionadas, primeiramente, com maiores dispersões em V_{op} , no início e ao final da operação do sistema. Como a dinâmica da recuperação é contínua, considerar um período maior de dados, no caso de dois dias, engloba cenários com diferentes níveis de degradação e ocasiona diferentes perfis de V_{op} . Isto torna o perfil das ocorrências de tensão mais semelhante a uma distribuição normal.

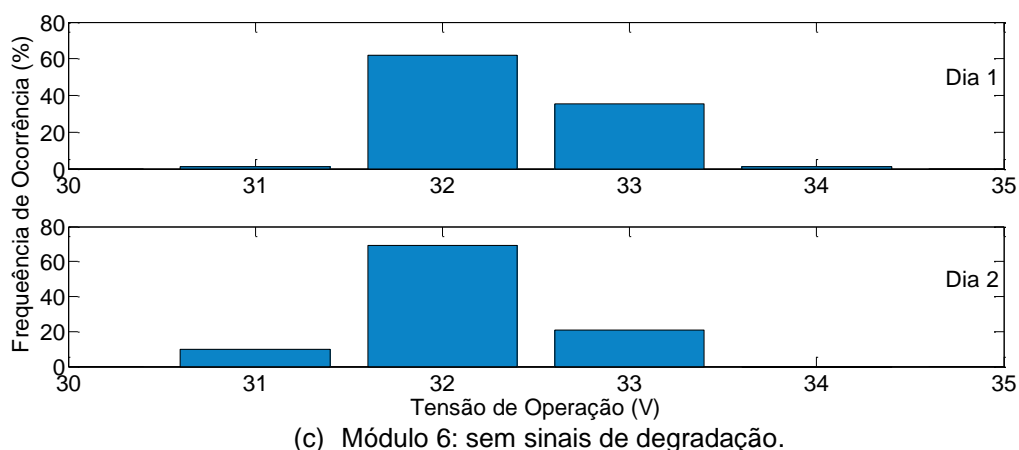
O efeito da recuperação da PID faz com que V_{op} também cresça continuamente, especificamente em casos nos quais a recuperação seja maior que a degradação. Analisar perfis diários de tensão e perceber que módulos degradados apresentam evolução positiva em V_{op} é um sinal de que a ocorrência da PID no local é baixa. Isto pode ser verificado ao analisar os histogramas de V_{op} da Figura 3.23, para três módulos fotovoltaicos em dois dias sucessivos, onde se considerou apenas os valores de tensão nos momentos de irradiância maior ou igual a 900 W/m^2 .



(a) Módulo 1 – Degradação em P_{mp} de 68 % no dia 1 e 25 % no dia 2.



(b) Módulo 3 - Degradação em P_{mp} de 21 % no dia 1 e 7 % no dia 2.



(c) Módulo 6: sem sinais de degradação.

Figura 3.23: Histogramas diários de V_{op} para irradiâncias acima de 900 W/m^2 .

Após a pré-degradação em laboratório, ao medir as curvas $I \times V$ em iluminação antes de inserir os módulos na série fotovoltaica, o Módulo 1 apresentou 68% de perdas em P_{mp} , enquanto que o Módulo 2 diferiu em 21 % do valor inicial. Ao aferir as curvas $I \times V$ no dia seguinte, ambos apresentaram evolução positiva em suas potências máximas e na tensão de operação, tendo o Módulo 1 uma dinâmica mais rápida e corroborando o observado no laboratório: a recuperação é mais acentuada nas primeiras 24 h do ensaio. O Módulo 6 não apresentou indícios de degradação em potência e, por isto, sua tensão de operação se manteve na mesma faixa durante os dois dias.

Durante o período dos experimentos, o SFCR ficou indisponível por algumas semanas: em um primeiro momento, o inversor desconectava devido a uma falha no medidor de resistência de isolamento do lado c.c., o qual atuava o relé de desconexão por risco de baixo isolamento. Em outro momento, parte da série fotovoltaica objeto de estudo foi utilizada em outro experimento do Grupo de Sistemas do IES-UPM.

Ao analisar o perfil da tensão individual dos módulos após uma desconexão, é possível comparar a influência da degradação na tensão em diferentes condições operacionais, como mostra a Figura 3.24. Ao conectar-se à rede, percebe-se a tendência de elevação de V_{op} dos módulos degradados e o decréscimo gradual na dispersão destes em relação aos outros módulos. No momento em que o inversor desconecta da rede elétrica, os módulos fotovoltaicos entram em V_{oc} , sendo que os seis módulos, apesar de possuírem diferentes níveis de degradação, estabilizam em tensões muito próximas.

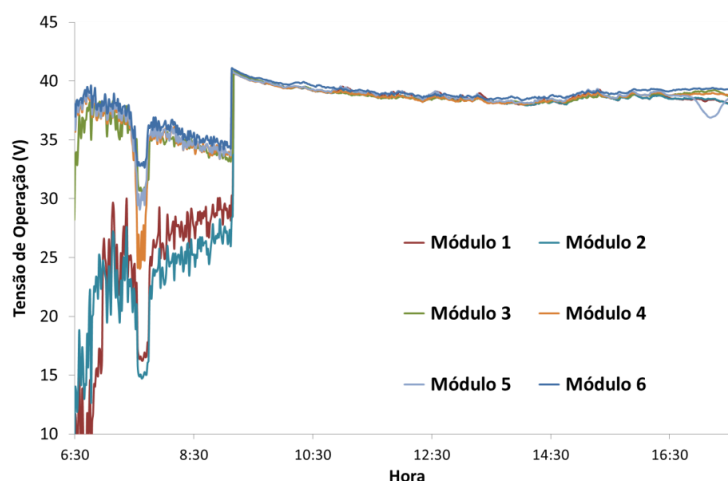


Figura 3.24 – Efeitos de PID em V_{op} e V_{oc} : maiores dispersões em operação.

A série fotovoltaica fora de serviço serviu para avaliar o impacto em V_{oc} de módulos degradados e confirmar, mais uma vez, que a PID não influencia esta variável de forma a tornar sua medida uma metodologia de detecção precoce em módulos de c-Si com base p, posto que a dispersão em V_{op} é muito mais acentuada do que a dispersão em V_{oc} .

Tratando efetivamente da predição de PID na instalação, após a pré-degradação, posicionaram-se os módulos mais afetados nas extremidades da série fotovoltaica (Módulo 1 no polo positivo e Módulo 2 no polo negativo) e foram medidas as curvas $I \times V$ individuais diariamente. Assim, pôde-se acompanhar a evolução das perdas de potência máxima devido exclusivamente à PID para cada módulo. Definiram-se como valores de referência as potências dos módulos fotovoltaicos medidas em iluminação e extrapoladas as STC antes dos ensaios em laboratório apresentados no Capítulo 2.

Além disto, as medições contínuas de V_{op} servem para avaliar a evolução das perdas efetivas em operação. Para fins de comparação, os dados de tensão são considerados válidos quando a irradiância medida pela referência calibrada está acima de 900 W/m^2 por, pelo menos, dois minutos. Os resultados, em termos das diferenças percentuais de potência e tensão (média aritmética dos valores diários considerados), para uma semana de operação contínua do sistema, são mostrados na Figura 3.25.

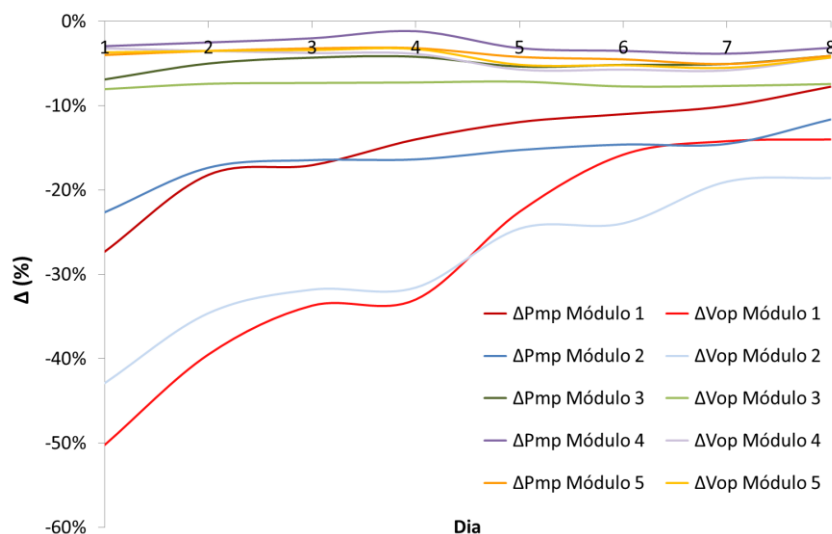


Figura 3.25 - Evolução da recuperação natural da PID em módulos afetados.

O Módulo 1 apresentou maior celeridade de recuperação em campo do que o Módulo 2. Entretanto não se pode afirmar que a polarização positiva catalisou a recuperação natural do módulo mais degradado uma vez que este já havia apresentado maior rapidez de recuperação nos ensaios em laboratório. O ponto principal do acompanhamento da evolução do fenômeno é avaliar se há recuperação para excluir a possibilidade da ocorrência da PID em campo. A diminuição das perdas de potência máxima e das perdas efetivas, ao longo do tempo para módulos distintamente polarizados, indica que a ocorrência da PID pode ser descartada no local da instalação para o modelo de módulo fotovoltaico testado.

É interessante observar o comportamento dos módulos menos degradados: Módulos 3 e 5, polarizados positivamente na série fotovoltaica; e Módulo 4 negativamente. Ainda que o Módulo 3 tenha apresentado um nível razoável de degradação (7 % em P_{mp}) após o ensaio em laboratório e de não haver estresse por polarização negativa durante o período de ensaio, não houve recuperação total em potência, mostrando que a recuperação natural possui limitações, inclusive para módulos pouco degradados. De fato, os Módulos 3, 4 e 5 não apresentaram diferenças significativas entre os valores de potência no início e no final do ensaio. Porém a dispersão de tensão é detectável, principalmente no Módulo 3, o que permitiria um diagnóstico precoce de PID.

O diagnóstico precoce da PID é essencial para evitar que a degradação atinja níveis de irreversibilidade e pode ser alcançado por meio de medidas preditivas, como o acompanhamento de V_{op} , e supervisão constante do desempenho do

sistema. Entretanto, o que se tem visto nas instalações afetadas por PID é a busca por soluções corretivas após a detecção da perda de desempenho ou seja, quando o prejuízo começa se tornar evidente.

Por ser um fenômeno que ocorre nos primeiros anos de operação, normalmente as garantias de produto ainda são válidas quando da detecção de PID, porém o processo de requisição da mesma pode ser demorado. A busca por soluções rápidas que evitem maiores perdas fizeram os circuitos anti-PID se difundirem no mercado. O circuito da Figura 3.26 é a solução do fabricante do inversor utilizado nos experimentos em GD que aplica, 600 V, à noite, entre moldura aterrada e os terminais do gerador fotovoltaico.



Figura 3.26 - Detalhe do circuito anti-PID adicionado ao inversor

Buscando avaliar a capacidade do circuito em reverter o fenômeno, realizou-se o seguinte experimento: o mesmo módulo fotovoltaico, no caso o Módulo 1, operou continuamente em uma série fotovoltaica, sujeito à mesma polarização, em duas semanas diferentes. Na primeira, o circuito anti-PID estava conectado, enquanto que, na segunda, o módulo ficou sujeito somente à recuperação natural durante a noite. Foram tomadas curvas $I \times V$ do módulo fotovoltaico e sua V_{op} monitorada continuamente. A Figura 3.27 apresenta os resultados em termos das diferenças percentuais de potência máxima e tensão de operação.

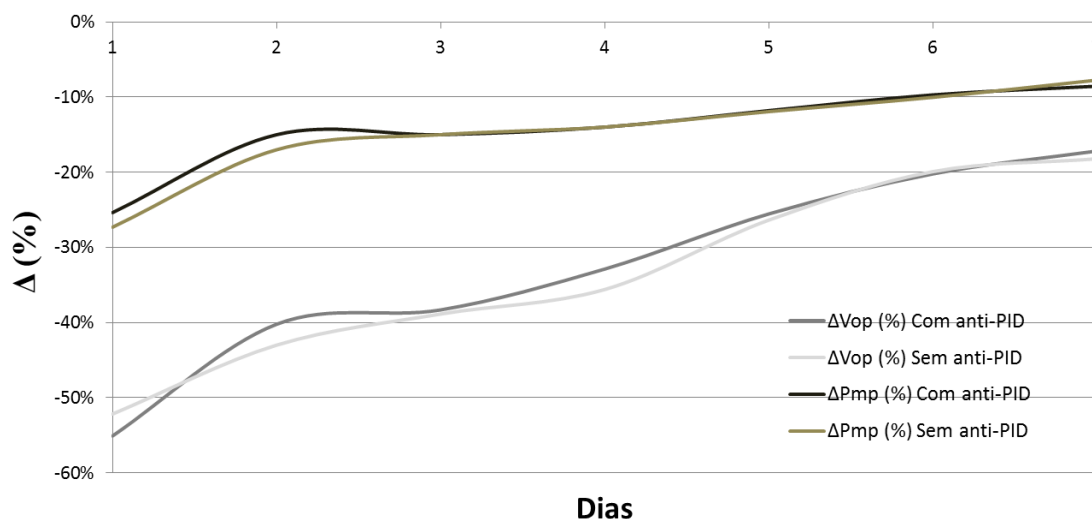


Figura 3.27 - Evolução da recuperação do módulo 1 em dois cenários: com e sem o circuito anti-PID ativado.

As duas semanas de análise apresentaram perfis de irradiância diárias equivalentes, o que permite certo grau comparativo. Apesar das perdas efetivas e em P_{mp} terem sido similares ao final de cada período, suas evoluções mostram que a recuperação com o circuito conectado é mais intensa no primeiro dia. A utilização de circuitos anti-PID, além de evitar o aparecimento do fenômeno, de certo modo pode acelerar sua recuperação no curto prazo.

Destaca-se a dinâmica do processo: no laboratório, a recuperação mais acentuada se dava nas primeiras 24 h após se aplicar os 1000 V e os módulos recuperaram quase a totalidade da potência. Como os circuitos anti-PID não alcançam esse nível de tensão e uma vez que o fenômeno é fortemente influenciado pela magnitude da polarização (KADEN et al., 2013), faz sentido a recuperação em campo não proporcionar o mesmo desempenho. Aumentar a tensão dos circuitos seria a solução imediata; por outro lado, a polarização positiva e prolongada de células de células fotovoltaicas aliada à umidade e temperatura pode produzir consequências irreversíveis à estrutura da célula e do módulo fotovoltaico, como a corrosão dos contatos metálicos e delaminação do encapsulamento.

O último ciclo do experimento buscou avaliar a capacidade de recuperação completa dos módulos fotovoltaicos após uma sessão de pré-degradação mais severa. Neste ensaio todos os módulos apresentaram degradação, inclusive o Módulo 6, que pela primeira vez apresentou perda em P_{mp} próxima a 5 %. Ao longo de oito semanas de operação, medidas IxV realizadas permitiram acompanhar a

evolução da potência individual dos módulos degradados, que pode ser vista na Figura 3.28. Vale ressaltar que o sistema ficou fora de operação durante parte das semanas 2 e 3, período em que os módulos ficaram sujeitos a recuperação natural em circuito aberto.

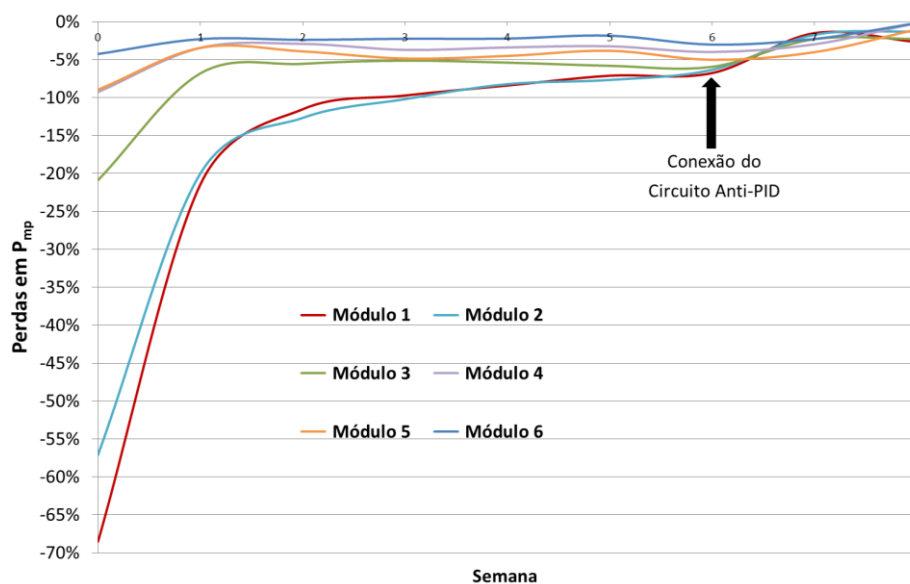


Figura 3.28 - Recuperação em campo de todos os módulos ensaiados

Realizou-se a medida inicial do experimento no dia em que série fotovoltaica foi posta em operação e a medida 1 no dia posterior. A recuperação nas primeiras 24h foi bastante significativa para módulos com degradação severa, mesmo sem o circuito anti-PID. Essa afirmação pode ser explicada a partir da dinâmica da PID no semicondutor: faz-se necessário um alto valor de potencial elétrico para movimentar o íon deletério, no caso Na^+ , de sua posição de equilíbrio até as interfaces $\text{SiN}_x/\text{SiO}_x/\text{Si}$. Após este primeiro estágio, os íons difundem espontaneamente na rede cristalina, ocasionando falhas na sua estrutura.

Para a recuperação, o contrário é verdadeiro: uma vez que cessa o potencial que catalisou a degradação, o PID é revertido inicialmente devido ao regime de temperatura do local, o qual influencia na difusão natural dos íons para fora da rede cristalina. Após o segundo dia de operação, a recuperação ocorre de forma mais lenta, uma vez que a mobilidade iônica no segundo estágio de difusão é majoritariamente influenciada pela tensão.

Após cinco semanas de recuperação natural, a potência de todos os módulos havia evoluído positivamente. Entretanto quatro módulos ainda apresentavam

degradação maior que 5 % e sem sinais de evolução positiva acentuada. A partir da semana 6, utilizou-se o circuito anti-PID como medida de manutenção corretiva e, após sua conexão, percebeu-se que as perdas em P_{mp} foram reduzidas. O circuito ficou ativo por duas semanas e, ao final do experimento, todos os módulos haviam recuperado potência, com perdas abaixo de 2,5 %.

A série fotovoltaica foi aferida em três momentos durante o experimento: inicialmente, na semana 4 e ao final dos ensaios. Na Figura 3.29 são apresentadas as curvas $I \times V$ onde se percebe os efeitos da PID em seu traçado, principalmente na declividade da reta da I_{sc} e, em menor escala, na V_{oc} . A Tabela 3.4 contém os valores de máxima potência, extrapolados a STC, e da R_p da série, onde se nota a tendência de recuperação do fenômeno ao longo do experimento.

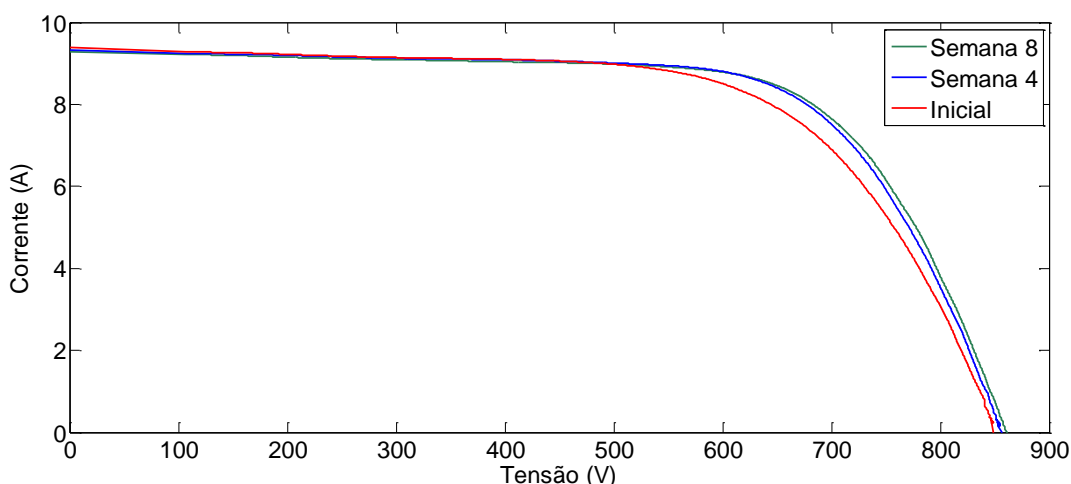


Figura 3.29 – Curvas $I \times V$ da série FV extrapoladas a STC.

Tabela 3.4 – Potência máxima extrapolada a STC e R_p da série FV.

| Semana | P_{mp}^* (kW) | R_p (kΩ) |
|---------------|-----------------------------------|--|
| Inicial | 5,17 | 1,74 |
| 4 | 5,46 | 2,61 |
| 8 | 5,51 | 3,12 |

No caso particular da curva inicial, alguns módulos ensaiados apresentavam uma degradação severa em potência antes de serem postos em operação. Na prática, em uma instalação afetada por PID, este nível de degradação, propagada de

maneira uniforme entre as séries fotovoltaicas, ocasionaria perdas de desempenhos detectáveis através de um acompanhamento mais criterioso pelo próprio sistema supervisorio da instalação. Adicionalmente, a medida da curva $I \times V$ permite a extração dos parâmetros característicos da série. A Tabela 3.4 mostra que também há influência significativa na R_p da série fotovoltaica, o que poderia ser considerado um indício de PID.

O efeito da PID em P_{mp} , quando se compara a semana 4 com a semana 8, um cenário de baixo índice de degradação que pode ser associado com a iminência de ocorrência, não é facilmente perceptível somente com a medida $I \times V$ da série fotovoltaica devido à pequena quantidade de módulos afetados. Nesse caso, a vigilância constante do desempenho da instalação pode ser um indicativo. Entretanto, a confirmação do diagnóstico somente é possível com atuações mais específicas. Este capítulo mostra que o procedimento de medição de V_{op} é bastante útil na detecção precoce, predição e acompanhamento do fenômeno, além de poder ser facilmente adicionado às rotinas de manutenção preditiva da instalação.

3.4. Considerações

As experiências com PID em instalações fotovoltaicas operativas serviram como suporte experimental da metodologia de medir tensões operacionais de módulos fotovoltaicos para duas proposições diferentes: detecção e predição do fenômeno. Aferir e comparar as tensões dos módulos localizados em ambos os polos de uma série fotovoltaica é um método adequado para detectar PID, além de ter se mostrado alternativa para estimar as perdas em módulos individuais. A metodologia pode ser facilmente adicionada às rotinas de manutenção preditiva da instalação e é importante para aumentar as possibilidades de um diagnóstico precoce da ocorrência da degradação antes de consequências irreversíveis.

Adicionalmente, propõe-se o método de monitorar e analisar a evolução de PID em campo de módulos instalados no extremo negativo do gerador fotovoltaico, e que tenham sido previamente degradados em laboratório, para antecipar a ocorrência da PID na instalação em longo prazo. A evolução positiva da potência e da tensão de operação representa índice de recuperação da PID maior do que a probabilidade de sua formação, sugerindo que não haverá desenvolvimento da degradação no futuro.

O circuito anti-PID foi utilizado como metodologia de prevenção da degradação e mostrou-se favorável à recuperação do fenômeno em curto prazo. Necessita-se ainda avaliar a aplicabilidade e a eficácia da utilização periódica de tensão reversa para evitar exposição prolongada de módulos de c-Si a polarização positiva e, conseqüentemente, seus efeitos secundários indesejáveis.

CONCLUSÕES

Esta tese avaliou a ocorrência da PID em módulos e instalações fotovoltaicas de c-Si. A revisão bibliográfica realizada mostra que, apesar de ser um assunto investigado há mais de uma década, ainda persistem características da degradação pouco exploradas, principalmente relacionadas aos SFCR.

A PID pode ocorrer, com diferentes dinâmicas, em todas as tecnologias de células de c-Si, porém apresenta característica reversível. Como conclusões gerais dos ensaios em laboratório, podem-se destacar as seguintes:

- a degradação afeta principalmente a R_p dos módulos fotovoltaicos;
- é importante avaliar o ciclo completo da PID para caracterizar a capacidade de recuperação da amostra. Uma provável avaliação de conformidade deve prever o ensaio de recuperação, como proposto no Capítulo 2;
- a medida da característica I_xV no escuro é apontada como ferramenta adequada para estimar a perda de potência da amostra durante o ensaio da PID;
- a recuperação é mais rápida e começa a ocorrer assim que o potencial reverso é aplicado, devido à maior mobilidade que os íons deletérios possuem para sair da falha na rede cristalina;
- as correntes de fuga não se mostraram uma variável interessante para ser relacionada com o nível de degradação;
- a PID em módulos fabricados com células de base tipo “n” é mais rápida quando comparada as outras estruturas de células fotovoltaicas e apresenta característica de saturação. Neste caso, a degradação afeta a sensibilidade espectral para ondas curtas e se percebe redução na capacidade de corrente e em V_{oc} .

Em relação à ocorrência da PID em campo, destacam-se as seguintes conclusões:

- os efeitos da degradação no desempenho do módulo fotovoltaico afetado fazem com que aumentem as perdas por dispersão entre módulos conectados na mesma série fotovoltaica e, conseqüentemente, as perdas efetivas em operação;
- módulos fotovoltaicos com elevados níveis de degradação, quando postos em operação, apresentam característica particular devido à recuperação da PID: sua tensão de operação sobe com a elevação da temperatura;
- a metodologia de medida das tensões individuais de módulos fotovoltaicos em operação se mostrou adequada para detectar PID em diferentes tecnologias de c-Si, inclusive em um panorama de baixo nível de degradação;
- aferir simultaneamente V_{op} de módulos fotovoltaicos afetados e não afetados se mostrou uma ferramenta de baixa complexidade de execução: pode ser facilmente adicionada ao regime de manutenção preditiva de uma instalação e também ser utilizada como estimativa das perdas efetivas em operação dos módulos fotovoltaicos degradados.

PID é um tipo de degradação bastante explorada na literatura científica a nível de célula/ módulo fotovoltaico, uma vez que se busca evitar o fenômeno utilizando materiais encapsulantes resistentes à movimentação iônica causada pela polarização. Por outro lado, a ocorrência e os métodos para lidar com a PID em campo ainda são pouco explorados. Os resultados obtidos nesta tese, através, principalmente, da aplicação do método de medição de tensões operacionais, mostraram-se úteis, à medida que apontam um caminho para a detecção rápida, eficaz e de baixo custo para qualquer tecnologia de gerador fotovoltaico de c-Si.

A partir dos resultados e constatações da pesquisa apresentada, sugerem-se os seguintes trabalhos futuros para pesquisas correlatas:

- avaliação e estabelecimento de procedimentos de inspeção de PID, em campo, com fins de manutenção preditiva;
- avaliação dos efeitos da exposição prolongada à tensão dos circuitos anti-PID em módulos fotovoltaicos instalados em campo;

- avaliação da predição, detecção e recuperação de PID em geradores fotovoltaicos operando com tensões em c.c. acima de 1 kV;
- estudo das distribuições de tensão operacional de módulos individuais e sua relação com os efeitos da degradação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BAUER, J.; NAUMANN, V.; GROSSE, S.; HAGENDORF, C.; SCHÜTZE, M.; BREITENSTEIN, O. On the mechanism of potential-induced degradation in crystalline silicon solar cells. **Physica Status Solidi (RRL) - Rapid Research Letters**, v. 6, n. 8, p. 331–333, 2012.

BERGHOLD J., FRANK O., HOEHNE H., PINGEL S., RICHARDSON B., W. M. Potential Induced Degradation of solar cells and panels. In: 25th EUPVSEC, 1000 V, Valencia. **Anais...** Valencia: 2010.

BRAISAZ, B.; RADOUANE, K. PID results at low irradiances on c-Si modules. In: 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014, **Anais...**2014.

BRECL, K.; BOKALIC, M.; TOPIC, M. Examination of Photovoltaic Silicon Module Degradation Under High-Voltage Bias and Damp Heat by Electroluminescence. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 139, n. 3, p. 31011, 2017.

C. OLIVEIRA, M. C.; DINIZ CARDOSO, A. S. A.; VIANA, M. M.; LINS, V. F. The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. June, p. 1–19, 2017.

CAROLUS, J.; DE CEUNINCK, W.; DAENEN, M. Irreversible damage at high levels of potential-induced degradation on photovoltaic modules: A test campaign. In: IEEE International Reliability Physics Symposium Proceedings, **Anais...**2017.

CARRILLO, J. M.; MARTÍNEZ-MORENO, F.; LORENZO, C.; LORENZO, E. Uncertainties on the outdoor characterization of PV modules and the calibration of reference modules. **Solar Energy**, v. 155, p. 880–892, 2017.

COLLI, A. The role of sodium in photovoltaic devices under high voltage stress: A holistic approach to understand unsolved aspects. **Renewable Energy**, v. 60, p. 162–168, dez. 2013.

DE LA PARRA, I.; MUÑOZ, M.; LORENZO, E.; GARCÍA, M.; MARCOS, J.; MARTÍNEZ-MORENO, F. PV performance modelling: A review in the light of the quality assurance for large PV plants. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, n. November 2016, p. 780–797, 2017.

DEL CUETO, J. A.; MCMAHON, T. J. Analysis of leakage currents in photovoltaic modules under high-voltage bias in the field. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 10, n. 1, p. 15–28, 2002.

DEL CUETO, J. A.; RUMMEL, S. R. Degradation of photovoltaic modules under high voltage stress in the field. In: Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems III, Proceedings of the SPIE, August, **Anais...**2010.

DHERE, N. G.; SHIRADKAR, N. S.; SCHNELLER, E. Evolution of leakage current paths in MC-Si PV modules from leading manufacturers undergoing high-voltage bias testing. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 4, n. 2, p. 654–658, 2014.

FJÄLLSTRÖM, V.; SALOMÉ, P.; HULTQVIST, A.; EDOFF, M.; JARMAR, T.; AITKEN, B. G.; ZHANG, K.; FULLER, K.; KOSIK WILLIAMS, C. Potential-Induced Degradation of $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ Thin Film Solar Cells. **IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS**, v. 3, n. 3, p. 1090–1094, 2013.

GREEN, M. A. **Solar cells: operating principles, technology and system application**. [s.l.] Prentice-Hall, 1982.

GUO, S.; SCHNELLER, E.; DAVIS, K. O.; SCHOENFELD, W. V. Quantitative analysis of crystalline silicon wafer PV modules by electroluminescence imaging. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, v. 2016–Novem, p. 3688–3692, 2016.

HACKE, P. Testing modules for potential-induced degradation – a status update of IEC 62804. In: PV Module Reliability Workshop, Golden. **Anais...** Golden: 2014.

HACKE, P.; KEMPE, M.; TERWILLIGER, K.; GLICK, S.; CALL, N.; JOHNSTON, S.; KURTZ, S.; BENNETT, I.; KLOOS, M. Characterization of Multicrystalline Silicon Modules with System Bias Voltage Applied in Damp Heat. In: 25th EU PV Solar Energy Conference, July, **Anais...**2010.

HACKE, P.; TERWILLIGER, K.; GLICK, S. H.; PERRIN, G.; WOHLGEMUTH, J.; KURTZ, S.; SHOWALTER, K.; SHERWIN, J.; SCHNELLER, E.; BARKASZI, S.; SMITH, R. Survey of potential-induced degradation in thin-film modules. **Journal of Photonics for Energy**, v. 5, n. 1, p. 53083, 2015a.

HACKE, P.; TERWILLIGER, K.; GLICK, S.; TAMIZHMANI, G.; TATAPUDI, S.; STARK, C.; KOCH, S.; WEBER, T.; BERGHOLD, J.; HOFFMANN, S.; KOEHL, M.; DIETRICH, S.; EBERT, M.; MATHIAK, G. Interlaboratory study to determine repeatability of the damp-heat test method for potential-induced degradation and polarization in crystalline silicon photovoltaic modules. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 5, n. 1, p. 94–101, 2015b.

HACKE, P.; TERWILLIGER, K.; SMITH, R.; GLICK, S.; PANKOW, J.; KEMPE, M.; KURTZ, S.; BENNETT, I.; KLOOS, M. System Voltage Potential- Induced Degradation Mechanisms in PV Modules and Methods for Test Preprint. In: 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, July, **Anais...**2011.

HALM, A.; SCHNEIDER, A.; MIHAILETCHI, V. D.; KODUVELIKULATHU, L. J.; POPESCU, L. M.; GALBIATI, G.; CHU, H.; KOPECEK, R. Potential-induced Degradation for Encapsulated n-type IBC Solar Cells with Front Floating Emitter. **Energy Procedia**, v. 77, p. 356–363, 2015.

HAOUARI-MERBAH, M. **Nuevos procedimientos de análisis de los datos corriente-tensión de iluminación y de oscuridad para la caracterización de células solares**. 2011. Universidad Politécnica de Madrid, 2011.

HARA, K.; JONAI, S.; MASUDA, A. Potential-induced degradation in photovoltaic modules based on n-type single crystalline Si solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 140, p. 361–365, 2015.

HARA, K.; OGAWA, K.; OKABAYASHI, Y.; MATSUZAKI, H.; MASUDA, A. Influence of surface structure of n-type single-crystalline Si solar cells on potential-induced

degradation. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 166, p. 132–139, 2017.

HOFFMAN, A. R.; ROSS JR., R. G. Environmental Qualification Testing of Terrestrial Solar Cell Modules. **Conference Record of the 13th IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 835–842, 1978.

HOFFMANN, S.; KOEHL, M. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. **Prog. Photovolt: Res. Appl.**, v. 15, 2012.

HOFFMANN, S.; KOEHL, M. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, n. 2, p. 173–179, 15 fev. 2014.

HU, Y.; NI, P.; WEI, Q.; LI, C.; MOU, Z.; HU, L.; YAN, Y.; LIU, C.; LU, J.; WU, C. Recovery Method for Solar Modules Affected By Potential Induced Degradation In Utility-Scale Solar Plants. In: 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Munique. **Anais...** Munique: 2016.

IEA. Review of Failures of Photovoltaic Modules. **International Energy Agency**, p. 1–133, 2014.

JAECKEL, B.; COSIC, M.; ARP, J. Investigation of c-Si modules degradation and recovery effect under high potentials: CV-PID. In: 40th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, **Anais...**2014.

JANKOVEC, M.; GALLIANO, F.; ANNIGONI, E.; LI, H.-Y.; SCULATI-MEILLAUD, F.; PERRET-AEBI, L.-E.; MATIC, G.; TOPIC, M. In-Situ Monitoring of Moisture Ingress in PV Modules with Different Encapsulants. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 6, n. 5, p. 2260–2264, 2016.

KADEN, T.; FENGLER, F.; JOST, N.; MÖLLER, H. J. Solar modules under high external voltage: potential induced degradation, leakage currents and electrostatic field. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris. **Anais...** Paris: 2013.

KADEN, T.; LAMMERS, K.; MÖLLER, H. J. Power loss prognosis from thermographic images of PID affected silicon solar modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 142, p. 24–28, nov. 2015.

KAPUR, J.; BENNETT, A.; NORWOOD, J.; HAMZAVYTEHRANY, B.; KUEPPENBENDER, I.; NEMOURS, E. I. D. De. Tailoring Ionomer Encapsulants As a Low Cost Solution To Potential Induced Degradation. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris. **Anais...** Paris: 2013.

KEMPE, M. D.; JORGENSEN, G. J.; TERWILLIGER, K. M.; MCMAHON, T. J.; KENNEDY, C. E.; BOREK, T. T. Acetic acid production and glass transition concerns with ethylene-vinyl acetate used in photovoltaic devices. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 91, n. 4, p. 315–329, fev. 2007.

KOCH, S. Potential Induced Degradation Effects and Tests for Crystalline Silicon Cells. In: NREL Photovoltaic Module Reliability Workshop, Denver. **Anais...** Denver: 2012.

KOEHL, M.; HOFFMANN, S. Impact of rain and soiling on potential induced

degradation. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 24, n. 10, p. 1304–1309, 19 out. 2016.

KÖNTGES, M.; SIEBERT, M.; HINKEN, D. Quantitative analysis of PV-modules by electroluminescence images for quality control. In: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, September, Hamburg. **Anais...** Hamburg: 2009.

LAUSCH, D.; NAUMANN, V.; GRAFF, A.; HÄHNEL, A.; BREITENSTEIN, O.; HAGENDORF, C.; BAGDAHN, J. Sodium Outdiffusion from Stacking Faults as Root Cause for the Recovery Process of Potential-induced Degradation (PID). **Energy Procedia**, v. 55, p. 486–493, 2014.

LECHNER, P.; HUMMEL, S.; GEYER, D.; MOHRING, H. PID-Behaviour of Thin-Film and c-Si PV-Modules. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, **Anais...**2013.

LECHNER, P.; HUMMEL, S.; SCHNEPF, J. Evaluation of Recovery Methods after Potential Induced Degradation of PV Modules. In: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, **Anais...**2015.

LÓPEZ-ESCALANTE, M. C.; CABALLERO, L. J.; MARTÍN, F.; GABÁS, M.; CUEVAS, a.; RAMOS-BARRADO, J. R. Polyolefin as PID-resistant encapsulant material in PV modules. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 144, p. 691–699, jan. 2016.

LÓPEZ, J. M. R.; CRESPO, M. S. H.; PÉREZ, M. R. Materias primas para la fabricación de materiales vítreos y cerámicos. **Revista de la Sociedad Española de Mineralogía**, v. 8, n. 8, p. 33–35, 2008.

LORENZO, E. **Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos**. 1a. ed. [s.l.] Progensa, 2006.

LUO, W.; KHOO, Y. S.; HACKE, P.; NAUMANN, V.; LAUSCH, D.; HARVEY, S. P.; SINGH, J. P.; CHAI, J.; WANG, Y.; ABERLE, A. G.; RAMAKRISHNA, S. Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. **Energy Environ. Sci.**, v. 10, n. 43, p. 43–68, 2017.

MANSHANDEN, P.; BRONSVELD, P. C. P. Investigation of Hydrogenation in n-type Wafers with Ring- and Disc-shaped Defect Zones. **Energy Procedia**, v. 92, p. 857–866, 2016.

MARTÍNEZ-MORENO, F.; LORENZO, E.; MUÑOZ, J.; PARRA, R.; ESPINO, T. On-Site Tests For The Detection Of Potential Induced Degradation In Modules. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris. **Anais...** Paris: 2013.

MASUDA, A.; HARA, Y. Potential-induced degradation of thin-film Si photovoltaic modules. **Japanese Journal of Applied Physics**, v. 56, n. 4, 2017.

MASUDA, A.; HARA, Y.; JONAI, S. Consideration on Na diffusion and recovery phenomena in potential-induced degradation for crystalline Si photovoltaic modules. **Japanese Journal of Applied Physics**, v. 55, n. 2, 2016.

MATHIAK, G.; SCHWEIGER, M.; HERRMANN, W. Potential-induced degradation –

comparison of different test methods and low irradiance performance measurements. In: 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt. **Anais...** Frankfurt: 2012.

MISHINA, K.; OGISHI, A.; UENO, K.; DOI, T.; HARA, K.; IKENO, N.; IMAI, D.; SARUWATARI, T.; SHINOHARA, M.; YAMAZAKI, T.; OGURA, A.; OHSHITA, Y.; MASUDA, A. Investigation on antireflection coating for high resistance to potential-induced degradation. **Japanese Journal of Applied Physics**, v. 53, n. 3 SPEC. ISSUE 1, 2014.

MOHAMED, W. F. F. **Voltage and time dependence of the potential induced degradation effect for different types of solar modules**. 2014. Kassel University Cairo University, 2014.

MON, G.; ROSS, R. Electrochemical degradation of amorphous-silicon photovoltaic modules. In: 18th IEEE PVSC, **Anais...**1985.

MORETÓN, R. **Contributions to uncertainty reduction in the estimation of PV plants performance**. 2016. Universidad Politécnica de Madrid, 2016.

MORETÓN, R.; LORENZO, E.; NARVARTE, L. **Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria****Solar Energy**, 2015. .

NAGEL, H.; PFEIFFER, R.; RAYKOV, A.; WANGEMANN, K. Lifetime warranty testing of crystalline silicon modules for potential-induced degradation. In: 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt. **Anais...** Frankfurt: 2012.

NAGEL, H.; SAINT-CAST, P.; GLATTHAAR, M.; GLUNZ, S. W. Inline Processes for the Stabilization of p-Type Crystalline Si Solar Cells Against Potential-Induced Degradation. In: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam. **Anais...** Amsterdam: 2014.

NAUMANN, V.; GEPPERT, T.; GROSSE, S.; WICHMANN, D.; KROKOSZINSKI, H.-J.; WERNER, M.; HAGENDORF, C. Potential-induced Degradation at Interdigitated Back Contact Solar Cells. **Energy Procedia**, v. 55, p. 498–503, 2014a.

NAUMANN, V.; HAGENDORF, C.; GROSSER, S.; WERNER, M.; BAGDAHN, J. Micro structural root cause analysis of potential induced degradation in c-Si solar cells. **Energy Procedia**, v. 27, p. 1–6, 2012.

NAUMANN, V.; LAUSCH, D.; HAGENDORF, C. Sodium decoration of PID-s crystal defects after corona induced degradation of bare silicon solar cells. **Energy Procedia**, v. 77, p. 397–401, 2015.

NAUMANN, V.; LAUSCH, D.; HÄHNEL, A.; BAUER, J.; BREITENSTEIN, O.; GRAFF, A.; WERNER, M.; SWATEK, S.; GROSSE, S.; BAGDAHN, J.; HAGENDORF, C. Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 120, n. PART A, p. 383–389, 2014b.

NAVARRO, J. M. F. **El Vidrio**. 3^o ed. Madri: Textos Universitários, 2003.

OH, J.; BOWDEN, S.; TAMIZHMANI, G. Potential-Induced Degradation (PID):

Incomplete Recovery of Shunt Resistance and Quantum Efficiency Losses. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 5, n. 6, p. 1540–1548, 2015.

OLSSON, N. A.; PROPST, M.; RICHARDSON, C.; HEVELONE, J. Thin Film PID Field Failures and Root Cause Determination. In: IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Colorado. **Anais...** Colorado: 2014.

PINGEL, S.; BERGHOLD, J.; FRANK, O.; HOEHNE, H.; RICHARDSON, B.; WINKLER, M. Potential Induced Degradation of solar cells and panels. In: 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu. **Anais...** Honolulu: 2010.

PINGEL, S.; JANKE, S.; FRANK, O. Recovery Methods for Modules Affected by Potential Induced Degradation (PID). In: 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference ..., January, Frankfurt. **Anais...** Frankfurt: 2012.

RAYKOV, A. **Potential-Induced Degradation A Multi Level Problem**. 2015. Jacobs University, 2015.

REID, C. G.; FERRIGAN, S. A.; MARTÍNEZ, J. I. F.; WOODS, J. T. Contribution of Pv Encapsulant Composition To Reduction of Potential Induced. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris. **Anais...** Paris: 2013.

RUTSCHMANN, I. Power losses below the surface. **Photon International v. 11**, p. 30–137, 2012.

SAINT-CAST, P.; NAGEL, H.; WAGENMANN, D.; SCHÖN, J.; SCHMITT, P.; REICHEL, C.; GLUNZ, S. W.; HOFMANN, M.; RENTSCH, J.; PREU, R. Potential-Induced Degradation on Cell Level: the Inversion Model. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, October, Paris. **Anais...** Paris: 2013.

SAKURAI, K.; MORINAGA, R.; SATO, R.; AKITOMI, M.; MASUDA, A. Outdoor Pid Acceleration Testing In Japan: Effects Of Regular Wetting And Interruption. In: 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg. **Anais...** Hamburg: 2015.

SCHULZE, S.-H.; APEL, A.; MEITZNER, R.; SCHAK, M.; EHRICH, C.; SCHNEIDER, J. Influence of Polymer Properties on Potential Induced Degradation of PV-Modules Authors: In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris. **Anais...** Paris: 2013.

STODOLNY, M. K.; JANSSEN, G. J. M.; VAN AKEN, B. B.; TOOL, K. C. J. J.; LAMERS, M. W. P. E.; ROMIJN, I. G.; VENEMA, P. R.; RENES, M. R.; SIARHEYEVA, O.; GRANNEMAN, E. H. a.; WANG, J.; MA, J.; CUI, J.; LANG, F.; HU, Z.; LÖFFLER, J. PID- and UVID-free n-type Solar Cells and Modules. **Energy Procedia**, v. 92, p. 609–616, ago. 2016.

SWANSON, R.; CUDZINOVIC, M.; DECEUSTER, D.; DESAI, V.; JÜRGENS, J.; KAMINAR, N.; MULLIGAN, W.; ROSE, D.; SMITH, D.; TERAQ, A.; WILSON, K.; CORPORATION, S.; WAY, I. The surface polarization effect in high- efficiency silicon solar cells. In: 15th International Photovoltaic Science & Engineering Conference, Xangai. **Anais...** Xangai: 2005.

TATAPUDI, S. R. V. **Potential Induced Degradation (PID) of Pre-Stressed Photovoltaic Modules**. 2012. Arizona State University, 2012.

TAUBITZ, C.; KRÖBER, M.; BUS, D.; KOENTOPP, M. B. Potential-induced degradation: measurement and modeling of progression under field conditions. In: 30th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg. **Anais...** Hamburg: 2015.

TAUBITZ, C.; KRÖBER, M.; SCHÜTZE, M.; KOENTOPP, M. B. Kinetic description and modeling of potential induced degradation. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris. **Anais...** Paris: 2013.

TAUBITZ, C.; SCHÜTZE, M.; KRÖBER, M.; KOENTOPP, M. B. Potential induced degradation: model calculations and correlation between laboratory tests and outdoor occurrence. In: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam. **Anais...** Amsterdam: 2014.

USHER, D. M. Sodium ion migration in glass on electron beam irradiation. **Journal of Physics C: Solid State Physics**, v. 14, p. 2039–2048, 1981.

WEBER, N.; GOLDSTEIN, M. Stress-induced migration and partial molar volume of sodium ions in glass. **The Journal of Chemical Physics**, v. 41, p. 2898–2901, 1964.

WEBER, T.; BERGHOLD, J.; HEILMANN, F.; ROERICH, M.; KRAUTER, S.; GRUNOW, P.; AG, P. B. Test sequence development for evaluation of potential induced degradation on thin-film modules. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, **Anais...**2013.

WEBER, T.; KUTZER, M. Dark IV Curve Analysis of Single Solar Cells in Photovoltaic Modules Using Electroluminescence Imaging. In: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, September, Hamburg. **Anais...** Hamburg: 2009.

YAMAGUCHI, S.; MASUDA, A.; OHDAIRA, K. Progression of rapid potential-induced degradation of n-type single-crystalline silicon photovoltaic modules. **Applied Physics Express**, v. 9, n. 11, 2016.

YAMAGUCHI, S.; YAMAMOTO, C.; OHDAIRA, K.; MASUDA, A. Reduction in the short-circuit current density of silicon heterojunction photovoltaic modules subjected to potential-induced degradation tests. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 161, n. July 2016, p. 439–443, 2017.

YANG, H.; WANG, F.; WANG, H.; CHANG, J.; SONG, D.; SU, C. Performance deterioration of p-type single crystalline silicon solar modules affected by potential induced degradation in photovoltaic power plant. **Microelectronics Reliability**, v. 72, p. 18–23, 2017.

ZIEBARTH, B.; MROVEC, M.; ELSÄSSER, C.; GUMBSCH, P. Potential-induced degradation in solar cells: Electronic structure and diffusion mechanism of sodium in stacking faults of silicon. **Journal of Applied Physics**, v. 116, n. 9, 2014.

APÊNDICE I

Artigos publicados durante o desenvolvimento da tese

MARTÍNEZ-MORENO, F.; FIGUEIREDO, G.; LORENZO, E. In-the-Field PID Related Experiences. **Solar Energy Material and Solar Cells**, vol.174, p. 485 - 493, 2018.

FIGUEIREDO, G.; ZILLES, R. Degradação Induzida pelo Potencial em Módulos Fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v.6, p.128 - 137, 2015.

FIGUEIREDO, G.; MACÊDO, W.; PINHO, J. T. Computational Tool for Sizing and Assessment of Grid-connected Photovoltaic Systems. **Energy Procedia**, v. 57, p. 168-177, 2014.

Trabalhos apresentados durante o desenvolvimento da tese

FIGUEIREDO, G.; ALMEIDA, M.; ZILLES, R. **Early Degradation of Photovoltaic Modules Based on n-type Solar Cells**. 33rd EU PVSEC, Amsterdam, 2017.

ALMEIDA, M.; FIGUEIREDO, G.; MANITO, A. R. A.; ZILLES, R. **Influence of Small Defects on the Production and Safety of PV Plants**. 33rd EU PVSEC, Amsterdam, 2017.

FIGUEIREDO, G., M.; ZILLES, R. **Degradação Induzida pelo Potencial em Módulos Fotovoltaicos**. V CBENS, Recife, 2014.