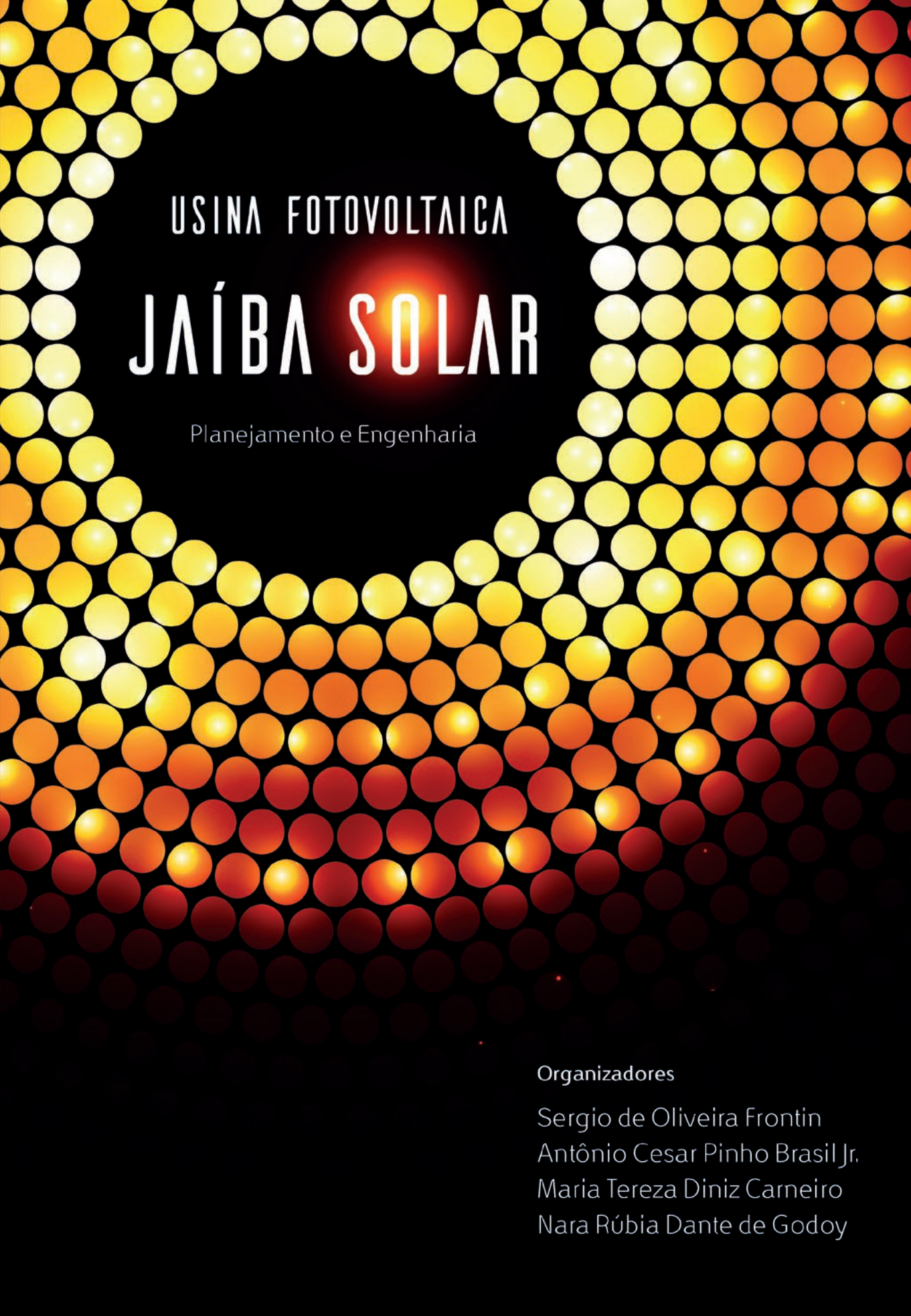


Organizadores

Sergio de Oliveira Frontin
Antônio Cesar Pinho Brasil Jr.
Maria Tereza Diniz Carneiro
Nara Rúbia Dante de Godoy

Usina Fotovoltaica Jaíba Solar

Planejamento e Engenharia

Uma mudança estratégica do arranjo dos sistemas de geração e transmissão de eletricidade encontra-se em curso na sociedade contemporânea. O modelo de geração, centralizado em usinas hidrelétricas ou térmicas, característico do planejamento elétrico até o século XX, modifica-se por meio do uso de um planejamento sistêmico robusto e inteligente. No entanto, a difusão da utilização das tecnologias atuais de conversão a partir de fontes renováveis de energia – em particular eólica e solar– compõe o cenário atual da expansão do sistema, que une o conjunto de usinas de grande e médio porte, com um modelo de geração descentralizada. Assim, modernas tecnologias de sistemas renováveis proporcionam uma importante alternativa à expansão do sistema elétrico nacional, com capacidade de atendimento da demanda (base, pico e emergencial), com requisitos de confiabilidade, economicamente viáveis e de base sustentável.

Os compromissos com a implantação de sistemas elétricos de geração sustentáveis, que proporcionem baixo impacto socioambiental envolvendo tecnologias de baixa emissão de carbono, compõem a base conceitual para o novo sistema elétrico brasileiro. Dessa forma, serão necessários novos conceitos e ferramentas para que o planejamento das redes, no futuro, possa ser elaborado, de modo a garantir uma transição segura do sistema de energia elétrica do século XX para o XXI, no qual os principais desafios serão as incertezas da demanda e geração e as restrições decorrentes da aceitação da sociedade aos grandes projetos de geração e transmissão.

USINA FOTOVOLTAICA

JAÍBA SOLAR

Planejamento e Engenharia

Organizadores
Sergio de Oliveira Frontin
Antônio Cesar Pinho Brasil Jr.
Maria Tereza Diniz Carneiro
Nara Rúbia Dante de Godoy

1ª Edição

Brasília
2017

Teixeira Gráfica e Editora LTDA.
Tiragem: 4.000 livros

USINA FOTOVOLTAICA

JAÍBA SOLAR

Planejamento e Engenharia

ANEEL
Agência Nacional de Energia Elétrica
P&D - Programa de Pesquisa e Desenvolvimento

Proponente

Eletrobras Furnas

Parceira

Eletrobras Cepel

Cooperadas

Enercan
Campos Novos Energia S.A.

CEMIG
A Melhor Energia do Brasil.

Ceran
Cia. Energética Rio das Antas

Transmineira
Transmissão Mineira

COPEL
Aura Energia

BAESA
Energética Barra Grande S.A.

Foz do Chapecó
Foz do Chapecó Energia S.A.

Light

taesa

Executoras

CEiSOLAR

FDTE

FINATEC
Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos

Universidade de Brasília

Projeto Jaíba Solar – Empresas participantes

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)
SGAN Quadra 603, Módulos I e J, Asa Norte.
CEP: 70830-030. Brasília (DF).
Romeu Donizete Rufino – Diretor-Geral

Campos Novos Energia S.A. (Enercan)
Fazenda Aranha, s/n, 1º sub-distrito, Interior.
CEP: 89620-000. Campos Novos (SC).
Peter Eric Volf – Diretor Superintendente

Cemig Geração e Transmissão S.A. (Cemig GT)
Cemig Distribuição S.A. (Cemig D)
Avenida Barbacena, 1.200, Santo Agostinho.
CEP: 30190-131. Belo Horizonte (MG).
Bernardo Afonso Salomão de Alvarenga –
Diretor-Presidente

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)
Avenida Horácio Macedo, 354. Cidade Universitária.
CEP: 21941-911. Rio de Janeiro (RJ).
Marcio Szechtman – Presidente

CEI Solar Empreendimentos Energéticos S.A. (CEI SOLAR)
Rua Lavras, 20. 5º andar. São Pedro.
CEP: 30330-010. Belo Horizonte (MG).
Romero Machado Ferreira – Presidente

Companhia Energética Rio das Antas (Ceran)
Avenida Madre Benvenuta 1.168/SL. Santa Mônica.
CEP: 88035-000. Florianópolis (SC).
Peter Eric Volf – Diretor Superintendente

Companhia Transleste de Transmissão (Transleste)
Companhia Transudeste de Transmissão (Transudeste)
Companhia Transirapé de Transmissão (Transirapé)
Avenida do Contorno 7.962, 3º andar. Lourdes.
CEP: 30110-056. Belo Horizonte (MG).
Eduardo Albuquerque de Figueiredo – Diretor Administrativo e Financeiro.
José Renato Simões Machado – Diretor Técnico

Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)
Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê.
CEP: 81200-240. Curitiba (PR).
Sergio Luiz Lamy – Diretor-Presidente

Energética Barra Grande S.A. (Baesa)
Linha São Jorge, s/n, Zona Rural.
CEP: 95390-000. Pinhal da Serra (RS).
Peter Eric Volf – Diretor Superintendente

Foz do Chapecó Energia S. A. (Foz do Chapecó)
Rua Germano Wendhausen, 203 Sl. 401. Centro Executivo Beira Mar Shopping. CEP: 88015-460. Florianópolis (SC).
Peter Eric Volf – Diretor Superintendente

Furnas Centrais Elétricas S. A. (Furnas)
Rua Real Grandeza 219, Botafogo.
CEP: 22281-900. Rio de Janeiro (RJ).
Ricardo Medeiros – Diretor-Presidente

Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE)
Av. Catequese 227, 3º Andar – Butantã.
CEP: 05502-020. São Paulo (SP).
André Steagall Gertsenchtein – Presidente Superintendente

Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (Finatec)
Campus Universitário Darcy Ribeiro. Edifício Finatec, Asa Norte. CEP: 70910-900. Brasília (DF).
Edson Paulo da Silva – Diretor-Presidente

Light Energia S.A. (Light Energia)
Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light Sesa)
Avenida Marechal Floriano, 168, Centro.
CEP: 20080-002. Rio de Janeiro (RJ).
Ana Marta Horta Veloso – Diretora-Presidente

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa)
Praça XV de Novembro, n.º 20, 6º andar, Centro.
CEP: 20010-010. Rio de Janeiro (RJ).
Marco Antônio Resende Faria – Diretor-Presidente

Capa, projeto gráfico e editoração
Casa 73

Revisão
Carolina Lopes

Catalogação na fonte
Centro de Documentação – CEDOC / ANEEL

Usina Fotovoltaica Jaíba Solar : Planejamento e Engenharia / Sergio de Oliveira Frontin, Antônio Cesar Pinho Brasil Jr., Maria Tereza Diniz Carneiro, Nara Rúbia Dante de Godoy (organizadores). -- Brasília : Casa 73, 2017.

528 p. : il.

ISBN: 978-85-88041-12-7

1. Energia elétrica. 2. Energia solar. 3. Planta solar fotovoltaica. Energia solar – Pesquisa e Inovação. I. Título.

CDU: 620.97:551.521.1

Esta publicação é parte integrante das atividades desenvolvidas no âmbito do Programa de P&D da Aneel, Chamada n.º 013/2011 do Projeto de P&D Estratégico – Acordos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.

Este livro reflete a opinião dos autores baseada nos relatórios produzidos pelas entidades executoras do projeto. As conclusões e opiniões apresentadas não necessariamente refletem o posicionamento da Aneel ou de qualquer das empresas proponente, parceira, cooperadas e patrocinadoras desse projeto de pesquisa.

Os textos contidos nesta publicação podem ser reproduzidos, armazenados ou transmitidos, desde que a fonte seja citada.

Todos os direitos estão reservados pelas empresas indicadas.

Projeto Jaíba Solar – Participantes das Empresas

Durante o período de execução do projeto, participaram pelas empresas patrocinadoras e executoras as seguintes pessoas.

EMPRESA PROPONENTE

Eletrobras Furnas Centrais Elétricas S.A.
Nelson de Araújo dos Santos – Gerente do projeto
Cláudio Güttler
Érica Carla Silva de Sousa Andrade
Fernando Pereira Félix
Irina Cho
Josiel Gonçalves dos Santos
Lázaro Menezes Brito
Liane de Jesus Costa
Ricardo André Marques
Ricardo Barbosa Ferreira

EMPRESA PARCEIRA

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel)
Marco Antônio Galdino
Marta Maria de Almeida Olivieri
Patrícia de Castro da Silva

EMPRESAS COOPERADAS

Campos Novos Energia S.A. (Enercan)
Energética Barra Grande S.A (Baesa)
Marcus Vinícius Ferreira de Santana

Cemig Geração e Transmissão S.A. (Cemig GT)
Cemig Distribuição S.A. (Cemig D)
Bruno Marciano Lopes
Frederico Bruno Ribas Soares
Jaelton Avelar Fernandino
Juliano Marcial Fraga Fonseca
Marco Aurélio Dumont Porto
Marcus Filipe Vieira Soares
Rodrigo A. Nascimento

Companhia Energética Rio das Antas (Ceran)
Ana Paula R. De Oliveira
Andre K.Akashi

Companhia Transleste de Transmissão (Transleste)
Companhia Transudeste de Transmissão (Transudeste)
Companhia Transirapé de Transmissão (Transirapé)
Marco Antônio Rennó

Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)
Denise Araújo Vieira Kruger
Jorge Eduardo Vasconcelos Shorr
Carlos Fernando Bley Carneiro
Ana Lucia Moreira de Lima
Rodrigo Braun dos Santos

Foz do Chapecó Energia S.A. (Foz do Chapecó)
Carlos Nadalutti Filho
Gerson Luís Amadeo
Roberto Linhares Moritz

Light Energia S.A. (Light Energia)
Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light Sesa)
Camila Moura Caiaffa
Eliane da Silva Reis
Fernanda Menezes Ferreira Particeli
Humberto Fernandes dos Santos
João Vieira de Araújo
Karem Botner Libman
Marcio Romero Galardo Jr
Marcos Cesar Rocha Filho

Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa)
Marcio Barony
Robson de Almeida Vianna

EMPRESAS EXECUTORAS

Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE)
Jose Antônio Jardini
Mauricio George Miguel Jardini

Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (Finatec)
Alina Gilmanova Cavalcante
Anésio de Leles Ferreira Filho
Antônio Cesar Pinho Brasil Junior
Caio Cavalcante
Claudio Albuquerque Frate
Eugênia Cornils Monteiro da Silva
Helena Magalhães Mian
Lázaro Siqueira da Silva
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira
Mario Benjamin Baptista de Siqueira
Marianela Machuca Macias
Rafael Amaral Shayani
Ricardo Nogueira
Sérgio de Oliveira Frontin
Thiago Henrique Sanaiotto Schmidt

CEI Solar
Adriana Malta
Alan Fonseca
Ana Paula Lino
Ana Teresa Barbosa Da Silva Guaracy
Bernardo de Araújo Gouveia França Teixeira
Bethânia Soares Melo Silva
Daniel Lima
Daniel Pereira de Carvalho
Fabianne Brito Edwiges
Fabrini Pires Reis
Fernanda Gallotti Costa
Guilherme Ferreira da Rocha
Guilherme Machado Ferreira
Gustavo Malagoli Buiatti
Henrique Fonseca Alves
Lucas Bacha Pereira Horta
Luís Fernando Elias Rezende
Luiz Guilherme Monteiro de Oliveira
Luiz Gustavo Ferreira de Souza
Marcos Fonseca
Maria Tereza Diniz Carneiro
Matheus Nunes Moreira
Nara Rúbia Dante de Godoy
Rafael Isaac
Romero Machado Ferreira
Rosane Chaves Amaro
Tiago Aparecido do Nascimento

AUTORES DO LIVRO USINA FOTOVOLTAICA JAÍBA SOLAR

Coordenador do Projeto, Organizador e Autor



Antônio Cesar Pinho Brasil Junior, engenheiro mecânico pela Universidade Federal do Pará (1982), com mestrado em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1985). Possui doutorado na área de *Thérmique et Energetique* na *Ecole Centrale de Lyon*, França (1992). Atualmente, é professor associado da Universidade de Brasília (UnB), no Departamento de Engenharia Mecânica e no Centro de Desenvolvimento Sustentável. Na área de ciências mecânicas, os principais temas de interesse são: elementos finitos em fluidos, escoamentos turbulentos e escoamentos ambientais. Alternativamente, o docente atua na área de desenvolvimento sustentável, com interesses nos modelos para o desenvolvimento nos biomas da Amazônia e no pantanal, explorando temáticas de pesquisa que envolvam, de maneira interdisciplinar, a sustentabilidade de opções tecnológicas.

Organizadores do Livro e Autores



Sergio de Oliveira Frontin, engenheiro eletricista formado pela Escola Nacional de Engenharia da UFRJ (1969) e Mestre em Sistemas de Potência pelo *Rensselaer Polytechnic Institute* em Troy (New York, Estados Unidos-1971). Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A (1967-1987 e 1992-1997), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (1988), Itaipu Binacional (1989-1991) e Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) (1998-2008). É ex-professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (1972-1977), do Instituto Militar de Engenharia do Rio de Janeiro (1978) e da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (1980 a 1986). Atualmente, é pesquisador/colaborador da Universidade de Brasília (UnB) e consultor nas áreas de energia, regulação, geração, transmissão, tecnologia da informação e gestão de conhecimento.

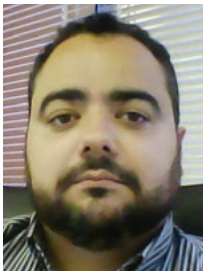


Maria Tereza Diniz Carneiro, graduada em Administração pela UFMG (2003), com *Executive* MBA em Administração pela UFRJ (2007). Atualmente, atua como diretora de negócios na CEI Energética, na qual é responsável por conduzir o crescimento da companhia por meio de projetos *greenfield* e novas aquisições. Atuou como gerente de operação e, atualmente, é responsável pelo Conselho de Administração nessa empresa. Também, atuou como analista-chefe na Vale S.A., durante 5 anos, e como gerente de materiais na *GE Transportation* (Grupo GE), por 3 anos.



Nara Rúbia Dante de Godoy, administradora pela UNA (2004) e economista pela UFMG (2004). Possui pós-graduação em gestão empresarial, com ênfase em Finanças pela FDC (2008), e MBA em Gestão de Projetos pelo Ietec (2016). Atualmente, é gerente de projetos na empresa CEI Solar, atuando na gestão de projetos de investimentos de geração elétrica a partir de fontes renováveis, gestão de portfólio e desenvolvimento e implantação de metodologia para gerenciamento de projetos. Atuou também em programas de suprimentos para projetos de nacionalização de peças de locomotiva e planejamento de materiais na *GE Transportation* (Grupo GE).

Demais Autores em Ordem Alfabética



Alan Fonseca, engenheiro eletricista, com ênfase em Eletrônica e especialização em Telecomunicações pelo Instituto Nacional de Telecomunicações (Inatel) (2004). Possui pós-graduação em Gerenciamento de Projetos pelo Instituto de Educação Tecnológico (Ietec) (2006). Atualmente, é gerente de meio ambiente da CEI Solar, atuando na gestão de projetos ambientais de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e relacionamento com comunidades atingidas por esses empreendimentos.



Alina Gilmanova, pesquisadora (Ph.D) do Instituto de Filosofia e Ciência Humanas (IFCH) da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp). Sua tese de doutorado visa apresentar um estudo comparativo entre a política de energia solar no Brasil e na China. Possui graduação em Economia na Academia da Administração Pública da Rússia e mestrado em desenvolvimento internacional na *Université Pierre-Mendès-France*. Alina possui experiência profissional na área do setor fotovoltaico no Brasil e também em instituições internacionais, como *International Trade Centre* (ITC) e *United Nations Economic Commission for Europe* (Unece), bem como na área comercial e de energias renováveis.



Antonio Ardito, juntou-se ao Cesi em 1980, onde atualmente é o engenheiro chefe da Divisão Consultoria, Soluções & Serviços. Seu principal campo de aplicação é a análise do sistema de energia, planejamento do sistema elétrico, projeto, operação e qualidade de energia. Ele é o técnico responsável de todos os estudos de sistemas de potência e engenharia do Cesi desde 1991. É também membro do Comitê de Padronização Nacional Italiano; presidente do TC 22 *Power Electronics* e TC115/122 HVDC e UHV AC *Transmission Systems*; membro do TC8/123 Aspectos e gestão de ativos do sistema e de TC77 (CT210) Compatibilidade eletromagnética; e membro da TC99/28 Engenharia de sistemas e coordenação de isolação. Além disso, é ex-presidente da Cired Sessão 5 Desenvolvimento de Sistemas de Distribuição de Energia.



Daniel Pereira de Carvalho, concluiu doutorado pelo programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, cuja pesquisa foi realizada na área de localização de faltas em barramento CC de UHEs, desenvolvida no Laboratório de Máquinas e Aterramentos Elétricos. Concluiu o programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, cuja pesquisa foi realizada na área de monitoramento de motores de indução, desenvolvida no Laboratório de Acionamentos Eletrônicos do núcleo de Automação e Controle (Lace). É graduado em Engenharia Elétrica, com ênfase em Eletrônica (2006), na Universidade Federal de Uberlândia. Atualmente, é professor na Universidade Federal do Triângulo Mineiro.



Gabriele Gori, graduado em Física pela Universidade de Milão, Itália (2007). Desde 2008, ele trabalha no Cesi no contexto da modelagem e fabricação de células solares de arsenieto de gálio. Ele é especialista em pesquisa e desenvolvimento de tecnologia MCVD para a alta eficiência de células solares para aplicações espaciais e terrestres. Além disso, ele é responsável técnico pelos projetos que tratam do crescimento epitaxial de células solares baseadas em compostos III-V. Atualmente, é responsável pelo laboratório de crescimento do MOCVD na Unidade de Células Solares.



Giuseppe Gabetta, graduado em Engenharia Eletrônica (1986), na Universidade de Pavia, e Doutor de Pesquisa (1990). Ele foi pesquisador com os Laboratórios de Eletrônica no Instituto de Tecnologia de Massachusetts (1989-1991). Em 1991, ele ingressou na Divisão de Materiais do Cesi SpA, onde trabalhou até 1997. Trabalha na Unidade de Produção de Células Solares do Cesi SpA (desde 2008), uma das poucas unidades de produção em todo o mundo, e a única na Itália, que possui inteiramente a sua própria tecnologia para a fabricação de células solares de multijunção de alta eficiência nos semicondutores compostos III-V. Ele, atualmente, está ocupando a posição de assessor de garantia de produto de célula solar.



Gustavo Malagoli Buiatti, engenheiro eletricista, Doutor em semicondutores pelo *Politecnico Di Torino* e possui pós-doutorado em Eletrônica de Potência pela *Alstom Transport,* França. Fundador e diretor técnico-operacional da Alsol Energias Renováveis S.A., possui dezenas de artigos técnicos publicados em todo o mundo e diversas patentes concedidas no âmbito de aplicações fotovoltaicas com conexão à rede elétrica (Mitsubishi Electric). É responsável técnico pelo primeiro sistema de geração distribuída fotovoltaica e pelo primeiro sistema de minigeração distribuída a partir de biogás conectados à rede elétrica no Brasil, enquadrados pela Regulamentação 482 da Aneel, de 17 de abril de 2012.



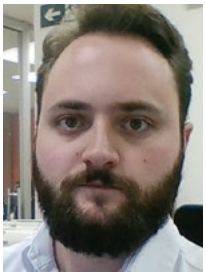
Helena Magalhães Mian, engenheira eletricista, formada pela Universidade de Brasília (UnB) (2009), e Mestre em Engenharia Elétrica – com ênfase em sistemas elétricos de potência – pela Universidade de Brasília (UnB) (2015). Trabalhou no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e em empresa especializada em projetos de empreendimentos hidrelétricos. Atualmente, é analista de infraestrutura do Ministério de Minas e Energia. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando, principalmente, nos temas de regulação, políticas públicas na área de energia, acompanhamento de projetos do setor energético, energia solar fotovoltaica e geração distribuída.



José Antônio Jardini, engenheiro eletricista (1963), Mestre (1969) e Doutor (1973) pela Escola Politécnica da USP. Trabalhou na Themag como superintendente e como professor e pesquisador na Escola Politécnica da USP (Professor Titular). Atuou nos projetos: sistema de transmissão de Itaipu, Cesp, Chesf, Eletronorte, Furnas e Eletrosul. É atuante no Cigré, no grupo de trabalho B2 (Linhas) e B4 (Corrente Contínua). É atuante também no IEEE, onde participou da organização de vários congressos. É *Fellow Member* do IEEE e atuou como *Distinguished Lecturer* nas Sociedades de Potência (PES) e Industrial (IAS). Coordenou inúmeros projetos de P&D no âmbito do programa da Aneel. Atualmente, é consultor independente e diretor do Instituto Técnico de Automação e Estudos Elétricos (Itaee).



Luca Gregori, Doutor em Engenharia Mecânica, pelo *Politecnico di Milano* (1985). Trabalhou na Honeywell Bull (1987-1989), *Centro Informazioni Studi ed Esperienze* (1989-1998), Enel SRI (1998-2000), Cesi (2000-até a data). Possui experiências com previsão na demanda de carga, avaliação dos riscos dos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas e avaliação técnica e econômica das centrais fotovoltaicas e Usinas Híbridas Diesel (avaliação de projeto, estimativa de rendimento e ensaios de campo), em cerca de 100 instalações fotovoltaicas na Itália e em países estrangeiros



Lucas Bacha P. Horta, engenheiro de Energia pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas). Foi bolsista de iniciação científica no projeto "Atlas Solarimétrico de Minas Gerais" (2013-2013), desenvolvendo *software* para facilitar a análise de dados solarimétricos. Como bolsista de iniciação científica no Laboratório de Conversão e Controle da Energia (LCCE) da UFMG (2013-2014), atuou no desenvolvimento de *software* para simulação da produção de energia de sistemas fotovoltaicos. Ministrou o minicurso "Fundamentos do *software* PVSyst" para os alunos de graduação do curso de Engenharia de Energia da PUC Minas (2015-2016). Atualmente, na empresa CEI Solar, tem trabalhado no projeto de P&D Jaíba Solar (Chamada 013 Aneel), que propõe a construção de uma usina Fotovoltaica no norte do Estado de Minas Gerais.

.



Luís Enrique Bar Martinez, engenheiro eletricista pela PUC Minas (1984). Especialista em Uso Racional de Energia Elétrica e Eficiência Energética, pelo Sebrae MG/Cemig (1983-1987). É engenheiro de projetos nas Áreas Industrial, de Saneamento e Eficiência Energética. Atuou como engenheiro de projeto e coordenador de equipe projetista de Infraestrutura Elétrica para Usinas Hidrelétricas, na Leme Engenharia (1987-1999). Atualmente, é diretor técnico, gerente de projetos de Usinas Hidrelétricas na Quater Engenharia e consultor técnico da Âmbar Consultoria em Sistemas Elétricos.



Luís Guilherme Monteiro Oliveira, possui graduação em Engenharia de Controle e Automação pela PUC Minas (2002), mestrado em Energia, na especialidade Sistemas Fotovoltaicos, pela USP (2005) e doutorado em Engenharia Elétrica, na especialidade Sistemas Fotovoltaicos, pela UFMG (2016). Atuou como pesquisador (2003-2005), no Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF) do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (IEE/USP), no Centro Brasileiro para Desenvolvimento da Energia Solar Térmica (Green Solar) (2005-2009) e como pesquisador/colaborador do Laboratório de Materiais Solares da Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais (Cetec) (2011). Atualmente, é professor-adjunto IV do Instituto Politécnico (Ipuc) da PUC Minas e pesquisador colaborador do Laboratório de Conversão e Controle da Energia (LCCE) do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da UFMG.



Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira, graduou-se em engenharia elétrica pela Universidade de Brasília (UnB)(1982), obteve os títulos de Mestre e Doutor em engenharia elétrica pela Universidade de Paris (Paris VI), França (em 1989 e 1994, respectivamente). Trabalhou na Diretoria de Operação da Eletronorte S.A. (1982-1988), onde realizou estudos de fluxo de carga, estabilidade e transitórios eletromagnéticos. Ingressou no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) (1994), onde ocupou a chefia do departamento (2006-2009). Seus temas de pesquisa incluem fontes renováveis, eletrônica de potência, qualidade da energia e eficiência energética.



Marco Ficcadenti, graduado em Física (2002), PhD (2010) em Física pela Universidade de Camerino (Itália) e mestrado em Engenharia de Negócios (2005) na Universidade de Roma "Tor Vergata" (Itália). Desde 2002, colaborou com a Secção de Física da Universidade Camerino nas atividades de P&D sobre tecnologia de semicondutores para aplicações fotovoltaicas. Ingressou na Unidade de Células Solares Cesi (2012) e, atualmente, está envolvido no suporte comercial e técnico para o desenvolvimento comercial de células solares de múltiplas junções espaciais do Cesi, na elaboração das propostas e na gestão de projetos espaciais de R&D em apoio ao gerente de projeto. Atuou como coordenador técnico dos projetos relacionados à realização e instalação de pilotos HCPV para aplicações de P&D e como suporte à implantação da Configuração e Gestão do Sistema de Qualidade, de acordo com a IEC 17025 do Laboratório Fotovoltaico da Enel em Catania, na Itália.



Mario Benjamin Baptista Siqueira, graduado em engenharia mecânica pela Universidade de Brasília (UnB) (1989), possui mestrado em Engenharia Mecânica pela Universidade Técnica de Lisboa (1994) e doutorado conferido pelo departamento de Engenharia Civil e Ambiental da Escola de Engenharia da Universidade Duke (2002). Atualmente, é professor-adjunto do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Brasília (UnB), atuando na área de Energia e Ambiente. Tem experiência na área de interação biosfera-atmosfera, com ênfase em processos ocorrentes na Camada Limite Atmosférica ligados à mecânica dos fluídos e transferência de calor e massa em sistemas naturais. Atua também na área de energias renováveis, principalmente em estudos dos recursos energéticos renováveis (solar, eólico e biomassa) e as relações entre esses e as tecnologias de aproveitamento para geração de energia e melhoria de eficiência energética de processos.



Massimo Gori, graduado em Física do Estado Sólido na Universidade Statale de Milão, possui mais de 25 anos de experiência em indústria elétrica. Durante sua carreira, realizou projetos de pesquisa sobre sensores e métodos de monitoramento e manutenção de componentes mecânicos e de geração de energia. Atualmente, está envolvido no desenvolvimento de fontes renováveis, em particular fotovoltaicas (PV): definição de normas e processos em pequena escala de geradores PV a serem conectados às redes de distribuição; assessoramento técnico para a implementação de centrais eléctricas híbridas (diesel/PV), para fornecimento de energia elétrica nas áreas rurais; engenharia do proprietário de médio e grande escala de plantas PV, que inclui a avaliação do projeto detalhado, a supervisão da construção e a assistência durante a inspeção e teste para o comissionamento das usinas de geração de energia.



Mauricio George Miguel Jardini, graduou-se em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia Mauá (1995) e possui mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1998 e 2003). Participou também de um curso de pós-graduação em Administração Industrial pela Fundação Vanzolini (Universidade de São Paulo). É *Senior Member* do IEEE. Desenvolveu projetos em petroquímica e petróleo plataformas para Setal Engenharia, São Paulo. Atualmente, trabalha na Fundação para o Desenvolvimento tecnológico da Engenharia (FDTE), em sistemas de automação nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica.



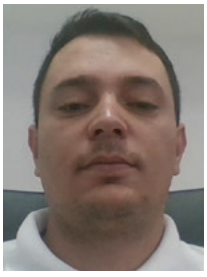
Rafael Amaral Shayani, graduou-se em engenharia elétrica, com ênfase em energia e automação, pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1998). Obteve o grau de Mestre (2006) e de Doutor (2010), ambos pela Universidade de Brasília (UnB), onde pesquisou sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede elétrica. É professor do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, onde pesquisa a integração da energia solar fotovoltaica, tanto na rede elétrica de distribuição (aspectos técnicos) quanto na matriz energética (aspectos de política energética). É membro da Comunidade Bahá'í do Brasil, cuja visão de unidade mundial lhe possibilita analisar o setor energético de forma global, em busca de soluções sustentáveis para o planeta como um todo.



Roberta Campesato, graduou-se em Doutora em Física pela Universidade de Milã, Itália (1989). Ingressou no Cise (1989) e dedicou seus esforços à caracterização de estruturas e dispositivos epitaxiais e à tecnologia de fabricação de dispositivos semicondutores. Esteve envolvida no *program* ESA, chamado LILT (*Low Intensity/Low Temperature solar cells*), onde foi responsável pelo projeto, fabricação e testes de GaAS, células solares adequadas para missões espaciais. Desde 1998, está envolvida no projeto e caracterização de células solares multijuncionais. É técnica do Cesi responsável pelo programa ESA sobre desenvolvimento de células solares para as missões a Marte e Júpiter (desde de 2004). Atualmente, é gerente da Unidade de Células Solares do Cesi (desde 2008).



Roberto Vario, Doutor em Engenharia Mecânica, pela Universidade de Genoa (1988). Tem mais de 25 anos de atividade no setor de energia e uma longa experiência como gerente de projetos complexos internacionais. Ex-engenheiro *Senior* da Enel, é, atualmente, o diretor do Centro de Projetos de Geração de Energia que inclui a Seção Cesi de Projetos, Revisão de Projetos e Engenharia de Proprietários de Energias Renováveis e Centrais Elétricas de Armazenamento. Durante os últimos anos, tem estado envolvido em vários projetos em todo o mundo (Dubai, Omã, Itália, Brasil) que lidam com o desenvolvimento de Usinas de Energia Renovável.



Tiago Aparecido do Nascimento, engenheiro de produção, formado pela Faculdade Santa Rita (2010), possui MBA em Gestão de Projetos pela Faculdade de Estudos Administrativos de Minas Gerais (Fead). Atualmente, é engenheiro de projetos na CEI Solar, onde atua em projetos de construção de empreendimentos de geração de energia elétrica. Atuou também no planejamento e controle de grandes projetos nos setores de Mineração e de Energia Termoelétrica.

SUMÁRIO

PREFÁCIO 27
RESUMO EXECUTIVO 29

CAPÍTULO 1
Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – Considerações sobre a Chamada 013/2011 – P&D da Aneel

OBJETIVO 38
1. INTRODUÇÃO 38
2. PREMISSAS BÁSICAS DO PROJETO 39
3. RESULTADOS ESPERADOS DO PROJETO 40
4. PROPOSTA DE PROJETO 41
5. REFERÊNCIAS 41

CAPÍTULO 2
Proposta de Implantação de Usina Solar Fotovoltaica

OBJETIVO 44
1. INTRODUÇÃO 44
2. FATORES MOTIVADORES E ORIGINALIDADE DA PROPOSTA 45
3. TECNOLOGIAS CONSIDERADAS NA PROPOSTA 47
   3.1 Subsistema 1: Módulos Fotovoltaicos sobre Estrutura Metálica com Inclinação Fixa 48
   3.2 Subsistema 2: Módulos Fotovoltaicos sobre Estrutura Metálica Fixa com Ângulo de Inclinação Ajustável Manualmente 48
   3.3 Subsistema 3: Módulos Fotovoltaicos em Seguidores/Rastreadores Solares (*Trackers*) 48
   3.4 Subsistema 4: Concentradores Fotovoltaicos (CPV) 48
4. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES 49
5. METODOLOGIA 52
6. ORGANIZAÇÃO DAS ATIVIDADES 55
7. RESUMO 56
8. REFERÊNCIAS 57

CAPÍTULO 3
Conceitos Básicos de Energia Solar Fotovoltaica

OBJETIVO 62
1. O EFEITO FOTOELÉTRICO 62
    1.1 Distribuição da Energia no Fóton Solar 65
    1.2 Fatores que Diminuem o Rendimento 71
    1.3 Curvas Características da Célula Fotovoltaica 72
    1.4 Influência da Irradiância e da Temperatura nas Curvas Características 73
2. INCIDÊNCIA SOLAR SOBRE OS PAINÉIS 73
    2.1 Variação Anual da Distância entre a Terra e o Sol 74
    2.2 Movimento de Rotação da Terra 75
        2.2.1 Massa de ar (AM) 78
        2.2.2 Vantagens e desvantagens do rastreador de Sol 81
        2.2.3 Posicionamento do sistema fixo – ângulo azimutal da superfície 82
    2.3 Obliquidade da Eclíptica 84
        2.3.1 Ângulo zenital e ângulo de inclinação da superfície 87
        2.3.2 Superfície horizontal – ângulo de inclinação da superfície nulo 90
        2.3.3 Superfície inclinada 94
        2.3.4 Alteração na inclinação 96
3. CONCLUSÕES 100
4. REFERÊNCIAS 100

CAPÍTULO 4
Estado da Arte – Tecnologias para Geração Fotovoltaica

OBJETIVO 102
1. INTRODUÇÃO 102
2. TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS 102
    2.1 O Estado da Arte das Principais Tecnologias Industriais Fotovoltaicas 102
    2.2 Tecnologias de Silício 103
        2.2.1 O conceito de células solares da junção P-N 105
        2.2.2 Tecnologia da célula solar de silício cristalino 111
        2.2.3 Compreendendo os dados técnicos do painel solar 115
    2.3 Visão Geral sobre as Películas Finas 118
        2.3.1 Tecnologia de silício amorfo 120
        2.3.2 Tecnologia de Cobre Índio Gálio e Seleneto 122
        2.3.3 Tecnologia CdTe 124
        2.3.4 Fabricação de dispositivo geral 125
        2.3.5 Módulos de células solares de CdTe/CdS 127
    2.4 Concentrador Fotovoltaico 128
        2.4.1 Considerações inicias 128
        2.4.2 Tecnologia de células solares de multijunção 134
    2.5 Células Solares Orgânicas e Novos Conceitos 137

3. TECNOLOGIAS DE INVERSORES CONECTADOS À REDE 142
3.1 Características Técnicas Principais de Inversores FV 142
3.1.1 Funções inversoras-chave 142
3.1.2 Componentes do inversor-chave 146
3.1.3 Outras topologias do inversor 147
3.1.4 Evolução futura 147
3.2 Inversores nas Usinas Fotovoltaicas 148
3.2.1 Usina com inversor único 149
3.2.2 Usina com um inversor para cada cadeia (*string*) 149
3.2.3 Usina de múltiplos inversores 150
3.2.4 Interface e seleção do inversor 151
3.2.5 Microinversores 152
ANEXO 1 – Metodologia de Seleção do Inversor 154
ANEXO 2 – Glossário das Características do Inversor 156
ANEXO 3 – Inversor FV para a Compensação da Potência Reativa 159
4. OUTROS EQUIPAMENTOS RELEVANTES 162
4.1 Cabos e Conectores 162
4.2 Caixas de Junção (*Strings Boxes*) 163
4.3 Interruptores de Circuito de CA e CC 165
4.4 Subestações 166
4.5 Rastreadores 167
4.5.1 Tipos de rastreadores 167
4.5.2 Monitoramento da operação do equipamento de rastreamento 170
5. REFERÊNCIAS 172

CAPÍTULO 5

Marcos Regulatórios e Políticas de Incentivo à Energia Solar

OBJETIVO 178
1. INTRODUÇÃO 178
2. MARCOS REGULATÓRIOS NO BRASIL 178
    2.1 Breve Descrição do Marco Regulatório Atual 178
    2.2 Marcos regulatórios Relacionados à Energia Solar Fotovoltaica 182
        2.2.1 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) 182
        2.2.2 Estímulo à geração distribuída 183
3. MECANISMOS DE INCENTIVOS À ENERGIA SOLAR 185
    3.1 A importância dos incentivos 185
    3.2 Tipos de Incentivos 187
        3.2.1 Tarifa-prêmio (*Feed-in Tariff* – FiT) 189
        3.2.2 Cotas de energia 189
        3.2.3 Descontos em impostos e incentivos financeiros 190
        3.2.4 Compensação de energia elétrica 191
        3.2.5 Leilão 191
    3.3 Investir em Geração Distribuída ou Centralizada? 192
    3.4 Experiência Internacional 193
        3.4.1 Alemanha 193
        3.4.2 China 196
        3.4.3 Itália 197
        3.4.4 Japão 198
        3.4.5 Estados Unidos da América (EUA) 199
        3.4.6 Espanha 200
    3.5 Resumo dos Mecanismos Utilizados 201
    3.6 Programas de Incentivos à Energia Solar no Brasil 201
        3.6.1 Incentivos fiscais 201
        3.6.2 Linhas de financiamento 202
        3.6.3 Estímulo à geração centralizada via leilões de energia 203
        3.6.4 Estímulo à geração distribuída via compensação de energia 207
    3.7 Resumo dos Principais Incentivos Brasileiros 207
4. CONCLUSÕES 208
5. REFERÊNCIAS 209
    ANEXO – Leis, Decretos e Resoluções Citadas no Texto 211

CAPÍTULO 6

Sistemas de Monitoramento e Avaliação de Plantas Solares

OBJETIVO 214
1. INTRODUÇÃO 214
    1.2 Parâmetros a Serem Monitorados 215
    1.2 Sistemas de Monitoramento 218
        1.2.1 Monitoramento local 219
        1.2.2 Controle remoto 219
        1.2.3 Sistema Solar Scada, monitoramento baseado na *web* e controle distribuído 220
    1.3 Estado da Arte das Tecnologias para a Avaliação da Radiação Solar 223
        1.3.1 Piranômetro 224
        1.3.2 Pireliômetro 226
        1.3.3 Dispositivo solar de referência FV 228
        1.3.4 Medição de radiação difusa 228
        1.3.5 Piranômetro *versus* dispositivo solar de referência FV 229
    1.4 Banco de Dados de Irradiância Solar 233
        1.4.1 Atlas solares 233
        1.4.2 Incerteza do banco de dados de irradiância solar 234
2. SÉRIES HISTÓRICAS DE DADOS SOLARIMÉTRICOS NO BRASIL 236
    2.1 Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (Sonda) 236
    2.2 Sistema do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) 238
        2.2.1 Sistema de informação meteorológica automática de superfície – estações meteorológicas automáticas 238
        2.2.2 Rede de observação de superfície convencional – estações meteorológicas convencionais 239
    2.3. Modelos Estatísticos para Estimativas de Radiação Solar 240
        2.3.1 Modelos para estimativas de irradiação global horizontal 240
        2.3.2 Modelos para partição de irradiação global horizontal em componentes direta e difusa 242
3. CONCLUSÕES 244
4. REFERÊNCIAS 244
    ANEXO 1 – Propriedades Físicas dos Dispositivos de Medição de Radiação 247
    ANEXO 2 – Radiação Difusa do Céu – Correção para um Anel de Sombreamento 251
    ANEXO 3 – Abrangência Temporal dos Dados das Estações do Projeto Sonda 251
    ANEXO 4 – Variáveis Disponíveis Através das Redes de Estações Meteorológicas do INMET 252

CAPÍTULO 7

Metodologia para a Escolha de Áreas mais Propícias à Instalação de Plantas Solares Fotovoltaicas no Brasil

OBJETIVO 254
1. INTRODUÇÃO 254
2. AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR 255
3. AVALIAÇÃO DA ÁREA 257
    3.1 Topografia 258
    3.2 Geotécnico 259
4. AVALIAÇÃO DO CLIMA 260
    4.1 Inundações 260
    4.2 Velocidades Elevadas do Vento 260
    4.3 Temperatura 260
5. AVALIAÇÃO DOS ACESSOS 260
6. AVALIAÇÃO DA CONEXÃO À REDE ELÉTRICA 261
7. AVALIAÇÃO DO USO DA TERRA 262
8. AVALIAÇÃO SOBRE SUJEIRA/POEIRA SOBRE OS MÓDULOS 263
9. AVALIAÇÃO DE INCENTIVOS FISCAIS 263
10. FATORES COMPLEMENTARES PARA IDENTIFICAÇÃO DE LOCAL PARA USINA FOTOVOLTAICA 264
11. PREVISÃO DE ENERGIA GERADA 265
    11.1 Metodologia Modelo Polinomial de Potência 267
    11.2 Metodologia Modelo de Eficiência de Conversão 268
12. INVENTÁRIO DOS LOCAIS MAIS ADEQUADOS À INSTALAÇÃO DE USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO ESTADO DE MINAS GERAIS 269
13. CONCLUSÕES 272
14. REFERÊNCIAS 273

CAPÍTULO 8

Aspectos Socioambientais de Plantas Solares

OBJETIVO 276
1. INTRODUÇÃO 276
2. IMPACTOS AMBIENTAIS: USINAS SOLARES 276
    2.1 Impactos do Meio Físico e Biótico 277
    2.2 Impactos Socioeconômicos 280
3. PROJETO JAÍBA 281
4. LEGISLAÇÃO AMBIENTAL PARA USINAS SOLARES 282
5. PROCEDIMENTOS DE REGULARIZAÇÃO AMBIENTAL PARA USINAS SOLARES NO ESTADO DE MINAS GERIAS 286
6. CONCLUSÕES 287
7. REFERÊNCIAS 287

CAPÍTULO 9

Estudos de Acesso para a Usina Fotovoltaica Jaíba Solar

OBJETIVO 290
1. INTRODUÇÃO 290
2. INFORMAÇÕES GERAIS 291
3. ETAPAS E REQUISITOS PARA CONEXÃO 291
4. CRITÉRIOS E PADRÕES PARA CONEXÃO 296
5. REQUISITOS DE QUALIDADE 303
6. NORMAS E PADRÕES NACIONAIS 305
7. NORMAS E PADRÕES INTERNACIONAIS 306
   7.1 IEEE 929 – 2000 *Recommended Practice For Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems* *306*
   7.2 UL 1741 – *Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for use with Distributed Energy Resources* *307*
   7.3 IEEE 1547 *Interconnection of Distributed Generation* *307*
   7.4 IEC 61727 *Characteristics of Utility Interface* *308*
   7.5 IEC 62116 Ed. 1. *Testing Procedure of Islanding Prevention Measures for Utility Interactive Photovoltaic Inverters* *308*
   7.6 VDE 0126-1-1 *Safety* *308*
   7.7 IEC 61000 *Electromagnetic Compatibility (EMC – Low Frequency)* *309*
   7.8 EN 50160 *Public Distribution Voltage Quality* *309*
   7.9 Consolidação das Informações 310
      7.9.1 Desvios de tensão 310
      7.9.2 Desvios de frequência 310
      7.9.3 Reconexão após um distúrbio 311
      7.9.4 Qualidade da energia 311
      7.9.5 Injeção de componentes CC 311
      7.9.6 Componentes harmônicos das correntes 312
      7.9.7 Fator de potência 312
      7.9.8 Anti-ilhamento 312
8. CONCLUSÕES 313
9. REFERÊNCIAS 313

CAPÍTULO 10

Estudo de Malhas de Aterramento de Planta Fotovoltaica para as Condições Brasileiras

OBJETIVO 316
1. INTRODUÇÃO 316
    1.1 Funções do Sistema de Aterramento 316
    1.2 Composição 316
    1.3 Sistemas de Aterramento de Usinas Fotovoltaicas 317
2. A UFV JAÍBA SOLAR 317
    2.1 Localização 317
    2.2 Características Elétricas Principais 317
    2.3 Equipamentos Geradores Fotovoltaicos 318
        2.3.1 Painéis do tipo fixo 318
        2.3.2 Painéis do tipo móvel basculante manual 319
        2.3.3 Painéis móveis motorizados de um e de dois eixos 320
3. MALHA DE ATERRAMENTO DO PÁTIO DE EQUIPAMENTOS 321
    3.1 Medições de Resistência e Determinação da Resistividade e Estratificação do Solo 321
    3.2 Premissas para o Dimensionamento da Malha 322
    3.3 Elementos Componentes da Malha de Aterramento Geral 323
        3.3.1 Malha de aterramento de condutores de cobre nu 324
        3.3.2 Malha de aterramento das edificações 325
        3.3.3 Aterramento dos painéis fotovoltaicos do tipo fixo 328
        3.3.4 Aterramento dos painéis fotovoltaicos móveis tipo basculante e motorizado de um eixo 330
        3.3.5 Aterramento dos painéis fotovoltaicos móveis de dois eixos 332
4. CONCLUSÕES 332
5. REFERÊNCIAS 333

CAPÍTULO 11

Estudo Comparativo para Estruturas Metálicas Aplicadas a Plantas Solares Fotovoltaicas

OBJETIVO 336
1. ESTADO DA ARTE 336
    1.1 Estruturas 336
        1.1.1 Estrutura fixa 337
        1.1.2 Estrutura sazonal 340
        1.1.3 Estrutura seguidor de um eixo 342
        1.1.4 Estrutura seguidores de dois eixos 350
2. FUNDAÇÕES 355
    2.1 Estaca Cravada 356
    2.2 Estaca Escavada 359
    2.3 Sapata 360
3. ESTUDO DE MATERIAIS E REQUISITOS DAS ESTRUTURAS 362
    3.1 Corrosão Atmosférica 362
    3.2 Corrosão das Fundações 363
    3.3 Condições Geotécnicas 363
4. DISPONIBILIDADE E ACESSIBILIDADE DE MATERIAIS NO MERCADO 368
5. EVOLUÇÃO DO MERCADO NACIONAL E VARIÁVEIS RELEVANTES 371
    5.1 Evolução do Mercado Nacional 371
    5.2 Impactos da Variação Cambial 372
6. CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DAS ESTRUTURAS 373
    6.1 Normas e Procedimentos Adotados 373
    6.2 *Check List* de Avaliação para Estuturas 373
        6.2.1 Critérios gerais 374
        6.2.2 Critérios para estruturas móveis 375
        6.2.3 *Check list* de elétrica 376
        6.2.4 *Check list* de fundação 376
        6.2.5 *Check list* de documentações e garantia 377
7. CONCLUSÕES 378
8. REFERÊNCIAS 378

CAPÍTULO 12

Desenvolvimento de Caixa de Junção Inteligente para Plantas Solares

OBJETIVO 380
1. INTRODUÇÃO 380
2. METODOLOGIA 385
    2.1 Concepção de um Circuito Eletrônico e Sistema de Aquisição de Dados para a Caracterização das Curvas de Potência das *Strings* Fotovoltaicas 385
    2.2 Montagem e Integração do Sistema dentro de uma Caixa de Combinação Comercial e Teste de Aquisição das Curvas em Sistema Real e Operativo em Uberlândia 385
    2.3 Desenvolvimento e Validação da Técnica de Diagnóstico de *Strings* Defeituosas ou operando abaixo do Esperado 386
    2.4 Definição de Sistema de Comunicação Remoto e Elaboração de *Software* de Operação e Monitoramento do Sistema 386
3. TÉCNICAS PARA A CARACTERIZAÇÃO DA CURVA I-V PARA UMA *STRING* FV 386
    3.1 Método da Carga Capacitiva 388
4. PROJETO DO CIRCUITO DE CARACTERIZAÇÃO I-V 389
    4.1 Projeto do Circuito de Medição de Corrente 392
    4.2 Direcionalidade 394
5. PROJETO DO CIRCUITO DE MEDIÇÃO DE TENSÃO 395
6. PROJETO DO CIRCUITO DE CONDICIONAMENTO DE SINAIS 396
7. VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL DO CIRCUITO DE CARACTERIZAÇÃO I-V 397
    7.1 Resultados 399
8. SISTEMA DE MONITORAMENTO 399
    8.1 Unidade de Controle e Aquisição de Dados 400
        8.1.1 Processador digital 400
    8.2 Caracterizador de Curvas 403
        8.2.1 Circuito de condicionamento de sinais 404
    8.3 Projeto do Circuito da Placa Multiplexadora 407
    8.4 Projeto do Modem GPRS 408
9. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA TÉCNICA DE DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS 410
    9.1 Fundamentos de Análise de Sistemas em Tempo Discreto 410
        9.1.1 Sistemas em tempo discreto 410
        9.1.2 Estabilidade e causalidade 411
    9.2 Teorema da Amostragem: Transformação Domínio do Contínuo para o Domínio do Tempo Discreto 412
        9.2.1 Domínio do tempo e domínio da frequência 413
        9.2.2 A transformada de Fourier e o teorema da amostragem 415
        9.2.3 Ajustes de curvas 416
    9.3 Detecção de Falhas utilizando Técnica de Análise Espectral de Potência 418
    9.4 Testes do Algoritmo de Detecção de Defeitos utilizando Análise Espectral 421
    9.5 Detecção de Falta utilizando o Método da Derivada Segunda 423
10. CONCLUSÕES 426
11. REFERÊNCIAS 429

CAPÍTULO 13

Aspectos Gerais do Projeto Básico e Executivo da Planta Jaíba Solar

OBJETIVO 434
1. INTRODUÇÃO 434
2. CONDIÇÕES LOCAIS E JUSTIFICATIVAS DA CONFIGURAÇÃO INICIAL 435
    2.1 Localização e Climatologia 435
    2.2 Topografia 437
    2.3 Geotecnia 438
    2.4 Tecnologias Disponíveis 439
    2.5 Arranjo 441
    2.6 Estratégia de Construção 444
    2.7 Estratégia de Aquisições 446
    2.8 Estratégia de Operação e Manutenção 448
    2.9 Estratégia de Pesquisa e Viabilidade 450
3. ALTERAÇÕES DA CONFIGURAÇÃO INICIAL 451
    3.1 Cronologia 451
    3.2 Alteração da Tecnologia 452
    3.3 Estratégia de Contratação 453
        3.3.1. Processo de licitação 454
        3.3.2. Licitação Furnas 458
        3.3.3. Licitação construção 459
    3.4 Disponibilidade de Suprimento no Brasil 459
4. IMPACTOS NO PROJETO DECORRENTES DAS ALTERAÇÕES – CONFIGURAÇÃO DA CENTRAL 462
    4.1. Projeto Básico (01-2014) 462
    4.2. Projeto Executivo (05-2014) 465
    4.3 Projeto Executivo Modificado (11-2016) 467
5. PRODUÇÃO ELÉTRICA ANUAL 469
    5.1. Projeto Básico (01-2014) 469
    5.2. Projeto Executivo (05-2014) 469
    5.3. Projeto Executivo Modificado (11-2016) 470
6. CONCLUSÕES 470
7. REFERÊNCIAS – NORMAS E DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA APLICÁVEL 471

CAPÍTULO 14

Desenvolvimento Técnico e Científico de Laboratórios Fotovoltaicos no Brasil

OBJETIVO 474
1. INTRODUÇÃO 474
2. A INDÚSTRIA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL 474
3. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) NO BRASIL NA ÁREA DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA 475
4. INSTITUIÇÕES DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) EM ÂMBITO MUNDIAL 476
5. ORIENTAÇÕES GERAIS PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM FOTOVOLTAICA 478
6. SUGESTÕES DE TEMAS PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM FOTOVOLTAICA NO BRASIL 482
    6.1 Laboratório de P&D em Âmbito de Universidade: *Solar Tech Lab* [20] 482
    6.2 Certificação de Painéis Fotovoltaicos 484
    6.3 Aprimorando o Laboratório para que se Torne uma Instalação de Certificação 485
        6.3.1 Documentação 486
        6.3.2 Configuração de teste e equipamento de teste 487
7. CONCLUSÕES 492
8. REFERÊNCIAS 492

CAPÍTULO 15

Agenda Estratégica

OBJETIVO 494
1. INTRODUÇÃO 494
2. SETOR DE ENERGIA E MERCADO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL 496
    2.1 O Setor de Energia 496
        2.1.1 Âmbito Jurídico 496
        2.1.2 Acesso à eletricidade 497
    2.2 O Mercado de Energia Fotovoltaica 499
    2.3 A Energia Fotovoltaica e os Planos para a Expansão da Capacidade de Geração 500
        2.3.1 Projetos fotovoltaicos de grande escala 500
        2.3.2 Geração distribuída 501
3. TÓPICOS PARA DEFINIÇÃO DE UMA AGENDA ESTRATÉGICA 502

4. APOIO ÀS INICIATIVAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA 503
4.1 Sistemas Híbridos de Geração de Energia 503
4.2 Desempenho de Produtos Fotovoltaicos e Disponibilidade de Infraestruturas de Testes 505
4.3 Regras e Regulamentações 506
4.4 Treinamento e Certificação de Especialistas em Energia Solar Fotovoltaica 509
4.5 Desenvolvimento de Redes de Distribuição 509
4.6 Selecionar Locais Adequados para Implantação da Capacidade de Energia Solar Fotovoltaica 509
4.7 Tópicos para Desenvolvimento 510
5. INCENTIVOS E BENEFÍCIOS 510
5.1 Esquemas de Incentivo ao Redor do Mundo 510
5.2 O Programa Brasileiro ProGD 514
5.3 Tópico para Desenvolvimento 516
6. DESENVOLVIMENTO DE COMPONENTES E PRODUTOS PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 516
6.1 Células e Módulos Fotovoltaicos 516
6.1.1 Silício, Lingotes e Bolachas 516
6.1.2 Células e módulos de energia solar 517
6.2 Componentes 517
6.3 Tópicos para Desenvolvimento 518
7. CRITÉRIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DE LOCAL PARA USINAS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA 518
7.1 Informações Meteorológicas 518
7.2 Características Relacionadas ao Local: Resistividade do Solo e Atividade de Raios 518
7.3 Fatores Complementares para Identificação de Local para Usina Fotovoltaica 519
7.4 Tópico para Desenvolvimento 519
8. IMPACTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE ENERGIA 519
8.1 Redes Inteligentes 520
8.2 Armazenamento de Energia 521
8.3 Funcionamento da Rede 521
8.4 Tópicos para Desenvolvimento 523
9. RECOMENDAÇÕES PARA DEFINIÇÃO DE UMA AGENDA ESTRATÉGICA 524
10. REFERÊNCIAS 527

PREFÁCIO

Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira

Atualmente, a busca por soluções que consigam trazer novos recursos financeiros para as empresas, que não sejam agressivas ao meio ambiente e consigam impulsionar o mercado através de desenvolvimento de novos produtos e serviços, torna-se um desafio diário para todos os que estão envolvidos na gestão de empresas de energia, bem como aos responsáveis por trazerem inovações que atendam a estes anseios.

Com esta motivação, foi iniciado o Projeto – *Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira* – em atendimento a Chamada n.º 013/2011 da Aneel.

A inserção da energia fotovoltaica como fonte de energia renovável na matriz energética brasileira, apesar de ainda não ser considerada viável economicamente, ganha destaque considerável no cenário nacional em um momento em que se discute intensamente a diversificação da matriz energética e geração distribuída.

Neste contexto, percebe-se que as concessionárias de energia do país começaram a investir em projetos para implantação de plantas solares para geração de energia objetivando o domínio da tecnologia e compreensão dos impactos destas fontes quando integradas aos sistemas de distribuição e transmissão.

Assim, durante esta jornada, a absorção de conhecimento sobre os diversos aspectos relacionados a plantas solares, a capacitação de diversos profissionais e a troca de experiências, trouxe o aprendizado necessário para o desenvolvimento das equipes e a aproximação destes técnicos com a tecnologia.

Deixamos aqui o agradecimento a todos que se esforçaram para que o projeto conseguisse chegar a bom termo, mesmo com as dificuldades do caminho o saldo foi positivo. Em um empreendimento deste espectro, toda a vivência e superação serviram de força motivadora para seguirmos em frente e termos a certeza de que sempre poderemos nos superar.

Nelson de Araujo dos Santos
Gerente de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Tecnológica
FURNAS Centrais Elétricas S.A.

Resumo Executivo

Sergio de Oliveira Frontin – Universidade de Brasília (UnB)
Antônio Cesar Pinho Brasil Junior – Universidade de Brasília (UnB)

Uma mudança estratégica do arranjo dos sistemas de geração e transmissão de eletricidade encontra-se em curso na sociedade contemporânea. O modelo de geração, centralizado em usinas hidrelétricas ou térmicas, característico do planejamento elétrico até o século XX, modifica-se por meio do uso de um planejamento sistêmico robusto e inteligente. A difusão da utilização das tecnologias atuais de conversão a partir de fontes renováveis de energia – em particular eólica e solar – compõe o cenário atual da expansão do sistema, que une o conjunto de usinas de grande e médio porte, com um modelo de geração descentralizada. Modernas tecnologias de sistemas renováveis proporcionam uma importante alternativa à expansão do sistema elétrico nacional, com capacidade de atendimento da demanda (base, pico e emergencial), com requisitos de confiabilidade, economicamente viáveis e de base sustentável.

Dessa forma, serão necessários novos conceitos e ferramentas para que o planejamento das redes no futuro possa ser elaborado, de modo a garantir uma segura transição do sistema de energia elétrica do século XX para o XXI, no que os principais desafios serão as incertezas da demanda e geração e as restrições decorrentes da aceitação da sociedade aos grandes projetos de geração e transmissão.

Claramente, estamos passando por uma revolução no setor de energia elétrica, que pode ser comprovada pelo desenvolvimento de novas tecnologias voltadas para as usinas geradoras, subestações, linhas de transmissão e equipamentos. São diversas as inovações, que serão impulsionadas por várias forças motrizes, podendo-se citar, dentre aquelas mais fortemente relacionadas à energia solar, as que se seguem:

- tecnologias com baixo impacto socioambiental, considerando tanto as escalas locais e regionais quanto à redução de emissões de carbono com impacto positivo sobre as mudanças climáticas;
- integração e gerenciamento de fontes intermitentes, tais como solar e eólica, em sistemas existentes, expandindo a matriz energética de forma a garantir mais disponibilidade de potência dentro de padrões de confiabilidade sistêmica, garantindo a qualidade de energia;
- qualificação de tecnologias de energia renováveis no contexto das condições brasileiras, em face das particularidades climáticas, sistêmicas e sociais;
- novos conceitos na operação, proteção e controle dos sistemas de energia elétrica, considerando as interações com os consumidores e com os diferentes tipos de geração de energia;
- novas ferramentas e modelos computacionais, que possam auxiliar o aumento da capacidade de transmissão da infraestrutura existente, devendo dar ênfase à conversão de sistemas de corrente alternada em sistemas de corrente contínua;
- ampliação do uso da eletrônica de potência e seu impacto na qualidade de energia, controle e segurança;
- novas ferramentas e dispositivos da tecnologia da informação e comunicação (TIC) para promover a integração entre os agentes e, principalmente, para a coleta, tratamento e fornecimento de indicadores para tomada de decisão a partir de um volume muito grande de dados e informações;
- sistemas de armazenamento de energia e os possíveis efeitos na operação.

Muitas dessas forças decorrem da entrada das fontes renováveis no sistema que vem exigindo a necessidade de aprimoramento das redes atuais, de forma a lidar com a intermitência da produção de energia que dependa dos recursos naturais.

Neste contexto, este livro tem como objetivo apresentar os aspectos relacionadas a Usinas Solares Fotovoltaicas, contribuindo para o entendimento das tecnologias envolvidas, dos aspectos de projeto e da inserção no sistema. Para isso, a Usina Fotovoltaica Jaíba Solar foi utilizada como estudo de caso, quando pertinente, na apresentação de conceitos e exemplos.

Para a realização deste projeto de pesquisa, foi formada uma equipe de engenheiros, técnicos, professores e alunos de universidade das executoras: Companhia Energética Integrada (CEI Solar), Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (Finatec), Universidade de Brasília (UnB) e Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE).

A partir desta experiência, temos a plena certeza de que a experiência adquirida e os conhecimentos absorvidos impulsionaram essa equipe a um patamar de excelência profissional na área de energia solar, totalmente capacitada para trabalhar em outros projetos e assim contribuir para alavancar a implantação de parques solares no Brasil.

Acrescenta-se que os conhecimentos adquiridos foram consolidados e apresentados em 15 capítulos neste livro, conforme resumo apresentado a seguir:

CAPÍTULO 1 – Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na matriz Energética Brasileira – Considerações sobre a Chamada 013/2011 – P&D da Aneel.

Apresenta as características básicas do projeto estratégico – Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira (Chamada n.º 013/2011) – lançado em agosto de 2011 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), no âmbito do seu Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

CAPÍTULO 2 – Proposta de Implantação de Energia Solar Fotovoltaica

Apresenta os principais pontos da proposta elaborada em atendimento à Chamada n.º 013/2011 (Capítulo 1). A proposta apresentou a alternativa de construir uma usina solar fotovoltaica conectada à rede elétrica com capacidade instalada de 3 MWp, constituída de diferentes tecnologias: tecnologia fotovoltaica tradicional montada sobre estruturas metálicas estáticas, sobre estruturas metálicas com ângulo de inclinação ajustável e sobre rastreadores móveis em dois eixos; e, finalmente, construir um subsistema com a tecnologia *Concentrated Photovoltaics* (CPV), montada sobre rastreador móvel em dois eixos.

CAPÍTULO 3 – Conceitos Básicos de Usina Solar Fotovoltaica

Apresenta os principais conceitos básicos relacionados à energia solar fotovoltaica, explicando como ocorre o efeito fotoelétrico e como a incidência dos raios solares é afetada pelo movimento da Terra, apresentando cálculos que permitem obter o ganho de energia com a utilização de seguidores de sol.

CAPITULO 4 – Estado da Arte – Tecnologias para Geração Fotovoltaica

Apresenta o Estado da Arte das tecnologias de geração fotovoltaica. São abordadas as tecnologias de silício, bem como discorre sobre a visão geral, as películas finas, o concentrador fotovoltaico, as tecnologias de inversores conectados à rede, tecnologias para avaliação da radiação solar, rastreadores e outros equipamentos relevantes .

CAPÍTULO 5 – Marcos Regulatórios e Políticas de Incentivo à Energia Solar

Apresenta os principais marcos regulatórios brasileiros e a evolução dos incentivos regulatórios quanto ao uso da energia solar fotovoltaica no país ao longo dos anos, comparando-os, quando pertinente, com as experiências internacionais no assunto. Afinal, a utilização da energia solar fotovoltaica para a geração da energia elétrica tem sido cada vez mais considerada, em vários países do mundo, como uma das alternativas para a redução dos impactos ambientais e diversificação/complementação de suas matrizes energéticas. Em países como Japão, EUA, Alemanha e outros países europeus, vêm sendo desenvolvidos mecanismos regulatórios específicos para estimular o uso de energia solar fotovoltaica, seja por meio de programas governamentais, seja por meio de incentivos financeiros e fiscais. Já no caso do Brasil, apesar do grande potencial solar existente, acredita-se que muito ainda precisa ser feito.

CAPÍTULO 6 – Sistemas de Monitoramento e Avaliação de Plantas Solares

Apresenta os instrumentos e ferramentas para monitorar a operação e/ou avaliar o recurso solar de determinado local. Para tal, são apresentados os parâmetros a serem monitorados, os instrumentos de medição de radiação, os bancos de dados de radiação globais e nacionais, as redes de medição e os modelos estatísticos para estimar recursos solares a partir de medições meteorológicas. Os tópicos apresentados permitem obter conhecimento básico necessário para entender as variáveis, os instrumentos e as ferramentas disponíveis para monitorar a operação de plantas existente e/ou para a avaliação de sítios para instalação de novas plantas. Ainda, foram apresentadas variáveis relevantes ao monitoramento de operação de planta. Além disso, instrumentos de medição de radiação solar para avalição do recurso solar foram descritos. Outras ferramentas disponíveis para avaliação do recurso solar local foram discutidas, como as bases de dados globais consolidadas, redes de medição de dados de radiação de superfície e modelos para se obterem dados solarimétricos a partir de variáveis meteorológicas.

CAPÍTULO 7 – Metodologia para Escolha de Áreas mais Propícias à Instalação de Plantas Solares Fotovoltaicas no Brasil

Apresenta metodologia para a escolha de áreas mais propícias para a implantação de plantas solares fotovoltaicas no Brasil. Selecionar o local de implantação é parte crucial na viabilidade técnica econômica de uma planta fotovoltaica. Entretanto, é importante salientar que não existem regras específicas para a definição de uma localidade para a realização de um projeto fotovoltaico. Portanto, as sugestões apresentadas no capítulo são baseadas na experiência, e na literatura, de forma a cobrir todos os aspectos importantes, de uma forma geral, para uma adequada seleção de localidade. Mesmo assim, deve-se apontar que existem projetos viáveis que foram desenvolvidos em locais onde, em primeira análise, não teriam viabilidade, ou seja, possuíam inclinação do terreno acentuada, em fazendas eólicas e depósitos de lixo. Ainda, apresenta os principais obstáculos para o desenvolvimento da planta solar em uma determinada localidade, que são: baixo recurso solar e a capacidade da rede elétrica ou área insuficiente. Porém, um baixo recurso solar pode ser relevado (em algumas situações específicas) se a localidade oferecer altos incentivos fiscais para implementação do projeto, tornando-o, assim, viável.

CAPÍTULO 8 – Aspectos Socioambientais de Plantas Solares

Apresenta os aspectos socioambientais relacionados à implantação de plantas solares, indicando os marcos regulatórios pertinentes e sua aplicação ao projeto Jaíba Solar. Atualmente, os impactos ambientais provenientes da geração de energia vêm sendo debatidos em âmbito mundial. Discute-se muito sobre a necessidade de mitigação desses impactos relacionados à obtenção de energia e à busca por sustentabilidade, que envolve, além dos interesses ambientais, os sociais, políticos e econômicos. Sabendo-se que qualquer empreendimento de geração de energia provoca interferência em questões ambientais e sociais, espera-se por diferentes impactos, a depender da tipologia do empreendimento e da forma como sua implementação será realizada.

CAPÍTULO 9 – Estudos de Acesso para a Usina Fotovoltaica Jaíba Solar

Apresenta os estudos, os requisitos de conexão de Acessantes e os procedimentos de conexão da planta Jaíba Solar ao sistema elétrico de média tensão da Cemig D. Este capítulo também contempla as etapas, suas descrições e correspondências entre a equipe de execução do projeto Jaíba Solar e a distribuidora. Além disso, atém-se, basicamente, ao Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist), cujos objetivos são: estabelecer as condições de acesso aos sistemas elétricos de distribuição, compreendendo a conexão e o uso do sistema; e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, em concordância com os novos Acessantes e com os já existentes.

CAPÍTULO 10 – Estudo de Malhas de Aterramento de Planta Fotovoltaica para as Condições Brasileiras

Apresenta as diversas possibilidades para os sistemas de aterramento das usinas fotovoltaicas, analisando os aspectos específicos aplicados para a Usina Jaíba Solar. A implantação de empreendimentos de Sistemas de Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica no país é relativamente recente. Assim, usinas de médio e grande porte conectadas em média ou alta tensão às redes de distribuição das concessionárias têm que preencher uma série de requisitos técnicos em consonância com as normas da acessada e com as normas técnicas brasileiras em diversas áreas, uma delas está relacionada ao sistema de aterramento da instalação.

CAPÍTULO 11 – Estudo Comparativo para Estruturas Metálicas Aplicadas a Plantas Solares Fotovoltaicas

Apresenta, de forma geral, as características das estruturas metálicas, suas respectivas fundações aplicadas às plantas solares fotovoltaicas e os principais fatores a serem avaliados na definição do tipo de estrutura metálica a ser utilizada. São apresentados também os principais critérios para avaliação técnica referente a cada tipo de estrutura metálica, de forma que eles possam garantir a qualidade das estruturas. É apresentado ainda uma breve discussão sobre a evolução deste mercado no Brasil. Pode-se concluir que há uma grande influência das estruturas metálicas em um projeto fotovoltaico, e que a definição do tipo de estrutura a ser instalada deve ser estudada para cada caso, sendo que não é possível se definir qual o tipo de estrutura mais viável, pois essa definição está atrelada às variáveis, como, por exemplo, o local de implantação, a capacidade de investimento, o fator de capacidade esperado para o empreendimento, entre outras. Além disso, fatores externos, como a variação cambial e a conjuntura econômica, podem influenciar de forma significativa no preço das estruturas e na contratação local ou externa. Dessa forma, é extremamente necessário levar a fundo os estudos de projeto e análises de mercado para definição da melhor solução global para o empreendimento.

CAPÍTULO 12 – Desenvolvimento de Caixa de Junção Inteligente para Plantas Solares

Apresenta o desenvolvimento de uma caixa de junção de combinação inteligente para qualquer tipo de tecnologia de módulo fotovoltaico ou inversor a serem utilizados em plantas solares e suas futuras expansões ou em usinas já existentes. Para tal, foi desenvolvido um protocolo de comunicação padrão, um *software* específico (em língua portuguesa) em conformidade com os padrões brasileiros e uma série de funcionalidades e inovações contidas no equipamento. Esse desenvolvimento é muito importante, tendo em vista que em plantas solares, normalmente, os inversores são incorporados com funções de monitoramento e disponibilização de informações acerca da produção de energia, tanto no lado CC quanto no lado CA do sistema. Especificamente no caso de inversores centrais, essas informações se referem a um grupo inteiro de fileiras (*strings*) conectadas em paralelo por meio da caixa de combinação (denominada de *string box*), também chamada de caixa de junção.

CAPÍTULO 13 – Aspectos Gerais do Projeto Básico e Executivo da Planta Jaíba Solar

Apresenta os elementos técnicos e gerais analisados para a elaboração do Projeto Básico e Executivo da UFV Jaíba Solar, dentre os quais se destaca a concepção com o propósito de se realizar pesquisas em relação à *performance* de diferentes tecnologias fotovoltaicas e suas aplicações no Brasil. Entre os aspectos mais relevantes para a elaboração do Projeto Básico e Executivo estão a importância dos estudos técnicos prévios à elaboração do Projeto Básico e a logística de contratações de equipamentos que envolve: disponibilidade de suprimentos locais, transporte, armazenamento e cronograma que otimizem os prazos de entrega dos equipamentos com a sua instalação na obra, além da análise da conjuntura internacional de forma a se evitar impactos no custo do Projeto ou indisponibilidade dos equipamentos. Apesar de ao longo do projeto as tecnologias terem sofrido várias mudanças, destaca-se a importância de se testar diferentes tecnologias no país e a necessidade de investimento no Brasil para atendimento desta demanda, uma vez que grande parte do investimento envolvido está exposto a variações cambiais e à conjuntura econômica internacional.

Cabe mencionar que as adaptações realizadas ao projeto se deram, em maior parte, devido às decisões externas ao seu escopo técnico, como decisões relativas à modalidade de contratação dos equipamentos, como a necessidade de licitação por meio da Lei nº 8.666, que institui normas para licitações e contratos da Administração Pública e dá outras providências; e à disponibilidade das tecnologias.

CAPÍTULO 14 – Desenvolvimento Técnico Científico de Laboratórios Fotovoltaicos no Brasil

Apresenta os resultados da pesquisa sobre os mais relevantes laboratórios fotovoltaicos em âmbito internacional, que podem se constituir em referências para laboratórios nesta área no Brasil. Foram estudados, em especial, os laboratórios *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (Estados Unidos), Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar (ISE) (Alemanha) e Agência Nacional Italiana para Novas Tecnologias, Energia e Desenvolvimento Econômico Sustentável (ENEA) (Itália). Nesse contexto, serão apresentadas alternativas em diferentes estágios para a implementação e/ou aprimoramento de laboratórios instalados em universidades brasileiras.

CAPÍTULO 15 – Agenda Estratégica

O objetivo deste capítulo é apresentar uma lista de possíveis trabalhos exploratórios no desenvolvimento de geração de energia solar, sugerindo os itens considerados mais promissores para a condução de ações e pesquisas que tenham por objetivo reduzir os custos dos equipamentos e aumentar o desempenho de usinas fotovoltaicas.

Nesse sentido, este livro representa a nossa contribuição para a promoção da intensificação do uso de energia solar no Brasil em suas diversas aplicações: plantas solares centralizadas, geração distribuída, sistemas híbridos, plataformas solares, etc.

Segundo a Agência Internacional de Energia, a Energia Solar pode ser a maior fonte mundial de eletricidade em 2050, fato altamente relevante, considerando que hoje a energia solar em âmbito mundial representa cerca de 1%. No Brasil, atualmente, a situação ainda é bastante tímida, porém altamente promissora, pois, de acordo com a EPE, no seu Plano Decenal de 2024, a Energia Solar que tem hoje em operação, somente 27,7 MW, deve alcançar 7.000 MW em 2024, o que representaria, nesse ano 3,3 % da matriz energética brasileira.

São diversos os fatores motivadores que apontam para a oportunidade de investir cada vez mais na tecnologia solar, principalmente, ao se considerarem todas as vantagens visualizadas e as diversas possibilidades de aplicação, não somente no setor de energia elétrica, mas também em diversos outros segmentos da indústria. Assim, pode-se inferir que, diante do quadro de pesquisas voltadas para este tema, são esperadas diversas inovações, especialmente nos painéis solares e inversores, que certamente vão provocar uma ruptura tecnológica nesta área, conduzindo a sistemas mais econômicos e confiáveis.

Por diversos motivos, não foi possível implantar a usina fotovoltaica de 3 MWp no município de Jaíba. Entretanto foram gerados conhecimentos relevantes que foram consolidados e apresentados neste livro.

Por fim, desejamos que este livro seja amplamente divulgado e utilizado pelos professores e alunos das universidades e pelos profissionais interessados no tema de energia solar e que dele possam usufruir dos conhecimentos que foram reportados com o objetivo primordial de transferir para o setor de energia elétrica mais um instrumento para o fomento da excelência da engenharia nacional.

" Na vida não existe missão cumprida.
A cada dia surge um novo desafio.
Mas, por outro lado, quanto mais fazemos,
mais somos capazes de fazer."

Autor desconhecido

CAPÍTULO 1

Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – Considerações sobre a Chamada 013/2011 – P&D da Aneel

Sergio de Oliveira Frontin – Universidade de Brasília (UnB)
Antônio Cesar Pinho Brasil Junior – Universidade de Brasília (UnB)

Foto: http://energianovadobrasil.com.br/wp-content/uploads/2015/05/IMG_0397.jpg



OBJETIVO

Apresentar as características básicas do projeto estratégico - Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – lançado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), no âmbito do seu Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

1. INTRODUÇÃO

Em agosto de 2011, a Aneel tornou pública a Chamada n.º 013/2011 do Projeto Estratégico "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira".

De acordo com o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, um projeto estratégico compreende pesquisas e desenvolvimentos que coordenem e integrem a geração de novo conhecimento tecnológico em subtema de grande relevância para o setor elétrico brasileiro, exigindo um esforço conjunto e coordenado de várias empresas de energia elétrica e entidades executoras.

A proposição de arranjos técnicos e comerciais para a inserção de projetos de geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, de acordo com o indicado na chamada, constitui questão de grande relevância e de complexidade, tendo em vista as seguintes perspectivas:

- facilitar a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira;
- viabilizar economicamente a produção, instalação e o monitoramento da geração solar fotovoltaica para a injeção de energia elétrica nos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- incentivar o desenvolvimento no País de toda a cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica com a nacionalização da tecnologia empregada;
- fomentar o treinamento e a capacitação de técnicos especializados nesse tema em universidades, escolas técnicas e empresas;
- propiciar a capacitação laboratorial em universidades, escolas técnicas e empresas nacionais;
- identificar possibilidades de otimização dos recursos energéticos, considerando o planejamento integrado dos recursos e a identificação de complementaridade horo sazonal e energética entre a fonte solar fotovoltaica e as fontes disponíveis;
- estimular a redução de custos da geração solar fotovoltaica, com vistas a promover a sua competição com as demais fontes de energia; e
- propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desoneramentos tributários que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia.

2. PREMISSAS BÁSICAS DO PROJETO

O principal objetivo desta iniciativa foi a proposição de arranjos técnicos e comerciais para o projeto de geração de energia elétrica por meio da utilização de tecnologia solar fotovoltaica, de forma integrada e sustentável, buscando criar condições para o desenvolvimento de base tecnológica e infraestrutura técnica e tecnológica para a inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética nacional. A concepção e o desenvolvimento do projeto teriam que observar os seguintes requisitos:

- instalação de uma usina solar fotovoltaica, conectada direta ou indiretamente por meio de unidades consumidoras à rede de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica, com capacidade instalada entre 0,5 MWp e 3,0 MWp;
- instalação de estação solarimétrica, com sistema de aquisição, monitoração e análise de dados, capaz de fornecer dados indispensáveis à avaliação do desempenho técnico-econômico do projeto, tais como, no mínimo, dados de irradiância global e difusa (estimar direta), temperatura e pressão;
- parte dos custos do projeto deverá ter contrapartida de recursos financeiros externos ao programa de P&D regulado pela Aneel ou equivalentes, os quais poderão ser compensados por meio dos benefícios econômicos resultantes do projeto. Ressalta-se que será utilizada como um dos critérios de avaliação a proporção da contrapartida de terceiros em relação ao custo total do projeto;
- análise das tecnologias atuais de geração solar fotovoltaica, incluindo o estado da arte desse tipo de geração de energia elétrica;
- análise dos impactos na rede elétrica decorrentes da interligação com geração solar fotovoltaica;
- análise da legislação pertinente, incluindo geração, conexão e uso da rede e comercialização de energia gerada, bem como as possibilidades e implicações socioeconômicas e ambientais de mudança no marco regulatório;
- intercâmbio com especialistas de países com notório conhecimento técnico-científico em geração e comercialização solar fotovoltaica de energia elétrica;
- adequação e/ou adaptação de tecnologias existentes às condições de operação de plantas solares fotovoltaicas localizadas em território nacional;
- inventário de locais mais adequados à instalação de usinas solares fotovoltaicas na região proposta no Brasil, considerando radiação solar, ponto de conexão na rede, condições climáticas, entre outros;
- análise dos custos dos componentes de uma planta de geração solar fotovoltaica, considerando todos os encargos de fabricação em território nacional, do Mercosul e de importação de outros países;
- análise dos custos de formação de tecnologia nacional para geração solar fotovoltaica com treinamento e capacitação de técnicos especializados em universidades e empresas nacionais;

- análise das alternativas de receita, com venda ou comercialização de energia, ou de redução de despesas, com consumo ou intercâmbio de energia, para compensação dos gastos com o investimento em geração solar fotovoltaica de energia elétrica; e
- prospecção dos mercados de consumo de energia elétrica produzida por geração solar fotovoltaica até o ano de 2020 no Brasil.

3. RESULTADOS ESPERADOS DO PROJETO

Espera-se que os resultados desse projeto-piloto contribuam para demonstrar a viabilidade técnico-econômica da geração solar fotovoltaica de energia elétrica em território nacional. Espera-se, também, que os resultados contribuam para a diversificação da matriz energética brasileira, o desenvolvimento e a transferência de tecnologias importantes para o setor, a formação de parcerias e alianças estratégicas, a otimização de recursos energéticos; e o desenvolvimento de negócios sustentáveis e de grande relevância para o País.

Esse projeto deverá dar suporte e base para a formatação de atos normativos, com identificação dos pontos de melhoria, a fim de garantir e respaldar o funcionamento efetivo da geração de energia elétrica a partir do uso de tecnologia solar fotovoltaica. Portanto, deverão constar dos resultados desse projeto os seguintes produtos ou itens, a serem apresentados na forma de relatório técnico:

- projeto básico e executivo da planta de geração solar fotovoltaica;
- estudo de viabilidade técnico-econômico-financeira do projeto de geração solar fotovoltaica, incluindo o detalhamento de todos os custos de equipamentos, mão de obra, tecnologia e conexão, com apresentação do custo alcançado pela energia produzida em R$/MWh, informando montante de energia a ser comercializada ou "economizada", vida útil do projeto considerado e outros possíveis benefícios econômicos;
- estudo de adequação e/ou adaptação das tecnologias existentes às condições de operação de plantas solares fotovoltaicas localizadas em território nacional;
- estudo de vida útil dos componentes e do desempenho ao longo da execução do projeto da usina solar fotovoltaica;
- proposta de transferência de tecnologia;
- capacitação de laboratórios para certificação de módulos fotovoltaicos e calibração de instrumentos de medição;
- propostas de arranjos técnicos e comerciais para a viabilidade da geração solar fotovoltaica em território nacional; e
- propostas de alterações, devidamente justificadas, de atos normativos e tributários para a viabilização do projeto de geração solar fotovoltaica com a análise comparativa sobre a regulamentação vigente.

4. PROPOSTA DE PROJETO

Para atendimento dessa chamada, foi elaborada proposta de projeto, conforme detalhada no Capítulo 2.

5. REFERÊNCIAS

Para a elaboração desta chamada, a Aneel indicou as seguintes referências:

[1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Economia e Mercado Energético*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/default.aspx>. Acessado em: 21 de julho de 2010.

[2] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). *Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas*, 2009.

[3] INTERNATIONAL ENERGY INITIATIVE (IEI). *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação*, 2009.

[4] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, 2006.

[5] CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). *Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão*, 2010.

CAPÍTULO 2

Proposta de Implantação de Usina Solar Fotovoltaica

Sergio de Oliveira Frontin – Universidade de Brasília (UnB)
Antônio Cesar Pinho Brasil Junior – Universidade de Brasília (UnB)

Foto: http://economiasc.com.br/maior-usina-solar-pais-entra-em-operacao-em-sc/



OBJETIVO

Este capítulo tem como objetivo apresentar os principais pontos da proposta elaborada em atendimento à Chamada n.º 013/2011 (ver Capítulo 1), publicada em 1º de agosto de 2011, do Projeto P&D Estratégico da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.

1. INTRODUÇÃO

A empresa Furnas Centrais Elétricas S.A., na qualidade de Proponente, convidou as empresas, centro de pesquisas e fundações, relacionadas abaixo, para formarem um grupo, objetivando atuar, efetivamente, nessa empreitada, com o intuito imediato de elaborar e apresentar uma proposta para a aprovação da Aneel.

Empresas Cooperadas (17)

- Cemig Geração e Transmissão S.A. (Cemig GT);
- Cemig Distribuição S.A. (Cemig D);
- Light Energia S.A. (Light Energia);
- Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light Sesa);
- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (Taesa);
- Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel);
- Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista);
- Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL Piratininga);
- Rio Grande Energia (RGE);
- Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (Epasa);
- Energética Barra Grande S.A. (Baesa);
- Campos Novos Energia S.A. (Enercan);
- Companhia Energética Rio das Antas (Ceran);
- Foz do Chapecó Energia S.A. (Foz do Chapecó);
- Companhia Transleste de Transmissão (Transleste);
- Companhia Transudeste de Transmissão (Transudeste);
- Companhia Transirapé de Transmissão (Transirapé).

Empresa Parceira (1)

- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel).

Empresas Executoras (3)

- CEI Solar Empreendimentos Energéticos S.A. (CEI SOLAR);
- Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (Finatec);
- Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE).

Posteriormente, as empresas Centrais Elétricas da Paraíba S.A. (Epasa), Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), Companhia Piratininga de Força e Luz (CPFL Piratininga) e Rio Grande Energia (RGE), por questões internas, solicitaram o seu desligamento do projeto.

Em 24 de outubro de 2011, foi enviada para a Aneel a proposta do grupo e, subsequentemente, foi feita, em 28 de novembro de 2011, a defesa presencial do projeto, no auditório da Aneel, em Brasília (DF). Em 22 de dezembro de 2011, foi comunicada a aceitação da proposta, o que possibilitou deflagrar as ações legais e organizacionais necessárias para a execução do projeto.

Tendo em vista o grande número de participantes, somente em 7 de junho de 2013 foi assinado, por todas as empresas envolvidas, o Termo de Compromisso, que regulamentou as atividades e responsabilidades entre todas as partes, tendo sido escolhida a data de 30 de agosto de 2013 para o início oficial do projeto.

No contexto da Chamada n.º 013/2011, foi aprovada a execução de 18 projetos, totalizando 24,6 MWp em instalações solares fotovoltaicas, em todo o Brasil, a um custo total estimado em, aproximadamente, R$ 400 milhões.

Para este projeto em pauta, o investimento total foi de R$ 48.224.052,04 (quarenta e oito milhões duzentos e vinte e quatro mil cinquenta e dois reais e quatro centavos). Esse valor foi posteriormente revisto e passou para R$ 43.748.547,14 (quarenta e três milhões setecentos e quarenta e oito mil quinhentos e quarenta e sete reais e quatorze centavos).

2. FATORES MOTIVADORES E ORIGINALIDADE DA PROPOSTA

Considera-se importante registrar os fatores motivadores e os aspectos de originalidade apresentados na proposta, para que, no final do projeto, se possa fazer uma avaliação das possíveis mudanças, no cenário nacional e internacional, relativas à implantação da energia solar. Portanto, nesta seção, é apresentado o texto original submetido à Aneel, no formulário PRJ, em outubro de 2011.

Já de algum tempo, as fontes renováveis de energia são vistas como um assunto de extrema importância e já são utilizadas em grande escala e com elevados níveis de potência em diversos países no mundo todo. Isso se deve, entre tantos outros, ao fato de que as emissões de CO_2 na atmosfera estão atingindo níveis alarmantes e contribuindo, portanto, com o aquecimento global. Políticas de desenvolvimento sustentável estão sendo colocadas em prática, nas quais a utilização de fontes renováveis de energia encontra maior crescimento em relação às demais, caso da energia eólica e solar fotovoltaica em diversos países da Europa, assim como nos Estados Unidos, Japão e China [1-6].

A inserção da energia fotovoltaica como fonte de energia renovável na matriz energética brasileira, apesar de ainda não ser considerada economicamente viável pela grande maioria, nos últimos anos, tem ganhado destaque considerável no cenário nacional em um momento em que muito se fala em diversificação da matriz energética e geração distribuída.

Essa viabilidade econômica deve ser reconsiderada a todo o momento, ao se levar em conta cada nova informação e medidas adotadas, como, por exemplo, a recente exoneração de impostos aplicada a produtos solares em diversos estados.

A maior prova dessa tendência de inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira foi a inauguração, durante o mês de agosto de 2011, da primeira usina solar fotovoltaica do Brasil em solo, com potência instalada de 1 MWp, na cidade de Tauá, Ceará, pela empresa MPX. Essa mesma usina já possui autorização por parte da Aneel para expandir sua potência para 5 MWp, já que uma das grandes vantagens desses sistemas é a sua modularidade e facilidade de expansão.

Além disso, há vários outros projetos de mesmo porte em andamento, como o estádio de Pituaçu, em Salvador (BA), por parte da Coelba (400 kWp); o telhado solar da Eletrosul, em Florianópolis (SC) (projeto Megawatt Solar); o estádio do Mineirão, em Belo Horizonte (MG); e a usina solar de Sete Lagoas, da Cemig, que contará com potência instalada de 3 MWp. Nesse contexto, percebe-se que as principais concessionárias de energia do País começaram a investir em projetos para a implantação de plantas solares para geração de energia, objetivando o domínio da tecnologia e a compreensão dos impactos dessas fontes quando integradas aos sistemas de distribuição e transmissão.

Diante do exposto, observa-se que, devido ao fato de a conexão de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica ser um assunto, de certa forma, recente no Brasil, é natural que haja carência de mão de obra especializada e produtos no mercado nacional. Apesar de existirem alguns poucos profissionais extremamente capacitados nessa área no Brasil, na maioria das vezes, a experiência é baseada em instalações conectadas à rede elétrica com potências limitadas, da ordem de alguns poucos kilowatts [9-10]. Quanto aos produtos, a indústria nacional, para atender às plantas fotovoltaicas, ainda está se desenvolvendo e precisa de incentivos e motivação para de fato investir em capacidade instalada e tecnologia.

Portanto, o principal fator motivador desta proposta é o de adquirir *know-how* na execução de plantas solares em solo, de elevada potência e conectadas à rede elétrica, capacitando as diversas concessionárias envolvidas. Observa-se que os níveis de *expertise* são desiguais entre as concessionárias e, de uma forma geral, ainda são inferiores, se comparados ao conhecimento já existente na Europa, por exemplo. Esta proposta será capaz de desenvolver alto nível de competência e qualidade para profissionais do setor elétrico brasileiro, devido à participação já assegurada de profissionais estrangeiros de grande experiência no setor, somada à participação de profissionais brasileiros que lidam com o assunto há muitos anos no nosso País (como é o caso da Cemig e da Cepel) e também no exterior [9, 28-31], em nível de pesquisa e desenvolvimento e também de projeto e execução dessas plantas. Além disso, dar-se-á ênfase à utilização de produtos nacionais que possam ser adaptados a esta aplicação, quando possível, a fim de se definir e ampliar ao máximo a cadeia de fornecedores locais.

Em outras palavras, este projeto se justifica pelo simples fato de visar facilitar a inserção da geração solar na matriz energética brasileira; incentivar o desenvolvimento de, pelo menos, parte da cadeia produtiva da indústria solar; fomentar o treinamento e capacitação dos técnicos especializados nas diversas etapas de implantação do projeto; e estimular a redução de custos, o que torna essa fonte competitiva.

Outro fator motivador muito importante é a possibilidade de empregar e avaliar diferentes tecnologias que já estão maduras ao ponto de serem exploradas em larga escala, consequentemente tendo já sido desenvolvidas em outros países, a fim de definir, com exatidão, quais são aquelas mais adaptadas ao clima no Brasil e às condições do sistema elétrico brasileiro. Neste projeto, será utilizada uma tecnologia nunca antes empregada experimentalmente no Brasil, o chamado *Concentrated Photo Voltaics* (CPV) [11-19], que colocará o Brasil como um dos países pioneiros nesse tipo de aplicação para elevadas potências conectadas à rede elétrica, tornando-se a primeira usina solar do Brasil a empregar esse tipo de tecnologia. Embora, recentemente, essa tecnologia já tenha despertado interesse de alguns pesquisadores no Brasil [20], já utilizando os dados disponíveis no Atlas Solar Brasileiro [21], toda a análise feita até agora foi de identificação das melhores áreas para a sua utilização em território nacional, e o projeto aqui proposto poderá validar efetivamente as previsões teóricas previamente obtidas.

Mesmo já existindo algumas plantas fotovoltaicas concluídas e em andamento, com potências da ordem de 1 MWp, todas elas utilizam estruturas metálicas estacionárias. Porém, é já conhecido que estruturas móveis podem aumentar significativamente a produção anual e, portanto serão instaladas e avaliadas, a fim de concluirmos sobre as vantagens de se utilizar tais estruturas e sobre o retorno do investimento do custo adicional. Essa será a primeira planta de elevada potência mesclando diferentes estruturas com a finalidade de comparação entre elas.

Com o intuito de auxiliar no desenvolvimento de parte da cadeia produtiva da indústria solar fotovoltaica com nacionalização da tecnologia empregada no País, será também desenvolvido um produto tecnológico inovador e essencial às plantas solares de potência elevada, a caixa de junção ou caixa "*string*" inteligente. Esse equipamento será muito útil no que diz respeito à monitoração da operação da planta solar, fornecendo informações detalhadas e em tempo real, inclusive sendo dotado de alarmes para diagnosticar eventuais falhas e/ou condições adversas de operação dos painéis [22]. Além das vantagens mencionadas, esse produto, em sua versão final, irá visar a redução de custo, quando comparado aos poucos produtos existentes no mercado, além de ser um produto competitivo e de inserção a nível internacional, o que poderá levar à obtenção de patentes, devido às técnicas originais que nele serão empregadas.

Como já mencionado, esses foram os itens motivadores e os aspectos de originalidade que nortearam a elaboração da proposta apresentada em 24 de outubro de 2011. Entretanto, muitos fatos relacionados à energia solar vêm ocorrendo no Brasil e no mundo, esses serão analisados e avaliados ao final do presente projeto.

3. TECNOLOGIAS CONSIDERADAS NA PROPOSTA

A proposta apresentou a alternativa de construir uma usinar solar fotovoltaica conectada à rede elétrica com capacidade instalada de 3 MWp, localizada no município de Jaíba (MG), constituída de diferentes tecnologias – tecnologia fotovoltaica tradicional montada sobre estruturas metálicas estáticas, sobre estruturas metálicas com ângulo de inclinação ajustável manualmente e sobre rastreadores (*trackers*) em dois eixos; e, finalmente, construir um subsistema com a tecnologia de concentração fotovoltaica (*Concentrated Photovoltaics* - CPV), montada sobre rastreador solar em dois eixos. A seguir, são apresentados cada um dos subsistemas utilizados na proposta.

3.1 Subsistema 1: Módulos Fotovoltaicos sobre Estrutura Metálica com Inclinação Fixa

De um total de 3 MWp da planta fotovoltaica, serão instalados 2,4 MWp em módulos fotovoltaicos de silício cristalino (c-Si), dispostos em estruturas metálicas com inclinação fixa de 15º orientados para o norte geográfico. Cabe salientar que esse tipo estrutura e inclinação é a forma mais usual de se instalar os módulos fotovoltaicos e é a que requer menores esforços de operação e custos associados a manutenções. A Figura 3(a) mostra exemplo de usina fotovoltaica, no chão (*ground mounted*).

3.2 Subsistema 2: Módulos Fotovoltaicos sobre Estrutura Metálica Fixa com Ângulo de Inclinação Ajustável Manualmente

Foi definido que 100 kWp da planta serão instalados sobre estruturas metálicas ajustáveis manualmente, ao contrário da forma anterior (Subsistema 1), que fixa a inclinação em ângulo determinado (15°). Essa configuração permite que os módulos tenham seu ângulo de inclinação ajustados (sazonalmente) de acordo com o percurso do Sol ao longo do ano. A Figura 3(b) mostra exemplo de estrutura metálica ajustável manualmente.

3.3 Subsistema 3: Módulos Fotovoltaicos em Seguidores/Rastreadores Solares (*Trackers*)

Uma tecnologia que se mostra muito atraente e com aumento significativo na produção de energia é o rastreador solar (*tracker*). Essa tecnologia emprega um mecanismo que se move em um eixo, acompanhando o percurso solar ao longo do dia, e permite que os módulos fotovoltaicos assumam uma orientação normal em relação à radiação solar incidente. No projeto, serão testados 200 kWp dessa tecnologia. A Figura 3(c) mostra exemplo de estrutura metálica com rastreador solar de um eixo.

3.4 Subsistema 4: Concentradores Fotovoltaicos (CPV)

A cidade de Jaíba está em uma região de altíssimos níveis de irradiação solar direta. Esses elevados níveis têm papel motivador muito importante na exploração da tecnologia CPV, com a expectativa de resultados de geração muito significativos. Serão 300 kWp instalados com a tecnologia CPV, considerando três fabricantes: Semprius, Emcore (ambos classificados como tecnologias de alta concentração, *High Concetrated PV*, HCPV, e que utilizam rastreadores solares de dois eixos) e Cogenra (classificada como tecnologia de baixa concentração, *Low Concetrated PV*, LCPV, e que utiliza rastreador solar de um eixo). As Figuras 3(d), 3(e) e 3(f) mostram exemplos dessas tecnologias.

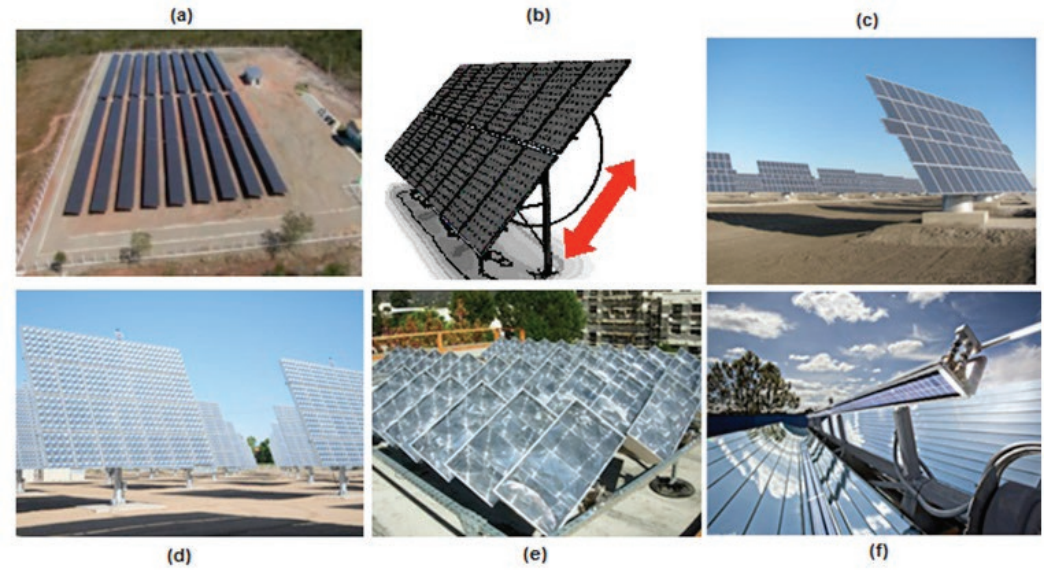


Figura 3. (a) usina fotovoltaica, no chão (*ground mounted*); (b) estrutura metálica ajustável manualmente; (c) estrutura metálica com rastreador solar de um eixo; (d) tecnologia Semprius; (e) tecnologia Emcore e (f) tecnologia Cogenra.

Voltamos a enfatizar que essas foram as alternativas tecnológicas pensadas na época, que sofreram algumas modificações ao longo da implantação, e que serão apresentadas e devidamente justificadas no final do projeto.

4. DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

Para a implantação da planta solar de 3 MWp com as tecnologias indicadas, foram indicadas as seguintes atividades:

- Desenvolver metodologia de projeto básico e executivo da usina, contendo todas as etapas necessárias ao planejamento, projeto, construção, operação e comercialização da energia. Para cada uma dessas etapas, serão desenvolvidas atividades de gestão, engenharia e capacitação. A análise de custos, considerando todos os encargos de fabricação em território nacional, no Mercosul e de importação de outros países também será abordada.
- Criar inventário dos locais mais adequados à instalação de usinas solares fotovoltaicas no Estado de Minas Gerais, considerando radiação solar de diferentes bases de dados [21,23,26], pontos de conexão disponíveis na rede da Cemig, condições climáticas, como, por exemplo, temperatura, vento e pressão [21,23,26], além de tecnologia utilizada (monocristalino, policristalino, filme-fino, etc.), utilizando metodologia própria para elaboração do inventário.

- Desenvolver metodologia de projeto técnico de usina solar fotovoltaica passando pela seleção do local utilizando diferentes bases de dados [21,23,26] e medidas preliminares no local, como de sombreamento [26], seleção dos equipamentos disponíveis no mercado, com etiquetagem e que sejam adaptados às condições ambientais tropicais brasileiras, e simulação por meio de ferramentas computacionais adequadas e amplamente utilizadas em projetos de mesmo porte no exterior [27].
- Desenvolver conhecimento na operação dessas plantas, identificando as características dos profissionais necessários, assim como a carência existente. Identificar os principais problemas enfrentados na manutenção das plantas, como limpeza dos painéis, controle dos parâmetros de geração, correção de falhas, troca de painéis, manutenção da inclinação ótima ao longo do ano, manutenção dos inversores e suprimento de componentes.
- Criar cursos de capacitação profissional em universidades, escolas técnicas e empresas, para capacitar profissionais a exercerem as atividades mencionadas acima, por meio da elaboração de ementas de cursos em diferentes níveis; formar uma base de conhecimento para disponibilização na internet; consolidar as informações; e publicar livro abrangendo desde o estado da arte sobre energia solar, até as metodologias de gestão de projetos solares fotovoltaicos.
- Estabelecer parcerias com instituições de ensino, pesquisa e desenvolvimento de projetos de usinas solares fotovoltaicas e com entidades internacionais reconhecidas nesse tipo de atividade, visando transferência de conhecimento e tecnologia ao Brasil, de modo a auxiliar na capacitação laboratorial em universidades, escolas técnicas e empresas nacionais e facilitar na inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. Algumas dessas parcerias já estão firmadas, como no caso do CESI, Itália, que será responsável pela transferência de conhecimento da tecnologia CPV [11-19] e da *expertise* adquirida em diversos projetos conectados à rede elétrica de grande porte.
- Monitorar o desempenho das diferentes tecnologias instaladas na usina, fazendo uma análise de produção anual, custo de instalação, custo de manutenção e retorno do investimento, a fim de indicar com precisão a melhor alternativa tecnológica para as usinas instaladas no Brasil, mais especificamente na região norte de Minas Gerais. A vida útil dos principais componentes e seu desempenho também serão monitorados.
- Montar uma estação solarimétrica de alta precisão e com sistema de aquisição de dados no local da usina, possibilitando a monitoração e análise de dados, com a finalidade de avaliar o desempenho técnico-econômico do projeto, além de validar os dados de projeto e climatológicos utilizados durante fase de simulação [21, 23, 24].
- Desenvolver uma caixa de junção inteligente [1, 3, 5], dotada de interface de comunicação e possibilitando a monitoração dos painéis em tempo real em nível de *strings*, de modo a fornecer informações acerca da produção e condições de operação e/ou indicar falhas e a necessidade de execução de manutenção preditiva e corretiva no sistema [22,29-37]. O objetivo é aumentar a confiabilidade e maximizar a produção anual

do sistema. Além de o *software* de operação ser desenvolvido em língua portuguesa, o *hardware* e as técnicas aplicadas para o diagnóstico de falhas e análise da produção serão inovadores e deverão resultar em propriedade intelectual, visando à redução de custo e nacionalização desse equipamento, tornando-se um produto disponível em nosso mercado interno e também competitivo a nível de mercado internacional.

- Desenvolver a cadeia de produção das estruturas metálicas mais adequadas às condições brasileiras (estacionárias ou móveis), considerando a produção anual de energia, a facilidade de manutenção, o aterramento e custo reduzido, mais uma vez, de modo a contribuir para a nacionalização de produtos da cadeia fotovoltaica e redução de custos, visando promover a competição com as demais fontes de energia.
- Identificar possibilidades de otimização dos recursos energéticos em parceria com as concessionárias de energia, proponente e cooperadas deste projeto, considerando o planejamento integrado dos recursos e a identificação de complementaridade horo sazonal e energética entre a fonte solar fotovoltaica e as fontes disponíveis.
- Propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desoneramentos tributários que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e confiabilidade do suprimento de energia [38].
- Desenvolver *expertise* no aterramento desses sistemas, visto a complexidade desse item no Brasil, quando comparado a sistemas instalados na Europa.
- Ter dados consistentes relativos à injeção de harmônicos e ao impacto na qualidade da energia da rede elétrica conectada à usina solar fotovoltaica.
- Propor atualizações e mudanças na legislação pertinente em conjunto com as concessionárias de energia participantes deste projeto, incluindo geração, conexão e uso da rede e comercialização da energia gerada, bem como as possibilidades e implicações socioeconômicas e ambientais de mudança no marco regulatório [38], baseadas na experiência adquirida com este projeto a ser executado em uma região precária do Estado de Minas Gerais.
- Criar um conjunto de alternativas de receita, com venda ou comercialização de energia, ou de redução de despesas, com consumo ou intercâmbio de energia, para compensação dos gastos com o investimento em geração solar fotovoltaica de energia elétrica; e realizar relatório com prospecção dos mercados de consumo de energia elétrica produzida por essa fonte até o ano de 2020.
- Avaliar os impactos socioambientais da instalação dessas plantas e, em conjunto com o órgão ambiental responsável, determinar a classe de enquadramento do empreendimento, construindo referência e modelos para futuros licenciamentos.
- Cumprir o prazo de 36 meses apresentado pela chamada. O projeto proposto foi desenhado de maneira a garantir a implantação da planta até o mês 24, tendo assim, pelo menos, mais 12 meses para avaliar cada um dos subsistemas e capacidade de geração e perdas, permitindo uma avaliação completa dos resultados alcançados e das recomendações, para o Brasil, de arranjos técnicos e comerciais, tecnologias, capacitação profissional e locais de forte vocação energética.

5. METODOLOGIA

A metodologia a ser seguida compreende a divisão do projeto em diversas atividades, conforme descritas a seguir de forma resumida.

Estado da arte das tecnologias atualmente empregadas na geração solar fotovoltaica:

- Tecnologias de painéis fotovoltaicos.
- Tecnologias de inversores conectados à rede elétrica.
- Subestações, proteções, aterramento e conexões ao sistema de transmissão e distribuição.
- Demais componentes, como: medidores, cabos e conectores, caixas de junção, disjuntores CC e CA, etc.
- Elaboração de livro e realização de seminários.

Desenvolvimento de metodologia para identificação das áreas mais propícias às instalações solares fotovoltaicas no Brasil:

- Aquisição de dados climatológicos de diferentes bases de dados.
- Elaboração de algoritmo para tratamento desses dados com interface gráfica em língua portuguesa.
- Elaboração de modelos simplificados para estimar produção anual, considerando efeitos de temperatura, vento e tecnologias adotadas.
- Validação dos modelos por meio de comparação com resultados fornecidos por aplicativos de alto desempenho, como o PVSYST.
- Elaboração de inventário dos locais mais adequados à instalação de usinas solares fotovoltaicas.

Projeto e planejamento dos subsistemas que fazem uso da tecnologia fotovoltaica convencional:

- Detalhamento do plano de ação.
- Análise do local de instalação e estudos preliminares de viabilidade.
- Autorização de conexão à rede elétrica.
- Projeto e previsão de geração da usina utilizando ferramentas adequadas, tais como o aplicativo PVSYST (análise detalhada de efeitos de sombreamento entre "*sheds*").
- Otimização do projeto em função do custo e ganhos de produção.
- Projeto técnico detalhado da instalação elétrica, das edificações e acesso, juntamente com plano de segurança.
- Comissionamento e testes.
- Operação comercial.

Projeto e planejamento do subsistema utilizando a tecnologia *Concentrated Photovoltaics* (CPV):

- A metodologia segue os mesmos passos identificados na atividade descrita no item acima.

Instalação de estação solarimétrica:

- Estado da arte das diferentes tecnologias existentes e níveis de precisão dos diferentes equipamentos que compõem tal estação.
- Configuração do sistema de aquisição de dados e conexão remota.
- Comparação e validação das medidas, confrontando com os diversos dados disponibilizados por diferentes bases de dados climatológicos.
- Análise de precisão e confiabilidade dos dados atualmente disponíveis para irradiância global e difusa de temperatura, vento e pressão.

Desenvolvimento de uma caixa de junção inteligente:

- Levantamento bibliográfico sobre as diferentes configurações de Caixas de Junções existentes e funcionalidades avançadas.
- Concepção de circuito eletrônico e sistema de aquisição de dados para a caracterização das curvas de potência das *strings* fotovoltaicas.
- Desenvolvimento e validação da técnica de diagnóstico de painéis defeituosos em cada *string*.
- Desenvolvimento de um algoritmo para estimação de temperatura e nível de irradiação em cada *string*.
- Definição de sistema de comunicação remoto e elaboração de um aplicativo de operação e monitoramento do sistema.
- Integração e análise experimental do protótipo.
- Avaliação final do produto.
- Elaboração do relatório.

Estruturas metálicas nacionalizadas:

- Estudo dos materiais e características necessárias das estruturas a serem utilizadas na região norte de Minas Gerais.
- Projeto das estruturas estacionárias.
- Projeto das estruturas a três níveis de inclinação.
- Projeto de sistema semiautomático a ser utilizado para a mudança da inclinação de grupos de painéis.
- Estudo de viabilidade de nacionalização e fabricação do produto.
- Fabricação e instalação das estruturas.

Análise de desempenho das diferentes tecnologias adotadas:

- Monitoração da produção individual de cada subsistema por meio dos inversores e sistemas de monitoração disponíveis.
- Comparação entre subsistemas equivalentes e análise econômica e de viabilidade, ou não, de cada uma das soluções distintas para a localidade da planta em questão.
- Elaboração de relatório com principais conclusões.

Estudo de durabilidade e aplicabilidade dos produtos disponíveis no mercado às condições ambientais tropicais do Brasil:

- Análise das normas brasileiras com a finalidade de aplicação dessas no dimensionamento de cabos e dispositivos de proteção, além das aplicações *outdoor*.
- Análise do desempenho de inversores e painéis fotovoltaicos comparados aos desempenhos esperados teoricamente.
- Estimativa de tempo de vida dos principais equipamentos presentes na usina solar sob análise.
- Propostas de adequação e/ou adaptação das tecnologias existentes às condições de operação de plantas solares fotovoltaicas localizadas no norte de Minas Gerais.

Estudo de malha de aterramento considerando as condições brasileiras:

- Estado da arte dos sistemas de aterramento e para-raios utilizados em usinas solares de grande porte na Europa e no resto do mundo.
- Estudo de adaptabilidade desses sistemas às condições brasileiras de baixa resistência do solo e alto índice de incidência de descargas atmosféricas.
- Definição de solução a ser adotada com base no retorno de experiência das concessionárias e dos *experts* internacionais para esse tipo de aplicação.
- Elaboração de relatório com resultados experimentais.

Estudos dos impactos da conexão de inversores injetando potência na rede elétrica em paralelo:

- Estado da arte de inversores disponíveis no mercado: injeção de potência ativa e reativa.
- Verificação por simulação dos efeitos de injeção de conteúdo harmônico na qualidade da energia na rede elétrica, com a finalidade de verificar se os índices de Distorção Harmônica Total (DHT) de corrente e tensão não ultrapassam os índices estabelecidos nas normas internacionais (IEC).
- Medidas experimentais realizadas no campo.
- Identificação de cargas consideradas críticas ao sistema em torno do local de instalação da usina solar fotovoltaica.
- Utilização de algumas unidades de topologia de inversor com controle de potência reativa e verificação experimental sobre a melhoria na estabilidade e qualidade da energia em períodos de pouco irradiação solar e, sobretudo, durante a noite (para tal atividade, devem ocorrer medições disponíveis no ponto de conexão antes do início da operação da usina, a ser previsto em conjunto com a concessionária);

Análise econômica: estudo de casos para os diferentes subsistemas:

- Cálculo da estimativa de energia a ser produzida pelo sistema.
- Gastos de instalação.
- Análise econômica considerando diversos fatores econômicos diferentes.
- Comparação com países europeus (Alemanha e Espanha).
- Definição de subsídios necessários.
- Prospecção dos mercados de consumo de energia elétrica produzida por geração solar fotovoltaica até 2020 no Brasil.

Desenvolvimento sustentável:

- Identificar os impactos sociais e ambientais gerados pela instalação da planta, assim como as medidas mitigadoras para cada um dos impactos.
- Desenvolver, em conjunto com as comunidades locais e seus representantes, formas de incentivar o desenvolvimento econômico da região, fazendo com que a instalação da planta traga benefícios sustentáveis e de longo prazo para a região, como geração de emprego e renda, atração de novos investimentos para a região, fortalecimento da cultura local, entre outros.

6. ORGANIZAÇÃO DAS ATIVIDADES

Para o desenvolvimento das diversas atividades, foram estabelecidos os seguintes agrupamentos, denominados de *Work Packages* (WP), que serão sistematicamente referenciados ao longo do desenvolvimento do projeto.

WP 01 – Estado da arte das tecnologias atualmente empregadas na geração solar fotovoltaica.
WP 02 – Metodologia para identificação das áreas mais propícias às instalações solares fotovoltaicas no Brasil.
WP 03 – Projeto e planejamento dos subsistemas que fazem uso da tecnologia fotovoltaica convencional.
WP 04 – Projeto e planejamento do subsistema utilizando a tecnologia *Concentrated Photo Voltaics (*CPV).
WP 05 – Instalação de estação solarimétrica e análise de desempenho dos subsistemas.
WP 06 – Desenvolvimento de uma caixa de junção inteligente e de baixo custo.
WP 07 – Estudo de durabilidade e aplicabilidade dos produtos disponíveis no mercado quanto às condições ambientais tropicais do Brasil.
WP 08 – Análise dos marcos regulatórios.
WP 09 – Estruturas metálicas nacionalizadas.
WP 10 – Estudo de malha de aterramento considerando as condições brasileiras.
WP 11 – Estudos dos impactos da conexão de inversores injetando potência na rede elétrica em paralelo.
WP 12 – Análise econômica: estudo de casos para os diferentes subsistemas.
WP 13 – Desenvolvimento sustentável: identificar os impactos sociais e ambientais gerados pela instalação da planta, assim como as medidas mitigadoras para cada um dos impactos.
WP 14 – Definição de estratégias de operação e manutenção da usina.
WP 15 – Capacitação laboratorial e certificação de inversores.
WP 16 – Capacitação profissional: seminários, ementas de cursos e publicação de livro.
WP 17 – Arranjos comerciais.
WP 18 – Estudos de pré-viabilidade.
WP 19 – Abordagem fundiária para a definição do local de implantação, negociação e registro da terra.

WP 20 – Licenciamento ambiental.
WP 21 – Especificação dos equipamentos.
WP 22 – Negociação e contratação dos equipamento.
WP 23 – Contratação de fornecedores de serviço para implantação da planta.
WP 24 – Acompanhamento de toda a implantação.
WP 25 – Negociação e fechamento de contrato de venda de energia.
WP 26 – Monitoramento da geração da planta em seu primeiro ano de operação.
WP 27 – Elaboração do Relatório Final do projeto.

7. RESUMO

Em 1º de agosto de 2011, a Aneel publicou a Chamada n.º 013/2011, referente ao Projeto P&D Estratégico – Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.

Furnas Centrais Elétricas S.A, atuando como empresa proponente, convidou 17 outras empresas concessionárias, uma empresa parceira e três entidades como executoras, para formação de um grupo, objetivando a elaboração e a apresentação de proposta para aprovação da Aneel. Posteriormente, 4 empresas, por questões internas, solicitaram o seu desligamento do projeto.

Em 24 de outubro de 2011, foi enviada para a Aneel a proposta do grupo e, subsequentemente, realizada, em 28 de novembro de 2011, a defesa presencial do projeto no auditório da Aneel, em Brasília (DF).

Em 22 de dezembro de 2011, a Aneel comunicou a aceitação da proposta, o que possibilitou deflagrar as ações legais e organizacionais necessárias para a execução do projeto.

Em 7 de junho de 2013, foi assinado, por todas as empresas envolvidas neste projeto, o Termo de Compromisso que regulamentou as atividades e responsabilidades entre todas as partes, tendo sido escolhida a data de 30 de agosto de 2013 para início oficial do projeto.

A proposta apresentou a alternativa de construir uma usinar solar fotovoltaica conectada à rede elétrica com capacidade instalada de 3 MWp, constituída de diferentes tecnologias: tecnologia fotovoltaica tradicional montada sobre estruturas metálicas estáticas, sobre estruturas metálicas com ângulo de inclinação ajustável e sobre rastreadores móveis em dois eixos; e, finalmente, construir um subsistema com a tecnologia *Concentrated Photovoltaics* (CPV), montada sobre rastreador móvel em dois eixos.

8. REFERÊNCIAS

Na oportunidade da elaboração do formulário PRJ para encaminhamento da proposta do projeto para a Aneel, foram indicadas as seguintes referências:

[1] LABOURET, A.; VILLOZ, M. *Energie Solaire photovoltaique*. 4ª edition. Local: Editions Le Moniteur, 2008.

[2] VILLOZ, M. *Construire* écolo. Local: Ed. Dunod, 2007. 220 páginas.

[3] VILLOZ, M. et al. *Centrales photovoltaiques - guide pour le dimensionnement et la réalisation des projets*. Local: Pacer, 1996. 252 páginas.

[4] SOLAR ENERGY INTERNATIONAL. *Photovoltaics: Design and Installation Manual*. Local: editor, 2004. 336 páginas.

[5] ANTHONY, F. *Photovoltaics for Professionals: Marketing, Design and Installation*.Local: Editora, 2007. 216 páginas.

[6] RÜTHER, R. *Edifícios solares fotovoltaicos: O potencial da geração fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada* à *rede elétrica pública no Brasil*. 1ª edição. Local: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004. 114 páginas.

[7] RUTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. *Energy Policy*, Local; v. 39, p. 1027-1030, 2011.

[8] SALAMONI, I.T.; RÜTHER, R. *O potencial brasileiro da geração solar fotovoltaica conectada* à *rede elétrica: análise de paridade da rede*. In: IX ENCONTRO NACIONAL E V LATINO AMERICANO DE CONFORTO NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, Ouro Preto, 2011.

[9] GALDINO, M. A. *A Experiência de Dois Anos de Operação do Sistema Fotovoltaico Conectado* à *Rede do CEPEL*. In: XVIII SNPTEE - SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2005, Curitiba (PR). *Anais* , 2005.

[10] LISITA JÚNIOR, O. *Sistemas fotovoltaicos conectados* à *rede: Estudo de caso - 3kWp instalados no estacionamento do IEE-USP*. Dissertação de Mestrado (Orientador: Roberto Zilles) – Universidade de São Paulo, SP, 2005.

[11] CESI ITALY, *High Conversion Efficiency PV Cell*. (Pedido de patente internacional: PCT/EP2010/060477 - 20/07/2010, WO2011/009857 - 27/1/2011).

[12] GORI, Gabriele; CAMPESATO, Roberta; CASALE, Maria Cristina; GABETTA, Giuseppe. *Very High Efficiency Triple Junction Solar Cells Based on (Al)InGaP Compounds*. 9th ESPC. Saint Raphael, 2011.

[13] PADOVANI, S. et al *Triple Junction InGaP/InGaAs/Ge solar cells for high concentration photovoltaics application: reliability and lifetime assessment*. Local: ESREF, 2010.

[14] CAMPESATO, Roberta; MAZZORIN, Dario; ALIMONTI, Gianluca. *HCPV system Simulator*. E2C CONFERENCE BARCELLONA (Università di Milano Dipartmento di Fisica), 2010.

[15] GIGLIUCCI, Gianluca; BELLIA, Gioacchino; ROSA, Daniela Di; TROVATO, Maria Luisa Lo; CAMPESATO, Roberta; ROTARIS, Gianluca; PULVIRENTI, Francesco; ZENOBI, Mauro; ZAOPO, Antonio; SCARCIA, Dino; LUCIA, Maurizio De; PELLEGRINO, Michele. *SCOOP: Italian Solar Concentration technologies for Photovoltaic systems*. 25th EUPVSEC Valencia, 2010.

[16] CAMPESATO, Roberta; CASALE, Maria Cristina; GABETTA, Giuseppe; GORI, Gabriele; COLLETTO, Riccardo; ZENOBI, Mauro; PRINCIPE, Andrea. *New concepts in Multi Junction Cells for standard and spectrum splitting concentrated photovoltaics*. 25th EUPVSEC Valencia (Angelantoni S. p. A.), 2010.

[17] DONNE, Alessia Le; ACCIARRI, Maurizio; BINETTI, Simona (Dept. Of Materials Science, University of Milano-Bicocca), GORI, Gabriele; COLLETTO, Riccardo; CAMPESATO, Roberta. *Optical and electrical characterization of AlInGaP solar cells*. Solar Energy Mater. Solar Cells (2010) doi:10.1016/j.solmat 2010.06.001, 2009.

[18] CONTINI, Raffaella; PIETRO, Zanella; CAMPESATO, Roberta; CASALE, Maria Cristina; GABETTA, Giuseppe. *Qualification of Italian 28% Efficient Triple Junction Solar Cells*.: ISROS, Cagliari, 2009.

[19] CAMPESATO, Roberta; CASALE, Mariacristina; GABETTA, Giuseppe; GORI, Gabriele; COLLETTO, Riccardo; TAYLOR, Stephen. *High Efficiency solar cells based on AlInGaP*. 34th IEEE PVSC, Philadelphia, 2009.

[20] VIANA, T.; RUTHER, R. ; MARTINS, F. R. ; PEREIRA, E. B. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in Brazil with satellite-derived direct normal irradiation. *Solar Energy*, Local; v. 85, p. 486-495, 2011.

[21] PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; Ruther, R. *Atlas brasileiro de energia solar*. 1. ed. São José dos Campos (SP): Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, v. 1, 2006. 60 páginas.

[22] SERA, D. *Real-time Modelling, Diagnostics and Optimised MPPT for Residential PV systems*. PhD Thesis – Aalborg University (Denmark), January 2009.

[23] TIBA, C. et al. *Atlas solarimétrico do Brasil: Banco de dados solarimétricos*. Pernambuco: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 páginas.

[24] INSTITUT NATIONAL DE L'ENERGIE SOLAIRE EN FRANCE (INES). *Comment dimensionner vos projets photovoltaiques: la gestion technique du photovoltaique*. Mars, 2011.

[25] METEONORM: *Climatological data and typical ears worlds wide*. Disponível em: <http://www.meteotest.ch/en/footernavi/solar_energy/meteonorm/>.

[26] SOLMETRIC: *Expert tools*. Disponível em: <http://www.solmetric.com/>.

27] PVSYST: *Software for Photovoltaic Systems*. Disponível em: <www.pvsyst.com/>.

[28] BUIATTI, G. *Method for Obtaining Information Enabling the Determination of a Characteristic of a Power Source*. EP 09 179087.3, Europa, Japão, China e EUA, 2009.

[29] BUIATTI, G. *Method and Apparatus for Obtaining Information Enabling the Determination of the Maximum Power Point of a Power Source*. EP 09 165145.5, Europa, Japão, China e EUA, 2009.

[30] BUIATTI, G. *Apparatus for Obtaining Information Enabling the Determination of the Maximum Power Point of a Power Source*. EP 09 165141.4, Europa, Japão, China e EUA, 2009.

[31] BUIATTI, G. *Method for Obtaining Information Enabling the Determination of a Characteristic of a Power Source*. EP 09 179088.1, Europa, Japão, China e EUA, 2009.

[32] MERMOUD, A.; LEJEUNE, T., Partial Shading on PV arrays: by-pass diode benefits analysis. In: *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference* - Valencia, Spain, 6-10 September, 2010.

[33] BUIATTI, G. M.; Cappelluti, F.; Ghione, G. Physics-Based PiN Diode SPICE Model for Power-Circuit Simulation. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Local; v. 43, p. 911-919, 2007.

[34] MATOS, F. B. Modelamento Computacional do Comportamento de Células Fotovoltaicas Baseado nas Propriedades Físicas dos Materiais. 2006. 140 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Orientador: José Roberto Camacho, Minas Gerais, 2006.

[35] Military Handbook 217 F (1992), *Reliability prediction of electronic equipment*. Revision F, Dec. 1991, Notice 1, 10 July 1992, Notice 2, 28 February, 1995.

[36] BUIATTI, G. M. *et al*, *An Online and Non-invasive Technique for the Condition Monitoring of Capacitors in Boost Converters*. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, v. 59, p. 2134-2143, 2010.

[37] MATOS, F.B.; CAMACHO, J.R. *A model for semiconductor photovoltaic (PV) solar cells: the Physics of the energy conversion, from the solar spectrum to dc electric power*. CLEAN ELECTRICAL POWER INTERNATIONAL CONFERENCE, May 2007, Capri.

[38] SALAMONI, I. T.; MONTENEGRO, A. A.; RUTHER, R. *O panorama da energia solar fotovoltaica conectada à rede elétrica no Brasil: benefícios, legislação e desafios*. In: X ENCONTRO NACIONAL E VI ENCONTRO LATINO AMERICANO DE CONFORTO NO AMBIENTE CONSTRUÍDO, 2009, Natal - RN. *Anais* ... Natal (RN): ENTAC, 2009. v. 1. p. 1-11.

[39] BURGER, B; RUTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, Oxford, UK, v. 80, p. 32-45, 2006.

[40] BENEDITO S. R ; ZILLES, R. Caracterização da produção de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 13, p. 04.09-04.14, 2009.

[41] CAMACHO, J. R. *Uma Proposta de Técnica de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência de um Painel Fotovoltaico*. In: XVIII CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 2010. v. 1. p. 2543-2548.

[42] FREITAS, L. C.; COELHO, E. A. A. *Inversor Flyback a dois Transistores controlados por um dispositivo FPGA para obter MPPT em sistemas fotovoltaicos*. In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE APLICAÇÕES INDUSTRIAIS - INDUSCON, 2008. V. único. p. 01 - 06.

[43] Handbook of International Seminar Power Electronics for Photovoltaics, June 7th/8th, 2010, Munich-Dornach (Germany), OTTI - Training Seminar Tangungen.

[44] BERASATEGI, A.; CABAL, C.; ALONSO, C.; ESTIBALS, B. *European efficiency improvement in photovoltaic applications by means of parallel connection of power converters*. In: EPE 2009 (European Power Electronics Conference), Barcelona (Spain).

[45] ALBUQUERQUE, F.L.; Moraes, A.J.; GUIMARÃES, G.C.; SANHUEZA, S.M.R.; VAZ, A.R. Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating. *Solar Energy,* vol 84, (7, pp. 1310-1317), July 2010.

[46] ALBUQUERQUE, F.L.; MORAES, A.J.; GUIMARÃES, G.C. *Sistema solar fotovoltaico conectado* à *rede elétrica operando como gerador de potência ativa e compensador de potência reativa.* In: III CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 21-24/09/2010, Belém (PA).

[47] COELHO, E.A.A. Implementação de um Controle Digital Híbrido para um Sistema Inversor Conectado à Rede Elétrica. *Projeto FAPEMIG/UFU/FAU de Pesquisa e Desenvolvimento*, 2007-2009.

[48] PAIVA, E.P. *Uma Proposta do Controle de Paralelismo de Inversores com a Rede Elétrica Utilizando-se a Técnica de Realimentação de Fase.* 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia. Orientador: Ernane Antônio Alves Coelho, Minas Gerais, 2006.

[49] BRITTO, J. R.; SILVA, F.V.R.; COELHO, E. A. A.; FREITAS, L.C.; FARIAS, V.J.; VIEIRA JÚNIOR, J.B. Proposta de um Conversor CC-CC Utilizado em Sistemas Fotovoltaicos e Rede de Energia Elétrica para Faixa de Tensão Universal. *Revista Eletrônica de Potência*, v. 14, p. 165-172, 2009.

[50] COELHO, Ernane Antônio Alves; FREITAS, Luiz Carlos. An Improved Power Controller For a Single Phase Grid Connected Inverter With Root Locus Analysis. *Eletrônica de Potência*, v. 14, p. 17-23, 2009.

CAPÍTULO 3

Conceitos Básicos de Energia Solar Fotovoltaica

Rafael Amaral Shayani – Universidade de Brasília (UnB)
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira – Universidade de Brasília (UnB)

Foto: http://www.brasil247.com/pt/247/minas247/138952/Mineirão-é-o-1º-estádio-da-Copa-com-energia-solar.htm



OBJETIVO

Este capítulo visa abordar os principais conceitos básicos relacionados à energia solar fotovoltaica, explicando como ocorre o efeito fotoelétrico e como a incidência dos raios solares é afetada pelo movimento da Terra, apresentando cálculos que permitem obter o ganho de energia com a utilização de seguidores de sol.

1. O EFEITO FOTOELÉTRICO

O efeito fotoelétrico, descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839, consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. Em 1954, os laboratórios Bell produziram a primeira célula solar de silício, que rapidamente atraiu o interesse do programa espacial americano, devido a sua vantajosa relação entre potência por unidade de peso. Aperfeiçoando-se nas aplicações espaciais, a tecnologia fotovoltaica passou a se espalhar em aplicações terrestres [1].

Para que o funcionamento de uma célula fotovoltaica possa ser compreendido, é necessário, primeiramente, rever conceitos sobre átomos, elétrons e bandas de energia. Os elementos possuem prótons e neutros, concentrados no núcleo do átomo, e elétrons, que orbitam ao seu redor, em diferentes níveis de energia. Quanto menos energia possuem, mais próximos estão do núcleo. O silício, de número atômico 14, possui três órbitas ao redor de seu núcleo, conforme ilustrado pela Figura 1.

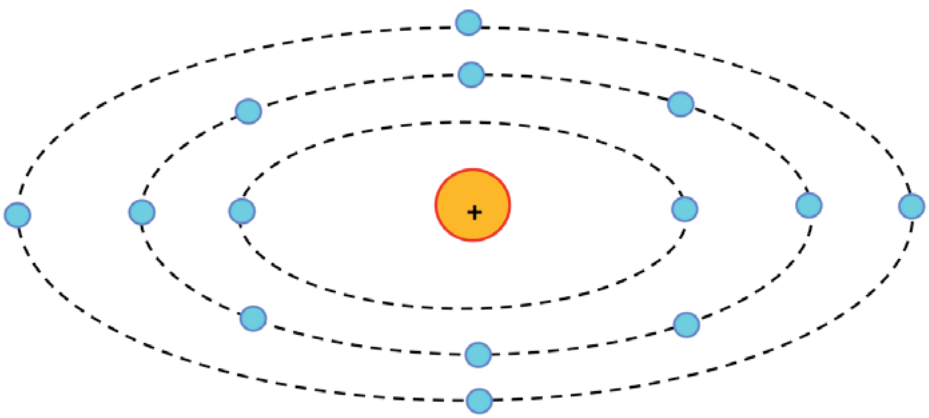


Figura 1. Átomo de silício com 14 elétrons distribuídos em 3 órbitas [2]

Os elétrons da órbita mais distante interagem com os átomos vizinhos, formando as estruturas sólidas. No caso do silício, cada átomo faz uma ligação covalente com outros 4 átomos vizinhos, permitindo assim que todos tenham suas órbitas completas, com 8 elétrons cada, formando uma estrutura cristalina, conforme a Figura 2. O detalhe ilustra um átomo central ligado a mais 4 ao seu redor.

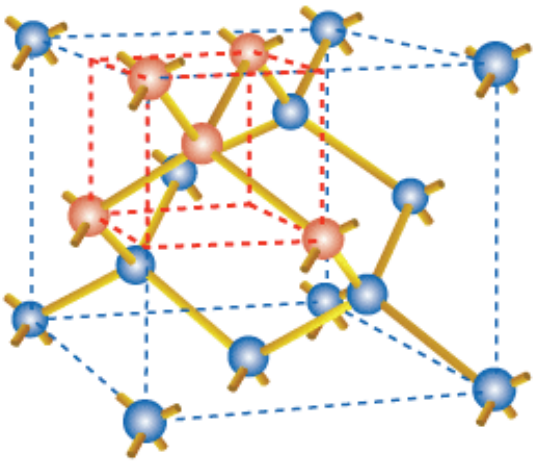


Figura 2. Átomos de silício realizando 4 ligações covalentes cada, formando uma estrutura cristalina [3]

Entretanto, essa ligação covalente entre os elétrons de átomos distintos pode ser quebrada, caso o elétron receba energia suficiente para se afastar ainda mais do núcleo, ficando livre de sua atração. Caso isso aconteça, o elétron deixa a banda de valência, onde não pode se movimentar livremente, passando para a banda de condução. Uma lacuna, então, fica na banda de valência, devido à ausência do elétron. Logo, temos um par elétron-lacuna, criado a partir do aumento de energia do elétron.

Se esse elétron livre, com bastante energia, for canalizado para um circuito, uma corrente elétrica será criada. Entretanto, na configuração analisada, na qual há somente o silício, isso não ocorre, pois ele novamente associa-se com a lacuna, deixando a banda de condução e retornando para a banda de valência, sem dirigir-se para uma carga externa, fazendo com que a energia obtida seja transformada em calor. É necessário, então, que haja um processo que acelere o elétron livre para fora do material, o que pode ser realizado com a aplicação de um campo elétrico.

O material das células solares é preparado de forma a possuir um campo elétrico permanente, o qual é gerado por meio da dopagem do material semicondutor. Quando átomos com cinco elétrons de ligação na última camada de valência são adicionados ao silício, como, por exemplo, o fósforo, a estrutura cristalina faz com que 4 elétrons do fósforo liguem-se com os átomos de silício vizinhos, enquanto que o quinto elétron não realiza nenhuma ligação, ficando fracamente conectado ao seu átomo de origem. Esse elétron, ao receber pouca energia térmica, disponível à temperatura ambiente, é liberado e enviado para a banda de condução. O fósforo, então, é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante *n* ou impureza *n*.

Se átomos com três elétrons na última camada de valência forem adicionados ao silício, como é o caso do boro, uma das ligações com os 4 átomos de silício vizinhos não será preenchida, criando assim uma lacuna. De forma análoga ao caso anterior, com pouca energia térmica, um elétron vizinho pode passar a essa posição, fazendo com que a lacuna se desloque. O boro, então, é um aceitador de elétrons e denomina-se dopante *p* ou impureza *p*. A Figura 3 apresenta essas ligações.

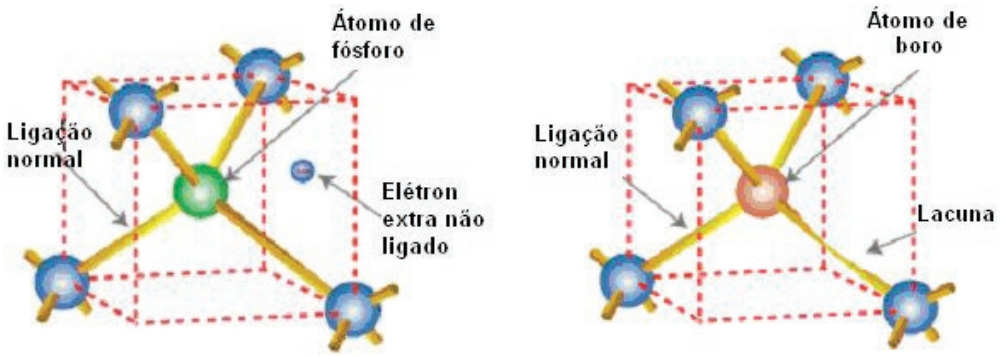


Figura 3. Silício dopado com impurezas (a) do tipo *n*, com fósforo, fazendo com que um elétron fique desemparelhado, e (b) do tipo *p*, com boro, criando uma lacuna [3]

O silício com impurezas, seja com excesso de elétrons ou lacunas, continua com carga neutra, pois a quantidade de elétrons e prótons é a mesma. Porém, quando o silício tipo *n* entra em contato com o silício tipo *p*, os elétrons livres do lado *n* preenchem as lacunas do lado *p*. Logo, a camada *n*, que perdeu elétrons, fica positivamente carregada, enquanto que a camada *p*, que recebeu elétrons, fica negativamente carregada. Essas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente, que dificulta a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p*. Esse processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira de potencial capaz de barrar os elétrons livres remanescentes no lado *n*.

Essas são as condições necessárias para que o efeito fotoelétrico ocorra, pois, quando um elétron do lado *p* recebe energia suficiente do fóton da luz solar e move-se para a banda de condução, criando o par elétron-lacuna, o campo elétrico permanente o envia para o lado *n*, não permitindo sua volta, ao mesmo tempo que repele a lacuna para o extremo do lado *p*. Basta que contatos sejam colocados nas duas extremidades do material semicondutor dopado para que o elétron seja coletado na camada *n*, passe pela carga elétrica externa e retorne para a lacuna, que o aguarda na camada *p*, conforme a Figura 4.

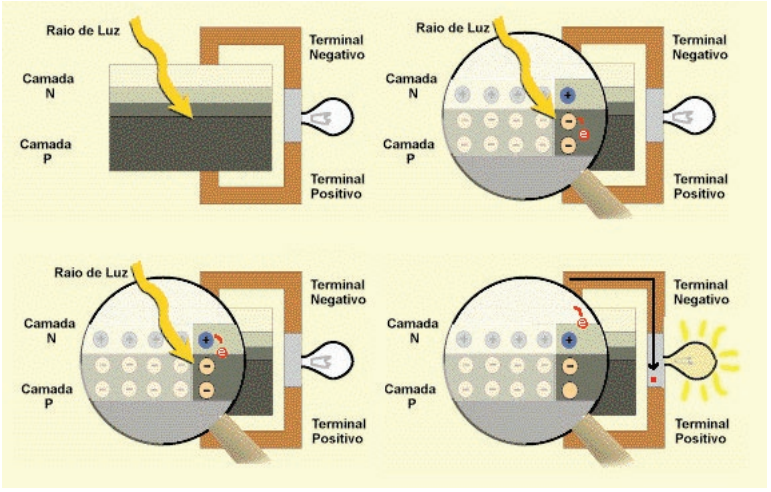


Figura 4. Efeito fotoelétrico na junção *pn* [4]

A energia que é gerada pela célula solar é aquela que o elétron recebe do fóton, que o possibilita migrar da banda de valência para a banda de condução. Nos semicondutores, há uma banda proibida entre elas, na qual não podem existir elétrons ou lacunas. Logo, o fóton deve fornecer energia suficiente para que o elétron ultrapasse essa banda proibida. A Figura 5 apresenta essa descontinuidade de energia.

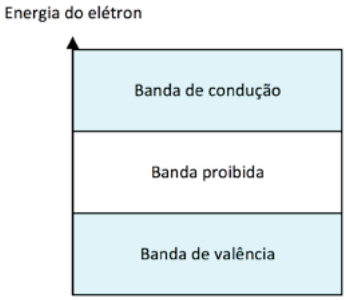


Figura 5. Distribuição de energia no semicondutor

Os fótons com menos energia que a necessária para atravessar a banda proibida não são absorvidos, passando direto por meio do material semicondutor. Aqueles com mais energia são absorvidos e fornecem exatamente a energia necessária, transformando o excesso em calor. Essas duas situações representam perdas de eficiência que podem ocorrer na conversão da energia solar em eletricidade.

1.1 Distribuição da Energia no Fóton Solar

A energia solar é emitida, principalmente, como radiação eletromagnética entre o ultravioleta e o infravermelho, com comprimento de onda variando de 0,2 a 3 μmm. A Figura 6 apresenta a distribuição espectral da radiação solar no espaço e o seu decaimento devido ao efeito da atmosfera.

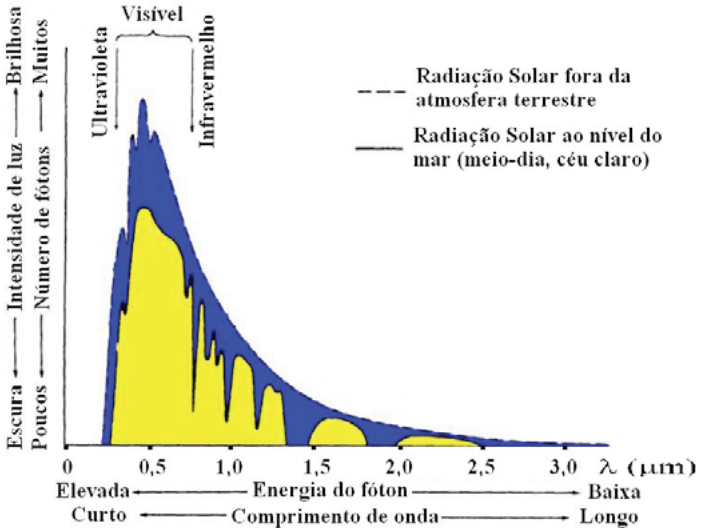


Figura 6. Distribuição espectral da radiação solar [4], modificado

Para converter o comprimento de onda em energia do fóton, a Equqação 1 pode ser utilizada, na qual λ é o comprimento de onda, *v* é a frequência da onda em Hertz e *c* é sua velocidade no vácuo ($3x10^8$ m/s) [5].

$$\lambda[\mu m] = c/\nu = 1{,}24/h\nu\ [eV] \quad (1)$$

Logo, a energia predominante na radiação solar, distribuída nas cores do espectro visível, no infravermelho e no ultravioleta, está apresentada na Tabela 1.

Tabela 1. Energia dos fótons predominantes na radiação solar

Cor	Comprimento de Onda [mm]	Energia [eV]
Ultravioleta	0,200 a 0,380	3,26 a 6,20
Violeta	0,380 a 0,440	2,82 a 3,26
Azul	0,440 a 0,490	2,53 a 2,82
Verde	0,490 a 0,565	2,19 a 2,53
Amarelo	0,565 a 0,590	2,10 a 2,19
Laranja	0,590 a 0,630	1,97 a 2,10
Vermelho	0,630 a 0,780	1,59 a 1,97
Infravermelho	0,780 a 1,000	1,24 a 1,59

Materiais semicondutores, os quais possuem banda proibida da ordem de 1 eV, são adequados para o uso nas células solares, pois a maioria dos fótons possui energia superior a esse patamar. Alguns dos materiais utilizados estão apresentados na Tabela 2 e na Figura 7.

Tabela 2. Alguns materiais utilizados em células solares e sua banda de energia [5]

Material	Sigla	Banda de Energia [eV] à temperatura de 300 K
Silício	Si	1,12
Arsenieto de gálio	GaAs	1,42
Telureto de cádmio	CdTe	1,56

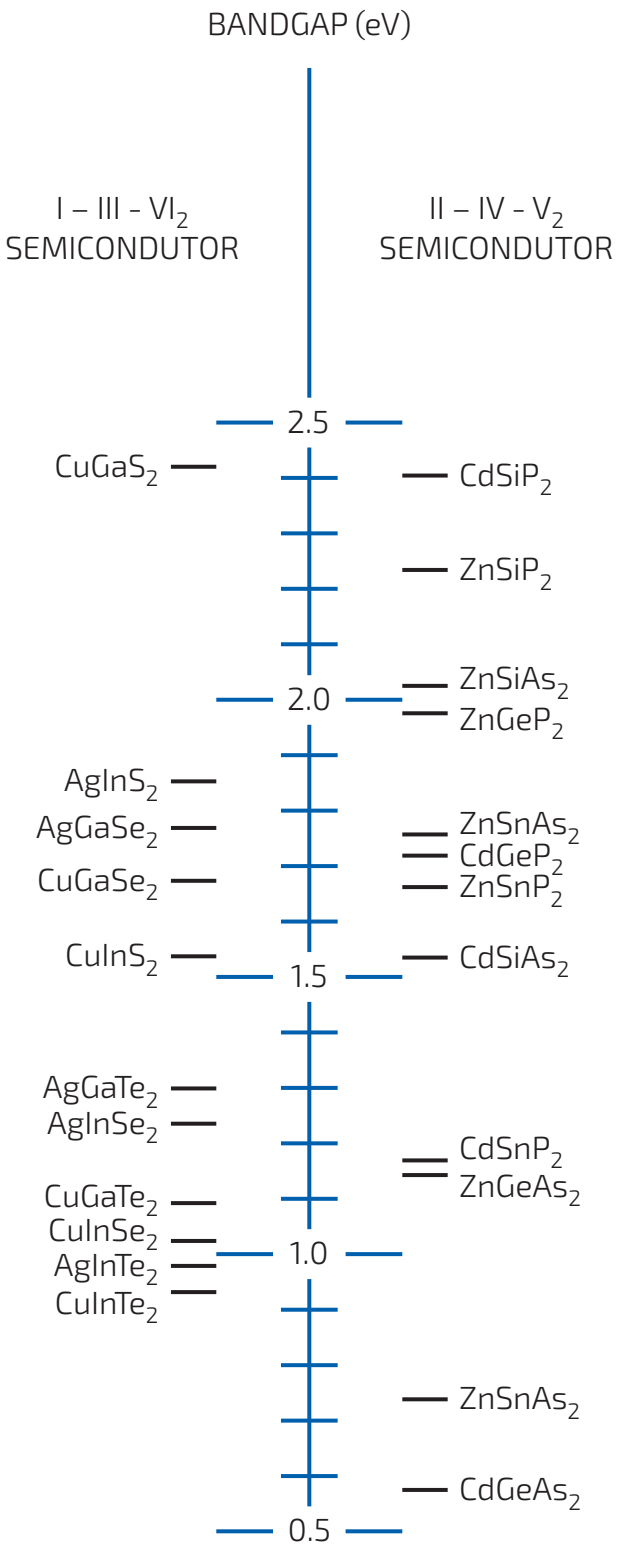


Figura 7. Bandas de energia de alguns semicondutores na faixa de interesse do efeito fotoelétrico [5]

Nota-se que a obtenção de um elevado rendimento na absorção da energia solar é complexo, pois o silício, por exemplo, absorve uma grande quantidade de fótons, por ter um valor de banda de energia mais baixo, porém boa parte é transformada em calor por possuir energia acima do potencial necessário. Já o telureto de cádmio faz com que menos energia seja transformada em calor, entretanto não absorve uma grande quantidade de fótons, deixando passar aqueles com energia inferior à sua banda.

Outro fator que afeta o desempenho da absorção dos fótons é a diminuição da banda de energia com o aumento da temperatura, conforme apresentado na Figura 8. Assim, a célula solar, por estar exposta ao Sol e receber um aumento extra de temperatura devido aos fótons com mais energia que a banda, tem sua banda diminuída, dissipando mais do que em temperatura ambiente.

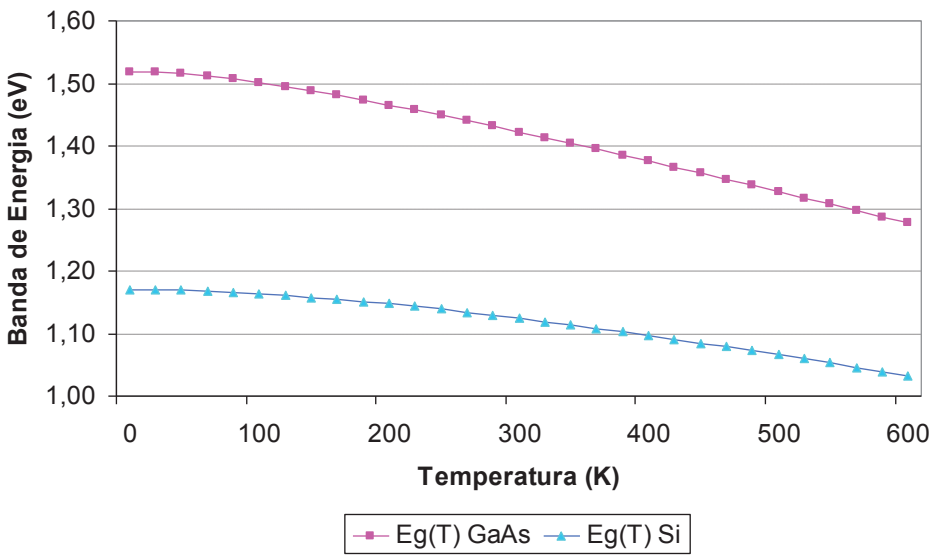


Figura 8 Variação da banda de energia em função da temperatura [5]

Uma maneira de melhorar o aproveitamento das células solares é a utilização de mais de uma junção, em forma de cascata, com diferentes bandas de energia, fazendo com que a primeira absorva os fótons com mais energia, permitindo que os menos energéticos passem direto para a segunda junção, cuja banda é menor, e assim por diante, conforme a Figura 9.

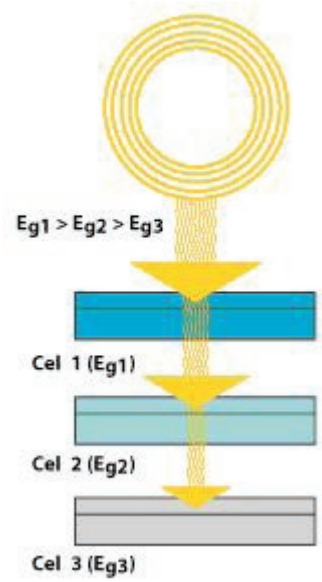
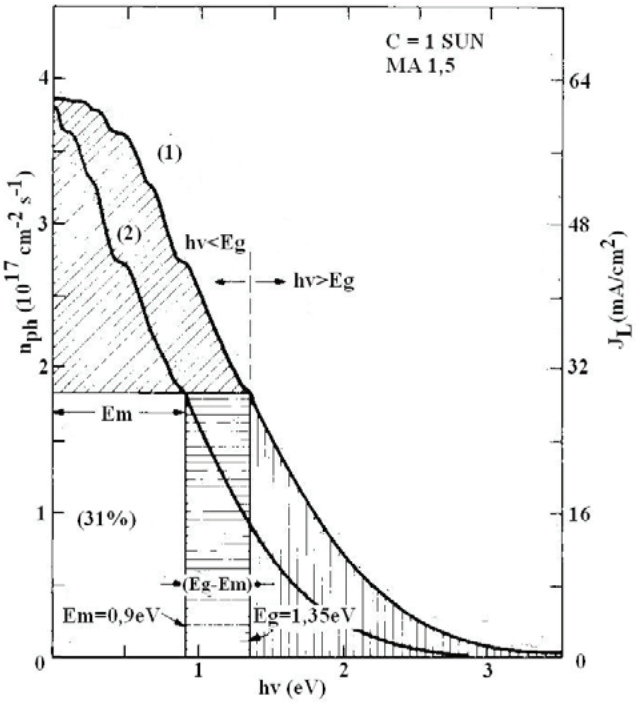
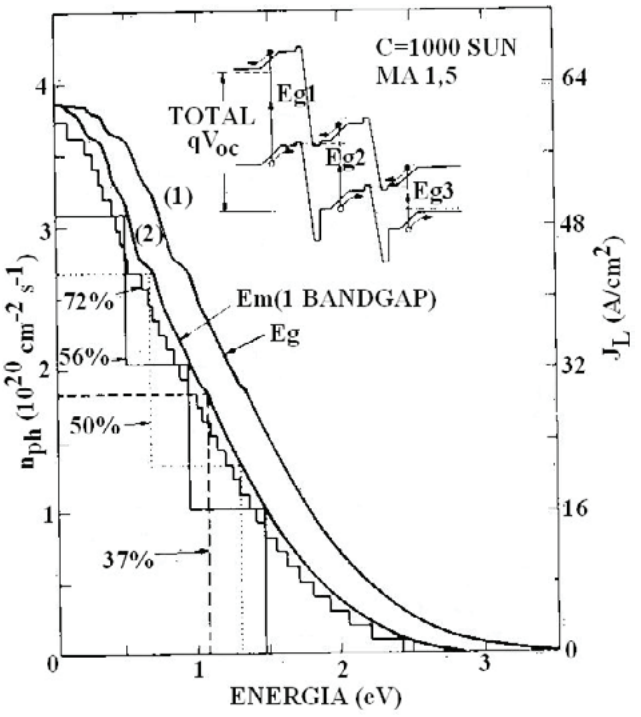


Figura 9 Célula solar multijunção em ordem decrescente de banda de energia [3]

Analisando a física dos semicondutores, pode-se traçar uma curva de densidade de corrente de curto-circuito de uma célula solar e outra curva no ponto de máxima potência, registrados como (1) e (2), respectivamente, na Figura 10. A eficiência ideal é a razão entre a máxima potência gerada pela potência incidente, que pode ser obtida como o retângulo Em x n_{ph} (energia entregue à carga na máxima potência vezes o número de fótons), dividido pela área da curva 1. Nesse exemplo, utilizando semicondutor com banda Eg = 1,35 eV, a máxima eficiência é de 31%. A Figura 10b mostra que, a uma concentração 1.000 vezes maior de radiação solar, a eficiência dessa junção passa para 37%. Para duas junções em série, com Eg_1 = 1,56 eV e Eg_2 = 0,94 eV, a eficiência ideal é 50%. Para três associações, com Eg_1 = 1,75 eV, Eg_2 = 1,18 eV e Eg_3 = 0,75 eV, a eficiência alcança 56%. Para mais junções, a eficiência cresce muito lentamente, pois, para 36 bandas de energia diferentes, a máxima eficiência é de 72%. É possível, utilizando essa técnica, aproveitar uma grande quantidade da energia fornecida pelo Sol.



(a)



(b)

Figura 10 Número de fótons no espectro solar pela energia do fóton e um método gráfico para determinar a eficiência da conversão em (a) uma única banda de energia e (b) múltiplas bandas em série [5]

A Figura 11 apresenta a eficiência ideal para alguns semicondutores. Nota-se que Si, GaAs e CdTe, utilizados comercialmente, possuem elevado rendimento quando comparados com os demais.

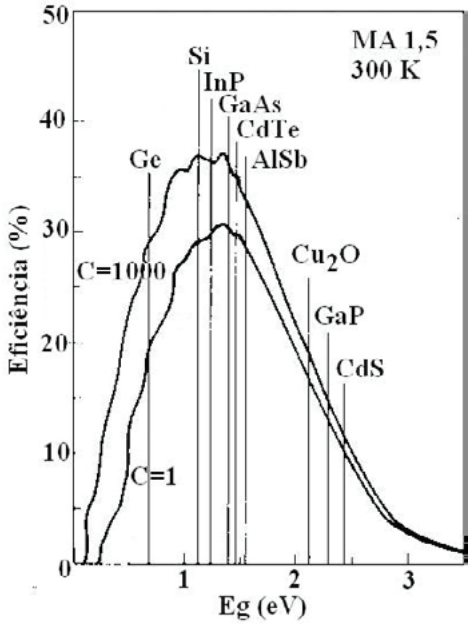


Figura 11 Eficiência ideal para células solares à temperatura de 300 K, mostradas à concentração solar de 1 vez e 1.000 vezes [5]

1.2 Fatores que Diminuem o Rendimento

O silício, por ser um material brilhante, pode atuar como um espelho e refletir mais de 30% da luz que incide sobre ele, o que não é desejável, pois diminui a quantidade de fótons que são absorvidos [3]. Duas técnicas são utilizadas para minimizar esse fator: a primeira consiste em aplicar uma fina camada de monóxido de silício (SiO) na superfície da célula, reduzindo a reflexão para aproximadamente 10% e uma segunda camada adicional pode reduzir a reflexão para menos de 4%. A segunda técnica é a de fazer com que a superfície tenha um formato de pirâmides ou cones, para que a luz refletida novamente incida sobre a célula fotovoltaica, aumentando a possibilidade de absorção [3], conforme a Figura 12.

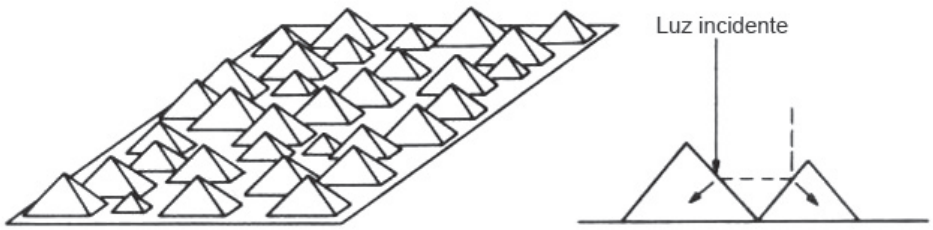


Figura 12 Superfície da célula solar com textura em formato de pirâmides, otimizando o aproveitamento da reflexão dos fótons [5]

Outro fator de reflexão é o contato elétrico das células. Na parte inferior, a conexão é simples, utilizando uma chapa que cobre toda a célula. Porém, a parte superior, voltada para o Sol, deve cobrir a menor quantidade possível de área, para evitar que partes do semicondutor fiquem sombreadas. Como os elétrons percorrem todo o material, a instalação de contatos somente nas bordas não é o ideal, pois aumenta a resistência elétrica. Logo, diversas tiras de contatos são lançadas em paralelo, para que abranjam toda a célula [3]. Outra opção é a utilização de contatos elétricos transparentes [6].

Um aspecto que diminui a eficiência é a possibilidade de os pares elétrons-lacunas se recombinarem antes de alcançar a junção, não sendo enviados para a carga. Assim sendo, ligas de hidrogênio são usadas para prevenir essa recombinação em materiais policristalinos e amorfos (não cristalinos) [6].

1.3 Curvas Características da Célula Fotovoltaica

As células fotovoltaicas possuem curvas características de corrente, tensão e potência, conforme ilustradas na Figura 13. Os parâmetros de tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}) definem as características da placa utilizada.

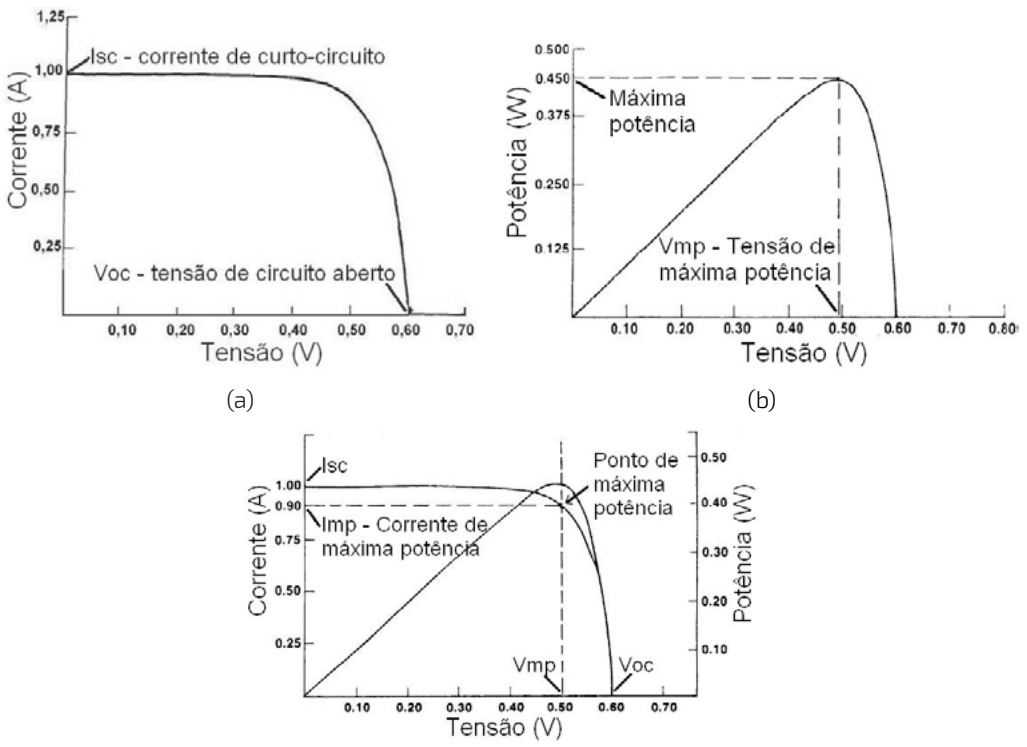
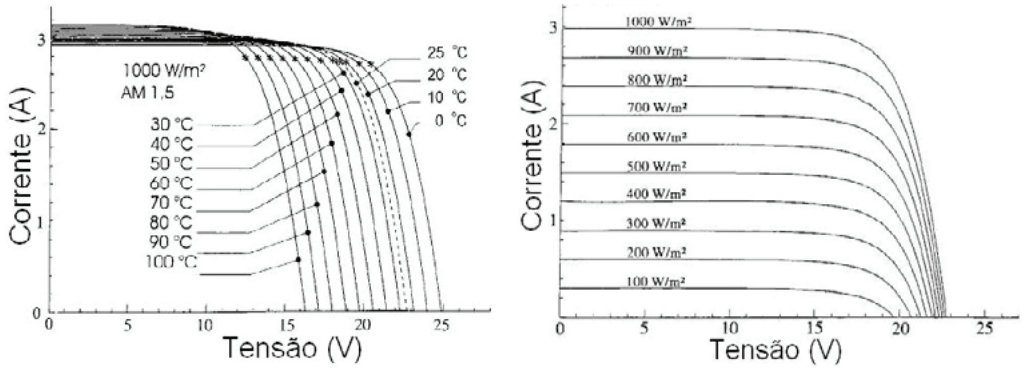


Figura 13 Curvas características da célula fotovoltaica: (a) curva IxV, (b) curva PxV e (c) parâmetro de potência máxima [4] – modificado

1.4 Influência da Irradiância e da Temperatura nas Curvas Características

Os dados de placa do painel fotovoltaico são válidos para condições padrão de teste, com irradiância de 1 kW/m^2 e temperatura da célula de 25 ºC. Entretanto, em uma aplicação real, a temperatura da célula exposta a 1 kW/m^2 certamente será muito mais elevada, por estar diretamente exposta ao Sol e dentro de um invólucro que cria um efeito estufa, fazendo com que esses dados dificilmente sejam alcançados no cotidiano do sistema.

O ponto de máxima potência é atingido no joelho da curva, isto é, no maior valor de tensão em que a corrente ainda permanece constante. No entanto, esse ponto ótimo de operação é difícil de ser mantido, devido às variações que essas curvas sofrem ao serem expostas às condições reais de temperatura e irradiância, fatores esses sempre existentes, pois o painel fotovoltaico é exposto diretamente ao Sol. A Figura 14 apresenta essas variações.



(a) (b)

Figura 14 Alteração ocorrida na curva característica IxV devido (a) ao efeito da temperatura na célula e (b) ao efeito da variação da irradiância incidente [4] – modificado

2. INCIDÊNCIA SOLAR SOBRE OS PAINÉIS

A energia solar é considerada uma fonte intermitente, porém a emissão dos raios do Sol ocorre de forma contínua. A interrupção no seu aproveitamento ocorre devido, entre outros fatores, aos movimentos de rotação e translação da Terra. A irradiância média gerada pelo Sol, conforme divulgado pela Organizacional Mundial de Meteorologia, corresponde a 1.367 W/m^2, denominada constante solar (S), definida como a irradiância sobre uma superfície normal aos raios solares, à distância média Terra-Sol, na ausência de atmosfera [7].

Nessa condição ideal, um painel solar de 1 m^2 pode gerar energia equivalente a 1,367 kW x 24 horas = 32,8 kWh por dia, apresentando assim um rendimento de 100% da energia solar. Entretanto, esse aproveitamento máximo não é possível ao nível do solo, devido a diversos fatores atenuantes.

2.1 Variação Anual da Distância entre a Terra e o Sol

A irradiância solar possui variação ao decorrer do tempo. A Terra, por meio do movimento de translação, executa uma órbita elíptica ao redor do Sol durante o ano, o que faz com que, em determinados períodos, o recurso solar disponibilizado seja superior do que em outros.

A distância média Terra-Sol é de 149,6 milhões de quilômetros, denominada Unidade Astronômica (UA). A distância mínima, chamada de periélio, é de 147,1 x 10^6 km e ocorre no dia 3 de janeiro. A distância máxima é de 152,1 x 10^6 km, chamada de afélio, percebida no dia 4 de julho. Nos dias 4 de abril e 5 de outubro, a distância Terra-Sol é de 1 UA.

A distância Terra-Sol (D) pode ser estimada em relação à distância média $\overline{D}$ ($\overline{D}$ = 1 UA) por meio da expressão de Spencer (1971), apresentada na Equação 2 [7].

$$\left(\frac{\overline{D}}{D}\right)^2 = 1{,}000110 + 0{,}034221\cos(X) + 0{,}001280\,\mathrm{sen}(X) + \\ + 0{,}000719\cos(2X) + 0{,}000077\,\mathrm{sen}(2X) \quad (2)$$

O valor de X, expresso em radianos, corresponde a:

$$X = \frac{2\pi(n-1)}{365}$$

Em que *n* é o número do dia do ano e varia de 1 a 365 para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro.

A Figura 15 apresenta a órbita elíptica da Terra comparada com uma órbita circular de distância constante de 1UA. Nota-se que, em dezembro e janeiro, a órbita está mais próxima do centro, indicando que a Terra está mais próxima do Sol. O oposto ocorre em junho e julho, quando a curva lilás é maior que a Unidade Astronômica. Como a alteração do raio da elipse é de 1,7% somente, a órbita é muito próxima à circunferência.

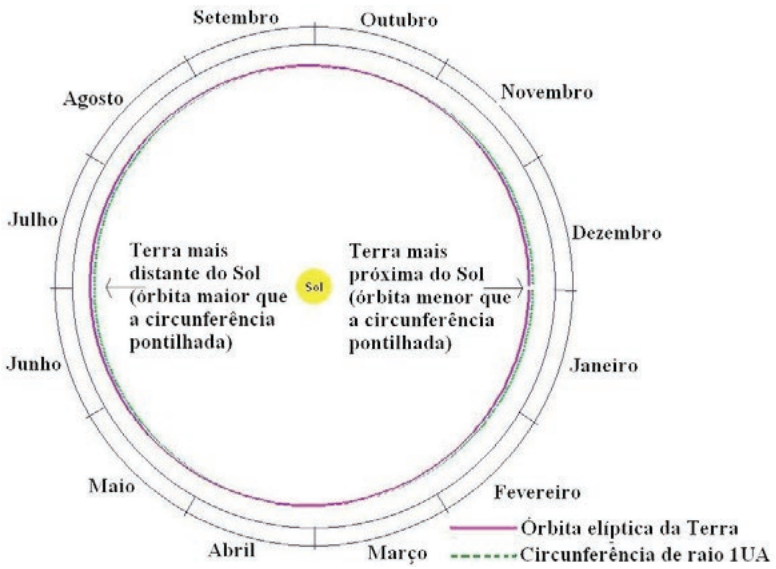


Figura 15 Representação da órbita elíptica da Terra durante o ano [2]

Dessa forma, a irradiância extraterrestre é afetada pela distância Terra-Sol, podendo ser calculada multiplicando o valor da constante solar pela Equação 2 para cada dia desejado, ou-seja, $S\left(\frac{\bar{D}}{D}\right)^2$. A Figura 16 apresenta essa variação de intensidade durante o ano.

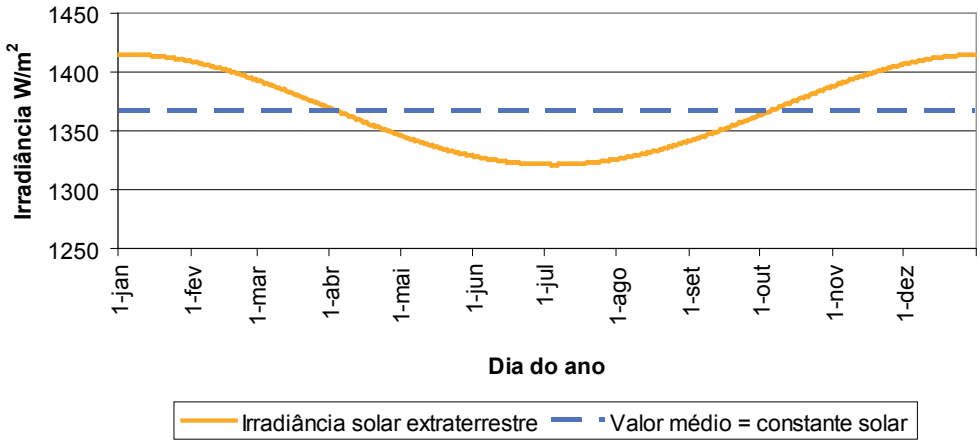


Figura 16 Variação da intensidade da irradiância solar extraterrestre devido à distância Terra-Sol para cada dia do ano [2]

2.2 Movimento de Rotação da Terra

Por meio do movimento de rotação, a Terra completa uma volta inteira ao redor de si a cada 24 horas, gerando o dia e a noite. Assim, tem-se a impressão de que o Sol se movimenta no sentido leste-oeste diariamente, conforme a Figura 17. A posição 1 ocorre durante a manhã; a posição 2, ao meio-dia solar; e a posição 3, à tarde.

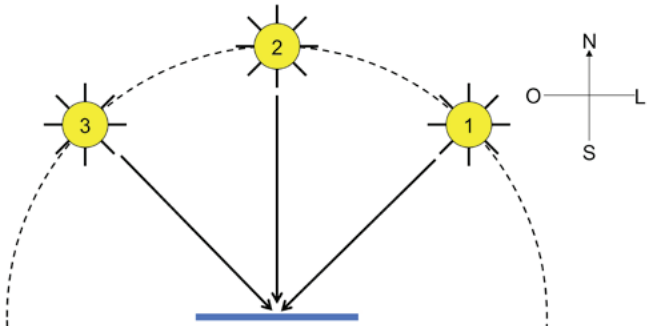


Figura 17 Movimento diário leste-oeste do Sol [2]

Esse movimento da Terra, rotacionando 360° em aproximadamente 24 horas, promove uma velocidade angular de 15° por hora, a qual é chamada de ângulo horário solar, definido como ângulo diedro com aresta no eixo de rotação da Terra, formado pelo semiplano que contém o Sol e o semiplano que contém o meridiano local. O símbolo utilizado é o ω, e sua faixa de variação é de -180° até +180°, positivo no período da tarde [8].

Esse ângulo horário pode ser relacionado com as horas do dia. A Equação 3 apresenta a relação entre o tempo solar verdadeiro (h_s) e o ângulo horário solar. A Tabela 3 mostra a simetria existente para o meio-dia solar [7].

$$\omega = 15\ (h_s - 12)\ [\text{graus}] \tag{3}$$

Tabela 3 Relação entre o tempo solar verdadeiro e o ângulo horário solar, com simetria ao meio-dia solar

h_s	...	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	...
ω	...	-90	-75	-60	-45	-30	-15	0	15	30	45	60	75	90	...

Esse movimento gera a interrupção do aproveitamento da fonte de energia, pois, nos momentos em que os raios solares não estão incidindo sobre o plano óptico do painel, a conversão de energia é nula. Isso acontece durante a noite, que corresponde à aproximadamente metade do tempo. Assim, quando o ângulo horário estiver fora da faixa -90º a +90º, não há geração de energia fotovoltaica.

Logo, o aproveitamento possível da energia solar ocorre, na média, em 50% do tempo. Seu aproveitamento durante um período de tempo maior necessita, hipoteticamente, que o painel seja transportado diariamente ao redor da Terra, de modo a nunca encontrar a noite.

Nesse momento, um importante parâmetro de configuração do sistema fotovoltaico deve ser definido: Os módulos devem possuir movimento no sentido leste-oeste, isto é, rotação em torno de seu eixo norte-sul, para estarem perpendiculares aos raios do Sol durante todo o tempo, ou devem ser fixos em uma posição determinada?

Um raio solar pode ser decomposto, vetorialmente, em duas componentes: perpendicular ao painel e alinhada com ele, conforme ilustrado pela Figura 18. θ indica o ângulo de incidência dos raios solares diretos. A parcela que é convertida em energia é somente a componente perpendicular, logo, quanto maior o ângulo de incidência, menor é o aproveitamento.

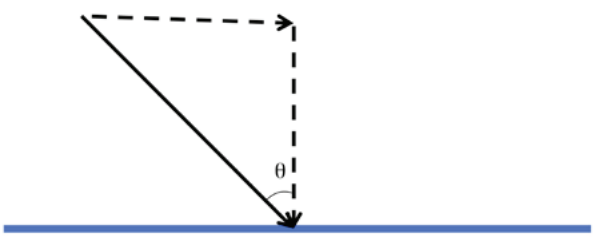


Figura 18 Decomposição do raio solar em componentes vetoriais perpendicular e alinhada ao painel solar [2]

Com a utilização de um rastreador de Sol com movimento leste-oeste (1 eixo), a incidência dos raios do Sol torna-se perpendicular ao plano óptico do painel, conforme ilustrado na Figura 19. Já para o caso de o painel estar fixo, o ângulo de incidência é o próprio ângulo horário, conforme apresentado na Tabela 3.

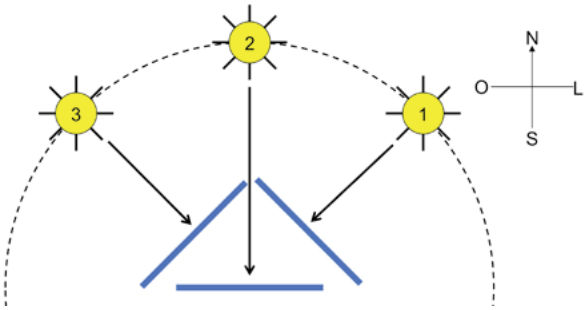


Figura 19 Painel fotovoltaico com rastreador de Sol com movimento leste-oeste, ou seja, em torno do eixo norte-sul [2]

A irradiância extraterrestre média capaz de ser convertida em energia, para a situação teórica em que o rastreador de Sol de 1 eixo é utilizado acima da atmosfera, corresponde à própria constante solar, 1.367 W/m^2, porém, somente durante 12 horas por dia. Já para o painel fixo, o valor torna-se proporcional ao cosseno do ângulo horário, conforme apresentado na Figura 20.

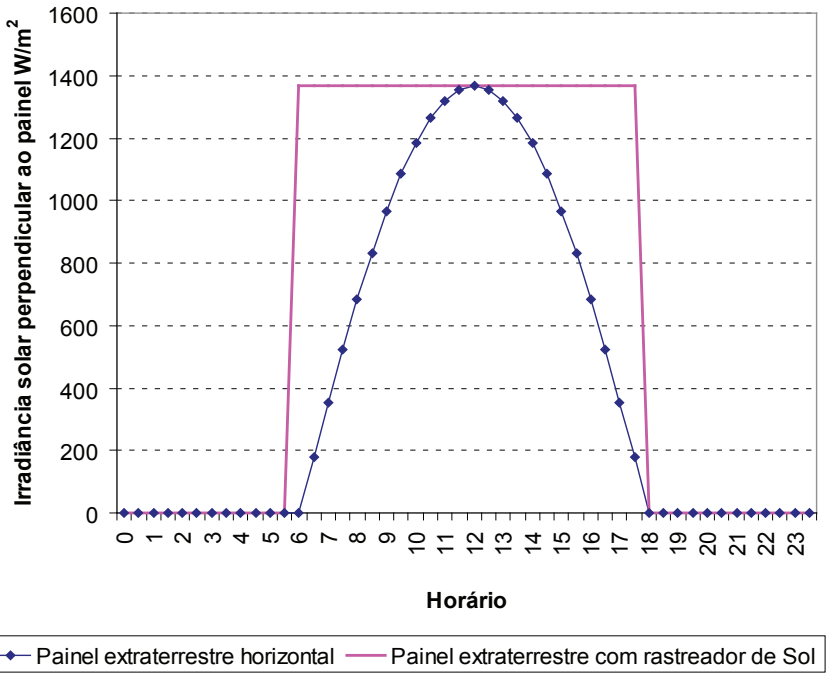


Figura 20 Captação da irradiância extraterrestre com um painel utilizando rastreador de Sol e outro fixo na horizontal [2]

Integrando a área dessas duas curvas, calcula-se a energia gerada por metro quadrado, nessa situação de irradiância extraterrestre, na qual o valor médio S – constante solar – é utilizado.

Com o rastreador solar, a integral corresponde a 12S Wh. Já para o painel fixo horizontalmente, deve-se integrar a equação S cos(ω) durante o horário solar h_s variando das 6 às 18 horas, pois, nesses momentos, o ângulo horário é positivo.

$$\int_{6}^{18} S\cos(\omega)dh_s = S\int_{6}^{18} \cos[15(h_s - 12)]dh_s = 7{,}64S$$

Assim, nota-se que o uso de um rastreador de sol extraterrestre no sentido leste-oeste promove um aproveitamento até 57% maior da energia do Sol, quando comparado com um sistema fixo na horizontal. Entretanto, essa é ainda uma condição ideal, em que o painel solar recebe os raios solares com a mesma intensidade em todos os momentos em que o Sol estiver visível. Já no solo, a realidade é diferente, surgindo um novo fator de atenuação.

2.2.1 Massa de ar (AM)

Tanto no início da manhã quanto no final da tarde sentimos, em nossa própria pele, que a intensidade dos raios solares é menor do que aquela emitida pelo Sol ao meio-dia, apesar de sabermos que, para um mesmo dia, os raios solares são enviados pelo Sol com a mesma intensidade durante todo o tempo. Isso ocorre devido à massa de ar cujos raios solares atravessam até atingir a superfície terrestre.

A massa de ar pode ser definida como a razão entre o caminho óptico percorrido pelos raios solares na atmosfera e o caminho vertical na direção de zênite ao nível do mar [8]. A Figura 21 demonstra que, pela manhã, a camada de atmosfera que os raios solares atravessam é muito mais espessa do que ao meio-dia, causando uma atenuação mais intensa, devido à absorção e ao espalhamento.

Existem diversas fórmulas para estimar a quantidade de massa de ar em função do ângulo zenital, como as apresentadas nas equações 4 [7] e 5 [9].

$$\mathrm{AM} = \frac{35}{\sqrt{1224\cos^2\theta_Z + 1}} \tag{4}$$

$$\mathrm{AM} = \frac{1}{\cos(\theta_Z) + 0{,}5057(96{,}080 - \theta_Z)^{-1{,}634}} \tag{5}$$

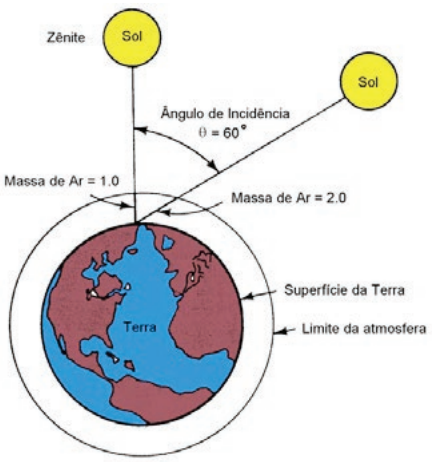


Figura 21 Espessura da massa de ar que é atravessada pelo Sol durante o dia [4]

Se fizermos uma aproximação da Equação 4, considerando 1.224 $\cos^2\theta_Z >> 1$, temos:

$$AM = \frac{35}{\sqrt{1224}\sqrt{\cos^2\theta_Z}} = \frac{35}{34{,}99\cos\theta_Z} \cong \frac{1}{\cos\theta_Z}$$

Assim, esse coeficiente de massa de ar varia conjuntamente com o inverso do cosseno do ângulo zenital, tendo seu valor mínimo ao meio-dia solar. Para cálculos simplificados, pode-se considerar que, durante um dia fixo, a única alteração do ângulo zenital ocorre devido à variação do ângulo horário. Logo, a massa de ar pode ser aproximada pelo inverso do cosseno de *h*, sendo assim, seu efeito na atenuação dos raios solares (t) é dado pela Equação [7].

$$t = \exp[-0{,}089\left(\frac{P}{(1013\cos Z)}\right)^{0{,}75} \quad \text{(simplificada)} \tag{6}$$

O valor de *P* corresponde à pressão atmosférica, em mb, utilizada para compensar altitudes diversas em relação ao nível do mar, o que afeta a espessura da massa de ar. Considerando como exemplo o valor de *P* médio de Brasília (900 mb), o perfil desse fator de atenuação, devido à massa de ar, é apresentado na Figura 22.

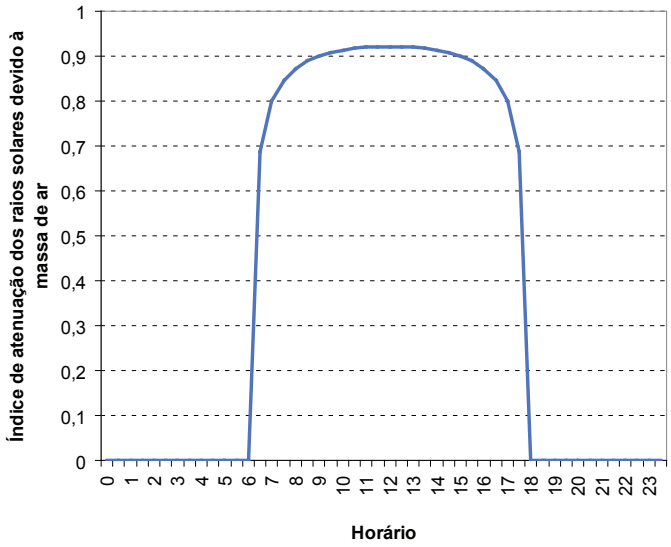


Figura 22 Perfil da atenuação dos raios solares devido à influência da massa de ar (fórmula simplificada) [2]

Por simplificação, foram desconsiderados nesse índice de atenuação as influências da quantidade de água precipitável na atmosfera e da quantidade de poeiras no ar, que contribuem para a redução da quantidade de energia que chega ao solo e que podem ser obtidas na bibliografia [7].

A Figura 23 apresenta os valores de irradiância para um dia, tanto com dados extraterrestres quanto após a aplicação do fator de atenuação devido à massa de ar.

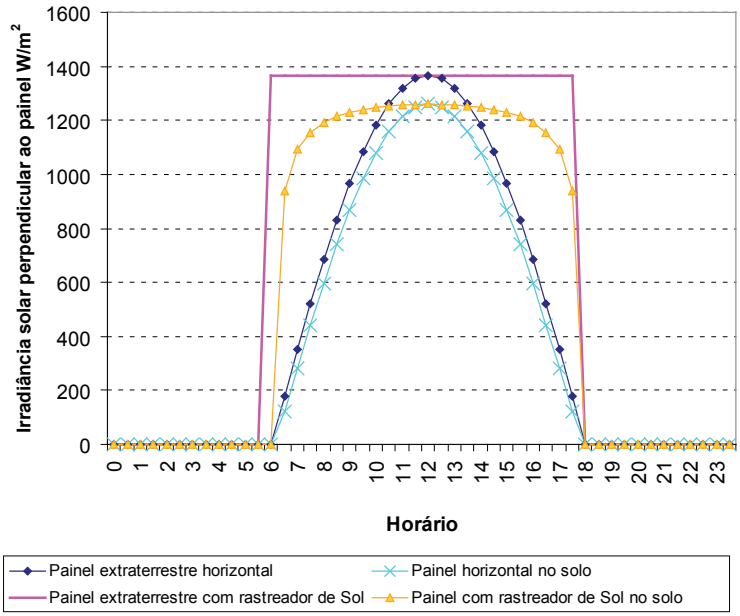


Figura 23 Capacidade de aproveitamento da irradiância solar para sistemas fixos na horizontal e com rastreador de Sol de 1 eixo, tanto acima da atmosfera quanto no solo [2]

Refazendo o cálculo do ganho possível, utilizando um rastreador de Sol com movimentação leste-oeste, porém, dessa vez, considerando o sistema fotovoltaico na superfície terrestre, temos:

Com utilização do rastreador de Sol:

$$\int_{6}^{18} S\, t\, dh_s = 10{,}17S$$

Sem utilização do rastreador de Sol:

$$\int_{6}^{18} S \cosh\ t\, dh_s = 6{,}86S$$

Nota-se que o ganho real máximo teórico da utilização de um rastreador de Sol de um eixo em Brasília é de 48%, devido à atenuação pelo efeito da espessura da atmosfera que os raios solares devem atravessar para chegar ao solo, representada pela massa de ar, na qual os fenômenos de absorção e espalhamento ocorrem. Esse cálculo, entretanto, considera o céu sempre claro, isto é, em que a totalidade da irradiância é direta, a qual é melhor captada pelo rastreador de Sol, sem considerar sua atenuação representada pela componente difusa.

2.2.2 Vantagens e desvantagens do rastreador de Sol

O rastreador de Sol (Figura 24) leste-oeste apresenta a vantagem, teórica, de aumentar, em até 48%, a capacidade de absorção dos raios solares para a conversão de energia em dias sem nuvens no céu, o que é um incremento importante e que não pode ser desprezado.

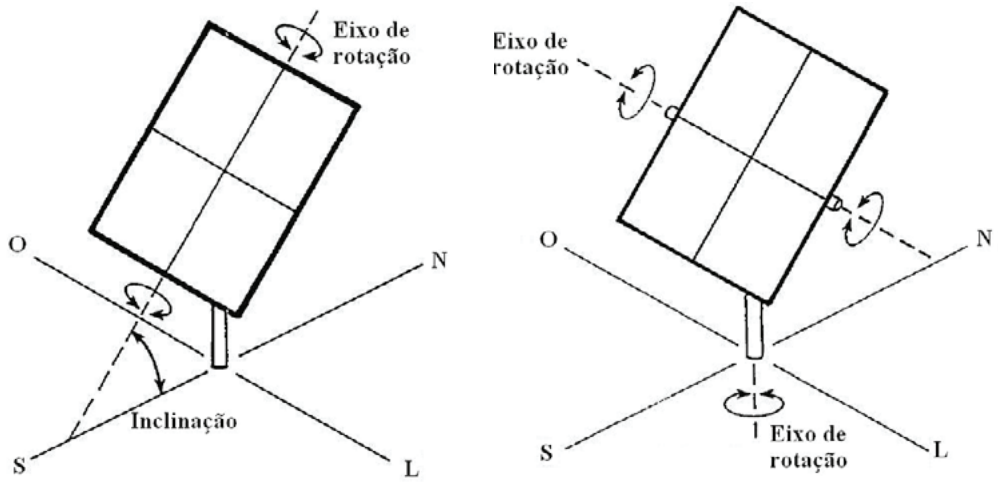


Figura 24 Rastreadores de Sol (a) com 1 eixo, movimentando-se em torno do eixo norte-sul, seguindo o Sol no sentido leste-oeste, e (b) com 2 eixos [10] – modificado

Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos se destacam pelo fato de possuírem grande robustez associada aos painéis solares e reduzida manutenção, tendo como principal atividade apenas a limpeza periódica dos módulos, que pode ser feita pelo próprio usuário. Assim, se um dispositivo rotativo for instalado para movimentar o painel ao redor de seu eixo, novas possibilidades de falhas surgem, tais como problemas no motor e na engrenagem, que necessitam de manutenção mais intensa. O sistema de controle do motor, caso funcione com velocidade constante, movimentando o painel 15º por hora, deverá ser eventualmente regulado e calibrado, o que gera uma necessidade de manutenção técnica especializada no local. Caso possua laço retroalimentado, não há a necessidade de regulagem, pois o sistema de controle movimenta o painel exatamente na direção do Sol. Entretanto, o sensor que rastreia o Sol representa uma nova possibilidade de falha no sistema. Nesse caso, o próprio consumo interno do rastreador reduz a potência elétrica disponível do arranjo fotovoltaico.

Mesmo em locais de fácil acesso, a área disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos também pode ser motivo de restrição ao uso de sistemas rastreadores de Sol. Normalmente, telhados de casas ou fachadas de edifícios são utilizados como suporte, não ocupando áreas adicionais da edificação, porém o posicionamento dos painéis fica vinculado à inclinação dos telhados. Existem também situações em que os módulos solares são fixados nas paredes externas de prédios, praticamente na posição vertical, não havendo assim espaço para que os rastreadores de Sol possam movimentar-se livremente.

2.2.3 Posicionamento do sistema fixo – ângulo azimutal da superfície

A utilização de uma estrutura fixa, ao invés de um sistema rastreador de Sol, necessita de uma direção para ser instalada. Esse parâmetro de direcionamento do painel em relação ao movimento diário leste-oeste do Sol é denominado ângulo azimutal de uma superfície, que é o ângulo entre o norte geográfico e a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal. O símbolo utilizado para sua representação é o g, e sua faixa de variação é de -180º até +180º, considerado positivo no sentido leste, com norte igual a 0º [8]. A Figura 25 ilustra esse ângulo.

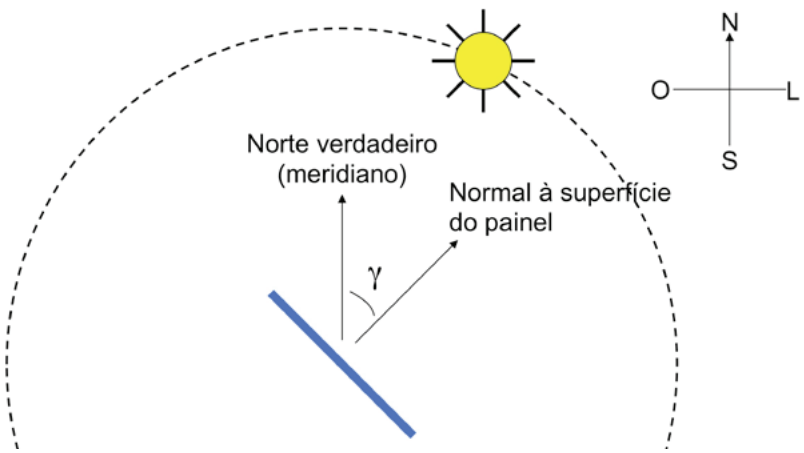


Figura 25 Indicação do ângulo azimutal (γ), medido entre a reta normal em relação à superfície e o eixo norte-sul verdadeiro, o qual é alinhado com os meridianos [2]

O ponto para o qual a agulha da bússola aponta é chamado de norte magnético, e o ângulo entre ele e a verdadeira direção norte (norte geográfico) é chamado de declinação magnética. O norte verdadeiro, ou norte geográfico, é o ponto para onde convergem os meridianos terrestres. Esses pontos coincidem com o eixo de rotação da Terra e representam os pontos de latitude 90° norte e 90° sul.

As melhores práticas recomendam que o painel fotovoltaico seja colocado em direção ao norte verdadeiro, para o caso de estar localizado no hemisfério sul, e voltado para o sul verdadeiro, caso esteja localizado no hemisfério norte, ou seja, γ = 0° ou γ = 180°, voltando-o sempre para a direção da Linha do Equador. Essa recomendação visa converter a maior quantidade de irradiância solar para o arranjo em uma posição fixa, pois, ao meio-dia solar, momento em que a massa de ar é menor, os raios incidentes mais intensos estão perpendiculares ao plano óptico do painel, gerando maior aproveitamento.

A Figura 26 mostra a quantidade de irradiância perpendicular ao painel solar no solo para a situação em que os coletores estejam inclinados 60° na direção leste, onde a geração de energia é privilegiada durante a manhã, e 60° na direção oeste, beneficiando a geração durante a tarde (o arranjo na posição horizontal também é mostrado, para comparação).

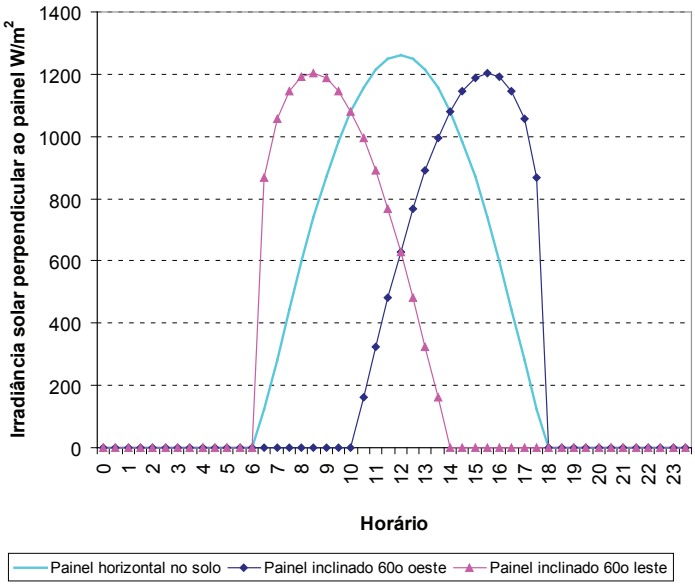


Figura 26 Captação de irradiância solar pelos painéis fotovoltaicos orientados 60º leste, na horizontal (direção do norte verdadeiro), e 60º oeste, beneficiando a geração em momentos distintos do dia [2]

Conforme já visto, a energia gerada para o painel horizontal corresponde a 6,86 S. Para calcular o valor obtido nos casos inclinados apresentados, temos:

Painel inclinado 60° para o leste:

$$\int_{6}^{14} S\cos(h-60^{o})\,t\,dh_{s} = 4{,}87S$$

Painel inclinado 60° para o oeste:

$$\int_{10}^{18} S\cos(h+60^{o})\,t\,dh_{s} = 4{,}87S$$

Como o Sol movimenta-se 15° por hora, a alteração da inclinação em 60° provoca 4 horas a menos de aproveitamento dos raios solares, tanto que os painéis passam a gerar energia somente das 6 às 14 horas e das 10 às 18 horas. Nesse caso, o aproveitamento é de 71%, quando comparado com o painel horizontal.

Fixando o painel em sentido diferente do norte verdadeiro, a capacidade de conversão de energia é reduzida. Entretanto, existem casos em que essa situação é benéfica, em especial quando o sistema acumulador de energia possui rendimento muito baixo, e a alteração da inclinação, possibilitando a alimentação direta da carga durante mais tempo, utilizando menos o acumulador, gera um rendimento global melhor.

A Figura 27 apresenta a perda de conversão de energia para diversas inclinações no sentido leste-oeste, considerando céu claro.

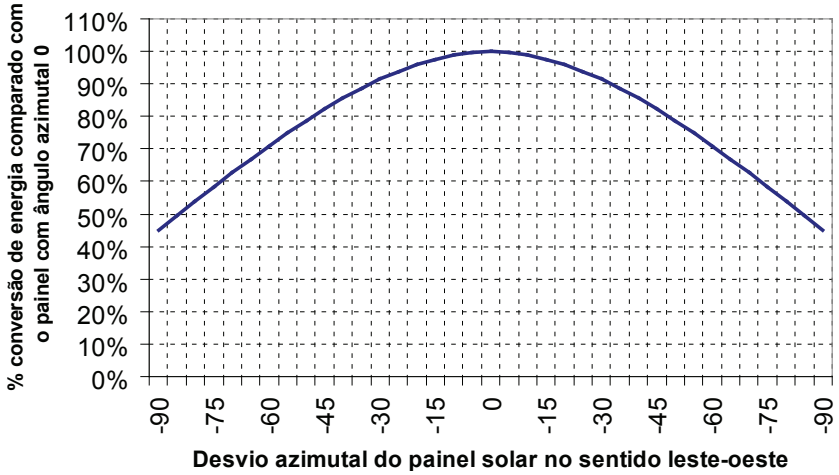


Figura 27 Diminuição do aproveitamento da irradiância solar para posicionamento dos painéis fotovoltaicos em sentido diferente do norte verdadeiro [2]

O ângulo azimutal não é a única coordenada para orientação dos painéis fotovoltaicos. O movimento do Sol durante as estações do ano também afeta o ângulo de incidência dos raios solares diretos.

2.3 Obliquidade da Eclíptica

As estações do ano ocorrem devido ao fato de o eixo da Terra ser inclinado 23,45° em relação ao plano da eclíptica, que é o plano que contém a trajetória da Terra ao redor do Sol, conforme representado na Figura 28. Nota-se que essa inclinação permite distinguir os Trópicos de Câncer e Capricórnio, além dos Círculos Polares Ártico e Antártico.

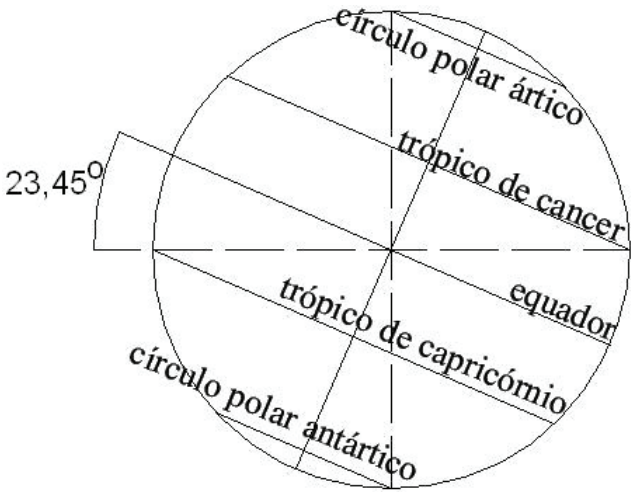
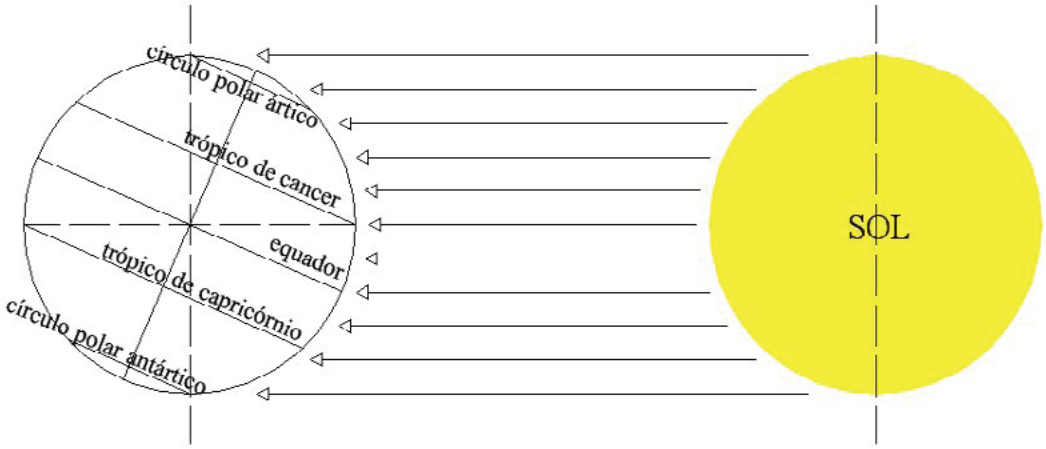


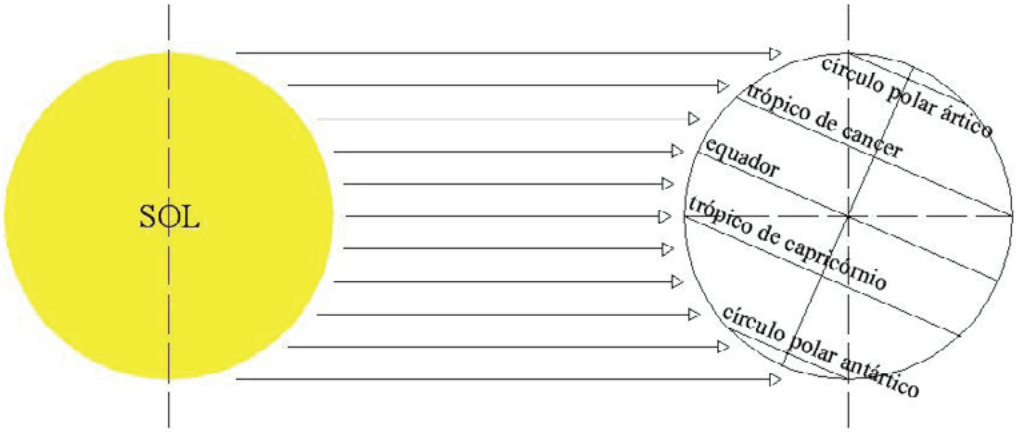
Figura 28 Eixo de rotação da Terra inclinado 23,45º em relação ao plano da eclíptica [7] – modificado

Na Figura 29a, um observador situado no Trópico de Câncer tem a impressão de que o Sol está exatamente alinhado com ele. Essa situação peculiar ocorre no dia 22 de junho e é denominada de Solstício, momento em que se inicia o verão no hemisfério norte, pois é quando possui a maior parte iluminada pelo Sol, incluindo a totalidade das regiões inseridas dentro do Círculo Polar Ártico. Já no hemisfério sul, nesse dia, inicia-se o inverno.

A Figura 29b apresenta exatamente o oposto. O eixo de translação da Terra continua alinhado com o Sol, porém a obliquidade da eclíptica faz com que o Sol aparente estar alinhado com um observador situado sobre o Trópico de Capricórnio. Essa configuração também é denominada de Solstício, ocorrendo em 22 de dezembro de cada ano, iniciando o verão no hemisfério sul e o inverno no hemisfério norte.



(a)



(b)

Figura 29 Indicação das superfícies terrestres atingidas pela luz do Sol no Solstício, gerando (a) verão no hemisfério norte e (b) verão no hemisfério sul [2]

Apesar de o eixo de translação da Terra continuar paralelo ao eixo do Sol, tem-se a impressão de que o Sol movimenta-se no sentido norte-sul, estando, em determinado momento, acima da Linha do Equador, alcançando o Trópico de Câncer, e depois indo para o sul, chegando até o Trópico de Capricórnio. Nos momentos em que o movimento aparente do Sol está exatamente sobre o Equador, temos os Equinócios, que ocorrem em 21 de março e 23 de setembro, dando início ao outono e à primavera nos hemisférios sul e norte, respectivamente. A Figura 30 ilustra essa situação.

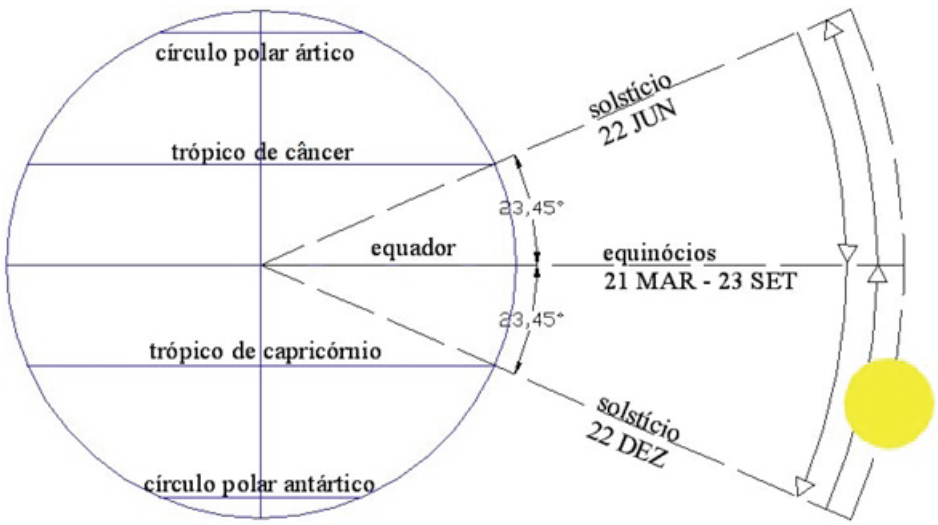


Figura 30 Movimento anual aparente do Sol na direção norte-sul, associado à variação de sua declinação, devida à obliquidade do eixo terrestre em relação ao plano da eclíptica [7] – modificado

Esse movimento é denominado declinação solar, que é o ângulo de vértice no centro da Terra, formado pelas semirretas definidas pela direção do Sol e pelo plano do equador. O símbolo utilizado é o δ, a faixa de variação é -23,45° ≤ δ ≤ +23,45°, e a convenção é positivo, quando estiver no hemisfério norte [8]. A Equação 7 apresenta a fórmula para o cálculo da declinação solar a cada dia do ano [7].

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen}\left[\frac{360(284+n)}{365}\right] [\text{graus}] \quad (7)$$

Assim surge o segundo parâmetro de orientação dos painéis fotovoltaicos. Durante a explicação da definição do ângulo azimutal, considerou-se que, para um módulo horizontal, os raios solares incidem perpendicularmente ao meio-dia, o que não é necessariamente verdade, pois, com o movimento de declinação solar, o ângulo de incidência varia entre -23,45° e +23,45°. O posicionamento que visa compensar essa variação é a inclinação da superfície.

2.3.1 Ângulo zenital e ângulo de inclinação da superfície

O ângulo zenital é definido como o ângulo de vértice no observador, formado pelas semirretas definidas pela direção do Sol e a vertical [8]. O símbolo utilizado é o θ_Z, e sua faixa de variação é de $0° \leq \theta_Z \leq 90°$. Seu complemento é a altitude solar, simbolizada pelo α.

A Equação 8 apresenta a fórmula do ângulo zenital, que pode ser deduzida por meio da construção de um triângulo esférico, conforme demonstrado por [7].

$$\cos \theta_Z = \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \tag{8}$$

Em que,

φ corresponde à latitude, fixa para um determinado local, variando de 0° a ± 90°, com valores positivos no hemisfério norte e negativos no hemisfério sul.

Uma informação importante que é obtida da Equação 8 é o cálculo dos ângulos horários -H e +H, correspondentes ao nascer e ao pôr do Sol, respectivamente, que são determinados fazendo $\theta_Z = 90°$, momento em que o Sol encontra-se no limiar do plano do observador.

$$0 = \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \delta + \cos \phi \cos \delta \cos H$$
$$\cos H = -\operatorname{tg} \phi \operatorname{tg} \delta$$

Com essa informação, pode-se calcular a duração astronômica do dia (N) pela seguinte expressão, em que H é inserido em graus e N é obtido em horas:

$$N = \frac{2H}{15}$$

A Tabela 4 apresenta a duração do dia para diversas latitudes ao decorrer do ano. A alteração do ângulo zenital na direção norte-sul causa esse efeito. Entretanto, a média em todas as latitudes é de 12 horas.

Tabela 4 Duração do dia para diversas latitudes durante o ano (horas) [2]

	Latitude (norte)										Latitude (sul)								
Data	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-70	-80	-90
01/jan	0,0	0,0	0,0	5,7	7,9	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,1	18,3	24,0	24,0	24,0
04/jan	0,0	0,0	0,0	5,8	8,0	9,3	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,7	16,0	18,2	24,0	24,0	24,0
07/jan	0,0	0,0	0,0	5,9	8,1	9,3	10,2	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,8	14,7	15,9	18,1	24,0	24,0	24,0
10/jan	0,0	0,0	0,0	6,1	8,2	9,4	10,2	10,9	11,5	12,0	12,5	13,1	13,8	14,6	15,8	17,9	24,0	24,0	24,0
13/jan	0,0	0,0	0,0	6,2	8,2	9,4	10,2	10,9	11,5	12,0	12,5	13,1	13,8	14,6	15,8	17,8	24,0	24,0	24,0
16/jan	0,0	0,0	0,0	6,4	8,4	9,5	10,3	10,9	11,5	12,0	12,5	13,1	13,7	14,5	15,6	17,6	24,0	24,0	24,0
19/jan	0,0	0,0	0,0	6,6	8,5	9,6	10,3	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,7	14,4	15,5	17,4	24,0	24,0	24,0
22/jan	0,0	0,0	0,7	6,8	8,6	9,6	10,4	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,6	14,4	15,4	17,2	23,3	24,0	24,0
25/jan	0,0	0,0	2,2	7,0	8,7	9,7	10,4	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,6	14,3	15,3	17,0	21,8	24,0	24,0
28/jan	0,0	0,0	3,0	7,3	8,9	9,8	10,5	11,1	11,5	12,0	12,5	12,9	13,5	14,2	15,1	16,7	21,0	24,0	24,0
31/jan	0,0	0,0	3,8	7,5	9,0	9,9	10,6	11,1	11,6	12,0	12,4	12,9	13,4	14,1	15,0	16,5	20,2	24,0	24,0
03/fev	0,0	0,0	4,4	7,7	9,2	10,0	10,6	11,1	11,6	12,0	12,4	12,9	13,4	14,0	14,8	16,3	19,6	24,0	24,0
06/fev	0,0	0,0	5,0	8,0	9,3	10,1	10,7	11,2	11,6	12,0	12,4	12,8	13,3	13,9	14,7	16,0	19,0	24,0	24,0
09/fev	0,0	0,0	5,6	8,3	9,5	10,2	10,8	11,2	11,6	12,0	12,4	12,8	13,2	13,8	14,5	15,7	18,4	24,0	24,0
12/fev	0,0	0,0	6,1	8,5	9,6	10,4	10,9	11,3	11,7	12,0	12,3	12,7	13,1	13,6	14,4	15,5	17,9	24,0	24,0
15/fev	0,0	0,0	6,6	8,8	9,8	10,5	11,0	11,3	11,7	12,0	12,3	12,7	13,0	13,5	14,2	15,2	17,4	24,0	24,0
18/fev	0,0	0,0	7,1	9,0	10,0	10,6	11,0	11,4	11,7	12,0	12,3	12,6	13,0	13,4	14,0	15,0	16,9	24,0	24,0
21/fev	0,0	0,0	7,6	9,3	10,2	10,7	11,1	11,4	11,7	12,0	12,3	12,6	12,9	13,3	13,8	14,7	16,4	24,0	24,0
24/fev	0,0	0,0	8,1	9,6	10,4	10,8	11,2	11,5	11,8	12,0	12,2	12,5	12,8	13,2	13,6	14,4	15,9	24,0	24,0
27/fev	0,0	3,4	8,5	9,9	10,5	11,0	11,3	11,6	11,8	12,0	12,2	12,4	12,7	13,0	13,5	14,1	15,5	20,6	24,0
02/mar	0,0	5,1	9,0	10,1	10,7	11,1	11,4	11,6	11,8	12,0	12,2	12,4	12,6	12,9	13,3	13,9	15,0	18,9	24,0
05/mar	0,0	6,4	9,5	10,4	10,9	11,2	11,5	11,7	11,8	12,0	12,2	12,3	12,5	12,8	13,1	13,6	14,5	17,6	24,0
08/mar	0,0	7,5	9,9	10,7	11,1	11,4	11,6	11,7	11,9	12,0	12,1	12,3	12,4	12,6	12,9	13,3	14,1	16,5	24,0
11/mar	0,0	8,5	10,4	11,0	11,3	11,5	11,7	11,8	11,9	12,0	12,1	12,2	12,3	12,5	12,7	13,0	13,6	15,5	24,0
14/mar	0,0	9,5	10,8	11,3	11,5	11,6	11,8	11,8	11,9	12,0	12,1	12,2	12,2	12,4	12,5	12,7	13,2	14,5	24,0
17/mar	0,0	10,5	11,3	11,5	11,7	11,8	11,8	11,9	12,0	12,0	12,0	12,1	12,2	12,2	12,3	12,5	12,7	13,5	24,0
20/mar	0,0	11,4	11,7	11,8	11,9	11,9	11,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,1	12,1	12,1	12,2	12,3	12,6	24,0
23/mar	24,0	12,3	12,1	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	11,9	11,9	11,9	11,7	0,0
26/mar	24,0	13,2	12,6	12,4	12,3	12,2	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	11,9	11,9	11,8	11,7	11,6	11,4	10,8	0,0
29/mar	24,0	14,2	13,0	12,7	12,4	12,3	12,2	12,1	12,1	12,0	11,9	11,9	11,8	11,7	11,6	11,3	11,0	9,8	0,0
01/abr	24,0	15,1	13,5	12,9	12,6	12,5	12,3	12,2	12,1	12,0	11,9	11,8	11,7	11,5	11,4	11,1	10,5	8,9	0,0
04/abr	24,0	16,1	13,9	13,2	12,8	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,9	11,7	11,6	11,4	11,2	10,8	10,1	7,9	0,0
07/abr	24,0	17,2	14,4	13,5	13,0	12,7	12,5	12,3	12,2	12,0	11,8	11,7	11,5	11,3	11,0	10,5	9,6	6,8	0,0
10/abr	24,0	18,5	14,8	13,8	13,2	12,8	12,6	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6	11,4	11,2	10,8	10,2	9,2	5,5	0,0
13/abr	24,0	20,0	15,3	14,0	13,4	13,0	12,7	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6	11,3	11,0	10,6	10,0	8,7	4,0	0,0
16/abr	24,0	22,4	15,8	14,3	13,6	13,1	12,8	12,5	12,2	12,0	11,8	11,5	11,2	10,9	10,4	9,7	8,2	1,6	0,0
19/abr	24,0	24,0	16,2	14,6	13,8	13,2	12,8	12,5	12,3	12,0	11,7	11,5	11,2	10,8	10,2	9,4	7,8	0,0	0,0
22/abr	24,0	24,0	16,7	14,9	13,9	13,4	12,9	12,6	12,3	12,0	11,7	11,4	11,1	10,6	10,1	9,1	7,3	0,0	0,0
25/abr	24,0	24,0	17,2	15,1	14,1	13,5	13,0	12,6	12,3	12,0	11,7	11,4	11,0	10,5	9,9	8,9	6,8	0,0	0,0
28/abr	24,0	24,0	17,7	15,4	14,3	13,6	13,1	12,7	12,3	12,0	11,7	11,3	10,9	10,4	9,7	8,6	6,3	0,0	0,0
01/mai	24,0	24,0	18,3	15,7	14,5	13,7	13,2	12,7	12,4	12,0	11,6	11,3	10,8	10,3	9,5	8,3	5,7	0,0	0,0
04/mai	24,0	24,0	18,8	15,9	14,6	13,8	13,3	12,8	12,4	12,0	11,6	11,2	10,7	10,2	9,4	8,1	5,2	0,0	0,0
07/mai	24,0	24,0	19,4	16,2	14,8	13,9	13,3	12,8	12,4	12,0	11,6	11,2	10,7	10,1	9,2	7,8	4,6	0,0	0,0
10/mai	24,0	24,0	20,0	16,4	14,9	14,0	13,4	12,9	12,4	12,0	11,6	11,1	10,6	10,0	9,1	7,6	4,0	0,0	0,0
13/mai	24,0	24,0	20,7	16,7	15,1	14,1	13,5	12,9	12,4	12,0	11,6	11,1	10,5	9,9	8,9	7,3	3,3	0,0	0,0
16/mai	24,0	24,0	21,5	16,9	15,2	14,2	13,5	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,5	9,8	8,8	7,1	2,5	0,0	0,0
19/mai	24,0	24,0	22,6	17,1	15,4	14,3	13,6	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,4	9,7	8,6	6,9	1,4	0,0	0,0
22/mai	24,0	24,0	24,0	17,3	15,5	14,4	13,6	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,4	9,6	8,5	6,7	0,0	0,0	0,0
25/mai	24,0	24,0	24,0	17,5	15,6	14,5	13,7	13,1	12,5	12,0	11,5	10,9	10,3	9,5	8,4	6,5	0,0	0,0	0,0
28/mai	24,0	24,0	24,0	17,7	15,7	14,6	13,7	13,1	12,5	12,0	11,5	10,9	10,3	9,4	8,3	6,3	0,0	0,0	0,0
31/mai	24,0	24,0	24,0	17,9	15,8	14,6	13,8	13,1	12,5	12,0	11,5	10,9	10,2	9,4	8,2	6,1	0,0	0,0	0,0
03/jun	24,0	24,0	24,0	18,0	15,9	14,7	13,8	13,1	12,6	12,0	11,4	10,9	10,2	9,3	8,1	6,0	0,0	0,0	0,0
06/jun	24,0	24,0	24,0	18,2	16,0	14,7	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,3	8,0	5,8	0,0	0,0	0,0
09/jun	24,0	24,0	24,0	18,3	16,0	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	8,0	5,7	0,0	0,0	0,0
12/jun	24,0	24,0	24,0	18,4	16,1	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	7,9	5,6	0,0	0,0	0,0
15/jun	24,0	24,0	24,0	18,4	16,1	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	7,9	5,6	0,0	0,0	0,0
18/jun	24,0	24,0	24,0	18,5	16,1	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	7,9	5,5	0,0	0,0	0,0
21/jun	24,0	24,0	24,0	18,5	16,2	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	7,8	5,5	0,0	0,0	0,0
24/jun	24,0	24,0	24,0	18,5	16,1	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	7,9	5,5	0,0	0,0	0,0
27/jun	24,0	24,0	24,0	18,4	16,1	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	7,9	5,6	0,0	0,0	0,0

	Latitude (norte)										Latitude (sul)								
Data	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-70	-80	-90
30/jun	24,0	24,0	24,0	18,4	16,1	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	7,9	5,6	0,0	0,0	0,0
03/jul	24,0	24,0	24,0	18,3	16,0	14,8	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,2	8,0	5,7	0,0	0,0	0,0
06/jul	24,0	24,0	24,0	18,2	16,0	14,7	13,9	13,2	12,6	12,0	11,4	10,8	10,1	9,3	8,0	5,8	0,0	0,0	0,0
09/jul	24,0	24,0	24,0	18,1	15,9	14,7	13,8	13,1	12,6	12,0	11,4	10,9	10,2	9,3	8,1	5,9	0,0	0,0	0,0
12/jul	24,0	24,0	24,0	17,9	15,8	14,6	13,8	13,1	12,5	12,0	11,5	10,9	10,2	9,4	8,2	6,1	0,0	0,0	0,0
15/jul	24,0	24,0	24,0	17,7	15,7	14,6	13,8	13,1	12,5	12,0	11,5	10,9	10,2	9,4	8,3	6,3	0,0	0,0	0,0
18/jul	24,0	24,0	24,0	17,6	15,6	14,5	13,7	13,1	12,5	12,0	11,5	10,9	10,3	9,5	8,4	6,4	0,0	0,0	0,0
21/jul	24,0	24,0	24,0	17,4	15,5	14,4	13,7	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,3	9,6	8,5	6,6	0,0	0,0	0,0
24/jul	24,0	24,0	22,9	17,2	15,4	14,3	13,6	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,4	9,7	8,6	6,8	1,1	0,0	0,0
27/jul	24,0	24,0	21,7	16,9	15,3	14,3	13,5	13,0	12,5	12,0	11,5	11,0	10,5	9,7	8,7	7,1	2,3	0,0	0,0
30/jul	24,0	24,0	20,8	16,7	15,1	14,2	13,5	12,9	12,4	12,0	11,6	11,1	10,5	9,8	8,9	7,3	3,2	0,0	0,0
02/ago	24,0	24,0	20,1	16,5	15,0	14,1	13,4	12,9	12,4	12,0	11,6	11,1	10,6	9,9	9,0	7,5	3,9	0,0	0,0
05/ago	24,0	24,0	19,5	16,2	14,8	14,0	13,3	12,8	12,4	12,0	11,6	11,2	10,7	10,0	9,2	7,8	4,5	0,0	0,0
08/ago	24,0	24,0	18,9	16,0	14,7	13,9	13,3	12,8	12,4	12,0	11,6	11,2	10,7	10,1	9,3	8,0	5,1	0,0	0,0
11/ago	24,0	24,0	18,4	15,7	14,5	13,7	13,2	12,7	12,4	12,0	11,6	11,3	10,8	10,3	9,5	8,3	5,6	0,0	0,0
14/ago	24,0	24,0	17,8	15,4	14,3	13,6	13,1	12,7	12,3	12,0	11,7	11,3	10,9	10,4	9,7	8,6	6,2	0,0	0,0
17/ago	24,0	24,0	17,3	15,2	14,2	13,5	13,0	12,6	12,3	12,0	11,7	11,4	11,0	10,5	9,8	8,8	6,7	0,0	0,0
20/ago	24,0	24,0	16,8	14,9	14,0	13,4	12,9	12,6	12,3	12,0	11,7	11,4	11,1	10,6	10,0	9,1	7,2	0,0	0,0
23/ago	24,0	24,0	16,3	14,6	13,8	13,3	12,9	12,5	12,3	12,0	11,7	11,5	11,1	10,7	10,2	9,4	7,7	0,0	0,0
26/ago	24,0	23,4	15,8	14,4	13,6	13,1	12,8	12,5	12,2	12,0	11,8	11,5	11,2	10,9	10,4	9,6	8,2	0,6	0,0
29/ago	24,0	20,3	15,4	14,1	13,4	13,0	12,7	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6	11,3	11,0	10,6	9,9	8,6	3,7	0,0
01/set	24,0	18,7	14,9	13,8	13,2	12,9	12,6	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6	11,4	11,1	10,8	10,2	9,1	5,3	0,0
04/set	24,0	17,4	14,5	13,5	13,1	12,7	12,5	12,3	12,2	12,0	11,8	11,7	11,5	11,3	10,9	10,5	9,5	6,6	0,0
07/set	24,0	16,3	14,0	13,3	12,9	12,6	12,4	12,3	12,1	12,0	11,9	11,7	11,6	11,4	11,1	10,7	10,0	7,7	0,0
10/set	24,0	15,3	13,6	13,0	12,7	12,5	12,3	12,2	12,1	12,0	11,9	11,8	11,7	11,5	11,3	11,0	10,4	8,7	0,0
13/set	24,0	14,3	13,1	12,7	12,5	12,3	12,2	12,1	12,1	12,0	11,9	11,9	11,8	11,7	11,5	11,3	10,9	9,7	0,0
16/set	24,0	13,4	12,7	12,4	12,3	12,2	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	11,9	11,9	11,8	11,7	11,6	11,3	10,6	0,0
19/set	24,0	12,5	12,2	12,1	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	11,9	11,9	11,9	11,8	11,5	0,0
22/set	0,0	11,5	11,8	11,9	11,9	11,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,1	12,1	12,1	12,2	12,5	24,0
25/set	0,0	10,6	11,3	11,6	11,7	11,8	11,9	11,9	12,0	12,0	12,0	12,1	12,1	12,2	12,3	12,4	12,7	13,4	24,0
28/set	0,0	9,7	10,9	11,3	11,5	11,7	11,8	11,9	11,9	12,0	12,1	12,1	12,2	12,3	12,5	12,7	13,1	14,3	24,0
01/out	0,0	8,7	10,4	11,0	11,3	11,5	11,7	11,8	11,9	12,0	12,1	12,2	12,3	12,5	12,7	13,0	13,6	15,3	24,0
04/out	0,0	7,7	10,0	10,7	11,1	11,4	11,6	11,7	11,9	12,0	12,1	12,3	12,4	12,6	12,9	13,3	14,0	16,3	24,0
07/out	0,0	6,6	9,5	10,5	10,9	11,3	11,5	11,7	11,8	12,0	12,2	12,3	12,5	12,7	13,1	13,5	14,5	17,4	24,0
10/out	0,0	5,3	9,1	10,2	10,8	11,1	11,4	11,6	11,8	12,0	12,2	12,4	12,6	12,9	13,2	13,8	14,9	18,7	24,0
13/out	0,0	3,7	8,6	9,9	10,6	11,0	11,3	11,6	11,8	12,0	12,2	12,4	12,7	13,0	13,4	14,1	15,4	20,3	24,0
16/out	0,0	0,6	8,2	9,6	10,4	10,9	11,2	11,5	11,8	12,0	12,2	12,5	12,8	13,1	13,6	14,4	15,8	23,4	24,0
19/out	0,0	0,0	7,7	9,4	10,2	10,7	11,1	11,5	11,7	12,0	12,3	12,5	12,9	13,3	13,8	14,6	16,3	24,0	24,0
22/out	0,0	0,0	7,2	9,1	10,0	10,6	11,1	11,4	11,7	12,0	12,3	12,6	12,9	13,4	14,0	14,9	16,8	24,0	24,0
25/out	0,0	0,0	6,7	8,8	9,8	10,5	11,0	11,4	11,7	12,0	12,3	12,6	13,0	13,5	14,2	15,2	17,3	24,0	24,0
28/out	0,0	0,0	6,2	8,6	9,7	10,4	10,9	11,3	11,7	12,0	12,3	12,7	13,1	13,6	14,3	15,4	17,8	24,0	24,0
31/out	0,0	0,0	5,6	8,3	9,5	10,3	10,8	11,3	11,6	12,0	12,4	12,7	13,2	13,7	14,5	15,7	18,4	24,0	24,0
03/nov	0,0	0,0	5,1	8,0	9,3	10,1	10,7	11,2	11,6	12,0	12,4	12,8	13,3	13,9	14,7	16,0	18,9	24,0	24,0
06/nov	0,0	0,0	4,5	7,8	9,2	10,0	10,7	11,2	11,6	12,0	12,4	12,8	13,3	14,0	14,8	16,2	19,5	24,0	24,0
09/nov	0,0	0,0	3,9	7,5	9,0	9,9	10,6	11,1	11,6	12,0	12,4	12,9	13,4	14,1	15,0	16,5	20,1	24,0	24,0
12/nov	0,0	0,0	3,2	7,3	8,9	9,8	10,5	11,1	11,6	12,0	12,4	12,9	13,5	14,2	15,1	16,7	20,8	24,0	24,0
15/nov	0,0	0,0	2,3	7,1	8,7	9,7	10,5	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,5	14,3	15,3	16,9	21,7	24,0	24,0
18/nov	0,0	0,0	1,1	6,8	8,6	9,7	10,4	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,6	14,3	15,4	17,2	22,9	24,0	24,0
21/nov	0,0	0,0	0,0	6,6	8,5	9,6	10,3	11,0	11,5	12,0	12,5	13,0	13,7	14,4	15,5	17,4	24,0	24,0	24,0
24/nov	0,0	0,0	0,0	6,4	8,4	9,5	10,3	10,9	11,5	12,0	12,5	13,1	13,7	14,5	15,6	17,6	24,0	24,0	24,0
27/nov	0,0	0,0	0,0	6,3	8,3	9,4	10,2	10,9	11,5	12,0	12,5	13,1	13,8	14,6	15,7	17,7	24,0	24,0	24,0
30/nov	0,0	0,0	0,0	6,1	8,2	9,4	10,2	10,9	11,5	12,0	12,5	13,1	13,8	14,6	15,8	17,9	24,0	24,0	24,0
03/dez	0,0	0,0	0,0	5,9	8,1	9,3	10,2	10,9	11,4	12,0	12,6	13,1	13,8	14,7	15,9	18,1	24,0	24,0	24,0
06/dez	0,0	0,0	0,0	5,8	8,0	9,3	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,7	16,0	18,2	24,0	24,0	24,0
09/dez	0,0	0,0	0,0	5,7	8,0	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,0	18,3	24,0	24,0	24,0
12/dez	0,0	0,0	0,0	5,6	7,9	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,1	18,4	24,0	24,0	24,0
15/dez	0,0	0,0	0,0	5,6	7,9	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,1	18,4	24,0	24,0	24,0
18/dez	0,0	0,0	0,0	5,5	7,9	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,1	18,5	24,0	24,0	24,0
21/dez	0,0	0,0	0,0	5,5	7,8	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,2	18,5	24,0	24,0	24,0
24/dez	0,0	0,0	0,0	5,5	7,9	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,1	18,5	24,0	24,0	24,0
27/dez	0,0	0,0	0,0	5,6	7,9	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,1	18,4	24,0	24,0	24,0
30/dez	0,0	0,0	0,0	5,6	7,9	9,2	10,1	10,8	11,4	12,0	12,6	13,2	13,9	14,8	16,1	18,4	24,0	24,0	24,0

A inclinação da superfície pode ser definida como o ângulo de menor declive entre a superfície e o plano horizontal. O símbolo utilizado é o β, e sua faixa de variação é de $0° \leq \beta \leq 90°$ [8].

As melhores práticas sugerem que os painéis devem ser inclinados no mesmo ângulo da latitude do local onde estão montados, com pequenas variações, para melhor aproveitar os raios do Sol durante o ano. Essa recomendação é averiguada analiticamente a seguir.

2.3.2 Superfície horizontal – ângulo de inclinação da superfície nulo

Para efeito didático, é feita uma simplificação na análise do ângulo de incidência dos raios solares durante o ano, desconsiderando o movimento diário de rotação do Sol, já discutido anteriormente. Um único instante por dia é estudado, com o Sol sempre ao meio-dia solar, momento em que a atenuação devido à massa de ar é menor.

A Figura 31 apresenta 7 painéis solares dispostos horizontalmente nas seguintes posições do globo terrestre: latitudes 0° (Equador), 15°N, 30°N, 90°N, 15°S, 30°S e 90°S. A faixa em destaque indica as posições que o Sol pode ter durante o ano, devido à declinação solar.

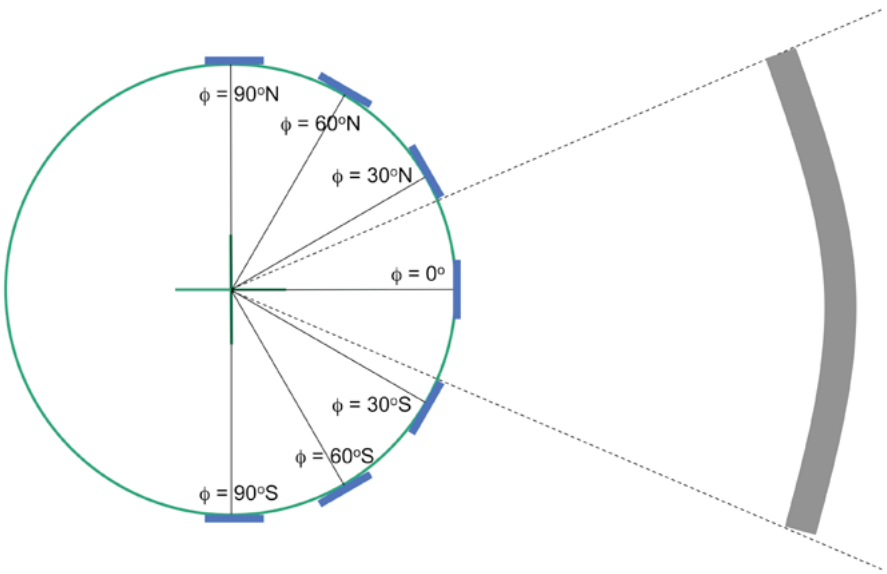
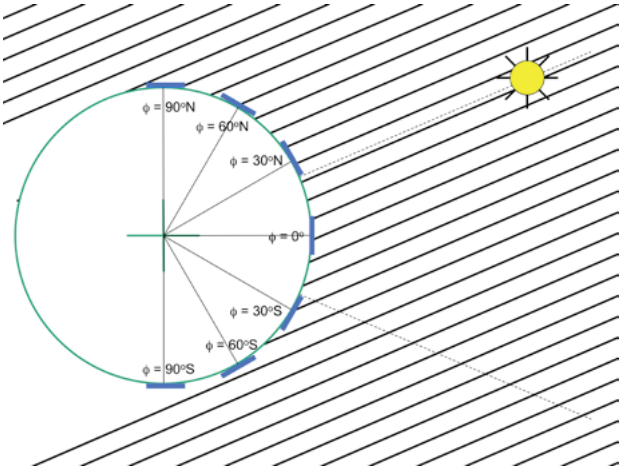
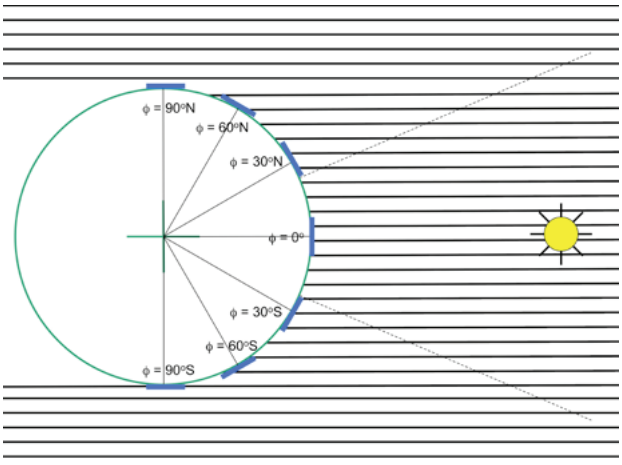


Figura 31 Representação de painéis horizontalmente dispostos em várias latitudes [2]

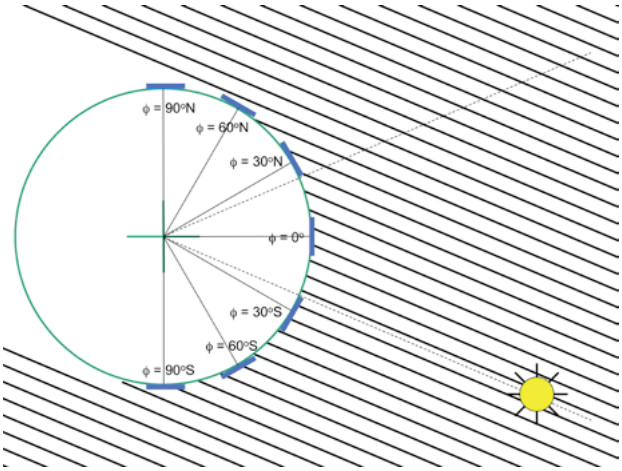
As figuras 32a, 32b e 32c mostram o Sol em três posições diferentes, respectivamente durante o Equinócio e os dois Solstícios. Os feixes representam a direção dos raios solares. Nota-se que, para cada latitude, o ângulo de incidência é diferente.



(a)



(b)



(c)

Figura 32 Incidência dos raios solares em painéis horizontalmente dispostos em épocas diferentes do ano: (a) Equinócio, (b) e (c) Solstício [2]

A conversão de energia nos painéis solares somente aproveita a componente perpendicular dos raios solares incidentes no plano óptico do painel. Para um mesmo dia, por exemplo, para o Equinócio (Figura 32a), o painel situado no equador recebe somente raios perpendiculares ao coletor solar, enquanto que para os demais a latitude influencia diretamente no ângulo de incidência. Dessa forma, o aproveitamento é afetado pela latitude φ.

Para os momentos de Solstício (figuras 32b e 32c), o painel localizado no equador recebe os feixes do Sol com uma inclinação igual ao valor da declinação solar. Para os painéis localizados à latitude 30°, a incidência dos raios é praticamente perpendicular. Assim, os raios também são afetados pelo ângulo δ.

Logo, o ângulo de incidência dos raios solares é φ-δ para qualquer dia do ano, que corresponde ao ângulo zenital θ_Z. Como somente a parte perpendicular é aproveitada, deve-se calcular cos(φ-δ).

A dedução dessa relação foi feita de maneira intuitiva. A equação analítica do ângulo zenital, apresentada em 8, é:

$$\cos \theta_Z = \text{sen } \phi \text{ sen } \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega$$

Como está sendo considerado o meio-dia solar, isto é, ω = 0, temos cos ω = 1. Logo, a equação passa a ser:

$$\cos \theta_Z = \text{sen } \phi \text{ sen } \delta + \cos \phi \cos \delta$$

Considerando as relações trigonométricas a seguir, temos:

$$\cos (a - b) = \text{sen } a \text{ sen } b + \cos a \cos b$$
$$\cos \theta_Z = \cos(\phi - \delta)$$

O aproveitamento máximo dos raios solares perpendiculares ocorre quando o ângulo zenital é mínimo, o que gera cos(0) = 1. Essa situação ocorre quando:

$$\cos(\phi - \delta) = 1 \rightarrow (\phi - \delta) = 0 \rightarrow \phi = \delta$$

Para uma superfície horizontal, somente quando a declinação do Sol for igual à latitude local é que os raios solares estarão em sua totalidade perpendiculares ao módulo fotovoltaico. Entretanto, a declinação solar varia de -23,45° a +23,45°, logo, para as localidades situadas fora da Zona Tropical, essa situação ideal nunca é alcançada.

O valor médio do ângulo zenital durante o ano, para o meio-dia solar, pode ser calculado considerando um período de 6 meses, tendo em vista o movimento simétrico do Sol. Assim, considerando como início a declinação mínima, que ocorre no Solstício de 22 de dezembro (δ = -23,45°), e como final o valor máximo, ocorrido no outro Solstício, em 22 de junho (δ = +23,45°), temos:

$$\overline{\cos\theta_Z} = \overline{\cos(\phi - \delta)}$$

O valor médio é calculado integrando a variável e dividindo-a pelo período de integração.

$$\overline{\cos(\phi-\delta)} = \frac{1}{(\delta_{MAX}-\delta_{MIN})}\int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos(\phi-\delta)\,d\delta$$

Considerando a relação trigonométrica do cosseno, temos:

$$\cos(\phi-\delta) = \cos\phi\cos\delta + \operatorname{sen}\phi\operatorname{sen}\delta$$

$$\int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \cos(\phi-\delta)\,d\delta = \int_{\delta MIN}^{\delta MAX} (\cos\phi\cos\delta + \operatorname{sen}\phi\operatorname{sen}\delta)\,d\delta$$

$$\int_{\delta MIN}^{\delta MAX} (\cos\phi\cos\delta)\,d\delta + \int_{\delta MIN}^{\delta MAX} (\operatorname{sen}\phi\operatorname{sen}\delta)\,d\delta$$

$$\cos\phi\int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \cos\delta\,d\delta + \operatorname{sen}\phi\int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \operatorname{sen}\delta\,d\delta$$

$$\cos\phi\operatorname{sen}\delta\,\Big|_{\delta MIN}^{\delta MAX} + \operatorname{sen}\phi(-\cos\delta)\,\Big|_{\delta MIN}^{\delta MAX}$$

$$\cos\phi(\operatorname{sen}\delta_{MAX} - \operatorname{sen}\delta_{MIN}) + \operatorname{sen}\phi(-\cos\delta_{MAX} + \cos\delta_{MIN})$$

Como $|\delta_{MAX}| = |\delta_{MIN}|$, temos:

$\cos(X) = \cos(-X)$
$\operatorname{sen}(-X) = -\operatorname{sen}(X)$
$= \cos\phi\,[\operatorname{sen}\delta_{MAX} + \operatorname{sen}(-\delta_{MIN})] + \operatorname{sen}\phi\,[-\cos\delta_{MAX} + \cos(-\delta_{MIN})]$

Como $\delta_{MAX} = -\delta_{MIN}$, temos:

$= \cos\phi\,(2)\operatorname{sen}\delta_{MAX} + \operatorname{sen}\phi\,[-\cos\delta_{MAX} + \cos\delta_{MAX}]$
$= \cos\phi\,(2)\operatorname{sen}\delta_{MAX}$

Dividindo o valor da integral pelo período de integração, temos:

$$\frac{\cos\phi\,(2)\operatorname{sen}\delta_{MAX}}{(\delta_{MAX}-\delta_{MIN})} = \frac{\cos\phi\,(2)\operatorname{sen}\delta_{MAX}}{2\,\delta_{MAX}} = \frac{\cos\phi\operatorname{sen}\delta_{MAX}}{\delta_{MAX}} = 0{,}9723\cos\phi$$

Logo: $\overline{\cos\theta_z}$ = 0,9723 cosφ. Ou seja, o valor médio do ângulo zenital, que representa o ângulo de incidência dos raios solares diretos, é proporcional ao cosseno da latitude.

Assim, o melhor aproveitamento anual do painel horizontal ocorre quando localizado na Linha do Equador, tendo sua capacidade de receber raios solares perpendiculares prejudicada na medida em que a latitude aumenta.

A Tabela 5 apresenta a capacidade de aproveitamento para diversas latitudes, calculada em função de cosφ.

Tabela 5 Capacidade média de aproveitamento dos raios solares para um painel horizontalmente disposto, em diversas latitudes [2]

Latitude	Capacidade de aproveitamento [%]	Média anual do ângulo zenital [graus]
0º	97,23	13,5°
-10º	95,75	16,8°
-15º	93,92	20,1°
-20º	91,37	24,0°
-40º	74,48	41,9°
-60º	48,62	60,9°
-80º	16,88	80,3°
-90º	0	90°

2.3.3 Superfície inclinada

Para que o melhor aproveitamento possa ser obtido para qualquer latitude do globo terrestre, deve-se alterar o ângulo de inclinação da superfície, que, intuitivamente, deve estar relacionado à latitude do local.

Considerando o painel inclinado de um ângulo i, e considerando θ como o ângulo de incidência sobre o painel inclinado, conforme representado na Figura 33, a seguinte dedução pode ser feita:

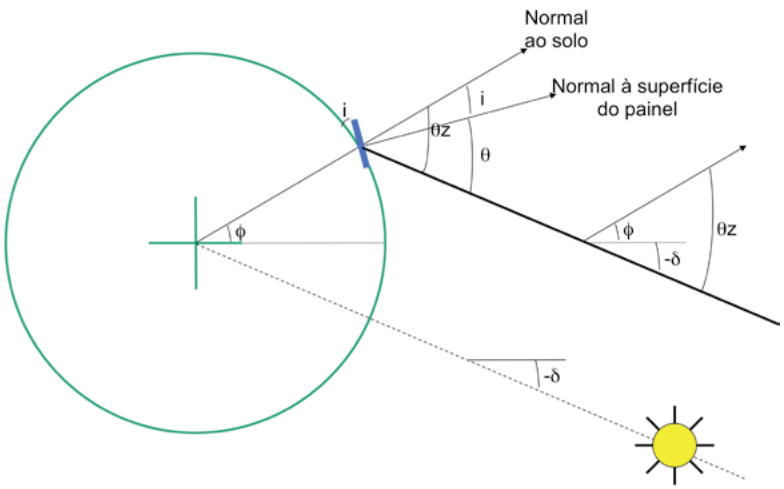


Figura 33 Representação do ângulo de inclinação da superfície i, do ângulo zenital θ_Z e do ângulo de incidência normal ao painel, θ [2]

$$\theta_Z = \theta + i \rightarrow \theta = \theta_Z - i$$
$$\theta_Z = \phi - \delta$$
$$\theta = \phi - \delta - i$$

Somente os raios perpendiculares ao painel são aproveitados, representados pelo cos θ.

$$\cos\theta = \cos(\phi - \delta - i)$$

O aproveitamento máximo ocorre quando o cos θ vale 1, ou seja:

$$\phi - \delta - i = 0$$
$$i = \phi - \delta$$

A inclinação ideal, permitindo que os raios ao meio-dia solar sempre estejam perpendiculares ao painel fotovoltaico, necessita de um ajuste diário na inclinação, conforme a relação i = φ - d. Esse é o princípio de funcionamento de um rastreador de Sol com movimento norte-sul. Nesse caso, o aproveitamento é máximo, independente da latitude.

Essa situação ideal necessita de 365 ajustes na inclinação anualmente. Porém, pode-se analisar qual é a posição fixa que melhor aproveita os raios solares perpendiculares durante o ano. Assim, calculando-se a média para um período de 6 meses, tendo o valor de i fixo, temos:

$$\overline{\cos\theta} = \overline{\cos(\phi - \delta - i)}$$
$$\overline{\cos(\phi - \delta - i)} = \frac{1}{(\delta_{MAX} - \delta_{MIN})} \int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}} \cos(\phi - \delta - i)\, d\delta$$

Considerando a relação trigonométrica do cosseno, temos:

$$\cos(\phi - i - \delta) = \cos(\phi - i)\cos\delta + \operatorname{sen}(\phi - i)\operatorname{sen}\delta$$
$$\int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \cos(\phi - i - \delta)\, d\delta = \int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \left[\cos(\phi - i)\cos\delta + \operatorname{sen}(\phi - i)\operatorname{sen}\delta\right] d\delta$$
$$= \int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \left[\cos(\phi - i)\cos\delta\right]\, d\delta + \left[\operatorname{sen}(\phi - i)\operatorname{sen}\delta\right] d\delta$$
$$= \cos(\phi - i) \int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \cos\delta\, d\delta + \operatorname{sen}(\phi - i) \int_{\delta MIN}^{\delta MAX} \operatorname{sen}\delta\, d\delta$$
$$= \cos(\phi - i)\operatorname{sen}\delta \Big|_{\delta MIN}^{\delta MAX} + \operatorname{sen}(\phi - i)(-\cos\delta) \Big|_{\delta MIN}^{\delta MAX}$$
$$= \cos(\phi - i)(\operatorname{sen}\delta_{MAX} - \operatorname{sen}\delta_{MIN}) + \operatorname{sen}(\phi - i)(-\cos\delta_{MAX} + \cos\delta_{MIN})$$

Como $|\delta_{MAX}| = |\delta_{MIN}|$, temos:

$$\cos(X) = \cos(-X)$$
$$\operatorname{sen}(-X) = -\operatorname{sen}(X)$$
$$= \cos(\phi - 1)\,[\operatorname{sen}\delta_{MAX} + \operatorname{sen}(-\delta_{MIN})] + \operatorname{sen}(\phi - 1)\,[-\cos\delta_{MAX} + \cos(-\delta_{MIN})]$$

Como $\delta_{MAX} = -\delta_{MIN}$, temos:

$$= \cos(\phi\text{-}1)\ (2)\ \text{sen}\delta_{MAX} + \text{sen}(\phi\text{-}1)\ [-\cos\delta_{MAX} + \cos\delta_{MAX}]$$
$$= \cos\phi\ (2)\ \text{sen}\delta_{MAX}$$

Dividindo o valor da integral pelo período de integração, temos:

$$\frac{\cos(\phi - i)\,(2)\,\text{sen}\delta_{MAX}}{(\delta_{MAX} - \delta_{MIN})} = \frac{\cos(\phi - i)\,(2)\,\text{sen}\delta_{MAX}}{2\,\delta_{MAX}} = \frac{\cos(\phi - i)\,\text{sen}\delta_{MAX}}{\delta_{MAX}} = 0{,}9723\ \cos(\phi - i)$$

Nota-se que o melhor aproveitamento ocorre quando cos(f-i) = 1, isto é,
$\phi\text{-}1 = 0$
$i = \phi$

Com a inclinação igual à latitude, o ângulo médio anual de incidência é igual a 13,5°, independentemente do local onde a placa fotovoltaica seja instalada, conforme ilustrado na Figura 34.

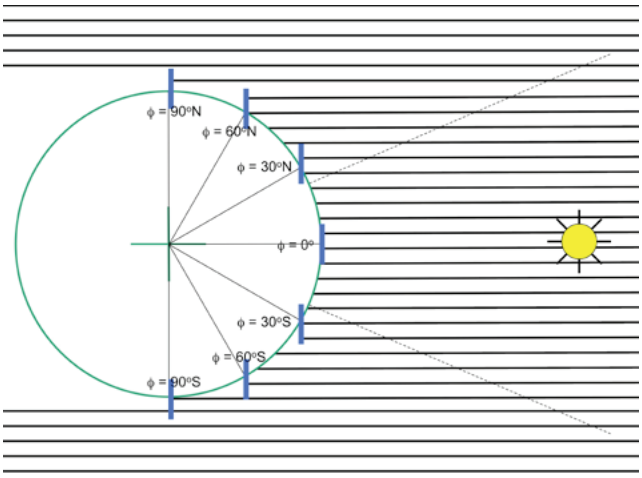


Figura 34 Posicionamento dos painéis fotovoltaicos com inclinação da superfície igual à latitude [2]

2.3.4 Alteração na inclinação

Conforme demonstrado, um rastreador de Sol com rotação em torno de seu eixo leste-oeste, o qual varia a inclinação do painel no sentido norte-sul, é capaz de aproveitar 100% dos raios solares do meio-dia solar, por estar sempre perpendicular a eles. Entretanto, isso necessita de 365 ajustes diferentes por ano.

Por outro lado, mantendo-se o painel fixo durante todo o ano com uma inclinação igual à latitude, o aproveitamento é de 97,23%.

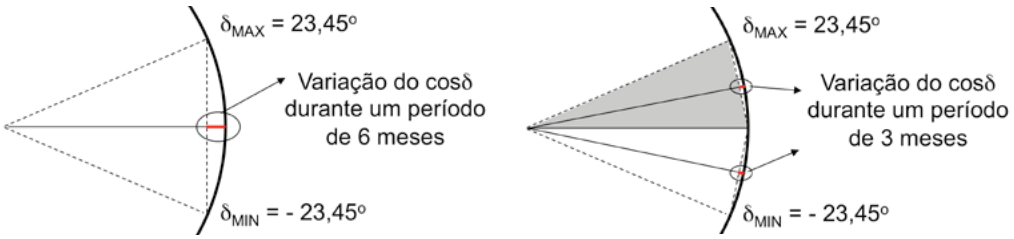
A seguir, está apresentada a análise que verifica a possibilidade de, com uma quantidade reduzida de ajustes na inclinação, reduzir o ângulo zenital médio, de modo a obter a melhora propiciada pelo rastreador de Sol, porém sem seus custos e preocupações com manutenção.

O cosseno de d varia, no decorrer de 6 meses, de 0,9174 (cos δ_{MIN}), passando por 1 (cos 0) e retornando para 0,9174 (cos δ_{MAX}). Por ser uma função não linear, seu valor médio, conforme já apresentado, é:

$$\frac{1}{(\delta_{MAX}-\delta_{MIN})}\int_{\delta_{MIN}}^{\delta_{MAX}}\cos(\delta)\,d\delta = 0{,}9723$$

Esse valor corresponde a um ângulo médio de 13,5°, conforme ilustrado na Figura 35a.

Considerando a possibilidade de realizar 2 ajustes diferentes por ano, pode-se calcular o novo valor médio do ângulo zenital, dessa vez, para um período de 3 meses, pois os demais são equivalentes. A Figura 35b ilustra essa situação.



(a) (b)

Figura 35 O valor médio do cosseno de δ para (a) posição fixa na inclinação da latitude durante o ano e (b) com 2 posições anuais [2]

Considerando a inclinação desejada para um período de 3 meses como i_1, temos:

$$\cos(\theta) = \cos(\delta - i_1)$$

$$\overline{\cos(\theta)} = \frac{1}{\delta_{MAX}}\int_{0}^{\delta_{MAX}}\cos(\delta - i_1)\,d\delta$$

Considerando a relação trigonométrica do cosseno, temos:

$$\cos(\delta - i_1) = \cos i_1 \cos\delta + \text{sen}\, i_1 \text{sen}\delta$$

$$\int_{0}^{\delta_{MAX}}\cos(\delta - i_1)\,d\delta = \int_{0}^{\delta_{MAX}}\left(\cos i_1 \cos\delta + \text{sen}\, i_1 \text{sen}\delta\right)d\delta$$

$$= \int_{0}^{\delta_{MAX}}\left(\cos i_1 \cos\delta\right)d\delta + \int_{0}^{\delta_{MAX}}\left(\text{sen}\, i_1 \text{sen}\delta\right)d\delta$$

$$= \cos i_1 \int_{0}^{\delta_{MAX}}\cos\delta\,d\delta + \text{sen}\, i_1 \int_{0}^{\delta_{MAX}}\text{sen}\delta\,d\delta$$

$$= \cos i_1 \text{sen}\delta\Big|_0^{\delta MAX} + \text{sen}\, i_1\left(-\cos\delta\right)\Big|_0^{\delta MAX}$$

$$= \cos i_1\left(\text{sen}\delta_{MAX} - \text{sen}\ 0\right) + \text{sen}\, i_1\left(-\cos\delta_{MAX} + \cos\ 0\right)$$

$$= \cos i_1 \text{sen}\delta_{MAX} - \text{sen}\, i_1 \cos\delta_{MAX} + \text{sen}\, i_1$$

$$= \text{sen}\left(\delta_{MAX} - i_1\right) + \text{sen}\, i_1$$

Dividindo o valor da integral pelo período de integração, temos:

$$\frac{\operatorname{sen}\left(\delta_{MAX}-i_1\right)+\operatorname{sen} i_1}{\delta_{MAX}}$$

O valor de i_1, que resulta no menor valor médio do ângulo zenital, pode ser determinado igualando a zero a derivada dessa função, em i_1.

$$\frac{d}{di_1}\left(\cos i_1 \operatorname{sen}\delta_{MAX}-\operatorname{sen} i_1 \cos\delta_{MAX}+\operatorname{sen} i_1\right)=0$$
$$-\operatorname{sen} i_1 \operatorname{sen}\delta_{MAX}-\cos i_1 \cos\delta_{MAX}+\cos i_1=0$$
$$-\left(\operatorname{sen} i_1 \operatorname{sen}\delta_{MAX}+\cos i_1 \cos\delta_{MAX}\right)+\cos i_1=0$$
$$-\cos\left(\delta_{MAX}-i_1\right)+\cos i_1=0$$
$$\cos\left(\delta_{MAX}-i_1\right)=\cos i_1$$
$$\delta_{MAX}-i_1=i_1$$
$$i_1=\frac{\delta_{MAX}}{2}$$

Logo, a melhor inclinação corresponde ao valor $\delta_{MAX}/2$. Assim, o valor médio do ângulo zenital para esse caso é:

$$\overline{\cos(\theta)}=\frac{\operatorname{sen}\left(\delta_{MAX}-i_1\right)+\operatorname{sen}\left(i_1\right)}{\delta_{MAX}}=\frac{\operatorname{sen}\left(\delta_{MAX}-\frac{\delta_{MAX}}{2}\right)+\operatorname{sen}\left(\frac{\delta_{MAX}}{2}\right)}{\delta_{MAX}}$$
$$\frac{\operatorname{sen}\left(\frac{\delta_{MAX}}{2}\right)+\operatorname{sen}\left(\frac{\delta_{MAX}}{2}\right)}{\delta_{MAX}}=\frac{2\operatorname{sen}\left(\frac{\delta_{MAX}}{2}\right)}{\delta_{MAX}}=0{,}9930$$

Percebe-se que, ao passar de uma inclinação fixa durante o ano para duas, com ângulo de inclinação e data de alteração devidamente calculados, a capacidade de aproveitamento da componente direta dos raios do Sol incidentes perpendicularmente ao módulo fotovoltaico ao meio-dia solar passa de 0,9723 para 0,9930, melhorando o desempenho do sistema em 2,07%, correspondendo a um ângulo zenital médio de 6,8°.

Com a análise de mais alterações no ajuste durante o ano, aplicando o mesmo cálculo utilizado anteriormente, nota-se que a seguinte regra é seguida (Tabela 6).

Tabela 6 Melhora na captação dos raios solares perpendiculares ao meio-dia solar para quantidades diferentes de posições dos painéis durante o ano [2].

Quantidade de posições ao ano	Fórmula do $\overline{\cos(\theta)}$	Cálculo do cos'θ (valor médio)	Ângulo zenital médio anual
1	$\frac{\operatorname{sen}(\delta_{MAX})}{\delta_{MAX}}$	0,9723	13,5°
2	$\frac{\operatorname{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{2})}{\frac{\delta_{MAX}}{2}}$	0,9930	6,8°
3	$\frac{\operatorname{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{3})}{\frac{\delta_{MAX}}{3}}$	0,9969	4,5°
4	$\frac{\operatorname{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{4})}{\frac{\delta_{MAX}}{4}}$	0,9983	3,4°
5	$\frac{\operatorname{sen}(\frac{\delta_{MAX}}{5})}{\frac{\delta_{MAX}}{5}}$	0,9989	2,7°

Assim, utilizando 2 ajustes, o maior ganho incremental é alcançado, pois, para 3 posicionamentos por ano ou mais, o benefício é muito reduzido. Para que esses 2 ajustes sejam aproveitados ao máximo, as seguintes instruções devem ser seguidas:

- datas para mudança dos ajustes: 21 de março e 23 de setembro, que correspondem aos equinócios (momento em que a declinação solar vale zero); e
- ajustes: φ + 12° e φ - 12°, para 21 de março e 23 de setembro, respectivamente.

3. CONCLUSÕES

O capítulo apresentou os principais conceitos básicos relacionados à energia solar fotovoltaica, esperando poder contribuir para a formação básica dos técnicos que objetivam atuar nesta área, tanto pelas empresas concessionárias, como pelas universidades e empresas de consultoria e projetistas. Deve-se ainda considerar neste universo todos aqueles que porventura venham a participar das diversas etapas de implantação da geração distribuída.

4. REFERÊNCIAS

[1] PATEL, M. R. *Wind and solar power systems*. Flórida: CRC Press, 1999.

[2] SHAYANI, R. A. *Medição do Rendimento Global de um Sistema Fotovoltaico Isolado Utilizando Módulos de 32 Células*. (Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica) – Publicação PPGENE.DM-265/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2006.

[3] DEPARTAMENTO DE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS (DOE), 2005. *Energy efficiency and renewable energy (EERE) – Solar Energy program*. Disponível em: <http://www.eere.energy.gov/solar/>.

[4] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). *Energia solar: princípios e aplicações*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2005.

[5] SZE, S. M. *Physics of semiconductor devices*. 2ª edição. Nova Iorque: John Wiley & Sons, 1981.

[6] ALDABÓ, R. *Energia solar*. São Paulo: Artliber editora, 2002.

[7] VIANELLO, R. L.; ALVES, A. R. *Meteorologia básica e aplicações*. Viçosa: Universidade Federal de Viçosa, 1991.

[8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10899: Conversão fotovoltaica de energia solar - Terminologia*. Rio de Janeiro: ABNT, 2006.

[9] KING, D. L.; KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E. Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors. In: *Conference Record of the Twenty-Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 1997.

[10] MARION, W.; WILCOX, S. *Solar radiation data manual for flat-plate and concentrating collectors*. National Renewable Energy Laboratory.

CAPÍTULO 4

Estado da Arte
Tecnologias para Geração Fotovoltaica

Roberta Campesato – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Marco Ficcadenti – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Giuseppe Gabetta – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Gabriele Gori – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Luca Gregori – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Roberto Vario – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Antonio Ardito – CESI do Brasil Consultoria Ltda.

Foto: https://i0.wp.com/www.a2energiasolar.com.br/wp-content/uploads/2016/11/mme.jpg



OBJETIVO

Este capítulo apresenta o estado da arte das tecnologias de geração fotovoltaicas.

1. INTRODUÇÃO

O primeiro item descreve o estado da arte das tecnologias fotovoltaicas disponíveis e em desenvolvimento técnico, partindo das tecnologias de silício, passando para as células de películas finas e chegando à concentração fotovoltaica. A última parte desse item dedica-se às células solares orgânicas.

As principais características técnicas dos inversores fotovoltaicos (em termos de funções-chave, componentes-chave, topologias diferentes e evolução futura) e a sua aplicação em usinas fotovoltaicas (FV) (usina inversora única, etc.) são os temas do segundo item.

O terceiro item dedica-se aos outros equipamentos relevantes a usinas FV, tais como, cabos e conectores, caixas de passagem, interruptores de circuito de CA e CC e rastreadores.

O quarto item aborda os sistemas de monitoramento, com uma descrição do estado da arte, para o monitoramento das condições ambientais no local, e dos principais parâmetros que, de acordo com as Normas Internacionais e as melhores práticas, têm de ser monitorados. Esse item também descreve as diferentes tecnologias (piranômetro, pireliômetro, células solares de referência) e seu nível de precisão para uma avaliação confiável da radiação solar. Uma descrição dos sistemas de monitoramento da operação dos equipamentos de rastreamento e uma breve observação sobre a incerteza do banco de dados de irradiação solar o encerram.

Cada item contém as referências relevantes e, sempre que necessário, os anexos fornecem mais detalhes sobre questões específicas (metodologia de seleção do inversor, propriedades físicas dos dispositivos de medição de radiação, etc.).

2. TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS

2.1 O Estado da Arte das Principais Tecnologias Industriais Fotovoltaicas

O fluxo de energia solar que atinge a superfície da Terra corresponde a milhares de vezes a energia atual consumida pelos seres humanos. O potencial desse recurso é enorme e torna a energia solar um componente crucial de um portfólio de energia renovável destinado a reduzir as emissões globais de gases do efeito estufa na atmosfera.

No entanto, o uso atual desse recurso de energia representa menos de 1% da produção total de eletricidade proveniente de fontes renováveis. Apesar de a implantação dos sistemas fotovoltaicos ter aumentado progressivamente nos últimos 20 anos, as tecnologias solares ainda sofrem com algumas desvantagens que as tornam pouco competitivas em um mercado de energia dominado pelos combustíveis fósseis – alto custo de capital, eficiência de conversão moderada e intermitência. Do ponto de vista técnico-científico, o desenvolvimento de novas tecnologias com maior eficiência de conversão e baixos custos de produção é um requisito-chave para permitir a implantação da energia solar em grande escala.

A tecnologia fotovoltaica tem um vasto potencial de produção de energia e, em geral, é percebida como uma tecnologia para a tutela ambiental. Um grande número de países implantou, ao longo dos anos, políticas específicas e incentivos para apoiar a implantação de usinas fotovoltaicas.

Este item é dedicado a descrever o estado da arte das tecnologias fotovoltaicas, partindo das tecnologias de silício, passando para as células de filmes finos e chegando à concentração fotovoltaica (em particular, à tecnologia baseada nas células solares de multijunção III-V e na Alta Concentração Fotovoltaica). A última parte deste item dedica-se às células solares orgânicas e a novos conceitos.

A Tabela 1 resume alguns dados das tecnologias fotovoltaicas atuais, incluindo o CPV (Concentração Fotovoltaica).

Tabela 1. Dados das tecnologias FV atuais, incluindo a CPV

Tecnologias FV atuais	Si Cristalino		Película Fina			
	mono c-Si	multi c-Si	a-Si	CdTe	CIGS	HCPV
Eficiência celular (registro) máx., % (2014) [3]	25,6	20,4	11,6	19,6	18,7	44,4
Eficiência de módulo máx., % (2014) [3]	22,9	18,5	11	17,5	15,7	35,9
Eficiência de módulo comercial, %[1]	15-19	11-15	7-9	10-13	7-14	24-28
Vida útil, em anos	25-30	25-30	25	25	25	n.a
Tempo de retorno de energia, em anos [1]	< 2	1-1,5	1-1,5	~ 0,6	< 1	< 1
Custo de módulo USD/ kW (2012) [11]	880-1.140		650-750	770-1.500	770-1.500	3.100-4.400
Custo de módulo USD/ kW (2013) (Europa) [15]	440-460		330	410	–	–
Custo BOS USD/kW (2012) [11]	800-1.700					
Custo O&M (2012) [11]	estimado a 1% - 1,5% do investimento por ano					

Legenda: BOS – Balanço de Sistema (controladores de carga, inversores, baterias, cabeamento, transformadores, etc.); C-Si – Silício cristalino; a- Si - Silício amorfo; CdTe – Telureto de Cádmio; CIGS – Cobre, Índio, Gálio e Seleneto; HCPV – *High concentrated photovoltatic.*

2.2 Tecnologias de Silício

As células solares fotovoltaicas (FV) convertem a luz solar diretamente em eletricidade. Atualmente, o silício cristalino (c-Si) e as tecnologias de película fina (TF) dominam o mercado global de FV. Os intervalos do sistema de c-Si FV (*wafers*) de silício de grau solar (alta pureza) são feitos de células que são montadas em módulos e conectadas eletricamente. A tecnologia de TF (película fina) FV consiste em camadas finas de material semicondutor depositado sobre substratos econômicos de grande porte, tais como vidro, polímero ou metal. O FT de silício cristalino é o mais antigo e, atualmente, domina a tecnologia FV com, aproximadamente, 91% da cota de mercado da tecnologia fotovoltaica de silício com base na produção total de *wafer* (multi e monossilício cristalino) [1], conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2. Produção de tecnologia celular [1]

Tecnologia celular		Produção FV em 2013
Multi c-Si		54,9%
Mono c-Si		36,0%
Película Fina	a-Si	2,0%
	CdTe	5,1%
	CI(G)S	2,0%

O conceito de junção p-n por trás dessa categoria de células foi desenvolvido por Chapin et al., em 1954 [2]. A primeira célula solar de silício que eles fizeram tinha eficiência de 4,5%. Hoje em dia, o registro de eficiência da conversão de energia para essa classe de células é superior a 25% [3], o que se aproxima estreitamente do limite de Shockley-Queisser [4].

Originalmente construído usando silício de *wafer* cristal simples (c-Si) e tecnologia de processamento da indústria de circuito integrado, fica claro que o FV de silício beneficiou-se bastante da sua simbiose com a indústria de circuito integrado que proveu os materiais, *know-how* de processamento e ferramentas de fabricação necessárias para permitir uma rápida mudança para a produção em grande escala. Além disso, o silício não é tóxico, está abundantemente disponível na crosta da Terra e seus módulos mostraram exteriores com estabilidade de longo prazo. A Figura 1 mostra o diagrama esquemático de uma típica célula solar baseada no volume de silício.

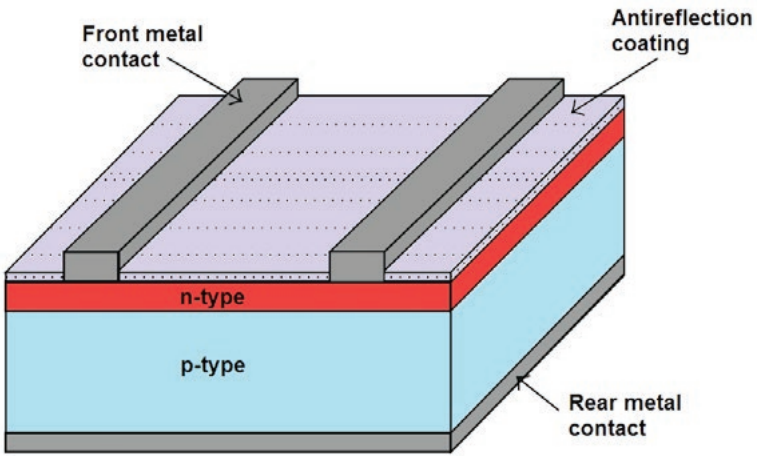


Figura 1. Diagrama esquemático de uma típica célula solar baseada no volume de silício

Além disso, essa tecnologia tem um alto custo, devido ao valor relacionado à produção de *wafer* de silício. Cerca da metade do custo é devido ao *wafer* de silício fino, de 150-180 mícrons – um custo, em grande parte, devido a razões mecânicas, uma vez que a maioria da absorção solar ocorre em poucas dezenas de mícrons superiores. Então, a redução da espessura do *wafer* oferece uma potencial redução de custos. Os custos de produção também serão reduzidos na próxima década pelo aumento contínuo da produção, por meio da concentração dos locais com maior produção, processamento mais inteligente e curvas de aprendizagem de fabricação mais curtas.

Novas tecnologias de dispositivo, incluindo as "células HIT" da Panasonic, Sunpower e assim por diante, estão elevando as eficiências do silício de *wafer* cristal simples comercial em torno de 23% (no nível de módulo) [3], oferecendo o potencial para $/W mais baixo como resultado das eficiências aumentadas. No entanto, o silício multicristalino (mc-Si) abrange, atualmente, 45% do mercado mundial, incluindo fabricantes com eficiências de módulo de cerca de 18% - 22% [3], mas com um custo $/W total inferior.

2.2.1 O conceito de células solares da junção P-N

Uma breve revisão dos conceitos básicos de conversão da energia solar usando uma célula solar de silício da junção *p-n* padrão [6] [7] está relatada a seguir.

Uma célula solar é um dispositivo eletrônico que converte diretamente a radiação solar em eletricidade. A radiação na célula solar produz uma corrente e uma tensão para gerar energia elétrica. Esse processo requer, em primeiro lugar, um material em que a absorção de luz gera pares de elétrons – lacunas. O potencial interno em torno da junção *p-n* divide o portador, cujas partes passam pela junção em direções opostas e se recombinam se um circuito externo for conectado.

A princípio, uma variedade de tecnologias utilizando processos e materiais diferentes pode satisfazer aos requisitos para a conversão fotovoltaica. Na prática, quase todos os dispositivos fotovoltaicos precisam de um campo elétrico interno, levando à separação dos portadores de carga gerada por foto (elétrons-lacunas).

Nesse momento, os dispositivos de conversão utilizam, em sua maioria, materiais semicondutores na forma de uma junção *p-n*. O esquema geral padrão de *design* de uma célula solar de silício cristalina com base em uma junção *p-n* está ilustrado na Figura 2. Até hoje, essa estrutura tem sido comumente construída usando mono ou poli-*wafers* de silício cristalino, 200 – 300 mícrons de espessura [6] [7] [8].

A camada de contato elétrica na frente da célula, na qual entra a radiação, é um padrão de grade metálica projetado para minimizar a cobertura da superfície celular, enquanto maximiza a coleta do portador gerado por foto.

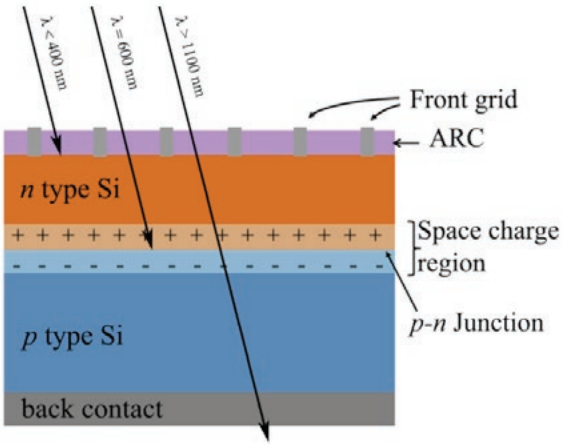


Figura 2. Estrutura de uma célula solar padrão de junção *p-n*

Um aplicativo de simulação especializado ajuda a encontrar um equilíbrio entre as duas necessidades opostas. O padrão de grade deve ser amplamente espaçado para permitir que a radiação entre na célula solar, mas não ao ponto que dificulte a coleta da corrente produzida pela célula por parte das varetas. Essas restrições não se aplicam para a camada de contato metálica posterior, que atua apenas como um contato elétrico e, portanto, está, em geral, cobrindo toda a superfície posterior da célula. Para melhorar a eficiência de conversão de uma célula solar, a quantidade de luz refletida (cerca de 30%) deve ser minimizada [7] [8]. Um revestimento antirreflexo (ARC) é normalmente aplicado sobre a superfície anterior [10].

Atualmente, o nitreto de silício é utilizado, comumente, como ARC, devido às suas propriedades óticas e, além disso, às suas propriedades excelentes de passivação de superfície, que evitam a recombinação de portador na superfície da célula solar [7]. O nitreto de silício é tipicamente depositado na forma de uma camada fina (cerca de 70 nanômetros), utilizando a Deposição Química na Fase Vapor Assistida por Plasma (PECVD) [7].

Com referência à Figura 2, os fótons da radiação incidente na superfície da célula solar podem ser refletidos na superfície superior, absorvidos no material ou transmitidos por ele. Se o fóton for absorvido, ele gerará um par elétron-lacuna, excitando um elétron da banda de valência para a banda de condução. Para os dispositivos fotovoltaicos, a reflexão e transmissão são tipicamente consideradas como mecanismos de perda, porque os fótons que não são absorvidos não geram portadores livres.

O fator-chave para determinar se um fóton é absorvido ou transmitido é a sua energia (E_{ph}) e sua relação com o *gap* de energia (E_g) do material semicondutor.

As três possibilidades são mostradas na Figura 3, sendo que:

1. $E_{ph} < E_g$: o fóton interage apenas fracamente com os semicondutores, passando por ele (caso de fótons de baixa energia, na Figura 4);
2. $E_{ph} = E_g$: o fóton tem a energia certa para criar um par elétron-buraco e depois é absorvido com eficiência (zona vermelha na Figura 4);
3. $E_{ph} > E_g$: o fóton move o elétron para a banda de condução, deixando um buraco na banda de valência. O par elétron-lacuna libera energia em excesso para Eg como calor e libera a energia de elétron-buraco, $E_{e\text{-}h} = E_g$ às extremidades da banda (caso de fótons de alta energia na Figura 4).

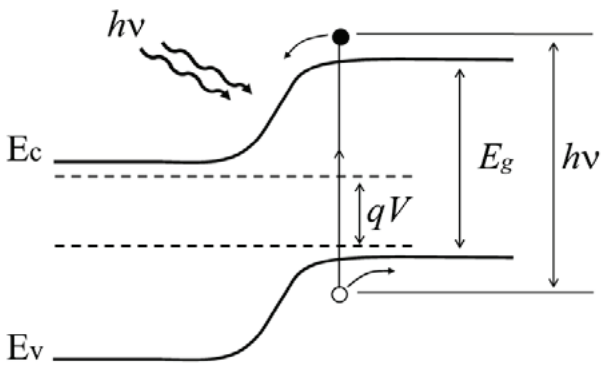


Figura 3. Diagrama de energia de uma junção *p-n*, sob iluminação.

A Figura 4 mostra as perdas espectrais em uma célula solar relacionada às três possibilidades de interação acima mencionadas.

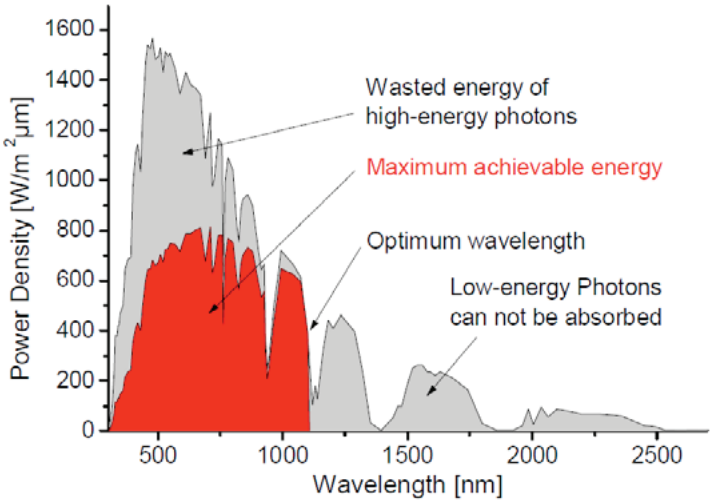


Figura 4. Perdas espectrais em uma célula solar [14]

O circuito elétrico equivalente de uma célula solar é um gerador de corrente em paralelo com um elemento resistivo não linear assimétrico, ou seja, um diodo. Veja a Figura 5.

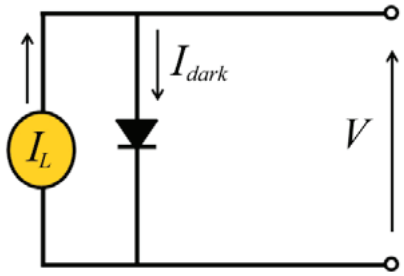


Figura 5. Circuito equivalente de uma célula solar ideal

A relação corrente-tensão de um diodo de junção *p-n*, no escuro, é dada por [6] [7] [8]:

$$I_{dark} = I_o(e^{qV/nkT} - 1) \quad (1)$$

Enquanto estiver sob iluminação, a característica ideal de corrente-tensão é dada por:

$$I = I_o(e^{qV/nkT} - 1) - I_L \quad (2)$$

Em que, I_L é a corrente gerada na luz; I_0 é a corrente de saturação no escuro do diodo; *n* é o fator de idealidade (tipicamente na faixa de 1 a 2); *q* é a carga eletrônica; *k* é a constante de Boltzmann; e *T* é a temperatura em graus Kelvin.

A Figura 6 demarca a característica de corrente-tensão (I-V) para uma célula solar em condições escuras (curva a).

A curva b), na Figura 6, mostra a característica de I-V do dispositivo iluminado, deslocado no quarto quadrante, em que o dispositivo pode gerar energia elétrica. Convencionalmente, essa curva é apresentada refletida em torno do eixo de tensão (veja a Figura 7).

Idealmente, a corrente de curto-circuito I_{sc} é igual à corrente gerada na luz I_L. Definindo a corrente *I* igual a zero, na Equação 2, a tensão de circuito aberto V_{oc} é obtida (Equação 3):

$$V_{oc} = \frac{nkT}{q} In\left(\frac{I_L}{I_o} + 1\right) \tag{3}$$

O regime de operação de tensão da célula solar é a faixa de 0 a V_{oc}, no qual a célula pode fornecer potência a uma carga externa. A potência de saída é dada por:

$$P = V \times I \tag{4}$$

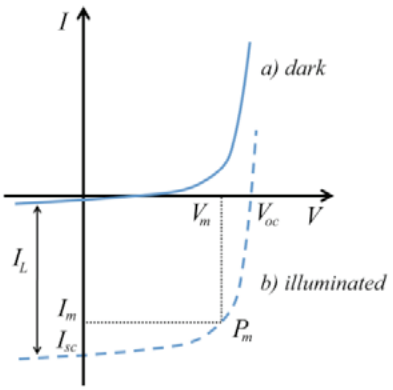


Figura 6. Característica de corrente-tensão da célula solar ideal, na luz e no escuro

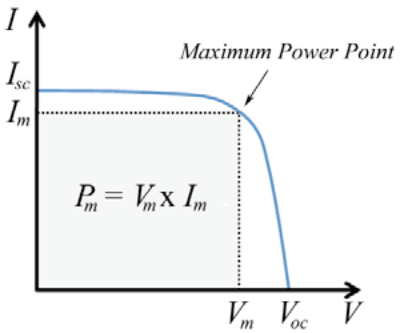


Figura 7. Característica de saída de uma célula solar, conforme normalmente demarcada

P atinge um máximo no ponto de operação ou ponto de potência máximo da célula. Isso ocorre em um ponto bem definido com coordenadas V_m – I_m, definindo a carga resistiva ótima, conforme Vm / I_m.

Um parâmetro de trabalho para as células solares é o Fator de Preenchimento (*FF*), definido como:

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}} \tag{5}$$

Ele mede como P_m abrange a potência ideal dada por $I_{sc} \times V_{oc}$. Na prática, isso é uma medida de quão "quadradas" são as características de saída. A eficiência de conversão *h* de uma célula solar é a relação entre a potência no ponto de operação e a potência luminosa incidente P_{in}. A eficiência de conversão máxima é obtenível no ponto de potência máximo, conforme indicado na Equação 6.

$$\eta = \frac{I_m V_m}{P_{in}} \quad 6)$$

A eficiência de conversão refere-se ao I_{sc} e V_{oc} e FF também pela fórmula:

$$\eta = \frac{I_{sc} V_{oc} FF}{P_{in}} \quad 7)$$

As quatro quantidades, I_{sc}, V_{oc}, *FF* e *h*, são os parâmetros-chave para definir os desempenhos de conversão de energia de uma célula solar e devem ser informadas para condições de iluminação bem definidas. A Condição de Teste Padrão (STC) para as células solares é o espectro de massa de ar a 1,5, uma densidade de potência incidente de 1.000 W/m^2 e uma temperatura de célula de 25 °C [7], [8] [9].

Como todos os outros dispositivos semicondutores, as células solares são sensíveis à temperatura. O aumento na temperatura reduz a banda proibida de um semicondutor, efetivando, assim, a maioria dos parâmetros de material semicondutor. A diminuição da banda proibida de um semicondutor com o aumento da temperatura pode ser visto como um aumento na energia dos elétrons no material. A energia inferior é, portanto, necessária para quebrar a ligação e criar um par elétron-buraco. No modelo de ligação de uma banda proibida de semicondutor, a redução na energia de ligação reduz também a banda proibida. Por conseguinte, aumentar a temperatura reduz a banda proibida.

Em uma célula solar, o parâmetro mais afetado pelo aumento da temperatura é a tensão de circuito aberto. O impacto do aumento da temperatura é mostrado na Figura 8

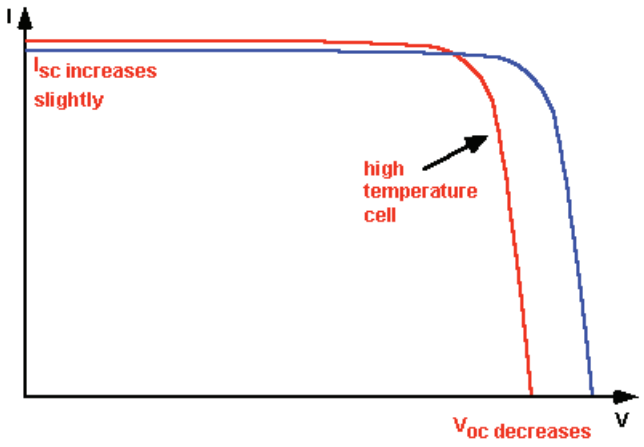


Figura 8. O efeito da temperatura nas características de I-V de uma célula solar ideal

Alterando o incidente de intensidade luminosa em uma célula solar, alteram-se todos os parâmetros de célula solar, incluindo a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto, o *FF*, a eficiência e o impacto das resistências em cadeia (*string*) e de derivação. Já a intensidade luminosa em uma célula solar é chamada de número de sóis, em que 1 sol corresponde à iluminação padrão em AM 1,5, ou 1 kW/m^2. Por exemplo, um sistema com 10 kW/m^2 incidente na célula solar estará operando a 10 sóis, ou a 10X. O efeito da intensidade luminosa nas características de I-V de uma célula solar está retratado na Figura 9.

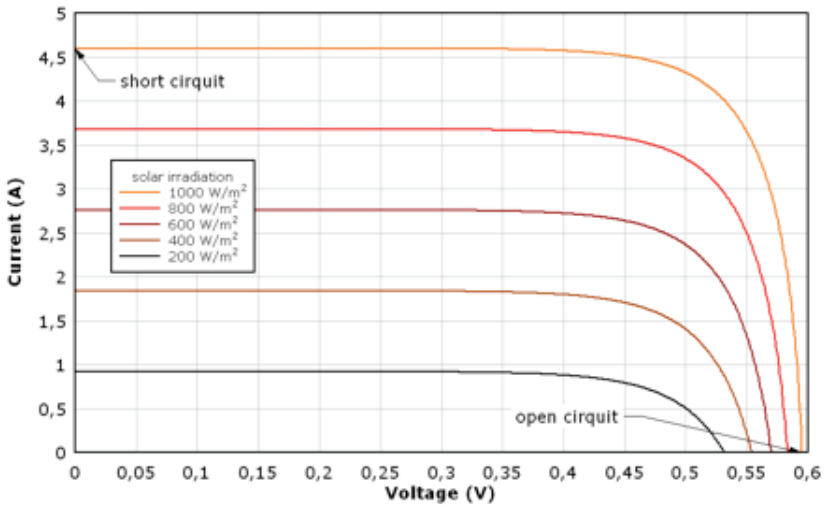


Figura 9. Características de I-V da célula solar para diferentes valores de irradiação

Os efeitos resistivos em células solares reais reduzem a eficiência, dissipando potência nas resistências. As resistências parasitárias mais comuns são a resistência em cadeia (*string*) (R_s) e a resistência de derivação (R_{sh}). A inclusão da resistência em cadeia (*string*) e de derivação no circuito equivalente da célula solar é mostrada na Figura 10.

A resistência em cadeia (*string*) deriva de três causas: i) do movimento dos portadores pelo emissor (zona de tipo *n*) e a base (zona de tipo *p*) da célula solar; ii) da interface entre o contato metálico e o silício; e iii) da resistência das películas metálicas usadas para a grade superior e os contatos posteriores.

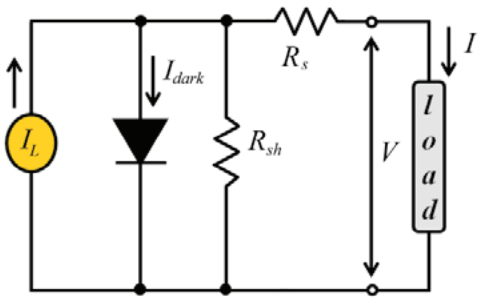


Figura 10. Circuito equivalente, incluindo resistência em cadeia (*string*) e de derivação

O principal impacto da resistência em cadeia (*string*) é reduzir o fator de preenchimento – valores muito grandes podem também reduzir a corrente de curto-circuito. Perdas significativas de potência, causadas pela presença da resistência de derivação, são tipicamente devidas a defeitos de fabricação e, não, ao *design* deficiente da célula solar.

A resistência de derivação baixa causa perdas de potência nas células solares porque ela provê um caminho de corrente alternativo para a corrente gerada na luz. Então, uma manobra reduz a quantidade de corrente que flui por meio da junção da célula solar e reduz a sua tensão.

O efeito *loop* da resistência de derivação é particularmente grave em níveis baixos de luz. A corrente gerada na luz diminui, e a perda dessa corrente para a derivação tem, portanto, maior impacto. Além disso, em tensões mais baixas, nas quais a resistência efetiva da célula solar é alta, o impacto da resistência paralela é relativamente maior.

Incluindo as resistências parasitárias, a equação de tensão da corrente é dada por [6] [7] [8]:

$$I = I_L - I_o \left\{ e^{\left[\frac{q(V+R_s I}{nkT}\right]-1} \right\} - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{8}$$

2.2.2 Tecnologia da célula solar de silício cristalino

O processo de fabricação de módulos completos baseados em silício compreende basicamente as seguintes etapas [13] [14]:

1. Produção de polissilício em escala solar de purificação do silício metalúrgico (cerca de 90% do polissilício é fornecido por algumas poucas empresas localizadas nos Estados Unidos, Japão, Europa e China) (Figura 11).
2. Após a etapa 1, duas formas são possíveis: processo de Czochralski, para silício em grande escala, ou fundição multicristalina. Esta última consiste na realização de lingotes da fusão do polissilício e corte desses lingotes em *wafers* (tipicamente 150 mm x 15 mm).
3. Realização das junções *p-n* e contatos metálicos posteriores e anteriores. Atualmente, a tecnologia de fabricação dominante para produzir células solares cristalinas (mono e multi) é, tipicamente, definida como célula de Campo de Superfície Posterior de Alumínio, impressa em tela por meio de tratamento térmico. Essa tecnologia permite produzir dispositivos com potência de pico na faixa de 3-4, 5 W_P.
4. Produção de módulos FV: as células são conectadas e encapsuladas com materiais protetores (por exemplo, vidro transparente, polímeros finos) e quadros, para aumentar a força do módulo. O módulo c-Si padrão é, tipicamente, feito por 60 ou 72 células, com uma potência nominal na faixa de 120-300 Wp e uma superfície de 1,4-1,7 m^2. Atualmente, as capacidades de produção industrial na faixa de 500-1.000 MWp por ano são comuns para obter economias de escala e reduzir os custos de fabricação (Figura 12 e Figura 13).

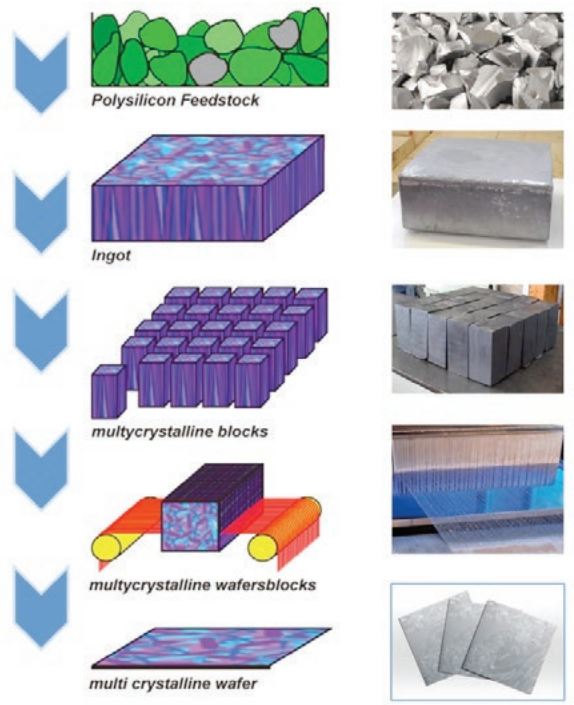


Figura 11. Etapas de fabricação de polissilício a *wafer*



Figura 12. Célula solar monocristalina

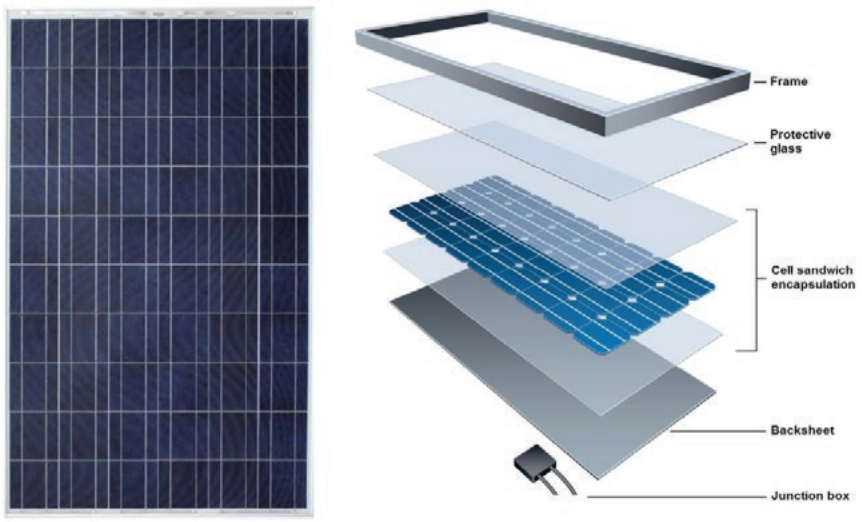


Figura 13. Esquema do módulo FV

O processo industrial para transformar um *wafer* em células solares (etapa 3) consiste em um número relativamente pequeno de etapas do processo (atualmente, o uso de material para a célula de silício está em torno de 6g/Wp [1]).

- **Inspeção de *wafer* –** Como uma primeira etapa, os *wafers* de entrada são, comumente, examinados para microfissuras, utilizando-se câmera infravermelha.
- **Remoção de danos por serragem, texturização e limpeza do *wafer* de silício tipo *p* –** Nessa etapa, os danos induzidos nos *wafers* durante o processo de serragem são removidos por processos químicos. Adicionalmente, a superfície dos *wafers* é texturizada (processos alcalinos para *wafers* monocristalinos ou processos ácidos para *wafers* multicristalinos) para reduzir a reflexão total do *wafer*.
- **Difusão de fósforo –** Atualmente, o método mais comumente usado na indústria fotovoltaica é o processo de difusão do tubo. Os *wafers* são colocados em um tubo de quartzo e aquecidos até cerca de 800 °C a 900 °C. Os fluxos de nitrogênio como um gás portador passam por um borbulhador preenchido com oxicloreto de fósforo líquido $POCl_3$. Então, o $POCl_3$ gasoso formado é misturado com O_2 e lançado dentro do tubo de quartzo aquecido, onde a primeira reação ocorre:

$$4\ POCl_3 + 3O_2 \rightarrow 2\ P_2O_5 + 6\ Cl_2$$

  O óxido de fósforo P_2O_5 se acumula sobre as superfícies do *wafer*. Às temperaturas adequadas, ocorre uma segunda reação ($2\ P_2O_5 + 5\ Si \rightarrow 5\ SiO_2 + 4\ P$), permitindo uma difusão de fósforo profunda no silício, formando uma junção *p-n* com a base tipo *p*. Além disso, o Cl_2 lançado é benéfico em termos de remoção de impurezas metálicas.
- **Remoção de vidro do silicato de fósforo –** O vidro de silicato de fósforo formado é removido por decapagem química usando uma solução fluorídrica.
- **Deposição de revestimento antirreflexo –** O revestimento antirreflexo mais comumente utilizado é uma camada fina de nitreto de silício amorfo hidrogenado, depositada pela Deposição Química na Fase Vapor Assistida por Plasma (PECVD).

- Serigrafia dos contatos anteriores e posteriores – A grade anterior de contato é feita em prata (Ag), enquanto o contato posterior é realizado em alumínio (Al), com barramentos em Ag/Al. Ambas são depositadas com etapas diferentes do processo de serigrafia usando cola metálica apropriada. Após a última etapa do processo de serigrafia, os *wafers* passam por dois processos térmicos diferentes: a secagem, em torno de 400 °C, para remover o composto orgânico da cola depositada, e, em seguida, um tratamento térmico de alta temperatura (> 800 °C), também chamado de queima conjunta, para formar os contatos anteriores e posteriores.
- Isolamento da extremidade – Após a queima conjunta, o *wafer* torna-se efetivamente uma célula solar. No entanto, a potência da célula é limitada por junções parasitárias e caminhos de derivação sobre a extremidade da célula solar, que são removidos por um processo de isolamento de extremidade a laser.
- Classificação e medição de corrente-tensão (I-V) – Após o processamento da célula ser concluído, as células são eletricamente caracterizadas por um simulador solar *flash* sob condições de teste-padrão (AM 1,5 G, temperatura da célula 25 °C e 1.000 W/m^2) e automaticamente classificadas em classes, dependendo do valor de potência.

A sequência do processo da etapa 4 poderia ser resumida da seguinte forma:

- Inspeção de recebimento – Como uma primeira etapa, as células de entrada são, tipicamente, examinadas para microfissuras utilizando câmera infravermelha.
- Realização em cadeia (*string*) – as células são soldadas juntas em cadeias (*strings*) de 10 ou 12, usando um padrão intercalado de metais conectores para ligar as células. Seis cadeias (*strings*) são dispostas para formar uma matriz retangular de 60 células ou 72 células.
- Laminação – Cada matriz composta acima é laminada em vidro. Um encapsulante é usado para prover adesão entre as células solares, a superfície superior e a superfície traseira do módulo FV. O encapsulante deve ser estável a temperaturas elevadas e à alta exposição aos raios ultra violeta. Ele também deve ser oticamente transparente e deve ter uma baixa resistência térmica. O EVA (etil vinil acetato) é o material encapsulante mais comumente usado – encontra-se em folhas finas que são inseridas entre as células solares e a superfície superior e a superfície traseira. Esse "sanduíche" é então aquecido no vácuo, a cerca de 150 °C, para polimerizar o EVA e ligar o módulo junto.
- Estruturação – Um componente estrutural final do módulo é a estruturação deles para prover proteção contra o clima e outros impactos e, para isso, é necessária a fixação dos módulos sobre uma estrutura de suporte usando placas ou grampos. Um quadro do módulo FV convencional é tipicamente feito de alumínio.
- Medição de Corrente - Tensão (I-V) – Depois que o processamento do módulo FV for concluído, cada módulo é inspecionado e eletricamente caracterizado por um simulador solar *flash* sob condições de teste-padrão (AM 1,5 G, temperatura da célula 25 °C).

Atualmente, a maioria das células solares cristalinas multi e monofabricadas é de polaridade do tipo *p* e processada com uma tecnologia padrão de emissor seletivo. No entanto, isso está aumentando o número de empresas que estão produzindo módulos usando células solares do tipo *n*, por causa do alto potencial de eficiência desses conceitos, em particular, os módulos HIT da Panasonic [12] e os módulos da SunPower [13]. As células solares HIT são híbridas de monossilício cristalino e cercadas por camadas amorfas ultrafinas de silício, enquanto as células solares da Sunpower usam o *design* IBC (célula de Contato Posterior Interdigital), com o qual ambas as polaridades dos eletrodos metálicos (eletrodos emissores e base) estão na parte posterior da célula. Devido a essa estrutura particular, as células solares de contato posterior apresentam algumas vantagens importantes sobre a célula solar tradicional com contato metálico na parte anterior.

As células baseadas nos dois conceitos de projeto mencionados acima têm o maior potencial de eficiência, uma vez que elas têm demonstrado alcançar eficiências acima de 23%. No entanto, a maior complexidade implícita nesses conceitos de células da Panasonic e da SunPower resultam em custos mais elevados por watt de pico.

2.2.3 Compreendendo os dados técnicos do painel solar

O desempenho elétrico do painel fotovoltaico depende das condições ambientais, como a temperatura, irradiação solar, ângulo de incidência, espectro solar (massa de ar), e dos tipos de células FV. Cada painel FV é definido sob as Condições Padrões de Teste (STC) industrial de irradiação solar de 1.000 W/m² com ângulo zero de incidência, espectro solar de massa de ar a 1,5 e temperatura de célula de 25 °C. As características elétricas dos fabricantes incluem potência máxima definida, tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito, tensão de potência máxima, corrente de potência máxima e coeficientes de temperatura.

Potência Máxima Definida Pmáx (Watt) – correponde à potência máxima de saída de um painel FV na STC que está, em geral, rotulada na etiqueta de identificação do painel.

A saída da potência atual pode ser estimada por:

$$P_{real} = P_{máx} \times S / 1.000 \times \left[1 - \lambda \times \left(T_{célula} - 25\right)\right] \quad (9)$$

$$T_{célula} = T_{ambiente} + s / 800 \times (T_{NOCT} - 20) \quad (10)$$

Em que:

- S – é a radiação solar na superfície do painel;
- $T_{ambiente}$ – é a temperatura ambiente;
- T_{NOCT} – é a Temperatura Nominal de Operação da Célula; e
- λ – é o Coeficiente de Temperatura de Potência Máxima.

Eficiência do Painel (%) – a razão da potência de saída para a potência de entrada a partir da radiação solar, ou seja, a porcentagem de energia luminosa que atinge o painel e é convertida em eletricidade.

Fator de Preenchimento (%) – a razão entre a potência máxima calculada atual Pmáx para a potência máxima teórica (Isc x Voc). Este é um parâmetro-chave na avaliação do desempenho dos painéis solares.

Um painel solar de alto fator de preenchimento tem menos perdas devido às resistências paralelas e em cadeia (*string*) dentro das próprias células.

Classificação de Fusível em Cadeia (*string*) (Ampéres) – classificação atual de um fusível em cadeia (I) usado para proteger um painel de sobrecorrente em condições de falha. Cada painel é classificado para suportar um certo número de ampéres. Muitos ampéres fluindo por meio do painel (talvez ampéres alimentados pela parte posterior de painéis paralelizados ou cadeias (*strings*) de painéis paralelizadas) podem danificar o painel, se esse não estiver protegido por um dispositivo de sobrecorrente classificado na especificação. A alimentação de retorno de outras cadeias (*strings*) é mais provável de existir se uma cadeia (*string*) em sequência dos painéis parar de produzir potência devido ao sombreamento ou um circuito danificado.

Tipo de Conector – configuração do conector/cabo ou terminal de saída do painel. A maioria dos painéis vem com conectores à prova de intempéries "ligue e use" para reduzir o tempo de instalação no campo.

Garantia dos Materiais (anos) – uma garantia limitada à qualidade e aos materiais do painel sob condições normais de aplicação, instalação, uso e serviço. Geralmente, as garantias do material cobrem até 5 ou 10 anos. A maioria dos fabricantes oferece substituição completa ou manutenção gratuita de um painel com defeito.

Garantia da Potência (anos) – uma garantia limitada para saída de potência do painel, baseada na classificação da potência de pico mínimo de um determinado painel. O fabricante garante que o painel proverá certo nível de potência por um período de tempo (pelo menos, de 20 anos). A maioria das garantias é estruturada como uma porcentagem da saída de potência de pico mínimo dentro de dois períodos de tempo diferentes: (1) 90% durante os primeiros 10 anos e (2) 80% para os próximos 10 anos.

Tipo de Célula – tipo de silício que compreende uma célula específica, com base no processo de fabricação da célula. Cada tipo de célula tem prós e contras. As células FV monocristalinas são as mais onerosas e precisam de mais energia para produzir, mas, geralmente, rendem as mais altas eficiências. Embora as células de silício policristalinas não precisem de muita energia e sejam menos onerosas para produzir, essas células são ligeiramente menos eficientes que as células monocristalinas. No entanto, porque os painéis de silício policristalinos deixam menos espaços na superfície do painel (devido às formas quadradas ou retangulares da célula), esses painéis podem oferecer, muitas vezes, a mesma densidade de potência que os módulos monocristalinos. Os painéis de película fina, tais como aqueles feitos de células de silício amorfas, são os menos onerosos para produzir e requerem o mínimo de energia e matérias-primas, mas são os menos eficientes entre os tipos de célula. Vale a pena observar que os painéis de película fina têm maior tolerância à sombra e melhor desempenho à alta temperatura.

Células em cadeia (I) – número de células FV individuais ligadas em cadeia (*string*) que determina a tensão de *design* do painel. Quando as células são ligadas em cadeia (*string*), a tensão de cada célula é aditiva.

Tensão de Potência Máxima Vmp – tensão em que um painel libera a potência máxima.

Corrente de Potência Máxima Imp. – amperagem máxima em que um painel libera a potência máxima.

Tensão de Circuito Aberto Voc. – tensão máxima gerada por um painel FV exposto à luz solar sem carga conectada.

Corrente de Curto-circuito Isc. – amperagem máxima gerada por um painel FV exposto à luz solar, com os terminais de saída em curto.

Coeficiente de Temperatura da Corrente de Curto-circuito α (%/°C) – alteração na corrente de curto-circuito no painel por grau Celsius a temperaturas diferentes de 25 °C.

Coeficiente de Temperatura da Tensão de Circuito aberto β (%/°C) – variação na tensão de circuito aberto do painel a temperaturas diferentes de 25 °C.

Coeficiente de Temperatura da Potência Máxima γ (%/°C) – variação na potência de saída do painel para temperaturas diferentes de 25 °C.

Temperatura Nominal de Operação da Célula – temperatura atingida pelas células de circuito aberto, em um módulo, a uma irradiância de 800 W/m^2 e uma temperatura do ar ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s e montadas com a parte posterior aberta. A NOCT é um parâmetro muito crítico que é exigido por vários métodos/normas de classificação de desempenho, qualificação e energia. Ele pode ser usado com o Coeficiente de Temperatura de Potência Máxima para estimar a perda de potência devido ao aumento da temperatura.

A diferença na temperatura da célula e na temperatura ambiente depende da intensidade da luz solar *S* (W/m^2), seguindo a Equação 11

$$T_{célula} = T_{amb} + \left[\left(NOCT - 20^{o}C\right) / 800\right] \times S \tag{11}$$

A eficiência do módulo (*h*) como uma função da Temperatura da célula (T_c) pode ser obtida pela seguinte equação:

$$h = h_{stc} \times \left[1 - \gamma \times \left(T_c - T_{std}\right)\right] \tag{12}$$

Em que γ é o Coeficiente de Temperatura da Potência Máxima (%/°C), enquanto T_{std} e h_{stc} são a temperatura da célula e a eficiência na condição-padrão, respectivamente.

Certificação de painel – as certificações do painel definem o cumprimento de normas de qualidade específicas e são geralmente exigidas para obter a aprovação de incentivos.

Cada região de mercado tem conjuntos específicos de normas que devem ser cumpridas nos painéis solares. As normas de certificação mais populares são:

- Para a Europa: IEC 61215 (desempenho do silício cristalino), IEC 61646 (desempenho da película fina), IEC 61730 (segurança, módulos cristalinos) e IEC 62108 (concentração fotovoltaica).
- Para os EUA e Canadá: UL 1703, UL 8703 (concentração fotovoltaica).

Relatório *Flash* – em geral, a maioria dos fabricantes proveem relatórios *flash* de seus painéis solares vendidos a varejo, incluindo os dados do teste *flash* de cada painel. Durante um teste *flash*, um painel solar é exposto a um breve (alguns milissegundos) *flash* intenso de fonte de luz de xenônio. O espectro da luz do *flash* é projetado para ficar próximo ao espectro do sol. A saída é recolhida por um computador de testes e os dados são comparados a um painel solar de referência pré-configurado que tem sua potência de saída calibrada à irradiância solar padrão.

2.3 Visão Geral sobre as Películas Finas

O diagrama na Figura 14 monitora o progresso dos fotovoltaicos obtidos com as diferentes abordagens nos últimos 40 anos [17]. Os mais altos níveis de eficiência são obtidos com as células solares do composto semicondutor III-V para altos fatores de concentração de sol. As melhores células solares de CdTe (Telureto de Cádmio) foram obtidas, em 2014, pela First Solar, com eficiências registradas de 20,4%. Entre as outras tecnologias de película fina, vale a pena mencionar o registro muito promissor de 20,8% alcançado pela empresa alemã ZSW, no final de 2013, com a tecnologia de Cobre Índio Gálio e Seleneto (CIGS). Nenhuma grande melhoria foi obtida nos últimos 10 anos com a tecnologia de película fina de silício amorfo, que segue muito atrás, com sua eficiência recorde (13,4% para uma estrutura de a-Si/nc-Si/nc-Si), datada de 2012, pela LG Electronics. O maior esforço em tal tecnologia centra-se, nesse caso, na melhoria da eficiência em termos de estabilidade, que é a fraqueza da tecnologia de silício amorfo.

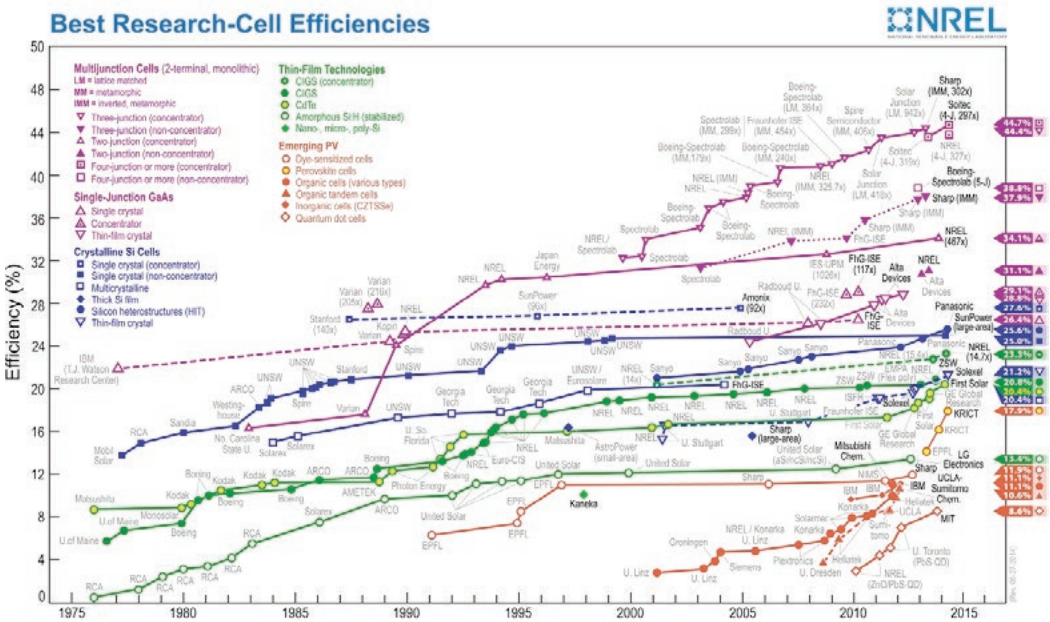


Figura 14. Resumo histórico da eficiência da célula campeã para várias tecnologias fotovoltaicas. As mais altas eficiências foram obtidas com células solares de multijunção aumentando a uma taxa de 1% ao ano nos últimos anos [17]

Apesar da crise econômica que envolveu as principais economias mundiais, os anos mais rentáveis para a indústria solar FV e para a tecnologia baseada em película fina têm sido, até agora, os anos de 2008 a 2011, graças também à adoção de tarifas "*feed-in*" ou, em geral, mecanismos de incentivo em muitas nações. Os anos de 2011-2013 caracterizaram-se pela maior redução de preço dos módulos de silício cristalino. Esse fato, combinado com o início da instabilidade de eficiência da vida, desvaneceu o apelo à tecnologia de película fina no mercado. As películas finas sofreram a dinâmica de preço definida pelos módulos de silício cristalino e não se equipararam totalmente a eles. Consequentemente, elas não tiveram êxito para ganhar cotas de mercado significativas contra Si, que ainda contam com 91% do mercado FV. A Tabela 3 detalha o motivo para isso.

A Tabela 3, na verdade, compara os custos e desempenhos atuais para grandes instalações (tamanho de 1MW), com os custos e desempenhos de 2008 das tecnologias de película fina em relação ao silício padrão (cristalina e multicristalina). Em 2008, o custo por watt dos módulos mono/policristalinos foi mais que três vezes maior que os custos dos módulos CdTe, declarados pela empresa First Solar, baseada nos EUA.

Cinco anos mais tarde, no final de 2013, os módulos de película fina custaram apenas uma média de 20% a 30% mais do que os módulos de médio grau fabricados pelas fábricas chinesas. Eles ainda conservam uma vantagem de cerca de 50% em termos de preço com os módulos melhor classificados da SunPower (> 21% de eficiência nas instalações de grande porte).

Tabela 3. Tecnologias fotovoltaicas: Tecnologia de película fina prestes a fazer seu avanço; células de silício cristalino para continuar seu papel dominante (fonte: Relatório de energia solar do MIP 2013)

		c-Si	mc-Si	CdTe	CIGS	a-Si/ µc-Si
Eficiência teórica da tecnologia (limite S-Q) (%)		28	28	30	30	29
2008	Eficiência padrão de mercado (%)	19, 6	18,5	11,1	12	7-9
	Eficiência alcançável em 2015 (%)	>20	20	18	18	15
	Custo de fabricação por watt (USD/W_p)	2,9	2,2-2,9	1	2,9	1,45
	Custos previstos a partir de 2020 por watt (USD/W_p)	<0,8	<0,8	<0,5	<0,5	<0,5
2013	Melhor eficiência de mercado (%)	22	18	17	14	9-11
	Eficiência alcançável em 2020 (%)	28	20	25-28	>20	15
	Custo do módulo por watt (USD/W_p)	0,8-0,9	0,7-0,8	0,7	0,8	0,5
	Custos previstos a partir de 2020 por watt (USD/W_p)	0,5	0,4-0,5	<0,5	<0,5	<0,5

Uma última consideração que vale a pena mencionar é o posicionamento das diversas tecnologias de película fina com relação ao Tempo de Retorno de Energia. A First Solar, nesse caso, está reivindicando módulos CdTe que devolvem totalmente a energia consumida para a fabricação em cerca de 10 meses, contra 12 meses do silício amorfo e os quase 22 meses dos módulos de silício cristalino (Figura 15).

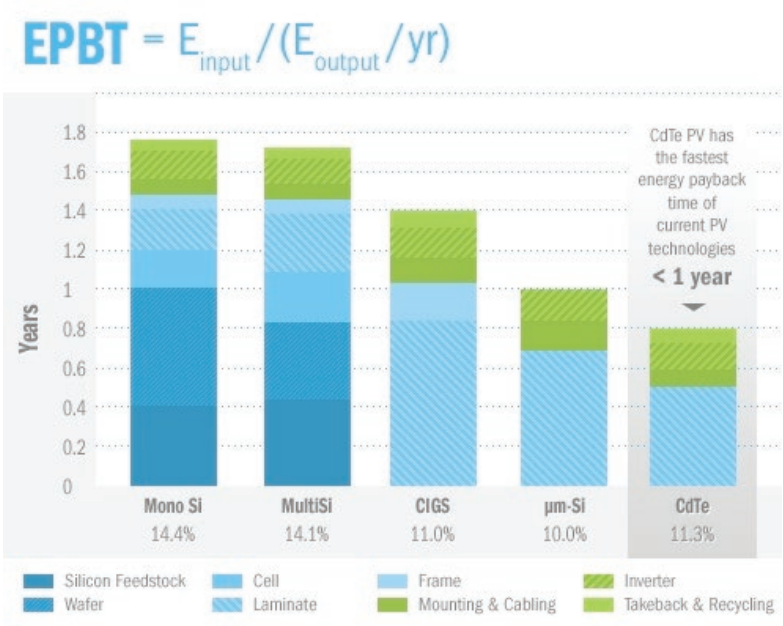


Figura 15. O processo de fabricação de CdTe pela First Solar parece ser de menor consumo de energia do que as tecnologias solares dos concorrentes

2.3.1 Tecnologia de silício amorfo

A Figura 16 resume as principais características das três estruturas básicas dos painéis a-Si.

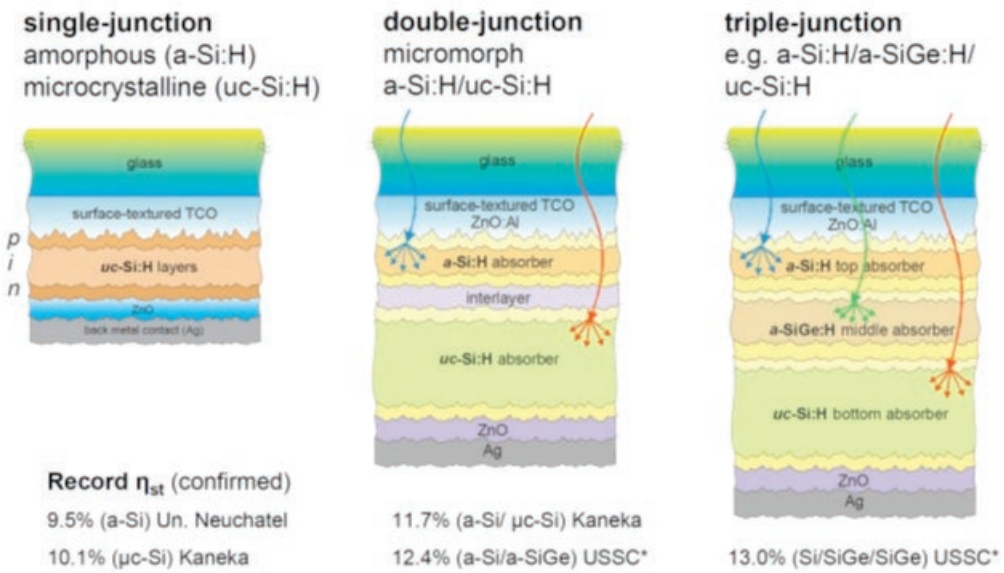


Figura 16. Três estruturas básicas de painéis de silício amorfo

O *design* básico da célula solar a-Si é uma junção p-i-n com uma camada intrínseca imprensada entre as camadas de cátodo e ânodo dopadas. As três camadas são:

- uma de tipo p, bastante fina (20 nm);
- uma camada grande intrínseca (tipicamente, algumas centenas de nanômetros);
- uma de tipo n fina, cerca do mesmo tamanho da camada do tipo p.

Em toda a camada intrínseca, um campo elétrico é gerado pelo excesso de cargas positivas e negativas nas camadas n e p, respectivamente. Os fótons são absorvidos principalmente pela camada intrínseca, e os pares de elétron-buraco são separados pelo campo elétrico, gerando assim a fotocorrente.

As células solares à base de silício amorfo absorvem a luz solar de forma mais eficiente (menos de 1 micrômetro). Como consequência, as células solares a-Si podem ser organizadas em dois *designs* diferentes, dependendo se o substrato for opaco ou transparente. No "*design* superstrato" a luz solar deve passar por meio de um substrato transparente (vidro ou PMMA). Nesse caso, o processamento prevê a deposição do contato anterior, que geralmente é feito de um óxido condutor transparente, tal como SnO_2. Dessa forma, as camadas de célula de silício amorfo são então depositadas sobre TCO, começando pela camada de janela do tipo p e terminando com o metal posterior.

O *design* alternativo "substrato" começa a partir do metal posterior e termina na deposição de contato anterior, que, nesse caso, pode ser também uma grade de coleta "tipo combinação". Essa solução é particularmente adequada quando painéis flexíveis são necessários. Assim, essas células solares, à base de silício amorfo, demonstraram atingir eficiências estabilizadas nos módulos comerciais em torno de 8%. Tal eficiência de conversão foi melhorada nos últimos 20 anos pela deposição de duas ou três subcélulas diferentes sobre o mesmo substrato para criar um dispositivo de multijunção. Cada subcélula responde a uma região espectral do sol diferente, conforme mostrado na figura acima. Nesses dois exemplos, a célula de silício amorfo hidrogenada é combinada com uma subcélula de silício microcristalina hidrogenada para obter um dispositivo tandem com uma eficiência estabilizada de cerca de 10-11% sobre os módulos comerciais. Ao empilhar uma camada adicional a-SiGe:H, eficiências estabilizadas maiores que 12% nos dispositivos comerciais foram obtidas.

As células a-Si de junções duplas e junção tripla também são menos afetadas que as células solares de junção única pelo chamado efeito Staebler-Wronski [Staebler D, Wronski C, Appl. Phys. Lett. 31, 292 (1977)], que corresponde à diminuição significativa da eficiência do painel a-Si durante as primeiras mil horas de operação – esse declínio pode ser superior a 30% da eficiência inicial sobre as células de silício amorfo de junção única e é cerca de 15% da eficiência inicial sobre as células de silício amorfo para as abordagens de multijunção.

2.3.2 Tecnologia de Cobre Índio Gálio e Seleneto

A sequência básica das etapas de processamento para a produção dos módulos solares de CIGS - Cu (In,Ga) Se_2 estão resumidas na Figura 17 a seguir, que evidencia o processo padrão e as direções de melhoria possíveis.

Uma etapa fundamental no caminho da célula para o módulo é a conexão em cadeia (*string*) monoliticamente integrada das células individuais. Durante o processo de produção, as camadas individuais já são separadas de uma maneira que as cadeias (*strings*) da célula sejam criadas e interligadas entre si em cadeia (*string*). As camadas individuais podem ser separadas mecanicamente ou por ablação a laser. A conexão em cadeia (*string*) monoliticamente integrada oferece uma vantagem essencial na tecnologia de película fina sobre os módulos solares cristalinos, uma vez que já não é necessário conectar retrospectivamente os *wafers* de silício individuais às réguas de contato que tiverem sido transformadas em células. Todos os processos são, portanto, realizados diretamente no tamanho final do substrato e podem ser totalmente automatizados desde o início.

Outro passo fundamental é o "encapsulamento", ou seja, como a produção do módulo está concluída, as extremidades são geralmente decapadas (as camadas ativas são removidas na área da extremidade do módulo), a fim de evitar qualquer curto-circuito entre as células individuais pelas extremidades revestidas com vidro antes do processamento. Isso é seguido por contato usando réguas de contato metálicas e, em seguida, por encapsulamento. Apenas essa etapa final garante que os módulos solares serão capazes de suportar condições climáticas extremas, mesmo por décadas.

Um material de encapsulamento padrão comumente usado é o Etileno Vinil Acetato (EVA). Na ZSW, outras películas de encapsulamento também estão sendo instaladas e testadas. Ainda há uma grande necessidade de pesquisa, em particular na área de encapsulamento flexível, visto que, nesse setor, as normas estão mais severas que com módulos de vidro. A princípio, tintas especiais ou adesivos flexíveis também podem ser usados.

Os materiais de encapsulamento e os módulos de teste produzidos com eles caracterizam-se em termos de capacidade de processamento, estabilidade UV, estabilidade de calor e umidade e assim por diante.

Quanto à estabilidade dos materiais FV e Módulos FV, fabricantes de módulos solares atualmente garantem uma vida útil para os módulos solares entre 20 e 25 anos.

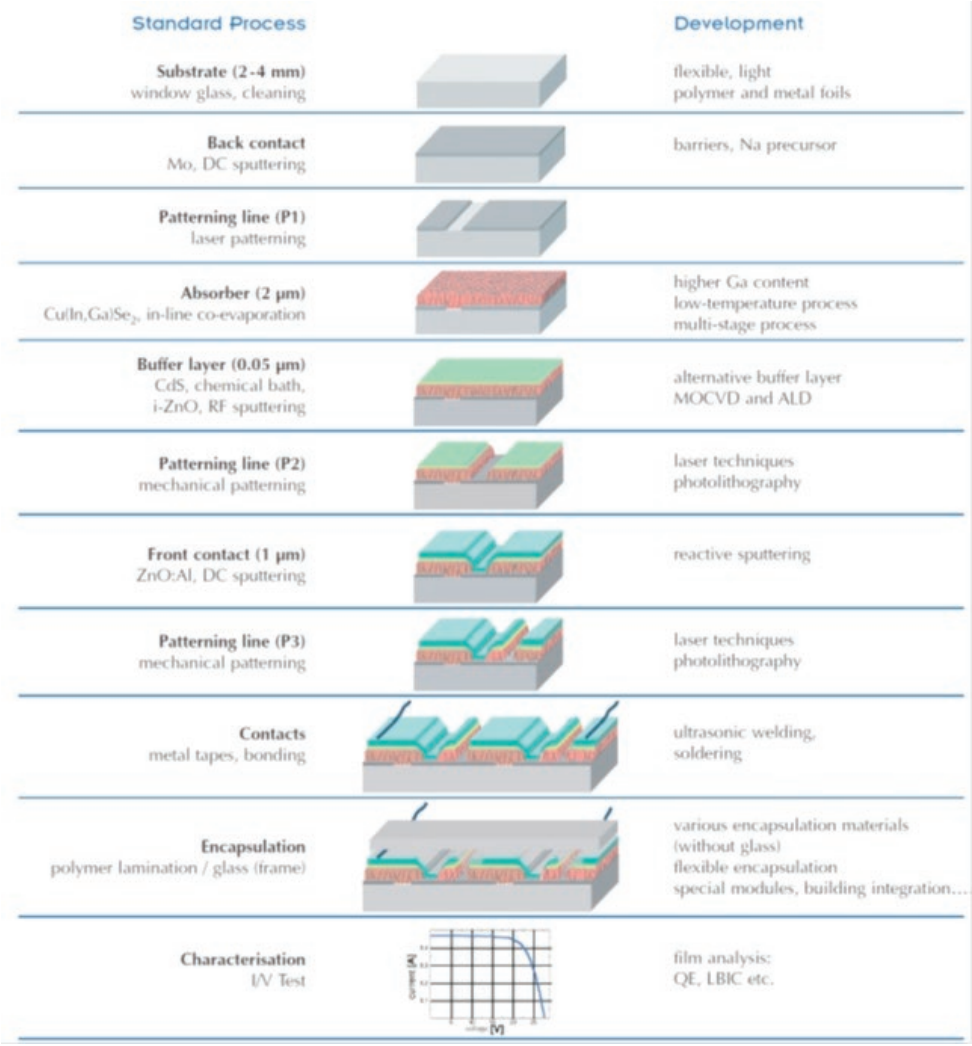


Figura 17. Oportunidades de melhoria e processo CIGS (fonte ZSW)

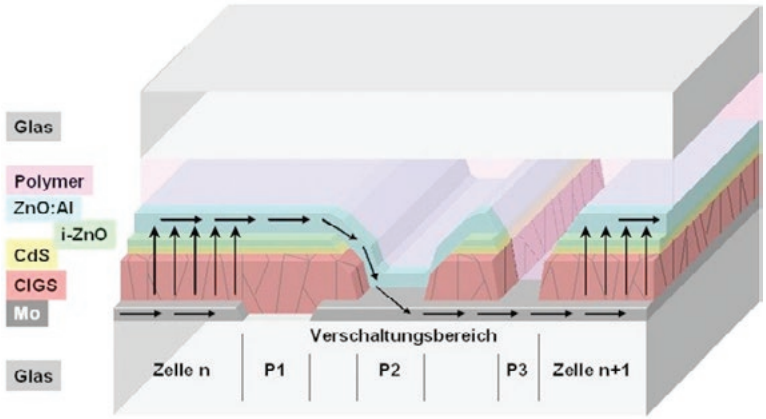


Figura 18. Esquema de como as células solares de película fina de CIGS são interligadas. Um esquema similar é adotado em todas as tecnologias de película fina

2.3.3 Tecnologia CdTe

O CdTe é um semicondutor composto do grupo II-VI, com uma banda proibida ótica direta de cerca de 1,5 eV e um coeficiente de absorção muito alto – 99% dos fótons com energia E>eg do espectro AM 1,5 são absorvidos dentro de 2 micrômetros de espessura da película.

A alta eficiência teórica de CdTe combinada com os menores custos de fabricação inerentes está indicada na Figura 19.

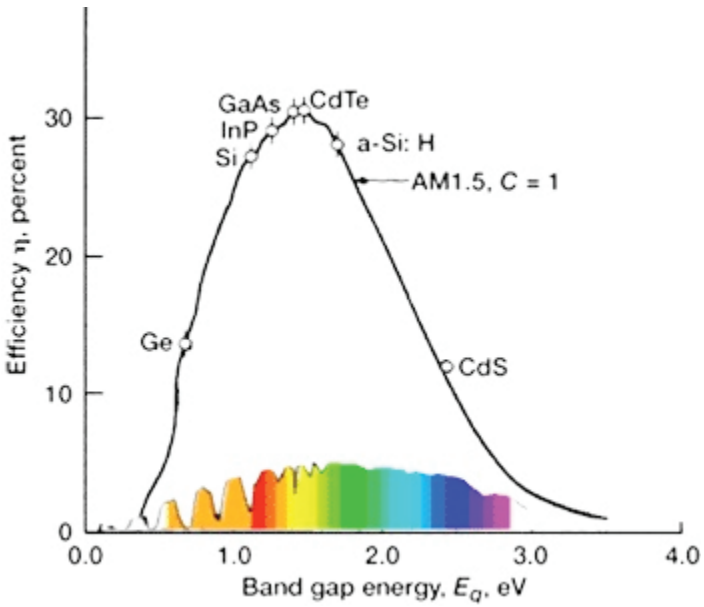


Figura 19. Comparação do limite S-Q de semicondutores diferentes. Apresenta o limite da eficiência termodinâmica para a conversão de junção única do espectro solar de CdTe comparado às estruturas baseadas em GaAs

A promessa de tais tecnologias é confirmada também pela melhoria notável no desempenho que foi registrado nos últimos três anos. Desde 2011, de fato, houve 5 recordes mundiais em eficiência de CdTe. Além da mais alta eficiência teórica e menores custos de fabricação inerentes, o coeficiente de temperatura combinado com a resposta espectral resulta em uma vantagem de desempenho significativa, em termos de energia, em comparação aos módulos convencionais solares de silício cristalino.

O Telureto de Cádmio (CdTe) é um material muito adequado para uso em células solares de película fina, resultado proveniente de subprodutos das indústrias de cobre e zinco. O cádmio, um subproduto da refinação de zinco, e o telúrio, um subproduto do refino de cobre, são convertidos em um composto estável de CdTe.

As películas de CdTe são, em geral, depositadas em um *design* "superstrato" sobre substratos de PMMA ou vidro de soda-cal, embora também seja possível uma configuração de "substrato". Uma estrutura típica da célula solar de CdTe é mostrada na Figura 20. Os *designs* de superstrato geralmente alcançam os mais altos desempenhos elétricos.

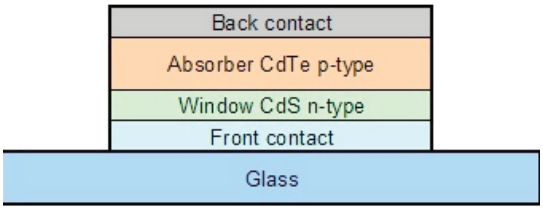


Figura 20. Estrutura de célula solar de película fina de CdTe

Normalmente, o vidro de soda-cal é preferido como substrato transparente. O vidro é revestido com um contato transparente e, em seguida, as camadas de CdS e CdTe, que formam a junção p-n, são depositadas. No final, ocorre a deposição de contato posterior.

2.3.4 Fabricação de dispositivo geral

Camada de Óxido Condutor Transparente

O contato anterior de Óxido Condutor Transparente (TCO) exige alta transparência e baixa resistência de camada. A fim de obter alta condutividade elétrica do tipo *n*, é necessário introduzir elementos doadores na matriz de óxido. Os TCOs mais estudados são: SnO_2:F (FTO), ZnO:Al (ALO), In_2O_3:Sn (ITO) e Cd_2SnO_4 (CTO) [15].

A principal preocupação dessa camada é a difusão de impurezas do TCO para a camada de janela de CdS, devido à alta temperatura de deposição de CdTe. Para evitar essa difusão, uma camada de tamponamento de 100-200 nm pode ser introduzida na estrutura, tal como SnO_2 ou ZnO.

Camada de janela de CdS

A película de CdS do tipo *n*, com um *gap* de energia proibido de 2,42 eV, permite a formação de uma junção p-n com CdTe de tipo *p*. A espessura da película CdS típica é de 100-150 nm e, apesar de a alta incompatibilidade de retículo ser 9,7% com CdTe, a interface de CdS/CdTe apresenta um bom comportamento. Entre as diferentes técnicas de deposição, a Sublimação em Espaço Fechado (CSS) e Crepitação de RF [15] são as mais adequadas para o processo de fabricação em linha. A dopagem do tipo *n* pode ser obtida pela introdução de algum elemento dopante, que depende da técnica utilizada na câmara durante a deposição da película. Em CSS, CdS é sublimado de uma fonte sólida. Os parâmetros mais críticos desse processo são a temperatura do substrato e as condições ambientais. A CSS é necessária para realizar a deposição de CdS na presença de Oxigênio, que é benéfica, já que produz películas livres de pequenos furos. Já a crepitação de RF exige a introdução de alguns CHF_3 na câmara de crepitação. Embora o flúor não seja um dopante eficaz em CdS, as células solares com película grossa de CdS 80 nm apresentaram uma alta eficiência [31] [32]

A fim de aumentar a banda proibida ótica da camada de janela e também para obter uma melhor compatibilidade de retículo com CdTe, uma película CdS nanocristalina oxigenada (nano-CdS:O) com banda proibida de 2,5-3,1 eV pode substituir o CdS policristalino [33].

Camada de absorção de CdTe

O CdTe pode crescer autodopado por vagas tanto de Cádmio quanto de Telúrio. O primeiro, induzindo um comportamento elétrico de tipo *p*, é o mais favorecido durante o crescimento de CdTe em altas temperaturas. O método mais adequado para depositar o CdTe é a CSS, que permite altas taxas de deposição da ordem de vários mícrons por minuto. A CSS permite a deposição de películas de alta qualidade e durante a deposição à alta temperatura (500-600 °C) a miscigenação com CdS começa a ocorrer [31]. O coeficiente de absorção de CdTe é superior a 10^5 cm^{-1} na região de comprimento de onda correspondente ao espectro de luz solar. A espessura típica das películas de CdTe depositadas é em torno de 8 a 10 µm, embora 1-2 µm possa ser suficiente para cobrir toda a luz visível. Porém, essa espessura é muito difícil de se alcançar sem problemas colaterais. Independentemente da técnica de deposição de CdTe, um tratamento pós-recozimento é necessário para a célula solar exibir alta eficiência.

Tratamento a quente na presença de Cl_2

O tratamento Cl_2 é necessário para melhorar a eficiência da célula solar e é feito, geralmente, pela deposição de CdCl2 em cima de CdTe, por evaporação ou por imersão da camada de CdTe em uma solução de metanol-CdCl2 e com um recozimento posterior a 400 °C, no ar ou em um gás inerte, tal como Ar [19]. Sem o tratamento de CdCl2, a corrente de curto-circuito da célula solar fica muito baixa. Outro método possível para realizar o tratamento de Cl_2 envolve o uso de um gás atóxico, contendo Cl_2, tal como difluoroclorometano (HCF_2Cl) [18], que é mais adequado para uma produção industrial.

Contato posterior

A realização do contato posterior na célula solar CdTe é uma parte muito importante na fabricação do dispositivo. O CdTe apresenta uma alta afinidade de elétron, causando a formação de uma barreira Schottky com a maioria dos metais, o que limita o transporte do portador. O material mais comumente usado para o contato posterior é o Cu. De fato, a difusão de Cu em CdTe reduz sua resistividade e dá um maior desempenho de célula solar. Antes da deposição de Cu, uma gravação química de CdTe é necessária para enriquecer a superfície de CdTe com Te^- [35][36]. Dessa forma, o Cu forma o composto Cu_2Te, que limita a difusão de cobre na película de CdTe.

No entanto, se a difusão de Cu dentro da estrutura de CdTe/CdS continua a ocorrer, ela é responsável pela formação do caminho de manobra e por aumentar a resistividade de CdS, que leva à degradação do dispositivo.

De fato, a eficiência registrada nas células solares de CdTe foram obtidas usando o Cu, mas esse dispositivo não é estável, como relatado no parágrafo anterior.

Substituindo o contato de Cu com 100 nm de Sb_2Te_3 por crepitação sobre a superfície da camada de CdTe, uma estabilidade a longo prazo do dispositivo pode ser alcançada [20]. O contato é então terminado pela deposição de uma espessura de 100 nm de película de Mo ou W.

2.3.5 Módulos de células solares de CdTe/CdS

A realização do módulo de células solares de CdTe/CdS está ocorrendo durante o processo em linha entre a deposição de várias películas. Nesse sentido, as camadas são cortadas em várias faixas de células solares por incisão a laser – três cortes são necessários para isolar e interligar em cadeia (*string*) as faixas de célula [36]. A primeira incisão a laser ocorre após a deposição da camada de TCO – essa etapa determina a largura da célula individual interconectada em cadeia (*string*). As faixas de célula são tipicamente de 1 cm de largura. A segunda incisão a laser é realizada pouco antes da deposição do contato posterior, o que é feito para remover CdS e CdTe em linhas paralelas, não o TCO, e deve ser o mais próximo possível da posição da primeira incisão. Finalmente, a última incisão a laser é então feita perto das linhas paralelas da segunda incisão a laser. O módulo é, portanto, composto de células solares de 1 cm largo e pelo comprimento do vidro. Um processo em linha possível é relatado na Figura 21.

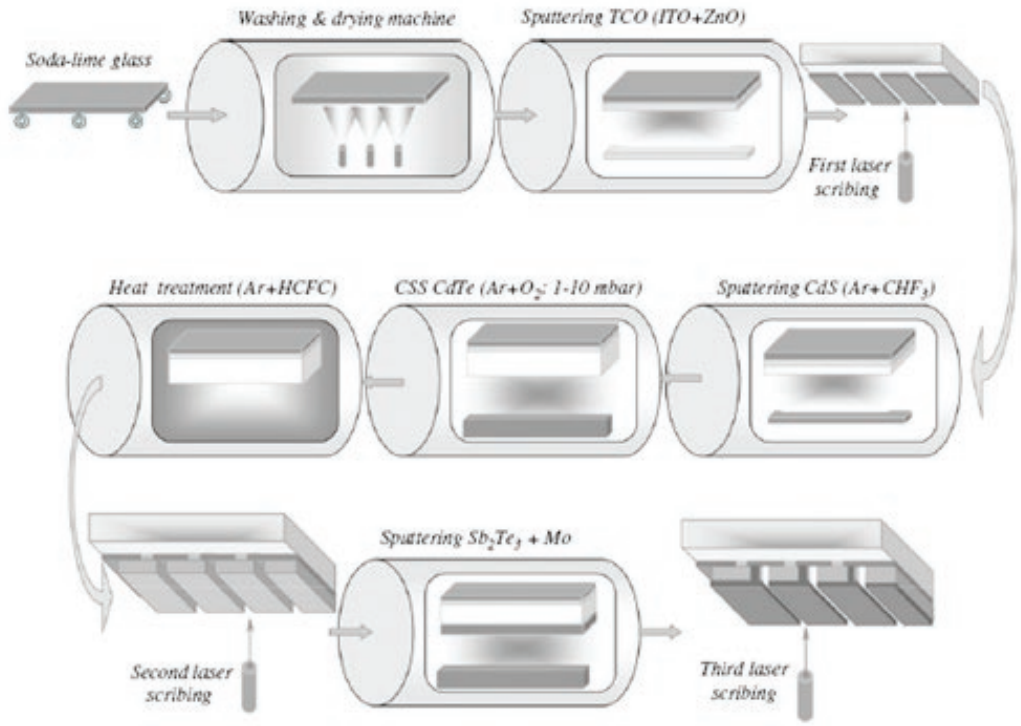


Figura 21. Fluxograma de um processo seco em linha possível para a produção de módulos FV baseados em CdTe/CdS [36]

2.4 Concentrador Fotovoltaico

2.4.1 Considerações inicias

A fabricação de células solares de silício cristalino [46] – a chamada "primeira geração", ou seja, células solares que foram, historicamente, as primeiras a serem desenvolvidas e disponibilizadas comercialmente desde o final dos anos 70 – ainda detém mais de 91% do mercado mundial de FV. No entanto, tal tecnologia de produção é vista como um fator limitante para o crescimento futuro do mercado de FV, que, para o seu desenvolvimento e consolidação, requer a disponibilidade de grandes quantidades de silício cristalino e também uma melhoria constante da eficiência de conversão, a fim de prosseguir a redução do custo da energia produzida.

A "segunda geração" de células solares atendem apenas parcialmente à meta de redução de custos. A solução tecnológica das películas finas (CdTe, CIS / CIGS, silício amorfo), se de um lado tem permitido reduzir o custo de produção dos módulos, sofre de uma baixa eficiência, apesar do fato de que tal tecnologia beneficia um número maior de horas de produção, já que é mais sensível à radiação solar indireta que as outras tecnologias concorrentes.

Em paralelo, os volumes de produção e tecnologia obtidos pelo silício cristalino recentemente alcançaram uma redução de custo/preço em níveis iguais, se não inferiores, às películas finas.

A principal característica das células fotovoltaicas que podem ser definidas como "terceira geração" deve ser capaz de aumentar significativamente a eficiência de conversão, de modo que exceda os limites termodinâmicos subjacentes às células da primeira e segunda geração.

A ideia básica desse tipo de células solares já é conhecida desde os anos 60 e consiste na realização de estruturas compostas por várias células elementares, cada uma das quais é otimizada para converter uma parte bem definida do espectro solar e "empilhada" uma sobre a outra. A célula externa é aquela com o maior *gap* de energia, e as células internas são caracterizadas pela diminuição progressiva dos *gaps* de energia, conforme mostrado esquematicamente na Figura 22.

Mesmo que o conceito de multijunção seja conhecido há muito tempo, para a sua implantação, foram necessários mais de quarenta anos de pesquisa básica e desenvolvimento tecnológico. Para realizar fisicamente tais dispositivos, um fator-chave tem sido a disponibilidade em escala industrial, desde meados dos anos 90, de sistemas de deposição química de organometálicos em fase vapor (Deposição Química de Organometálicos em fase Vapor - MOCVD) suficientemente precisos e confiáveis para permitir o crescimento de materiais com uma estequiometria muito precisa para uma verdadeira "engenharia de banda proibida" dos materiais que constituem o dispositivo. Em outras palavras, essa técnica de MOVCD tornou possível implantar um controle verdadeiramente preciso, até o nível das camadas atômicas da qualidade cristalina dos materiais, sua estequiometria, a espessura das diversas camadas que constituem o dispositivo e sua dopagem.

O desenvolvimento industrial das células solares de multijunção tem sido muito influenciado pela crescente demanda no espaço, onde os altos custos de fabricação desses dispositivos podem ser amplamente contrabalançados por uma maior leveza dos painéis produzidos. Com tal classe de células solares, pode ser produzida uma potência por unidade de massa muito maior que a obtida com o uso de células solares de silício padrão, que é a chave para qualquer nave espacial.

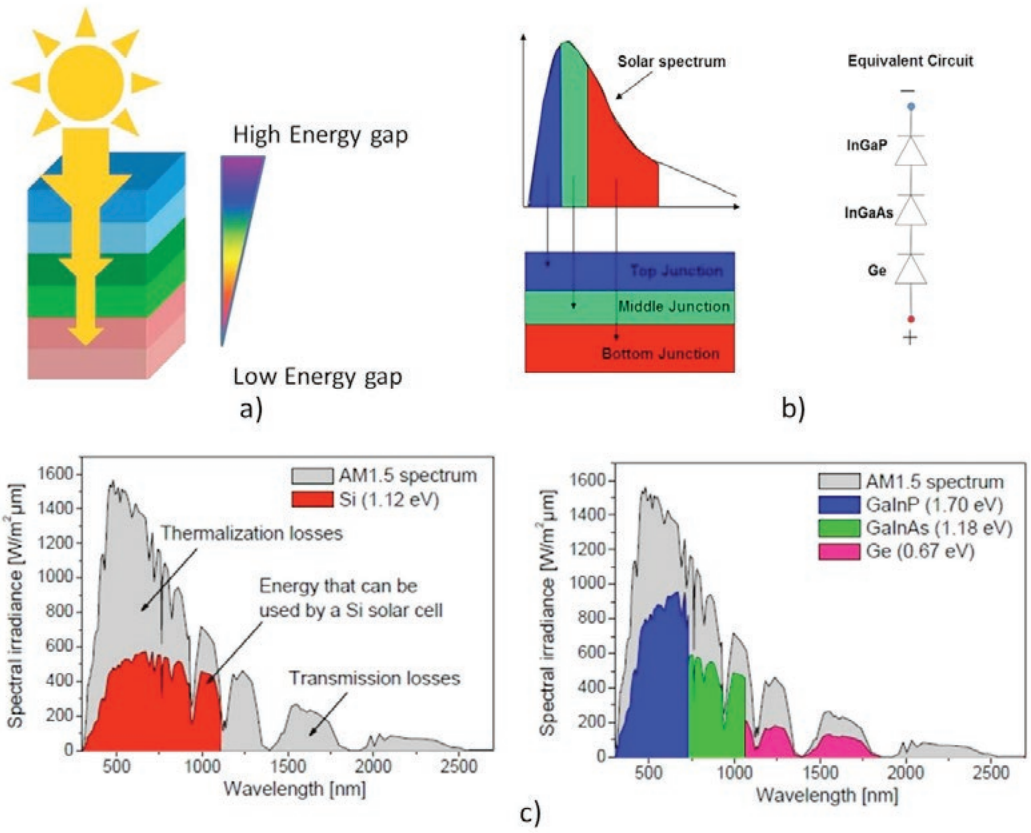


Figura 22. O princípio das células solares de multijunção: a diferença de energia mais elevada permite que mais energia possa ser absorvida em comprimentos de onda mais curtos, e as células são transparentes para os comprimentos de onda mais elevados (a). No caso de uma estrutura de junção tripla, a célula SUPERIOR (normalmente feita de Índio Gálio Fosfeto – InGaP) absorve os comprimentos de onda apenas na região azul-verde, e a célula MEDIANA (Índio Gálio Arseneto - InGaAs) absorve aqueles na região amarelo-vermelho, enquanto a célula INFERIOR (feita em Germânio - Ge) absorve os comprimentos de onda infravermelhos. O circuito elétrico equivalente pode ser elaborado com três diodos conectados em cadeia (*string*), cada um representando uma junção elementar (b). Em comparação às células solares de silício, as células solares de multijunção permitem uma melhor exploração da radiação solar (c)

O uso das células solares de multijunção em aplicação terrestre passa obrigatoriamente pela técnica de concentrar a radiação solar. Essa é a única maneira de ser competitivo em relação às tecnologias de primeira e segunda geração. Em outras palavras, a concentração de radiação por meio de lentes ou espelhos abre a possibilidade de produzir a mesma energia com material semicondutor menos ativo.

A tecnologia de HCPV (alta concentração fotovoltaica) baseia-se na utilização de células semicondutoras de multijunção do composto III-V (compostos binários, ternários e quaternários de gálio, arsênico, índio e fósforo), combinado um com o outro, de acordo com os critérios descritos na Figura 22.

A Figura 14, apresentada anteriormente, resume os registros de melhor desempenho, em termos de eficiência, obtidos no decurso dos anos pelos dispositivos de primeira geração (silício), segunda geração (película fina) e células de multijunção. A última tecnologia, em particular, combinada com a técnica de concentração da radiação solar, oferece a possibilidade de se obter eficiência bem superior a 40% [42] (valor referente à laboratório).

A célula solar de multijunção deve ser usada nos sistemas fotovoltaicos junto com um sistema de alta concentração, tendo fatores de concentração superiores a 100 sóis, com uma faixa típica de 500 sóis – 1.000 sóis (1.000 sóis significa que a luz do sol é 1.000 vezes concentrada).

Na LCPV (baixa concentração fotovoltaica), o fator de concentração é de até 100 sóis e, tipicamente, as células solares tradicionais são usadas.

Existem duas estratégias principais de concentração: a conhecida Matriz Densa (*Dense Array*) e o Ponto de Foco (*Point Focus*).

Nas Matrizes Densas, há apenas um sistema ótico que foca a luz para uma matriz de células solares, conectada eletricamente em cadeias (*strings*) paralelas/em série e colocada em um receptor capaz de dissipar o excesso de calor para alcançar melhores condições operacionais.

Nos sistemas de Ponto de Foco, cada célula solar possui um sistema de focagem ótico dedicado e é montada sobre um receptor com um dissipador de calor para dissipar o excesso de energia térmica. Mais receptores são conectados eletricamente uns aos outros para formar um módulo.

A abordagem do Ponto de Foco é a mais usada no mercado hoje em dia. Nessa família, há três principais soluções tecnológicas diferentes adotadas pelos fabricantes, dependendo do tipo de sistema ótico usado para focar a luz sobre a célula única. Em particular: a) apenas óticas de reflexão; b) apenas óticas de refração; c) uma mistura das óticas de reflexão e refração.

Na Figura 23 são mostrados os esquemas das configurações mencionadas.

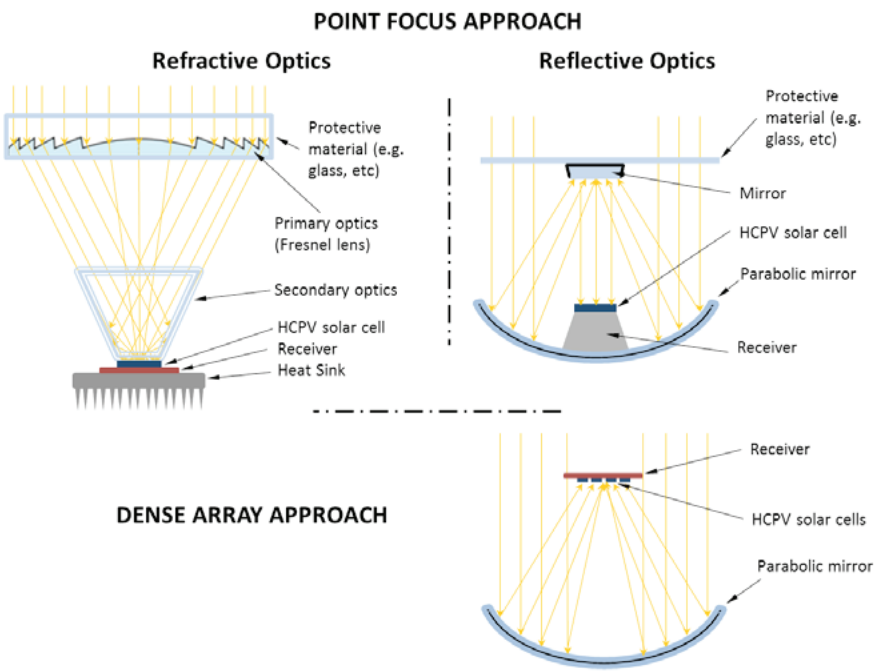


Figura 23. Diagrama esquemático do sistema ótico de reflexão e refração (abordagem de Ponto de Foco) e do sistema de Matrizes Densas

A célula solar de multijunção é o coração do sistema de HCPV. Na verdade, sua eficiência de conversão em grande parte determina o desempenho de todo o sistema e, em última análise, o custo da energia produzida. Os desempenhos da energia da célula solar também dependem de sua temperatura de funcionamento. Por essa razão, a fim de dissipar o excesso de calor devido à luz focada pela ótica, as células são montadas em dissipadores de calor designados para dissipar, de forma eficaz, o excesso de energia térmica.

Como já mencionado, um número de células/receptores de HCPV devidamente conectados uns aos outros constitui um módulo de HCPV.

Vários módulos conectados juntos formam uma matriz solar, que é montada sobre o sistema de rastreamento de eixo duplo, que é indispensável para permitir o alinhamento adequado do eixo ótico da matriz solar com o Sol. Em conclusão, os elementos que caracterizam um sistema completo de HCPV são: os módulos HCPV, a estrutura que suporta os módulos, o sistema de rastreio de eixo duplo (rastreador), os sensores necessários para permitir um funcionamento adequado, o sistema de controle e o inversor, se previsto. O diagrama esquemático de um sistema completo de HCPV é mostrado na Figura 24.

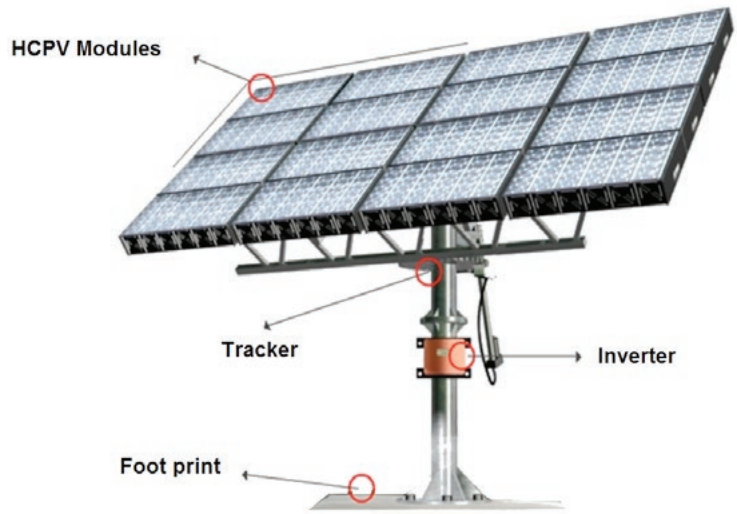


Figura 24. Diagrama esquemático de um sistema completo de HCPV

O sistema de rastreio de eixo duplo é um problema crítico em um sistema de HCPV. Desde que os sistemas óticos possam concentrar apenas a luz solar direta (os módulos de HCPV são de fato sensíveis apenas ao componente direto da radiação solar ortogonal ao plano dos módulos, ou seja, a Irradiação Direta Normal (DNI), um rastreador precisa de um rastreamento muito preciso, e o apontador de erro deve ser progressivamente diminuído com o fator de concentração. O parâmetro que indica a precisão com a qual um rastreador solar aponta o sol é a aceitação angular do sistema ótico utilizado nos receptores. A aceitação angular é definida como o ângulo máximo, em relação ao plano da ótica primária, para a qual a luz solar pode ainda ser concentrada na área ativa da célula. A aceitação angular do sistema ótico pode ser melhorada por meio de interposição de uma ótica secundária entre a ótica primária e a célula de HCPV (Figura 23). Além disso, o uso de uma ótica secundária permite uma melhor uniformidade do feixe incidente sobre a área ativa da célula.

Finalmente, a precisão do sistema de rastreamento deve ser menor que o valor da aceitação angular dos módulos.

Apesar da maior complexidade do sistema, no que se refere a uma primeira ou segunda geração do sistema FV, a tecnologia de HCPV tem várias vantagens significativas. Em primeiro lugar, vale destacar a modularidade e quão rápido as usinas podem ser dimensionadas e instaladas. Além disso, como evidenciado na Figura 25, dois aspectos importantes podem ser derivados.

A potência gerada (e, portanto, a energia produzida) pode ser diretamente correlacionada à intensidade da radiação e é menos influenciada por altas temperaturas típicas das horas à irradiação máxima, quando comparada às células solares convencionais. Visto que os desempenhos das tecnologias à base de silício são muito influenciados pela temperatura, conclui-se que a tecnologia solar HCPV é a melhor tecnologia para as áreas caracterizadas por uma alta DNI e/ou temperatura, no planeta.

Na Figura 25, indica-se o mapa mundial da Irradiação Direta Normal. Já a Figura 26 indica o mapa da Irradiação Direta Normal, para o Brasil.

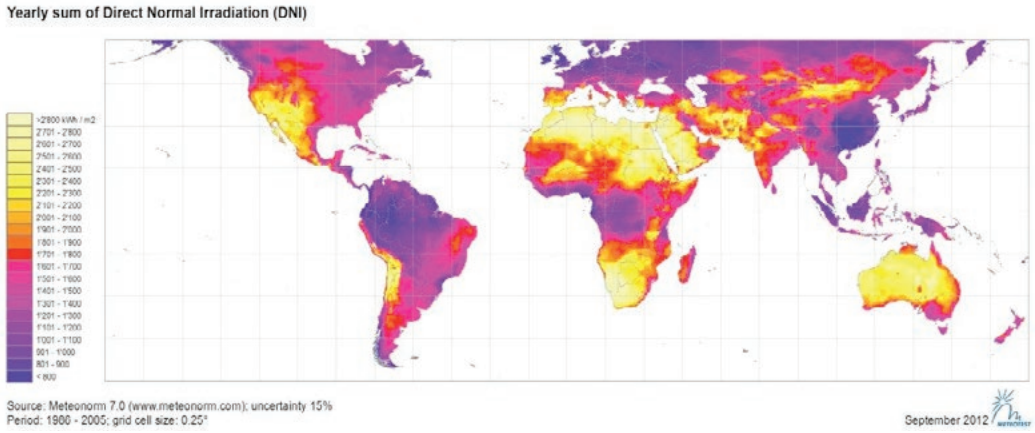


Figura 25. Mapa-mundo de Irradiação Direta Normal [fonte: *www.meteonorm.com*]

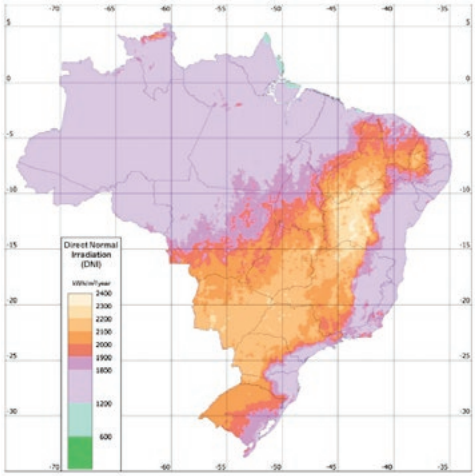


Figura 26. Mapa de satélite do total anual de irradiação direta normal (DNI) para o Brasil, em kWh/m^2/ano [48]

Em concomitância com o fuso horário em que, estatisticamente, está localizada a demanda diária de pico de energia, o sistema de HCPV mantém um alto nível de produção se comparado a outras tecnologias (Figura 27) [49].

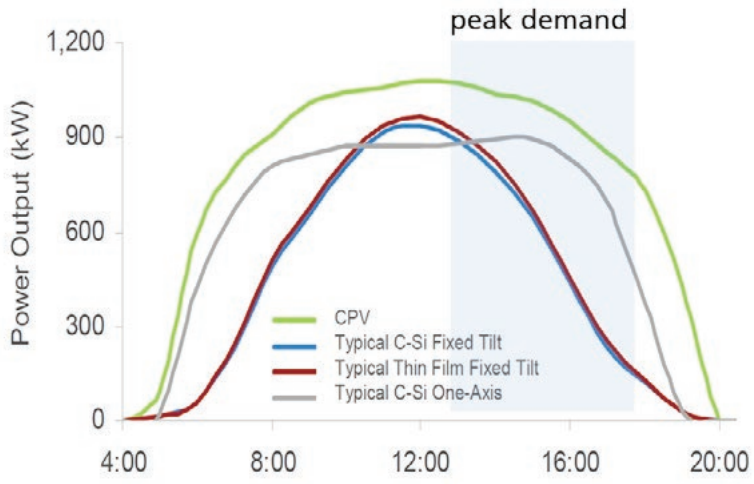


Figura 27. Potência de saída em função do dia para tecnologia FV diferente [4]

De acordo com relatórios recentes [50], a potência acumulada instalada dos sistemas de Alta Concentração Fotovoltaica atingiu cerca de 150 MWp, em 2013. A capacidade instalada anual de sistemas de HCPV é mostrada na Figura 28.

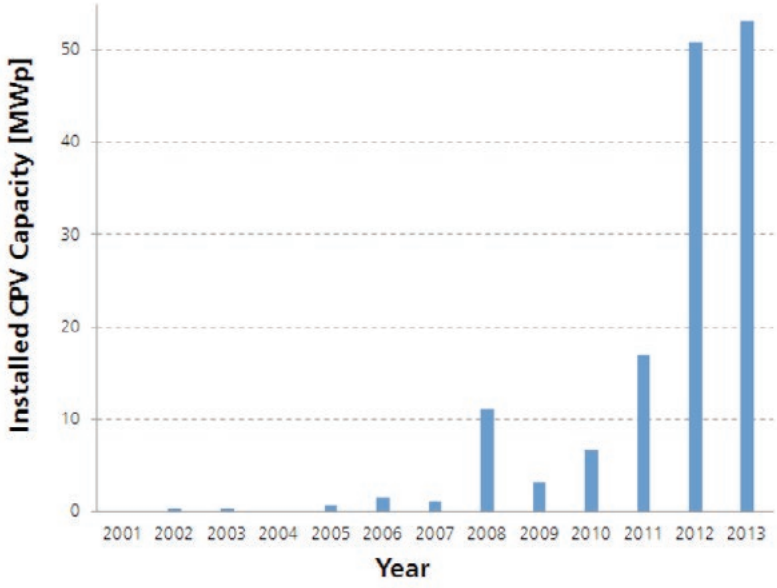


Figura 28. Capacidade anualmente instalada dos sistemas de HCPV (fator de concentração de 300 a 1.000 sóis) [50]

Atualmente, os principais fornecedores do sistema de HCPV, com base nas células solares semicondutoras III-V, são aqueles listados na Tabela 4.

Tabela 4. Fabricantes de HCPV

Fornecedores do sistema de HCPV (sistemas baseados nas células solares III-V)	País
Amonix	Estados Unidos
Emcore	Estados Unidos
Magpower	Portugal
Semprius	Estados Unidos
Soitec	França
Sumitomo	Japão
Suncore	China
Suntrix	China

2.4.2 Tecnologia de células solares de multijunção

As células solares de multijunção atingem altos valores de eficiência, graças a sua capacidade de absorver e converter uma grande quantidade de espectro solar incidente. Além disso, como o espectro absorvido por cada junção é caracterizado por energias de fótons encontradas na proximidade do *gap* de energia da junção, a abordagem de multijunção tem provado ser a mais eficaz aos fotovoltaicos. Uma célula de multijunção é tipicamente formada por uma pilha epitaxial de semicondutores III-V crescida sobre um substrato de Germânio. A tecnologia atual consiste em três células de junção (3J), compostas por três subcélulas: InGaP - junção superior; InGaAs - junção intermediária; e GE - junção inferior. A Figura 29 mostra um esquema em corte transversal da estrutura da célula solar. As três junções são conectadas em cadeia (*string*) por diodos de túnel monolíticos. Nessa configuração, a tensão da célula solar TJ é a soma da tensão de cada subcélula, enquanto a corrente é a corrente mínima gerada por uma das subcélulas (a subcélula "limitante"). Vale mencionar que, para células solares espaciais, para melhorar a resistência de radiação, a célula solar limitante em uma pilha TJ é a maior subcélula de *gap* de energia (a subcélula SUPERIOR). No aplicativo de CPV, por outro lado, a célula limitante é a do meio, respondendo na parte amarelo-vermelha do espectro.

Essas estruturas III-V são tipicamente desenvolvidas por Deposição Química de Organometálicos em fase Vapor (MOCVD), em substratos de Ge, com diâmetro de 4" ou 6". Em particular, elas têm a mesma constante de retículo que o substrato de Ge, que facilita o crescimento de cristal com material de alta qualidade.

O resto da estrutura epitaxial é composto de várias camadas, compreendendo contatos de túnel de baixa resistência entre as subcélulas e vários campos de superfície posterior, campos de superfície anterior e camadas de contato. A finalidade dessas camadas é maximizar a absorção ótica e a captura de fotocorrente para a eficiência de conversão do dispositivo global ótimo.

Em comparação, uma célula solar de junção única convencional, tal como uma célula de c-Si, absorve qualquer fóton com energia acima da banda proibida do material semicondutor usado. No entanto, a fotocorrente, devido às energias de fóton bem acima da banda proibida do material utilizado na célula, será perdida por meio da termalização e outros processos de recombinação, resultando em dispositivos de eficiência consideravelmente mais baixos.

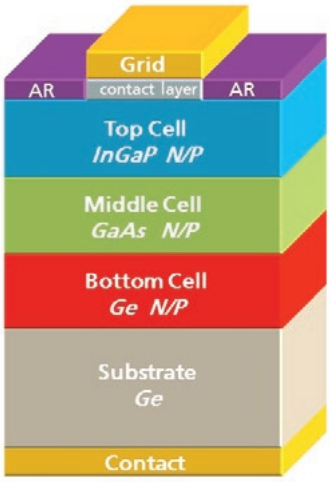


Figura 29. Estrutura típica de uma célula solar de junção tripla

Nas figuras 30 e 31, são apresentadas fotos de células solares espaciais e de alta concentração FV para aplicações terrestres.

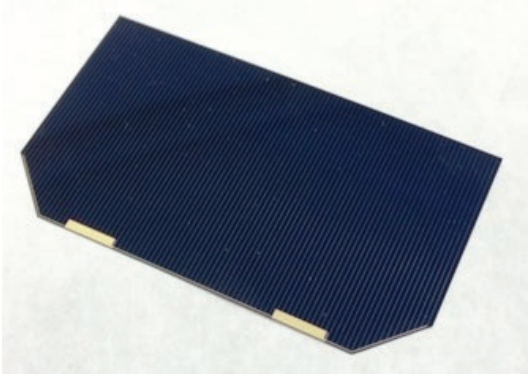


Figura 30. Exemplo de uma célula solar espacial

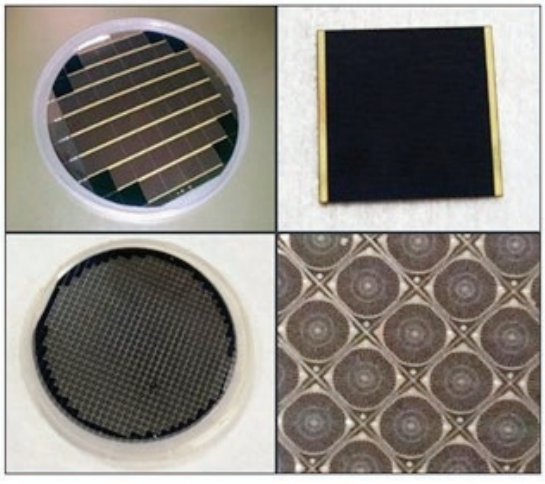


Figura 31. Alguns exemplos de células solares de HCPV para aplicações terrestres

As células solares de multijunção, baseadas em III-V, alcançaram a mais alta eficiência de conversão da luz solar em eletricidade e superam todos os outros materiais. Atualmente, o melhor valor recorde de eficiência de conversão para uma célula solar de concentrador terrestre é de 44,7%, enquanto, para aplicações solares de espaço, o recorde é de 35,1% [47]. Essas eficiências recordes foram obtidas com células de laboratório, no entanto, no passado, foi mostrado que, dentro de um período muito curto, de 2-3 anos, essas células tornariam-se produtos industriais. As células solares de multijunção III-V são padrão em aplicações espaciais e no mercado terrestre em crescimento de alta concentração FV. As próximas metas de células solares concentradoras para aplicações espaciais e terrestres objetivam superar as marcas de 40% e 50%, respectivamente.

Diferentes abordagens e processo estão em desenvolvimento para atingir essas metas. Em particular, vale a pena mencionar o seguinte:

- **Aumento do número de junções** [52]: para elevar ainda mais a eficiência de conversão, uma das formas é aumentar o número de junções. Quatro células solares de junção têm a possibilidade de operar com eficiência muito elevada sob concentração. Os resultados teóricos preveem eficiência superior a 44%. Além disso, o retículo correspondente a 4J (ou seja: todas as camadas na estrutura de célula solar têm o mesmo retículo constante do substrato) pode ser produzido com o mesmo custo de 3J, reduzindo assim o custo da eletricidade produzida por HCPV.
- **Crescimento metamórfico:** neste caso, a estratégia a ser adotada prevê o crescimento de camadas ativas semicondutoras com uma combinação de banda proibida ideal para alcançar a mais alta eficiência de conversão. Assim, algumas camadas têm uma constante de retículo diferente. De acordo com a maneira que as camadas são desenvolvidas, as estruturas podem ser:
  - **Metamórfica vertical:** os semicondutores com *gap* de energia inferior são depositados primeiro;
  - **Metamórfico invertido:** a arquitetura de multijunção metamórfica invertida (IMM) foi identificada como um novo dispositivo capaz de produzir eficiências de conversão de AM0 bem superiores a 30%. Essa classe de células é constituída pela inversão da ordem de crescimento normal, desenvolvendo por último células incompatíveis, formando uma camada de tamponamento transparente para mitigar deslocamentos e remover o substrato/acessório primário para o "punho" lateral.

Na última estrutura, os semicondutores de banda proibida mais altos são depositados primeiro e a estrutura resultante é invertida. Essas camadas usam materiais de alta energia com cristais de altíssima qualidade, especialmente nas camadas superiores da célula, onde a maior parte da energia é produzida. Sendo assim, nem todas as camadas seguem o retículo-padrão com o mesmo espaçamento atômico. Em vez disso, a célula inclui uma faixa completa de espaçamento atômico, o que permite maior absorção e utilização da luz solar. Nessa proposta, a camada espessa, rígida, de germânio é removida, reduzindo o custo da célula e 94% do seu peso. Voltando à abordagem convencional para as células de interesse, o resultado é uma célula ultraleve e flexível, que também converte energia solar com eficiência recorde (40,8% sob concentração de 326 sóis).

2.5 Células Solares Orgânicas e Novos Conceitos

As células solares orgânicas são uma tecnologia fotovoltaica de película fina, interessantes devido a sua compatibilidade com os substratos flexíveis e janela de absorção sintonizável.

O interesse crescente em fotovoltaicos orgânicos (OFV) está relacionado a sua promessa de conversão de energia com baixo custo. A fim de obter um impacto sobre o mercado da geração de energia a mais longo prazo, OFVs devem combinar alta eficiência de conversão com baixos custos de produção e estabilidade a longo prazo.

A ideia de usar materiais orgânicos para células solares não é nova. Nos anos 60, alguns pesquisadores tentaram usar antraceno e poliacetileno para dispositivos fotovoltaicos, mas as eficiências foram pobres e os dispositivos instáveis.

Nos anos 90, a síntese de polímeros orgânicos com alta mobilidade de transporte [53], agora usados para os transistores orgânicos e os Oled (Diodos de Emissão de Luz Orgânicos) [54] por AT&T e Philips, convenceram vários grupos de pesquisa a voltarem à aplicação de FV.

Os materiais orgânicos podem ser usados para produzir diferentes famílias de fotocélulas, geralmente divididas em quatro classes principais:

A. Células de polímero/de metal – estes são os dispositivos mais simples com materiais orgânicos. O polímero é depositado em um vidro coberto por ITO (Óxido de Índio e Estanho) e então coberto por um metal que realiza um contato ôhmico ou um Schottky [55]. A melhor eficiência alcançada com esses dispositivos é 2,8% – 3,3%, usando um material de Pentaceno e Al ou Zn:O, respectivamente [56].

B. Células orgânicas/inorgânicas – as células solares orgânicas/inorgânicas são constituídas de um substrato inorgânico (geralmente um semicondutor n-dopado) coberto por uma película orgânica [5]. O dispositivo com uma película orgânica com a mais alta eficiência (17,5% de AM1.5 [6]) pertence a esta classe e tem a seguinte estrutura:

Au / PMeT/ GaAs-n

Certamente, o custo desse dispositivo é muito alto e seu interesse é apenas como demonstrador.

C. Células orgânicas completas doadoras/aceitantes (OFV) – os fotovoltaicos orgânicos completos [57] [62] [63] [64] são feitos de materiais aceitantes de elétrons e doadores de elétrons, em vez de junções p-n semicondutoras. As moléculas que formam a região doadora de elétrons de células FV orgânicas, em que pares de elétron-lacunas excitados são gerados, são geralmente polímeros conjugados que possuem elétrons não localizados que, por sua vez, podem ser excitados pela luz em/ou próximo à parte visível do espectro do orbital molecular ocupado de mais alta energia da molécula (Homo) até o orbital molecular desocupado de mais baixa energia (Lumo). Geralmente, há uma transferência de carga devido ao tempo de transição das moléculas doadoras para as aceitantes ser mais rápido do que o processo reverso. A banda proibida entre esses orbitais determina qual comprimento de onda de luz pode ser absorvido (Figura 32).

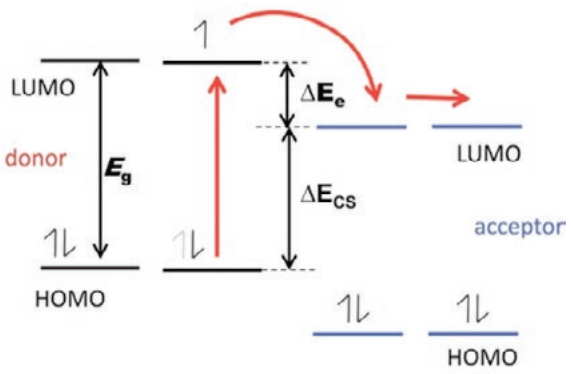


Figura 32. Níveis de energia doadores e aceitantes

Esses dispositivos são geralmente constituídos de um eletrodo transparente, um semicondutor orgânico, tipo fulereno (C60), e de um polímero condutor, que age como um doador. Um vidro ou uma camada plástica flexível age como um substrato.

A eficiência de células solares feitas de um polímero conjugado misturado com um derivado de fulereno aumentou em torno de 1% a acima de 9% [59] nos últimos dez anos (Figura 33), tornando a tecnologia fotovoltaica orgânica uma concorrente viável para a comercialização.

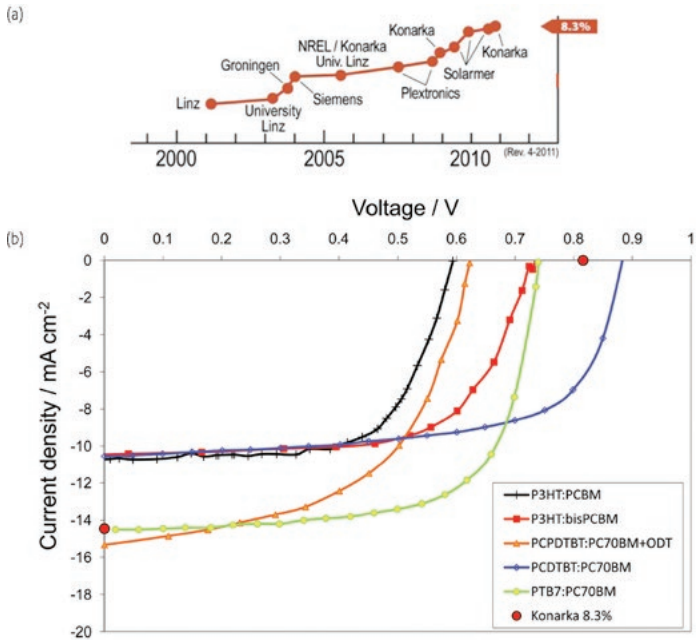


Figura 33. A evolução da eficiência das células orgânicas (para cima) e as características celulares como uma função de diferentes misturas (para baixo)

Os fulerenos são os materiais aceitantes dominantes em células de OFV atuais devido a sua capacidade de aceitar elétrons estáveis e sua alta mobilidade de elétrons. No entanto, a sobreposição de pequena absorção com o espectro solar limita a geração de fotocorrente em aceitantes de fulereno, e seu nível profundo de energia para a condução de elétrons limita a tensão de circuito aberto.

Nesse sentido, a Imec (Bélgica) implementou dois materiais livres de fulereno como aceitantes, aumentando as tensões de circuito aberto, em comparação às células OPV com aceitantes de fulereno, e, em março de 2014, ela apresentou o desenvolvimento de pilhas de multicamadas fotovoltaicas orgânicas livres de fulereno (OFV), alcançando uma eficiência de conversão recorde de 8,4% [60].

Embora a eficiência de conversão de potência de células solares orgânicas tenha aumentado rapidamente na última década, outras melhorias são necessárias para tornar a produção de fotovoltaicos orgânicos mais facilmente escalável em processos de produção industriais. As células solares orgânicas da Imec, com o recorde de 8,4% de eficiência de conversão de potência, foram realizadas pela introdução de duas inovações. Primeiramente, a implementação de materiais aceitantes livres de fulereno resultou em altas tensões de circuito aberto e espectros de absorção úteis no visível. Em segundo lugar, altas correntes de curto-circuito foram alcançadas pelo desenvolvimento de uma estrutura do dispositivo de múltiplas camadas de três camadas semicondutoras ativas com espectros de absorção complementares e um mecanismo de coleta de éxciton eficiente.

Outra vantagem de OFV é a possibilidade de se obterem módulos solares flexíveis e transparentes (Figura 34). Nesse contexto, durante 2014, a Heliatek GmbH, empresa líder no mundo na produção de película solar orgânica, alcançou um novo recorde na eficiência de células solares transparentes. O desenvolvimento mais recente permite níveis de transparência de até 40%, com uma eficiência acima de 7%, pelo uso de moléculas oligoméricas. A empresa já detém o recorde mundial de 12% de eficiência celular para células solares orgânicas opacas (não transparentes) [61].

Esses módulos são particularmente adequados para a integração de construções, uma vez que podem substituir as partes do telhado ou fachadas. Além disso, os fabricantes de automóveis estão estudando a instalação de painéis solares nos tetos dos carros.

Muito importante para essas aplicações, a tecnologia de OFV continua a ser eficaz na geração de eletricidade em níveis baixos de luz, qualquer orientação e em altas temperaturas, que são condições em que a luz solar convencional perde a eficiência.



Figura 34. Módulo flexível FV orgânico

Outra vantagem está relacionada ao custo. É previsto que usinas solares orgânicas completas podem custar menos do que 0,5 US$/Wp [65].

Um ponto-chave a ser considerado é a estabilidade de OFV, visto que os polímeros conjugados degradam para o efeito combinado de oxigênio e luz. Nesse quadro, deve-se considerar que o fulereno é um composto estável, portanto, as células de OFV doadoras/aceitantes são totalmente estáveis sob isolamento, e um encapsulante apropriado pode solucionar completamente esse problema.

D. Células sensibilizadas por corante (DSC) – células solares sensibilizadas com corante ou células solares da Gratzel, com o nome do seu inventor, usam a conversão tanto fotovoltaica quanto fotoquímica [66] [67].

Elas são constituídas de junções de rede de interpenetração nanocristalinas para a coleta de luz e transporte de portador de carga. A célula solar sensibilizada com corante (DSC) usa colorantes ou pontos quânticos semicondutores como coletores de luz. O sensibilizador é colocado na interface entre um elétron e um material condutor de buraco – o primeiro sendo tipicamente um óxido de ampla banda proibida enquanto o último é um eletrólito de redox ou um semicondutor tipo *p*.

A fotocorrente é gerada mediante a excitação de luz dos elétrons de injeção sensibilizadores e buracos no respectivo meio de transporte. As figuras 35 e 36 mostram uma modalidade de DSC típica e uma apresentação esquemática da seção transversal do dispositivo. A transparência e opções multicoloridas são recursos favoráveis de DSCs, oferecendo novas aplicações amplamente difundidas como janelas de produção de eletricidade ou fachadas de vidro nas construções.

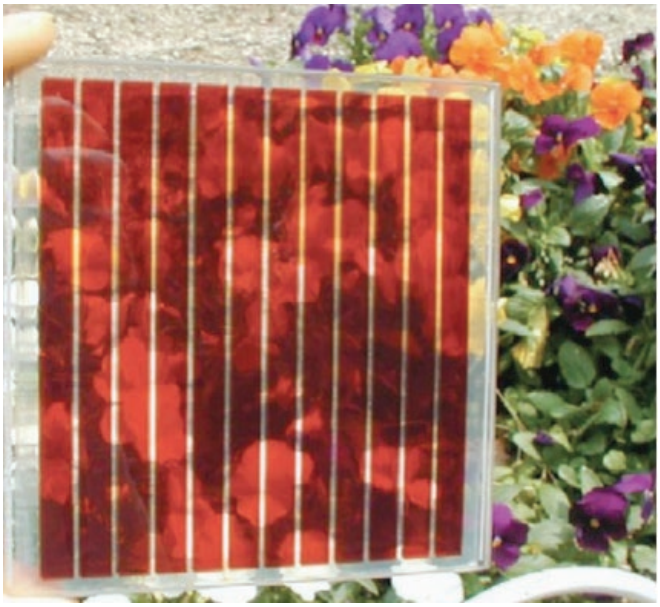


Figura 35. Fotografia de um modulo de vidro de DSC transparente que emprega uma película de anatase TiO_2 nanocristalina, um complexo de rutênio vermelho como um sensibilizador e um eletrólito líquido iônico de iodeto/tri-iodeto (essa luz de captura celular bifacial de todos os ângulos intensifica sua eficiência na coleta de luz)

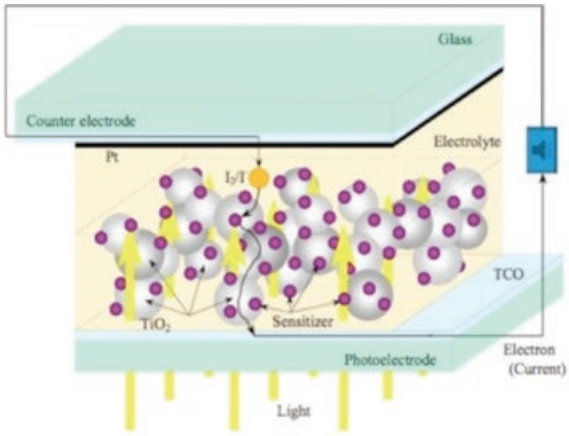


Figura 36. Seção transversal de um DSC típico. As nanopartículas de TiO_2 mostradas como esferas cinzas são depositadas em uma chapa de vidro de condutora. O revestimento com corante da película nanoestruturada ocorre pela automontagem molecular da solução. O sensibilizador fotoexcitado (ponto vermelho) injeta elétrons na banda condutora do TiO_2, de onde eles difundem para o contato anterior. Após passar através do circuito externo para realizar o trabalho elétrico, eles entram novamente na célula através do contraeletrodo. Uma lançadeira redox, por exemplo, o par iodeto/tri-iodeto, carrega os elétrons de volta para a película de TiO_2, carregada com corante para regenerar o sensibilizador

As eficiências de conversão de 12,9% [68] (Figura 37) têm sido obtidas com células de eletrólito líquido e junção única, na escala laboratorial, e 8,8% [69], no nível de submódulo.

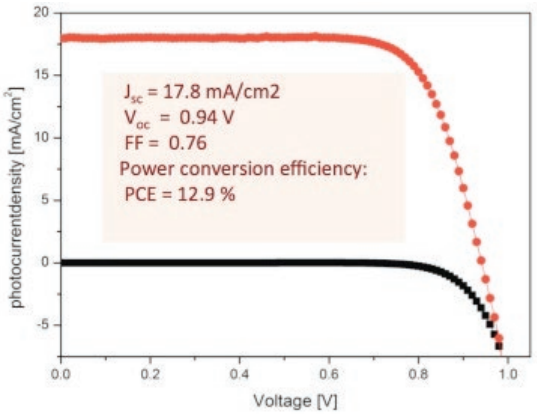


Figura 37. AM 1.5 eficiência recorde para as células solares DSC

No que diz respeito à estabilidade, Fujikura L.T.D. [70] anunciou excelentes dados de estabilidade com as células baseadas em eletrólitos de "nanocompósito" sólidos (gel) com base em uma mistura de líquidos iônicos e nanopartículas de sílica. Módulos que mostram 8% de PCE passaram em todos os testes de estabilidade acelerada, exigidos pelo protocolo IEC 61646, para painéis FV exteriores, incluindo a exposição à umidade de 85% a 85 °C por 1.000 horas, saturação da luz a longo prazo e ciclização da temperatura dos módulos entre -40 e + 90 °C.

As células sensibilizadas por corante são bem adequadas para todo o campo de aplicações, variando de células flexíveis leves para aplicações de baixo poder de mercado àquelas em larga escala, como painel de vidro, para a produção de eletricidade em prédios. Seu excelente desempenho na difusão de luz (26% de eficiência sob condições de lâmpada interior [71]) lhes dá uma vantagem competitiva sobre o silício na provisão de energia elétrica para o equipamento eletrônico autônomo tanto interior quanto exterior (Figura 38).

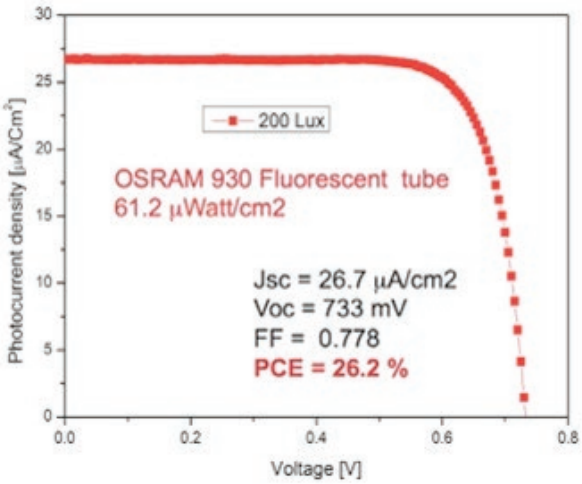


Figura 38. Leve eficiência de conversão interior para DSC

3. TECNOLOGIAS DE INVERSORES CONECTADOS À REDE

3.1 Características Técnicas Principais de Inversores FV

O inversor FV é o componente mais complexo entre o gerador solar e a rede elétrica. Abaixo, há uma pequena descrição de suas principais características.

3.1.1 Funções inversoras-chave

Quatro funções ou recursos principais são comuns a todos os inversores baseados no transformador, ligados à rede elétrica [72][73][74]:

- Inversão
- Rastreamento de ponto de potência máxima
- Desconexão da rede
- Integração e acondicionamento

Inversão

Em um inversor, a potência de Corrente Contínua do gerador FV é invertida em uma potência de Corrente Alternada via um conjunto de chaves em estado sólido – MOSFETs ou IGBTs –, que, essencialmente, move a potência CC para frente e para trás, criando a potência CA (Figura 39 e Figura 40 [1][4]).

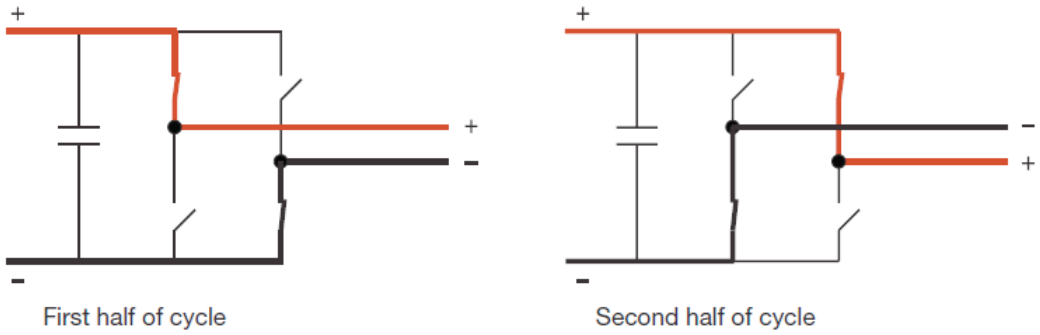


Figura 39. Circuito em ponte H e a conversão básica da potência DC para CA

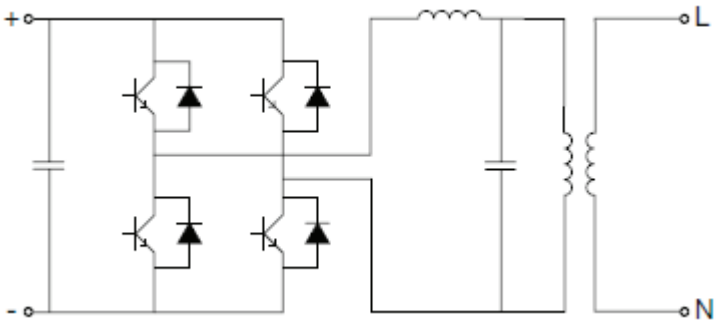


Figura 40. Esquema de um inversor de fase única

Para obter uma forma de onda o mais sinusoidal possível, uma técnica mais sofisticada – Modulação de Largura de Pulso (PWM) – é usada. A técnica PWM permite que uma regulação seja alcançada na frequência assim como no valor r.m.s. da forma de onda de saída (Figura 41).

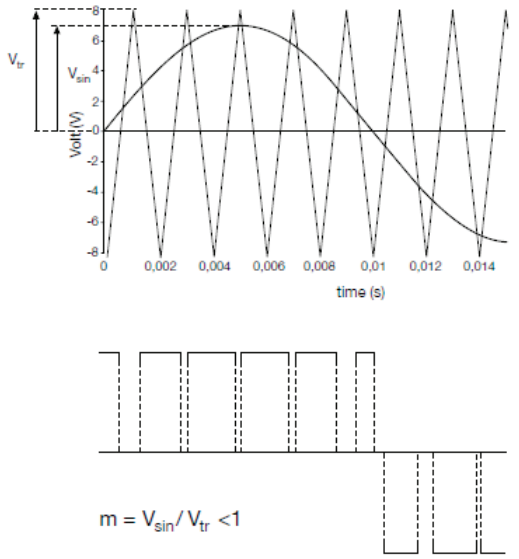


Figura 41. Técnica PWM

Rastreamento de ponto de potência máxima

Como se sabe, os módulos FV têm uma curva I-V característica, que inclui um valor de corrente de curto-circuito (Isc), em 0 Vdc; um valor de tensão de circuito aberto (Voc), em A; e um "joelho" no ponto MPP. O MPP é o local da curva I-V, em que a tensão multiplicada pela corrente produz o valor mais elevado, isto é, o ponto de potência máxima

A potência distribuída por um gerador FV depende do ponto onde ele opera. A fim de maximizar a fonte de energia pela usina, o gerador deve se adaptar à carga, de modo que o ponto operacional sempre corresponda ao ponto de potência máxima.

Com esse propósito, um transformador *chopper* controlado, chamado de Rastreamento do Ponto de Potência Máxima (MPPT), é usado dentro do inversor. O MPPT calcula, instante por instante, o par de valores "tensão-corrente" do gerador no qual a potência máxima disponível é produzida.

Partindo da curva I-V do gerador FV, o ponto máximo da transferência de potência corresponde ao ponto de tangência entre a característica I-V para um dado valor de radiação solar e a hipérbole da equação V* I = const (Figura 42).

Os algoritmos de MPPT, implementados nos sistemas comerciais, são capazes de identificar o ponto de potência máxima na curva característica do gerador. Da mesma forma, se existirem muitos algoritmos diferentes disponíveis, sua abordagem geral é para produzir, em intervalos regulares, pequenas variações de cargas, as quais determinam os desvios dos valores de tensão-corrente. A seguir, o método analisa esse desvio e avalia se o novo produto I-V é maior ou menor do que o anterior.

No caso de um aumento, as condições de carga são mantidas variáveis na direção considerada; de outra forma, as condições são modificadas na direção oposta.

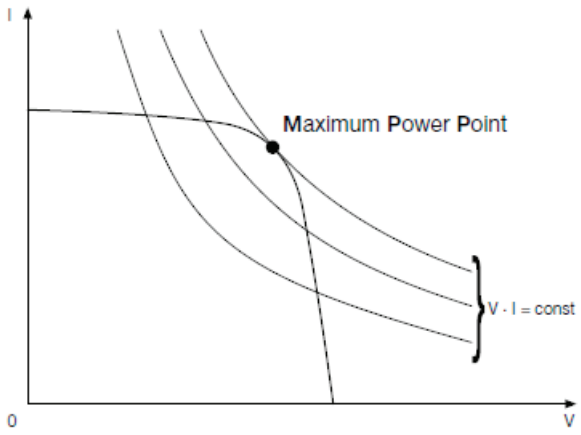


Figura 42. Ponto de potência máxima

Desconexão da rede

Outra função de um inversor FV ligado à rede elétrica é a capacidade de se desconectar da rede caso a tensão de linha CA ou frequência for acima ou abaixo dos limites prescritos no padrão.

O inversor também deve parar se ele detectar um isolamento (isto é, se a rede não estiver mais presente). Em ambos os casos, o inversor não pode interconectar e exportar a potência até que o inversor registre a tensão e a frequência apropriadas do serviço por um período de 5 minutos. Essas proteções eliminam a chance de que um sistema FV injete tensão ou corrente em cabos desconectados do serviço ou comutador e cause um risco ao pessoal do serviço.

Se um inversor permanecer ligado ou voltar a funcionar antes de o equipamento ser confiavelmente reconectado, o sistema FV poderia retroalimentar um transformador do equipamento, o que poderia criar potenciais de média tensão, com a possibilidade de serem de muitos milhares de volts. Para assegurar que essa situação nunca possa acontecer, muitos testes são realizados em cada inversor ligado à rede elétrica.

Integração e acondicionamento

Os outros elementos em um inversor são:

- meios de desconexão CA, ambos manual e automático;
- meios de desconexão CC;
- equipamento de filtragem EMI e RFI;
- transformador (se o inversor for baseado no transformador);
- sistema de resfriamento;
- circuito GFDI;
- indicadores LED ou *display* LCD;
- conexões de comunicação para PC ou monitoramento de dados da internet;
- acondicionamento do produto.

O acondicionamento do inversor conduz todos os componentes para dentro de uma unidade transportável única (Figura 43). Esse pacote protege o inversor dos elementos externos e evita que pessoal não autorizado se aproxime dele.

A vida útil de um inversor FV exige o uso de fixadores resistentes à corrosão, tipo parafusos em aço inoxidável, para assegurar que todos os componentes possam estar acessíveis ao longo dos anos.

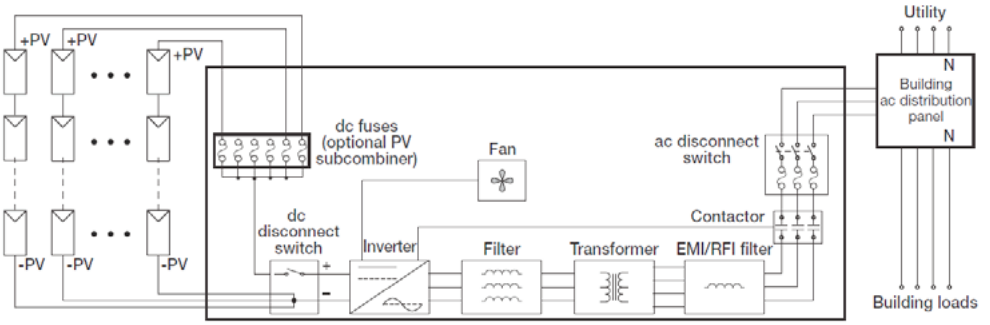


Figura 43. Principais componentes de um pacote de inversor integrado com 3 fases

3.1.2 Componentes do inversor-chave

Este parágrafo contém uma breve descrição dos componentes do inversor-chave ([74], partindo de um inversor com base no transformador de estágio único e fase única.

Chaves em estado sólido – todos os inversores usam alguma combinação de semicondutores de potência, como IGBTs, Mosfets ou ambos em alguns casos, para inverter a potência CC em CA. Outros componentes-chave no principal circuito de inversão de potência são indutor(es), capacitores e um transformador, seja na frequência de rede ou alta. O transformador é usado em inversores baseados no transformador (tipicamente utilizado nos Estados Unidos) para ajustar os níveis de tensão, quando necessário, pela topologia e para prover isolamento galvênico entre o lado CC e CA.

Magnética – os componentes magnéticos, presentes no indutor ou, quando presentes, no transformador, filtram os formatos de onda, resultando da comutação PWM, disfarçando as ondas senoidais, e colocam a tensão CA nos níveis corretos para a interconexão da rede; eles também proveem isolamento entre os circuitos CC e a rede CA. São também fonte de dois tipos de perdas: perdas de núcleo e de espaço e perdas de condutor ou bobina.

Capacitores – os capacitores filtram as correntes onduladas em linhas CC, mas eles também são usados para manter a tensão do barramento CC estável e minimizam as perdas resistivas sobre a fiação CC entre a matriz FV e o inversor, visto que a corrente resultante da matriz para o barramento CC do inversor é constante e picos de potência do semicondutor podem surgir.

3.1.3 Outras topologias do inversor

Inversores trifásicos – inversor baseado no transformador de trifásico tem as mesmas características de um inversor monofásico. Sua única diferença é que um inversor central tem saídas com três fases em vez de duas e esse resultado é obtido por meio de uma ponte com três fases. Esta é uma ponte com 6 chaves.

Inversores em cadeia (*string*) de alta frequência – a topologia e a operação do circuito do inversor baseado no transformador de alta frequência são bem diferentes daquela dos inversores baseados no transformador. Transformadores de alta frequência pesam menos, são menores e custam menos do que os transformadores instalados nos inversores com base no transformador, permitindo um pacote menor, mais leve e mais fácil de instalar, e são utilizados para uma faixa de tensão de entrada CC ampla[1].

Inversores sem transformador – inversores sem transformador são usados na Europa, especialmente para os inversores em cadeia (*string*) e para inversores centrais de 3 fases. As principais razões de eliminação de transformadores são as reduções de custo, tamanho e peso, já que um transformador de construção ou serviço está na linha de produção de qualquer maneira, outro transformador à direita ou ao lado do inversor FV não é necessário[2]. A eliminação do transformador no inversor elimina a perda dos componentes associados ao transformador, aumentando a eficiência do inversor.

3.1.4 Evolução futura

Para a indústria FV, na Europa, particularmente, o alvo para o futuro é a denominada paridade com a rede, que significa que o custo da energia produzida por uma usina fotovoltaica é comparável ao valor obtido por meio das outras fontes de energia sem incentivos públicos [76].

Da mesma forma, se, de um ponto de vista técnico, os inversores são os componentes do sistema FV mais críticos, seu peso no orçamento total é bem pequeno (na maioria dos casos, seus custos representam cerca de 10% ou menos do custo total para as grandes usinas fotovoltaicas).

No entanto, a redução de custo é o alvo para o mercado de FV e para os inversores também. Esse alvo é perseguido aumentando a competição com maiores volumes de produção, com novas tecnologias e processos avançados de fabricação.

O principal objetivo para os fabricantes de inversor FV é aumentar a eficiência, procurando ganho extra de 0,5% a 1% – inversores sem transformador (a Europa está agora impulsionando essa tecnologia) também podem prover esse ganho de eficiência.

Outra tendência na indústria de inversor é um nível mais alto de integração, com o intuito de que mais funcionalidade seja adicionada aos inversores. Por exemplo, subcombinadores, combinadores em cadeia de monitoramento de dados e comunicações são recursos que atualmente estão sendo integrados em muitos inversores.

---

1 Mais informações técnicas, por exemplo, disponível no site da SMA: *http://www.sma.de/en/partners/knowledgebase/back-to-the-future.html*

2 As funções desempenhadas pelo processador são duas: o ajustamento do nível de tensão do circuito primário (ponte de conversão) com o valor exigido pela carga e, em especial, o isolamento galvânico entre a geração e uso de energia fotovoltaica.

Outras funções (monitoramento da receita, entradas do sensor meteorológico do sistema FV, interação com rastreadores de gerador FV, concentradores solares, etc.) são capazes de simplificar toda a instalação do sistema FV.

Os desempenhos do sistema serão otimizados adicionalmente por um monitoramento avançado dos dados, capaz de prover a previsão e relatórios do desempenho do sistema. Com esses relatórios, problemas potenciais do sistema e mudanças graduais no desempenho do gerador podem avisar os clientes ou pessoal do serviço antes de qualquer perda significativa de produção.

Outros avanços futuros nos inversores estão relacionados à interação com a rede. Assim, o inversor poderia permanecer *on-line* mesmo durante uma redução de potência ou outros problemas com a tensão, ou durante variações de frequência da rede, dando ao serviço mais tempo para fazer os ajustes ou isolar os circuitos para solucionar o problema e prevenir contra uma maior instabilidade da rede ou um apagão propagado.

O armazenamento de energia é outra área para a melhoria de inversores. Como se sabe, a presença cada vez maior de fontes de energia descontínuas e não programadas, como a fotovoltaica e eólica, representa uma porção cada vez maior de capacidade nacional de geração de energia nos países ocidentais.

Nesses casos, o armazenamento de energia é uma das soluções para controlar e regular essas variações (a energia é acumulada quando a solicitação da rede é baixa e injetada na rede quando a demanda é alta e os preços mais interessantes).

Sendo assim, um componente futuro de grandes sistemas FV comerciais pode incluir o armazenamento de energia no local (alguns produtores começaram a oferecer o sistema de armazenamento de energia diretamente integrado no inversor).

3.2 Inversores nas Usinas Fotovoltaicas

As principais configurações de um campo solar, de um ponto de vista do número de inversores, são:

- um único inversor para toda a usina (inversor único ou com inversor central);
- um inversor para cada cadeia (*string*) ;
- um inversor para mais cadeias (*strings*) (usina de múltiplos inversores).

O tamanho da usina de cada uma dessas configurações é variável de país para país e depende substancialmente da política de mercado adotada por diferentes fabricantes/projetistas da usina.

3.2.1 Usina com inversor único

A configuração com um inversor único é adotada em usinas com módulos do mesmo tipo tendo a mesma inclinação e exposição (Figura 44). A vantagem econômica desse *layout* é devido à presença de um inversor único, com uma redução consequente de investimento inicial e custos de manutenção. A principal desvantagem é que a falha do inversor único causa a interrupção da produção de toda a usina.

A configuração com um inversor único é, em qualquer caso, uma solução não muito adequada para aumentar o tamanho (e a potência de pico) da usina fotovoltaica. De fato, esse *layout* aumenta o problema de proteção contra sobrecorrentes e aqueles derivados de diferentes sombreamentos (quando a irradiação nos painéis não é a mesma em toda a usina).

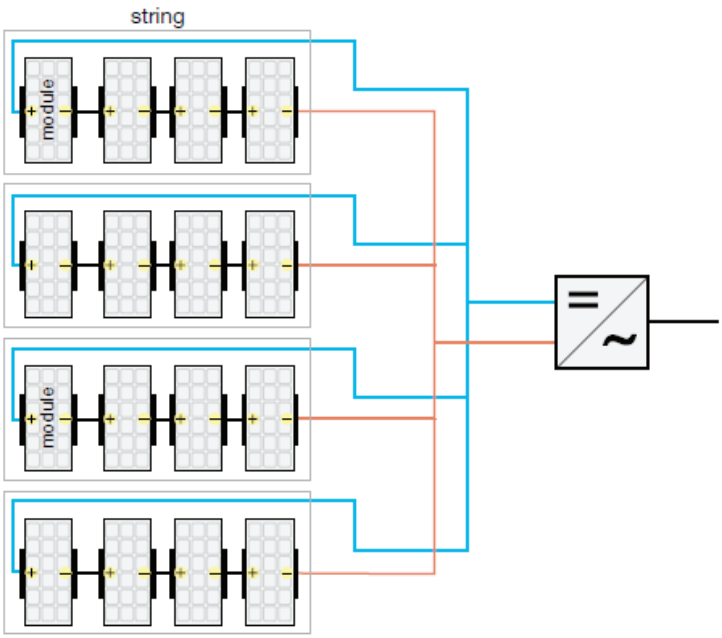


Figura 44. *Layout* de Inversor Único

3.2.2 Usina com um inversor para cada cadeia (*string*)

Com esse *layout,* cada cadeia (*string*) é diretamente conectada a seu próprio inversor, operando em seu próprio ponto de máxima potência (vide Figura 45). Com essa solução, o inversor fornece diretamente o diagnóstico sobre a produção e provê a proteção contra sobrecorrentes e sobretensões na origem atmosférica no lado CC.

O inversor inclui, geralmente, o diodo de bloqueio, que impede que a direção da fonte seja invertida e seja acoplada somente a uma cadeia (*string*) e limita os problemas de acoplamento entre módulos e inversores e a redução no desempenho devido ao sombreamento ou exposição diferente.

Outra vantagem é também a possibilidade de usar, em diferentes cadeias (*strings*), módulos com diferentes características, aumentando a eficiência e confiabilidade da usina.

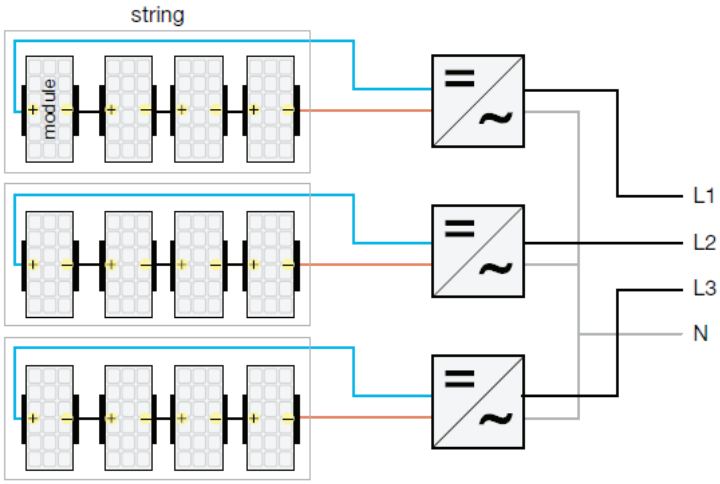


Figura 45. Um inversor para cada *layout* da cadeia (*string*)

3.2.3 Usina de múltiplos inversores

Com esse *layout*, o campo FV é dividido em subcampos. Cada subcampo é composto de certo número de cadeias (*strings*) conectadas em paralelo com um inversor (Figura 46).

Certamente, o número de inversores é menor do que no caso anterior (com uma redução de custos), mas as vantagens descritas acima permanecem (e certamente a falha de um inversor não causa a interrupção de toda a produção, como no caso de um inversor único, mas apenas a perda de produção do subcampo relevante).

Cada cadeia (*string*) deve ser capaz de ser desconectada separadamente (para evitar deixar fora de serviço todo o gerador no caso de verificações de manutenção). Também é necessário, ao instalar a central de paralelismo, inserir em cada cadeia (*string*) uma proteção contra sobrecorrentes (interruptores de circuito ou fusíveis termomagnéticos) e contra a corrente inversa (diodos de bloqueio).

Com esse *layout*, o diagnóstico da usina é atribuído a um sistema de supervisão, que verifica a produção das diferentes cadeias (*strings*).

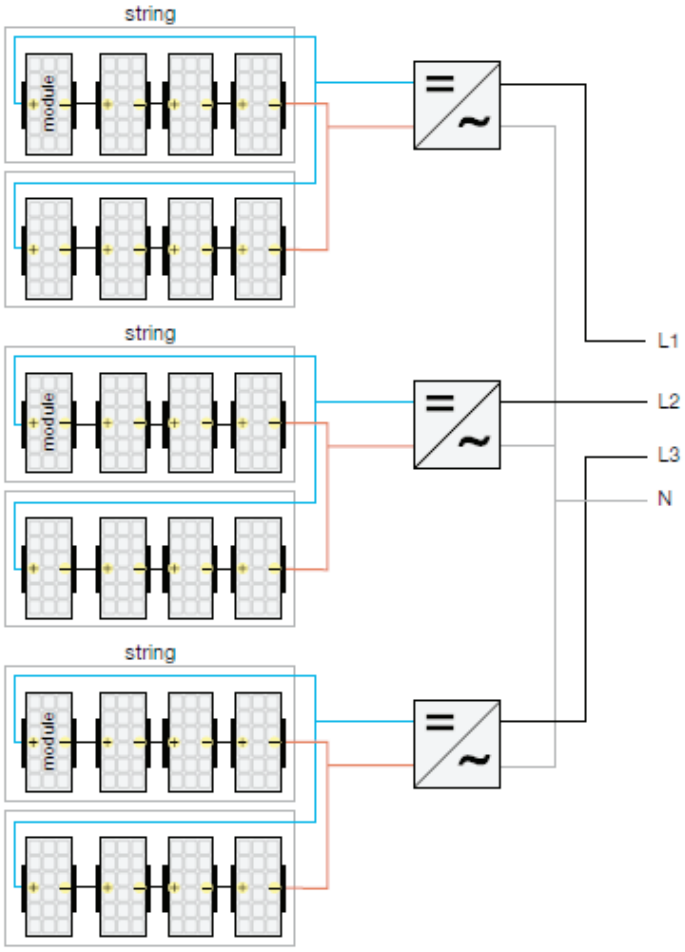


Figura 46. *Layout* da usina com múltiplos inversores

3.2.4 Interface e seleção do inversor

Para a seleção do inversor e para sua interface com o campo solar, deve-se considerar, primeiramente, as perdas de potência de módulos FV sob condições operacionais reais (temperatura de trabalho, queda da tensão nas conexões elétricas, eficiência do inversor, latitude, inclinação, etc.).

Isso significa que a potência ativa colocada sobre a rede elétrica é de cerca de 0,8 – 0,9 vezes a potência (nominal) calculada do gerador FV, e esse fato estabelece o tamanho do inversor.

Nessa linha, a Tabela 5 a seguir descreve as características para o dimensionamento correto do inversor a ser considerado, embora a metodologia para a seleção do inversor seja relatada no Anexo 1.

Tabela 5. Características do inversor para o seu dimensionamento

Lado CC
Potência calculada e potência máxima.
Tensão calculada e tensão admitida máxima.
Campo de variação da tensão MPPT sob condições operacionais padrões.
Lado CA
Potência calculada e potência máxima que podem ser continuamente distribuídas pelo grupo de conversão assim como o campo da temperatura ambiente na qual tal potência pode ser fornecida.
Corrente calculada fornecida.
Corrente máxima distribuída, permitindo o cálculo da contribuição da usina fotovoltaica para a corrente em curto-circuito.
Tensão máxima e distorção do fator de potência.
Eficiência de conversão máxima.
Eficiência na carga parcial e em 100% da potência calculada (por meio da "eficiência europeia" ou por meio do diagrama de eficiência).

3.2.5 Microinversores

Conforme mostrado nos parágrafos anteriores, para a conversão em CA, painéis são conectados em cadeia (*string*) para produzirem um gerador que se comporte como um grande painel único, com uma corrente máxima equivalente àquela mais baixa na cadeia (*string*).

Para resolver esse e outros problemas, uma solução possível é conectar cada um dos painéis únicos a um inversor (denominado microinversor, devido ao menor tamanho de potência, que é inferior a 1 kWp) e então combinar a saída de vários microinversores para alimentar a rede elétrica.

As principais vantagens desses microinversores sobre o inversor convencional em cadeia do inversor central são que os efeitos de sombreamento, da poeira, etc., que agem sobre um só painel solar, não afetam o desempenho do gerador por completo.

Por outro lado, os inversores em cadeia (*string*) são menos onerosos em termos de preço por watt, devido ao fato de que os custos na fabricação são reduzidos com o tamanho.

Esse fato foi particularmente verdadeiro, no início da indústria solar, conforme mostra a história da tecnologia de microinversores [81].

Assim, a empresa Ascension Technology começou o desenvolvimento de um inversor do módulo CA, em 1991, nos USA, e distribuiu um microinversor de trabalho para Sandia Laboratories, para teste, em 1994.

O primeiro protótipo de trabalho foi desenvolvido pela ZSW, na Alemanha, em 1992, e a OKE Services, nos Países-Baixos, desenvolveu o primeiro microinversor de alta frequência, em 1995.

A empresa NKF Kabel B.V. começou o transporte do microinversor OK4 de 100 watts em 1996, enquanto o módulo CA Evergreen Solar, de 112 watts, estava na lista da Comissão de Energia da Califórnia (California Energy Commission – CEC) de módulos certificados em 2000.

Já a Trace Engineering criou marcas privadas para o inversor OK4U, como o Trace Microsine e Ascension Technology, e a ASE Americas transportou os primeiros módulos CA de 300 watts em 1999.

A primeira usina de 15 KW (composta por módulos CA Ascension SunSine com microinversores) foi instalada, em 1999, nos módulos CA do Pentágono, e os microinversores desapareceram do mercado até 2003. A empresa Ascension Technology foi vendida para a Applied Power Corporation, que decidiu descontinuar o desenvolvimento do módulo CA da SunSine, em 2001, enquanto a empresa NKF Kabel parou a produção de microinversores em 2003, quando o programa de subsídio holandês terminou.

Os microinversores voltaram ao mercado em 2007, quando a empresa Enphase Energy começou a vender para os instaladores de microinversores (Figura 47), e mais de 1.000.000 de microinversores foram fabricados até setembro de 2011. No início de 2011, a empresa Enphase Energy anunciou que versões do novo *design* seriam vendidas pela Siemens diretamente para as empresas fornecedoras de energia elétrica para a distribuição.



Figura 47. Microinversor da Enphase Energy

Muitas outras empresas têm seguido a Enphase Energy (Petra Solar, Greenray, Exeltech, SolarBridge, Enecsys), enquanto a Tigo Energy (Figura 48), National Semicondutor, SolarEdge, Xandex e outras estão fazendo condicionamento de potência CC-CC, montados na traseira de um módulo.



Figura 48. Maximizador de Tigo Energy

Além das apresentadas, empresas maiores (além da Siemens [82]) também têm se aprimorado nessa área (SMA [83], Aurora Power One [84] – Figura 49).



Figura 49. Microinversor da Aurora (esquerda) – SMA Sunny Boy (direita)

Resumindo, as vantagens dos microinversores podem ser:

- **Nenhum ponto único de falha** – cada painel fotovoltaico e microinversor agem como sua própria unidade de produção de potência da energia limpa, aumentando a eficiência do sistema.
- **Níveis de tensão CC seguros** – a baixa tensão CC provê uma solução segura para aplicações residenciais e comerciais leves.
- **O monitoramento do sistema baseado na web** – possibilita a análise de cada módulo individual.
- **Economia de mão de obra** – não exige nenhum cálculo da cadeia (*string*) e possui tecnologia de fiação simplificada para uma instalação fácil.

Concluindo: os microinversores podem ser vistos como uma solução para as aplicações residenciais e comerciais leves para maximizar a eficiência do sistema.

ANEXO 1 – Metodologia de Seleção do Inversor

Para a seleção do inversor[3], os principais valores a serem considerados são tensão e frequência, na saída do inversor, e tensão na saída.

Embora os valores de tensão e frequência na saída, para usinas conectadas à rede elétrica, sejam fixados (com tolerâncias) pelas regras da rede, o valor na entrada deve ser analisado. Em particular, é necessário avaliar as condições operacionais extremas do gerador FV, a fim de garantir que o inversor trabalhe em condições seguras e corretas.

3 Este anexo é um resumo de [4].

A primeira avaliação é focada para verificar que a tensão de circuito aberto (nenhuma carga) $U_{oc,}$ na saída das cadeias (*strings*), na temperatura operacional mínima (-10°C), é menor do que a tensão máxima suportada pelo inversor U_{MAX}:

$$U_{ocmax} \leq U_{MAX}$$

em que:

- U_{ocmax} = tensão sem carga do campo FV, em correspondência com a temperatura operacional mínima esperada para os módulos FV no local da instalação; e
- U_{MAX} = tensão de entrada máxima suportada pelo inversor.

Um segundo tipo de análise é focado na faixa de operação normal de tensão na entrada do inversor. Como se sabe, uma tensão de saída de painéis FV é uma função da temperatura, sendo assim, é necessário verificar sob que condições operacionais do serviço (de -10 °C a 70 °C) a tensão de saída dos painéis FV é compreendida na faixa operacional de tensão declarada pelo fabricante.

Isso significa satisfazer simultaneamente as duas seguintes relações:

$$U_{min} \geq U_{MPPTmin}$$
$$U_{max} \leq U_{MPPTmax}$$

em que:

- U_{min} = tensão no Ponto de Potência Máxima (MPP) do campo FV, em correspondência com a temperatura operacional máxima esperada para os módulos FV no local da instalação;
- $U_{MPPTmin}$ = tensão de entrada mínima admitida pelo inversor;
- U_{max} = tensão no ponto de potência máxima (MPP) do campo FV, em correspondência com a temperatura operacional mínima esperada para os módulos FV no local da instalação; e
- $U_{MPPTmax}$ = tensão de entrada máxima admitida pelo inversor.

A Figura 50, a seguir, mostra um diagrama de acoplamento entre o campo FV e o inversor, considerando as três relações mencionadas acima.

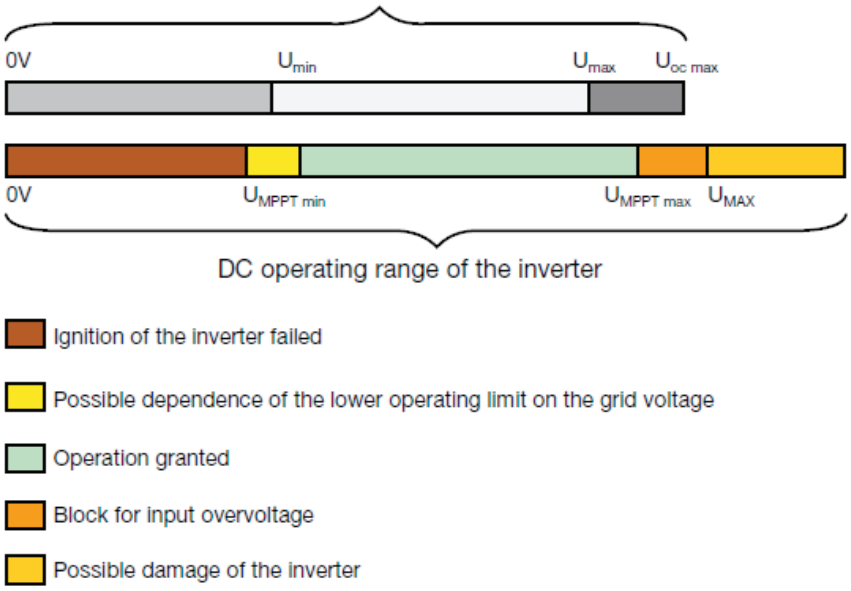


Figura 50. Faixa operacional do campo FV

ANEXO 2 – Glossário das Características do Inversor

Inversor com controle de corrente

É um inversor projetado para converter a potência CC em potência CA, em que a corrente de saída é controlada e não afetada pelas flutuações da tensão de saída (tipicamente usadas em aplicações interativas do serviço onde a tensão é controlada pelo serviço).

Eficiência elétrica CC-CA

A eficiência elétrica de conversão CC–CA é o parâmetro mais importante para a geração conectada à rede FV, e o processo é representativo de diferentes inversores. De todas as características de projeto e construção de inversores, é o uso ou não de um transformador com isolamento galvânico que mais influencia a eficiência de conversão CC–CA.

A presença ou ausência de transformadores de baixa frequência (LF) ou alta frequência (HF) nos inversores influencia não apenas os custos de tamanho, peso, facilidade de instalação e material, mas também as medidas de aterramento e segurança a serem adotadas no sistema FV e o controle de injeção CC alimentada à rede.

Os inversores com um transformador LF podem alcançar a eficiência CC–CA de 92%, enquanto aqueles com um transformador HF, geralmente, alcançam uma eficiência máxima de 94%.

Eficiência normalizada CC-CA (eficiência CEC e europeia)

As eficiências de Comissão de Energia da Califórnia (CEC) e as europeias são definidas como uma função da eficiência em valores de porcentagem definidos para a potência CA nominal (a segunda é válida para os níveis de irradiância na Europa central). Isso é mostrado nas equações a seguir:

$$\eta_{CEC} = 0,04 \times \eta_{10\%} + 0,05 \times \eta_{20\%} + 0,12 \times \eta_{30\%} + 0,21 \times \eta_{50\%} + 0,53 \times \eta_{75\%} + 0,05 \times \eta_{100\%}$$

$$\eta_{EU} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,10 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,20 \times \eta_{100\%}$$

Como dito, os coeficientes "pesam" a importância do desempenho de cada nível com base nos pressupostos acerca da frequência com a qual seu inversor funcionará em cada nível. A diferença entre a eficiência pesada europeia e a CEC reside em como eles alocam seus pesos para chegar a uma eficiência média.

Como mostrado pelas equações, por exemplo, ambos CEC e europeia pesam um desempenho de um inversor operando a capacidade de 30% com um coeficiente de 0,10. Em contrapartida, a fórmula europeia inclui o desempenho com capacidade 50% (mas não 75%), vice-versa, e a fórmula CEC inclui o desempenho com capacidade 75% (mas não 50%).

Ou seja, um não é necessariamente melhor do que o outro, mas você deve estar ciente de que essas diferenças podem resultar em diferentes números de eficiência para o mesmo inversor.

Inversor

O inversor é dispositivo projetado para converter a potência CC em potência CA. Os inversores também são comumente referidos como sistemas de condicionamento de potência e como condicionadores de potência em aplicações FV. Além disso, são frequentemente referidos como conversores de potência estáticos (SPC) em documentos-padrão.

Ilhamento (*Islanding*)

É uma condição na qual uma porção do sistema de serviços que contém ambas as cargas e os recursos distribuídos permanece energizada enquanto isolada do restante do sistema de serviço. Ilhamento é o fenômeno elétrico em uma seção de uma rede de potência desconectada da principal fonte, em que as cargas desconectadas, naquela seção, são totalmente potencializadas por sistemas FV e a tensão e a frequência são mantidas em torno dos valores nominais.

Inversor comutado em linha

É um inversor projetado para ser fixado à rede de serviços ou outra fonte CA que exija que a corrente de comutação passe através de zero a fim de "desligar" os dispositivos de comutação. Várias versões de inversores comutados em linha pequenos de fase única foram usadas recentemente no programa FV. Os inversores comutados em linha são usados ainda para alguns inversores de tamanho intermediário de três fases e todos grandes (>500 kW)

Rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT)

É um circuito associado com inversores interativos com os serviços (e alguns autônomos maiores) que ajusta continuamente o ponto operacional CC para obter a potência máxima disponível de um gerador FV em qualquer momento dado.

Inversor modular

É um projeto do inversor que é compatível com o paralelismo ou a soma com um ou mais inversores do mesmo *design* ou similar.

Operação de limitação de potência

As diferenças entre potência nominal e potência operacional do gerador FV exigem que os inversores sejam protegidos de operação de sobrepotência – por exemplo, quando a potência gerada pelo gerador é maior do que a entrada da potência máxima CC para o inversor.

De fato, o calor afeta o módulo FV (cada grau acima das condições de teste faz com que a saída da potência caia até 5% por grau); a temperatura do módulo afeta diretamente a tensão; e as duas coisas críticas a considerar são a tensão mais alta na temperatura local mais baixa e a tensão mais baixa na temperatura local mais alta possível.

Na temperatura mais baixa, a tensão na cadeia (*string*) não pode exceder a tensão de entrada máxima do inversor; e, na temperatura mais alta, a tensão na cadeia (*string*) precisa estar acima da tensão inicial mínima do algoritmo MPPT do inversor.

As perdas de limitação de potência podem ser minimizadas, se não consideradas no *design* e no dimensionamento do sistema FV, por inversores com algoritmos internos necessários para manter a entrada de potência máxima CC – ao mover a potência de entrada para longe do MPP – naqueles casos em que a MPP do gerador FV for maior que a potência de entrada máxima do inversor.

Há outro efeito direto da temperatura sobre os inversores solares devido a diferentes razões: à medida que o inversor trabalha para converter a potência CC em potência CA, ele gera calor.

Em seguida, esse calor é adicionado à temperatura ambiente do recinto do inversor e o inversor dissipa o calor por meio de ventiladores e/ou dissipadores de calor. O calor precisa ficar abaixo de certo nível no qual os materiais no inversor começarão a degradar. O isolamento tornar-se-á frágil; a solda pode expandir e quebrar; e os componentes de metal em capacitores podem fissurar.

A fim de manter o calor baixo, o inversor interromperá a geração de potência ou reduzirá a quantidade de potência que ele gera pela "diminuição" à medida que ele passe marcos da temperatura programada.

Essa "diminuição" pode ser impedida instalando inversores em localização de resfriamento; escolhendo locais com troca de ar suficiente, assegurando ventilação adicional; quando necessário, não expondo os inversores à luz do sol direta; mantendo o mínimo espaçamento com os inversores vizinhos ou outros objetos dados no guia de instalação; aumentando o espaçamento quando for previsível que temperaturas maiores possam ocorrer no local da instalação; e dispondo os múltiplos inversores de modo que eles não retirem o ar quente de outros inversores. Também, compensar os inversores resfriados passivamente para permitir que o calor dos dissipadores de calor escape para cima é outra alternativa.

Largura de pulso modulada (PWM)

É um método usado em inversores autocomutados para gerar uma forma de onda sintetizada (por exemplo, uma onda senoidal de 50 ou 60 Hz) por meio de uma combinação da variação da duração de tempo que as chaves em uma ponte são "ligadas" e "desligadas". As frequências de comutação PWM podem ser constantes ou variar. PWM oferece as vantagens de uso de transformadores de alta frequência e componentes de filtro muito menores. As frequências PWM podem variar de 5 a 100 kHz para os inversores FV. Sendo assim, muitos inversores interativos de serviços usam PWM.

Inversor autocomutado

É um inversor que usa chaves e controles que podem ser "ligados" ou "desligados" a qualquer momento. Geralmente, esse inversor usa um método PWM para gerar uma forma de onda sintetizada. Os inversores autocomutados podem ser interativos com os serviços, ou serem autônomos – eles podem ter controle de tensão ou controle da corrente.

Inversor em cadeia (*string*)

É um inversor projetado para usar uma série FV única de módulos para a sua entrada. A saída CA de muitos inversores pode ser combinada e alimentada em um transformador comum. Os inversores em Cadeia (*string*) podem ser usados para reduzir a fiação CC e custos de proteção e para melhorar a redundância de um sistema grande.

Inversor interativo de serviços (U-I)

É um inversor projetado para ser conectado à rede de serviços ou outra fonte de CA estável. Este inversor não exige o armazenamento de energia CC e geralmente incorpora um MPPT para maximizar a potência distribuída para a rede. Ele também pode ser autocomutado ou comutado em linha e pode ter controle de tensão ou corrente. Exigências de não ilhamento são aplicadas agora a inversores U-I nos Estados Unidos, alguns países europeus e no Japão.

Tensão – inversor vontrolado

É um inversor projetado para converter a potência CC em potência CA, em que a tensão de saída é controlada. É tipicamente usado em aplicações autônomas, visto que a tensão de saída deve ser regulada dentro do inversor. Os inversores com controle de tensão também são usados como interativos em serviços nos quais eles empregam uma impedância em linha para limitar o fluxo da corrente entre o inversor e o serviço.

ANEXO 3 – Inversor FV para a Compensação da Potência Reativa[4]

Como se sabe, em circuitos de corrente alternada, a corrente absorvida por uma carga pode ser representada por dois componentes:

- o *componente ativo* I_R, em fase com a tensão de alimentação, que está diretamente relacionado à saída (e, portanto, à parte da energia elétrica convertida em energia de diferentes tipos: energia mecânica, energia da luz, energia térmica, etc.);
- o *componente reativo* I_Q, em quadratura com a tensão, que é usado para gerar o fluxo necessário para a conversão de potências, por meio do campo elétrico ou magnético, e é o índice da transferência de energia entre a fonte e a carga. Sem isso, poderia não haver qualquer transferência líquida de potência, por exemplo, devido ao acoplamento magnético no núcleo de um transformador ou no espaço de ar de um motor.

4 Este anexo é extraído e adaptado de: Technical Application – ABB Papers No.8 "*Power factor correction and harmonic filtering in electrical plants*".

Nos casos mais comuns, na presença de cargas do tipo indutivo ôhmicas, a corrente total I atrasa com relação ao componente ativo I_R. Portanto, em uma instalação elétrica, é necessário gerar e transmitir, em adição à potência ativa P, certa potência reativa Q, que é essencial para a conversão da energia elétrica, mas não está disponível para a carga por ser trocada com a rede.

O complexo da potência gerada e transmitida constitui a potência aparente S. O fator de potência cosF é definido como a razão entre o componente ativo I_R, e o valor total da corrente I – F é o ângulo da fase entre a tensão e a corrente. Para uma tensão de fase dada V, ele resulta como relatado na Figura 51.

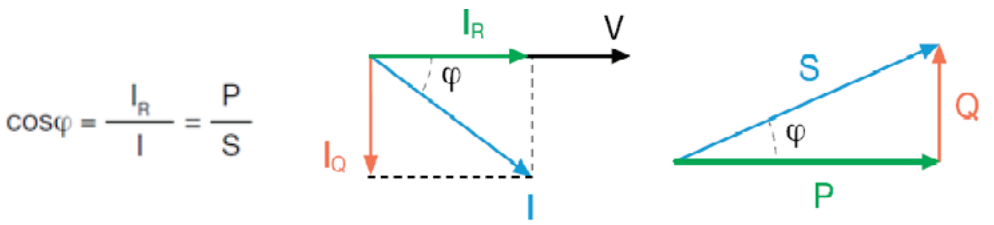


Figura 51. Fator de potência

A melhoria do fator de potência significa executar as etapas necessárias para aumentar o fator de potência em uma seção definida da instalação pela distribuição local da potência reativa necessária, tal que o valor da corrente, consequentemente, da potência, que flui através da rede ao montante, pode ser reduzido na mesma potência de saída exigida (conforme a Figura 52).

As principais vantagens da correção do fator de potência são a melhor utilização de máquinas elétricas, a melhor utilização de linhas elétricas, a redução de perdas e a redução de quedas de tensão.

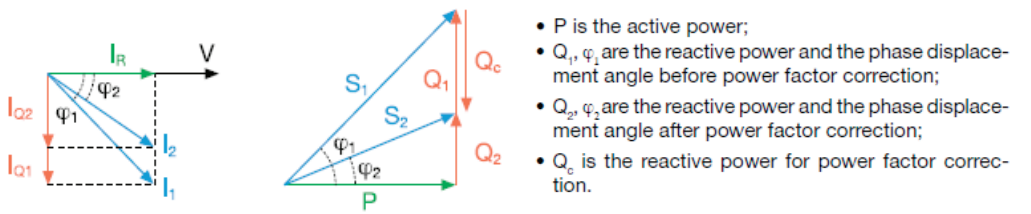


Figura 52. Correção do fator de potência

Existem, tradicionalmente, duas principais tecnologias diferentes empregadas nos sistemas de potência que podem compensar o fluxo de potência reativa e melhorar a qualidade da potência no sistema, ambas usando injeções controladas de potência reativa em alguns locais, são elas: *geradores síncronos* e *bancos de capacitores*.

Em particular, o controle de grandes *geradores síncronos* de tensão de saída dentro dos limites prescritos, obtidos via um sistema de excitação (excitador de CA ou CC, controlador e componentes de medição de tensão), é um método eficiente para estabilizar a parte da rede com alta tensão. Esse método tem uma aplicação geograficamente limitada no ponto de entrada para o sistema de distribuição de potência e, devido a sua limitação, sistemas de compensação adicionais são necessários para assegurar a qualidade da potência nas partes remotas das redes de distribuição.

Da mesma forma, grandes *bancos de capacitores em derivação*, geralmente instalados e operados por serviços locais (em pequeno número, em locais especiais da rede de distribuição)[5] e consistindo em vários capacitores grandes que podem ser conectados, ou desconectados, a sistemas por chaves, agem em uma rede como uma fonte de potência reativa.

O alvo desses bancos de capacitores é um equilíbrio entre uma melhoria da qualidade da potência (primeiramente, a magnitude de variações de tensão), redução de perdas térmicas e intensificação da capacidade do sistema.

Por outro lado, os bancos de capacitores de integração em rede de distribuição apresentam alguns problemas, como forte transiente, que se propaga por meio da rede e pode causar um dano significativo ao equipamento, causado por comutação de um capacitor único e geração de harmônicas de alta frequência. Este último problema é devido às ressonâncias produzidas pelos circuitos de Resistência, Indutância e Capacitância (RLC), formados por bancos de capacitores conectados em linhas indutivas, que podem amplificar as excitações harmônicas produzidas por outro equipamento não linear, ou seja, o equipamento de filtragem de harmônicos adicional é necessário para mitigar esses efeitos.

Permanece uma questão em aberto sobre as instalações do banco de capacitor poderem aliviar os efeitos de desestabilização de fontes de energia intermitentes (isto é, fotovoltaicas) ou não, especialmente na presença de alta penetração de geradores renováveis distribuídos.

Uma tecnologia promissora para a compensação da potência reativa é dada pelos inversores modernos de escala de serviço presentes no mercado de hoje ([78][79][80]), que pode prover um benefício para a rede de serviços e ajudar a corrigir a qualidade da potência disponível na rede enquanto maximiza a geração da potência real.

Esses inversores podem operar nos níveis de fator de potência menos do que unidade e ainda produzem 100% de potência real, pois têm a capacidade de prover potência reativa com base em uma função do tamanho inteiro do inversor, e não apenas no nível de geração. Assim, se céus nublados fazem cair a geração solar de 100% a 10%, o inversor pode usar os outros 90% de sua capacidade restante para fornecer o suporte de potência reativa e intensificar a qualidade da potência da rede de serviços.

Em outras palavras, conforme descrito em [80], a capacidade reativa de um inversor FV inteligente pode ser usada como um compensador estático de rápida ação Volt-Ampére-Reativo (VAR), com um custo adicional muito pequeno de atualização relacionada.

5 A ótima colocação e comutação de bancos de capacitores são reconhecidas como um problema importante e desafiador no projeto e controle do sistema de potência.

4. OUTROS EQUIPAMENTOS RELEVANTES

4.1 Cabos e Conectores

Em uma usina fotovoltaica, cabos são submetidos a altas temperaturas, precipitações atmosféricas e radiações ultravioletas, para um ciclo de vida superior a 20 anos.

Em qualquer caso, a primeira condição que os cabos em uma usina fotovoltaica devem ter é uma tensão nominal adequada àquela da usina. Em particular, sob as condições de corrente direta, a tensão da usina não pode ser menor do que 50% da tensão calculada dos cabos referidos como suas aplicações de CA (em CA, a tensão da usina não pode exceder as tensões calculadas dos cabos).

Os cabos no lado CC da usina (que têm isolamento duplo ou reforçado, como prescrito, por exemplo, para os cabos de Classe II, por um Padrão Internacional como IEC 60364-712) podem ser classificados em:

- **cabos solares (ou cabos em cadeia (*string*))**, que conectam os módulos e cadeias (*strings*) à primeira central ou diretamente ao inversor. Cabos que conectam os módulos que são fixados na parte traseira dos módulos (onde as temperaturas podem alcançar 70-80 °C) e devem então ser capazes de suportar não apenas altas temperaturas, mas também raios Ultravioleta (UV) – geralmente cabos únicos com bainha de borracha e isolamento, tensão nominal 0,6/1kV, com temperatura operacional máxima não menor do que 90 °C e com alta resistência a raios UV.
- **cabos não solares**, que estão distantes dos módulos no lado da carga da primeira central (onde temperaturas não são maiores do que 30-40 °C) e que devem ser protegidos contra a radiação solar (se colocados externamente).

Os dois parâmetros principais a serem avaliados para a escolha correta de cabos FV são a área da seção transversal e a capacidade de portar corrente.

A área da seção transversal de um cabo deve ter uma área da seção transversal tal que sua capacidade de portar corrente não seja menor do que a corrente do *design* e de modo que a queda da tensão nas suas extremidades esteja dentro de limites fixos.

Em condições de serviço normais, cada módulo fornece uma corrente próxima de um curto-circuito. A corrente do serviço para o circuito da cadeia (*string*) é então relacionada pela seguinte relação com um curto-circuito:

$$I_b = 1{,}25\ I_{SC}$$

Em que

- I_{sc} – é a corrente de curto-circuito da cadeia (*string*), sob condições de teste-padrão;
- I_b – é a corrente do projeto (serviço) da cadeia (*string*).

No caso de grande usina fotovoltaica (dividida em diferentes subcampos), a corrente do *design,* realizada por cabos que conectam as centrais de subcampo ao inversor, deve satisfazer à seguinte relação:

$$I_b = y \times 1{,}25\, I_{SC}$$

Em que *y* é o número de cadeias (*strings*) do subcampo relevante à mesma central.

Geralmente, a capacidade de conduzir corrente I_o é dada pelos fabricantes a 30 °C, ao ar livre. Essa capacidade de conduzir corrente deve ser reduzida por um fator de correção que leva em conta as condições de instalação e temperatura. Esse fator de correção (quando não declarado pelo fabricante) é igual a [89]:

- k1 = 0,58 x 0,9 = 0,52 para cabos solares, em que o fator de correção 0,58 leva em consideração a instalação na traseira dos painéis, onde a temperatura ambiente alcança 70 °C ; e o fator 0,9, a instalação de cabos solares em conduíte;
- k2 = 0,58 x 0,91 = 0,53 para cabos não solares, em que o fator 0,91 leva em consideração a instalação de cabos não solares em conduíte exposto ao sol.

Em usinas fotovoltaicas, a queda de tensão aceita é de 1 a 2% (em vez dos 4% usuais das usinas do usuário), de modo que a perda de energia produzida causada pelo efeito de Joule nos cabos é limitada tanto quanto possível.

Um exemplo de um cabo solar comercial [89] está apresentado na Figura 53.

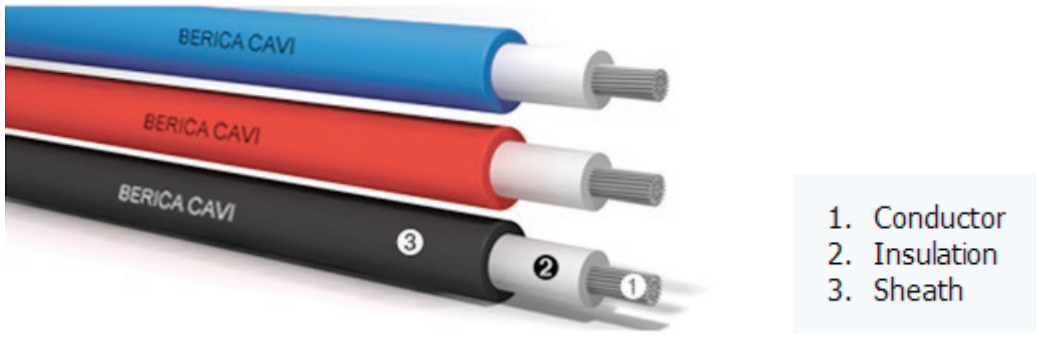


Figura 53. Exemplo de um cabo solar

4.2 Caixas de Junção (*Strings Boxes*)

Caixas de junção (*strings boxes*) (ou combinadoras) são usadas para colocar cadeias (*strings*) de módulos em paralelo e para a conexão dos subcampos de usina fotovoltaica para os inversores (Figura 54).

Caixas em *string* podem ser equipadas com sensores de medição integrados para o monitoramento preciso da corrente e detecção precoce de cada falha da cadeia (*string*) (veja também os itens sobre os sistemas de inversor e de monitoramento). Já os fusíveis de proteção e aparelhos de proteção contra sobretensão são normalmente incluídos nas caixas de junção em sequência.



Figura 54. Exemplo de uma caixa de junção (*string)* no campo

Os principais recursos comuns às caixas de junção estão resumidos na Tabela 6.

Tabela 6. Características comuns de caixas de junção

Características	Descrição
Tensão CC máxima (Max. VDC)	Cada caixa de junção é projetada para suportar até uma tensão CC específica. Por exemplo, os sistemas de rede direta residenciais geralmente suportam tensões CC até 600 V.
Número máximo de circuitos de entrada FV	Caixas de junção têm um certo número de terminais onde cabos da fonte FV podem ser conectados.
Valor máximo de OCPD	Os dispositivos de proteção contra sobrecorrente (OCPDs - fusíveis ou interruptores de circuito), escolhidos para um combinador especial, não podem exceder o valor máximo de OCPD.
Tipo de OCPD	Caixas combinadoras possuem OCPDs, geralmente em forma de porta-fusíveis, "seguras ao toque", ou interruptores de circuito com o valor predeterminado da CC.
Faixa de cabos. Tamanho de terminais de entrada & saída	Terminais de cabos são projetados para ajustar uma faixa de tamanhos de cabos, tanto nos barramentos quanto em OCPDs.
Número máximo de circuitos de saída	Algumas vezes, é apropriado usar múltiplos inversores ou controladores de carga com uma matriz única – por exemplo, é possível conectar duas de quatro cadeias (*strings*) em um inversor, e as outras duas em um segundo inversor.
Corrente contínua de saída máxima	Cada combinador tem um limite para o valor de corrente de saída que ele pode suportar com segurança.
Capacidades de monitoramento dos dados	As caixas de junção (*string*) com capacidade de monitoramento dos dados são frequentemente referidas como "inteligentes" e permitem uma instalação fácil e rápida dos sistemas de monitoramento dos dados.
Condições ambientais	A maioria das caixas combinadoras é instalada próximo a seus geradores FV (isto é, ao ar livre) e exigem valores apropriados para resistir às condições ambientais. Espera-se que as instalações durem, pelo menos, o tempo de uso da garantia de módulos FV (cerca de 25 anos). Assim, a instalação do equipamento que possa suportar as condições nos ambientes onde são instalados se torna crítica.
Teste de segurança	Todo o equipamento elétrico tem uma listagem de teste de segurança válida para garantir a segurança para o público geral.

Um exemplo de uma caixa de junção comercial [85] está apresentado na Figura 55.

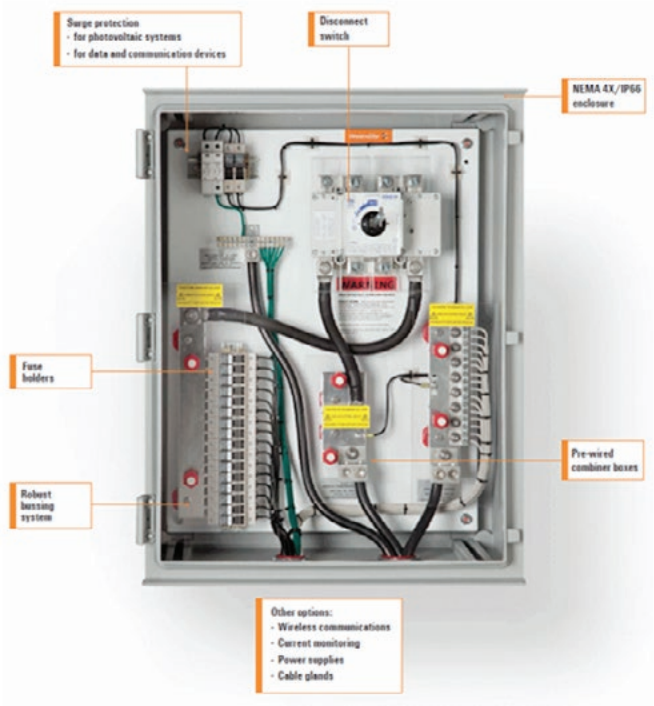


Figura 55. Exemplo de uma caixa de junção comercial

4.3 Interruptores de Circuito de CA e CC

Como mostrado no item 3, a seção da corrente direta de um sistema fotovoltaico típico consiste em um gerador formado pelo paralelo das cadeias (*strings*) de painéis solares conectados em série.

Com a característica específica dos módulos solares, a presença de tensão tão alta quanto 300-600 V CC exige uma avaliação muito cuidadosa da proteção e o isolamento dos dispositivos, o que pode ser capaz de suprimir falhas nas correntes diretas sob altas tensões dentro de muito pouco tempo.

Vários métodos diferentes podem ser usados para conectar as cadeias (*strings*) em paralelo em um sistema fotovoltaico conectado à rede de potência.

Quando o *layout* da instalação inclui a conversão centralizada com o uso de um inversor único, as cadeias (*strings*) devem ser protegidas contra a corrente reversa, que poderia circular após falhas ou desequilíbrios temporários no sistema, falhas essas que podem ocorrer devido, por exemplo, a certos módulos solares, quando estiver parcialmente no sombreamento ou cobertos por neve, folhas, etc.

A corrente recirculada pode alcançar valores extremamente altos, especialmente quando existe um grande número de cadeias (*strings*). Já os módulos são incapazes de suportar esse tipo de corrente e, na ausência de dispositivos de proteção, eles desenvolvem falhas dentro de um tempo muito curto.

Os tipos principais de dispositivos de proteção são:

- **Diodos de Corte Reverso**, que têm as vantagens de proteger contra a inversão de potência, mas as desvantagens de não serem considerados dispositivos de proteção, visto que levam a uma perda de potência no circuito;
- **Fusíveis**, que têm as vantagens de serem simples de fazer, mas as desvantagens de as cadeias (*strings*) serem responsáveis por inversões de potência, podendo apenas ser usados por um número muito pequeno de cadeias (*strings*);
- **Interruptores de Circuito em Miniatura**, que têm as vantagens de que um único dispositivo provê ambas as funções de proteção e isolamento, mas a desvantagem de serem mais onerosos;
- **Dispositivos de Isolamento**; e
- **Dispositivos de Proteção contra Surto (SPD)**.

4.4 Subestações

As usinas fotovoltaicas geralmente incluem diferentes tipos de construções, por exemplo:

- **Subestações de transformador/inversor**, geralmente localizadas dentro do parque solar na posição escolhida para otimizar o *layout* do sistema de distribuição elétrica;
- **Subestações de distribuição**, onde o equipamento de conexão com a rede é colocado.

Subestações de transformador/inversor são geralmente fechadas e cobertas (por exemplo, por abrigo metálico), mas também podem ser de concreto.

Deve-se tomar cuidado com as plataformas de fundação das subestações que transferem as cargas da estrutura do abrigo para o solo, pois as fundações devem ser avaliadas levando em consideração as tensões devido ao peso, vento e neve.

Os sistemas de ventilação da subestação devem ser projetados a fim de manter a temperatura ambiente na subestação dentro da faixa operacional de equipamento sensível (inversores e transformadores).



Figura 56. Exemplo de uma subestação pré-fabricada FV [87]

4.5 Rastreadores

Como se sabe, os rastreadores solares são dispositivos usados para orientar a superfície dos painéis fotovoltaicos em direção ao sol. Visto que a posição do sol no céu muda com as estações e o tempo do dia, os rastreadores são capazes de manter a superfície dos módulos perpendicular à luz do sol, maximizando a produção de energia durante o dia.

Vários fatores devem ser considerados ao determinar o uso de rastreadores. Alguns desses incluem: a tecnologia solar sendo usada; a quantidade de irradiação solar direta; e o custo de instalar e operar os rastreadores.

Os sistemas fotovoltaicos de concentração com base nas células solares III-V exigem um alto grau de precisão para assegurar que a luz do sol incidente seja direcionada, precisamente, no ponto focal do refletor ou da lente. As usinas FV tradicionais não exigem o sistema de rastreamento. No entanto, pelo uso de um rastreador, a energia diária acumulada produzida pelo sistema pode ser maximizada.

4.5.1 Tipos de rastreadores

Existem vários tipos de rastreadores solares, de custos, complexidade e desempenhos variáveis.

As duas categorias básicas de rastreadores são eixo único e eixo duplo.

Rastreadores solares de eixo único

Rastreadores solares de eixo único podem ter um eixo horizontal ou vertical (Figura 57). O tipo horizontal é usado em regiões tropicais onde o sol fica muito alto ao meio-dia, mas os dias são curtos. Por sua vez, o tipo vertical é usado em altas latitudes onde o sol não está muito alto, mas os dias de verão podem ser muito longos. Em geral, os rastreadores de eixo único são caracterizados por uma complexidade bastante baixa, o que implica em uma baixa manutenção ao longo do tempo.

- **Rastreador de eixo único horizontal** é o projeto de rastreador de eixo único mais comum. Como o nome sugere, um rastreador horizontal gira do leste para o oeste em um eixo paralelo ao solo. Este tipo de rastreador é tipicamente caracterizado por um pequeno motor de propulsão conectado a um braço de acionamento central longo, funcionando do leste para o oeste entre as fileiras dos painéis, montados em uma estrutura de aço. Visto que os rastreadores horizontais podem ser montados proximamente sem autossombreamento excessivo, eles podem alcançar densidades de potência relativamente altas por quilômetro quadrado.

- **Rastreador de eixo único vertical** – gira do leste para o oeste com um eixo perpendicular ao solo. Visto que seu perfil não é paralelo ao solo, os rastreadores verticais podem manter, mais facilmente, ao longo do tempo, um ângulo otimizado de incidência solar quando o sol é mais baixo no céu. Isto é de benefício especial nas latitudes do norte, por exemplo, entre 40° e 55°. No entanto, diferente das disposições horizontais planares, os *layouts* de campo vertical devem acomodar o perfil mais alto do rastreador vertical e espalhar as unidades para evitar o autossombreamento e perdas desnecessárias de energia. Como um resultado, os rastreadores de eixo único verticais tendem a ter uma densidade de potência relativamente menor por quilômetro quadrado.

- **Rastreador de eixo único inclinado** – em alguns casos, o eixo de rotação para um rastreador de eixo único não é horizontal nem vertical, mas é otimizado em uma inclinação fixa em algum lugar entre 20° ou 30°. Os rastreadores de eixo único inclinados têm algumas das desvantagens dos *designs* horizontais, como a capacidade de serem densamente montados por superfície. Estes rastreadores também são capazes de melhorias de coleta de energia significativas relativas aos rastreadores horizontais.



Figura 57. Exemplo de um rastreador horizontal (esquerda), vertical (centro) e de eixo único inclinado [95][96]

Rastreadores solares de eixo duplo

Têm um eixo horizontal e um vertical e, assim, eles podem rastrear o movimento do sol virtualmente em qualquer lugar no mundo. O rastreamento do azimute do leste para o oeste do sol e a elevação do horizonte mantêm um ângulo de incidência mais constante e preciso entre a abertura do coletor e o sol. Isso resulta em um fator de capacidade maior e rendimento específico comparado à montagem do rastreador de eixo único ou de inclinação fixa, que pode ser desejável em certas aplicações FV. Em outras aplicações, o rastreamento de eixo duplo é uma exigência, como quando a tecnologia FV se baseia exclusivamente na irradiância normal direta como como fonte de energia (tecnologia HCPV). Um exemplo de um rastreador de eixo duplo [4] está apresentado na Figura 58.

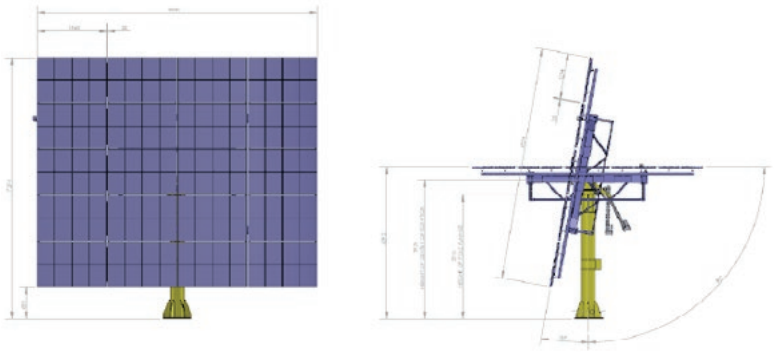


Figura 58. Exemplo de um rastreador de eixo duplo

Os principais elementos de um sistema de rastreamento são:

Algoritmo de rastreamento do sol

Este algoritmo calcula o azimute solar e os ângulos de zênite do sol. Esses ângulos são então usados para colocar os painéis solares ou refletores corretamente orientados em direção ao sol. Alguns algoritmos são puramente matemáticos com base nas referências astronômicas, enquanto outros utilizam as leituras de intensidade da luz em tempo real.

A literatura sobre os algoritmos do rastreador é vasta (por exemplo, [90][91][92][93]) e talvez seja a mais detalhada [90], provendo informações e exemplos de código para Algoritmo de Posição Solar para Aplicações de Radiação Solar. A precisão que pode ser alcançada usando esse algoritmo é igual a +/- 0,0003°.

Os cálculos matemáticos são realizados com base em parâmetros de entrada locais (fuso horário TZ, longitude, latitude, pressão, elevação, temperatura, curva da superfície, etc.). Uma vez que os parâmetros locais tenham sido ajustados, o programa calculará os ângulos de azimute e zênite (Figura 59, [94]).

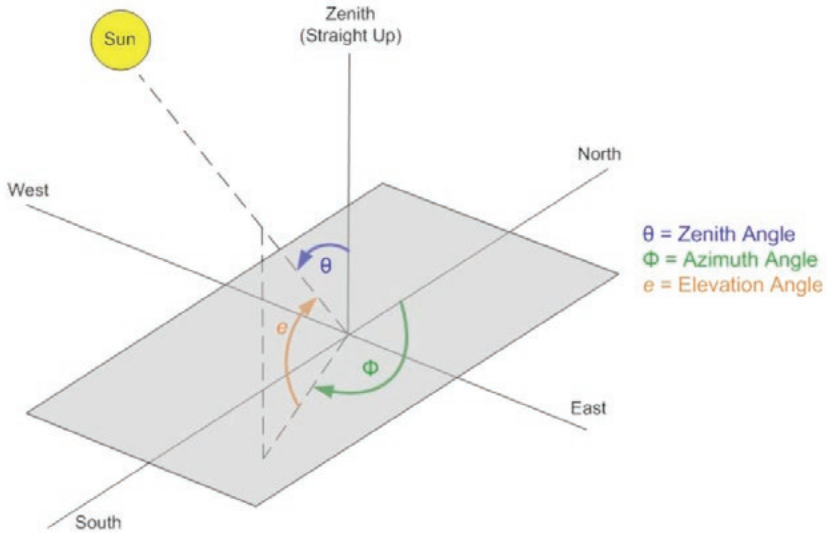


Figura 59. Ângulos solares

Conforme mostrado na Figura 59, o ângulo de zênite é o ângulo entre a direção do sol (direção de interesse) e o zênite (na vertical ou diretamente suspenso).

A elevação do sol, ou altitude, é o ângulo do plano horizontal e o raio central do sol ou apenas o cumprimento do ângulo de zênite (90° - ângulo zênite). O ângulo azimute é medido na direção horária do norte verdadeiro até o ponto no horizonte diretamente abaixo do objeto. O programa calcula o ângulo de azimute local (do observador) (leste do norte) [0 a 360 graus].

Unidade de controle

A unidade de controle executa o algoritmo de rastreamento do sol e coordena o "sistema de posicionamento" descrito abaixo.

Sistema de posicionamento

O sistema de posicionamento move o painel ou refletor para fazer face ao sol nos ângulos ideais. Alguns sistemas de posicionamento são elétricos e alguns são hidráulicos. Os sistemas elétricos utilizam codificadores e unidades de frequência variável ou acionadores lineares para verificar a posição da corrente do painel e se mover em direção às posições calculadas.

Mecanismo/transmissão de acionamento

Os mecanismos de acionamento incluem acionadores lineares, unidades lineares, cilindros hidráulicos, unidades giratórias, engrenagens sem-fim, engrenagens planetárias e fusos roscados.

Dispositivos de detecção

Para os rastreadores que usam a intensidade da luz no algoritmo de rastreamento, piranômetros são necessários para medir a intensidade da luz. O monitoramento da condição ambiente quanto à pressão, temperatura e umidade também pode ser necessário para otimizar a eficiência e saída de potência. Assim:

- **chaves-limite** são usadas para impedir o dano mecânico durante as atividades operacionais;
- uma **Resposta da elevação** é realizada por uma combinação das chaves-limite e contagens do codificador do motor ou um inclinômetro (um sensor que provê o ângulo de inclinação); e
- um **anemômetro** é usado para medir a velocidade do vento. Se a velocidade do vento exceder o limite fixo, os painéis são geralmente acionados até uma posição horizontal segura e permanecem na posição segura até a velocidade do vento cair abaixo do ponto ajustado.

4.5.2 Monitoramento da operação do equipamento de rastreamento

Os painéis fotovoltaicos de alta concentração (HCPV) exigem um alto grau de precisão para assegurar que a luz do sol seja dirigida precisamente no ponto focal do refletor ou lente.

Os elementos-chave para uma aplicação mais precisa do sol são, conforme dito, os algoritmos de controle do rastreador, que incluem tipicamente uma estratégia de controle, que é um híbrido entre o controle de *loop* aberto e *loop* fechado.

Sistemas em *loop* fechado rastreiam o sol se apoiando nos sensores de luz do sol convenientemente distribuídos. À medida que o sol se move, começa a sombrear um ou mais sensores, com os quais o sistema detecta e ativa os motores ou acionadores para mover o dispositivo de volta a uma posição onde todos os sensores são igualmente iluminados.

Por sua vez, os sistemas de *loop* aberto rastreiam o sol seguindo um algoritmo específico que, por meio da unidade de controle, move os motores ou acionadores do dispositivo.

O componente de *loop* aberto é necessário porque o sol pode ser obscurecido por nuvens, eliminando ou alterando os sinais de resposta. Já o componente de *loop* fechado é necessário para eliminar os erros que resultam da variabilidade na instalação, montagem, calibração e montagem do codificador.

A arquitetura do *software* para rastreadores solares é, geralmente, baseada em um controlador que ajuda a posicionar os painéis solares, espelhos ou refletores em direção ao sol a fim de capturar a energia solar.

O controlador pode ser equipado com o algoritmo de posicionamento descrito para solucionar matematicamente a posição ideal do rastreador para qualquer hora do dia. As saídas de cálculo são, como dito, dois ângulos – o ângulo de zênite e o ângulo de azimute. O ângulo de azimute é usado para determinar a rotação horizontal, e o ângulo de zênite é usado para determinar a inclinação vertical ou elevação. Dependendo do tipo de rastreador que esteja sendo usado (eixo único ou duplo), um ou ambos ângulos são, então, usados para posicionar o dispositivo de coleta solar.

O *loop* de posição pode ser fechado no controlador ou na unidade de disco se o eixo for assim equipado.

O uso de uma unidade de disco que aceita um codificador externo permite que o *loop* de posição seja gerenciado dentro da unidade de disco.

Visto que as aplicações solares concentradas exigem posicionamento mais preciso para prover a geração de potência máxima e constante, unidades de disco com capacidades de posicionamento são frequentemente usadas.

Se unidades de disco são utilizadas, existem algumas capacidades de controle que devem ser consideradas. Elas incluem ser capazes de parar as unidades de discos à noite ou em longos períodos de inatividade, para poupar energia. Durante os períodos de interrupção, a posição deve ser mantida ou o rastreador deve atravessar um ciclo de alojamento, antes de começar a operação do novo dia.

Um freio de motor poderia ser usado se um ciclo de alojamento não for permitido. No final de cada dia, o rastreador precisará retornar à posição de início ou nascer do sol.

Em aplicações de não concentração, os acionadores lineares oferecem um método alternativo para controlar um rastreador solar de eixo único ou a elevação em um rastreador solar de eixo duplo. Assim, o posicionamento do painel, dentro de alguns graus, é frequentemente aceitável, existindo menos intervalos ao longo do curso do dia.

No entanto, cada fabricante de HCPV desenvolve um algoritmo de rastreamento específico e sistemas de movimento apropriados para suas próprias aplicações.

O envio por correio eletrônico automático do controlador de rastreador para operadores ou para o pessoal da manutenção pode alertá-los sobre os problemas com o rastreador. Os custos de manutenção podem ser reduzidos, sendo capazes de ajustar remotamente o rastreador e monitorar sua operação e *status*.

Quando muitos rastreadores são instalados e gerenciados em um campo solar, um controlador central é, muitas vezes, necessário para coordenar os rastreadores e monitorá-los. Dessa forma, uma alternativa para a execução do posicionamento do algoritmo em cada controlador do rastreador seria utilizar esse controlador central para executar os cálculos matemáticos e comunicar as coordenadas da posição desejada para os respectivos rastreadores.

O controlador central pode também funcionar como um concentrador de dados para coletar condições operacionais importantes de cada rastreador. A orientação do módulo de monitoramento, *status* do motor, *status* do controlador e produção de energia são todos possíveis.

Os dados coletados dos controladores "x" podem ser exibidos em um sistema Scada. E os alarmes e as informações sobre o *status* de cada rastreador podem ser exibidos em um local central ou acessados remotamente.

5. REFERÊNCIAS

[1] FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEM (ISE). *Photovoltaics Report*, 2014. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/annual-reports>.

[2] CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S.; PEARSON, G. L. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power *Journal of Applied Physics*, 1954. Vol. 25, p 676.

[3] GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. *Solar cell efficiency tables (version 44).* Prog. Photovolt: Res. Appl.; 22:701–710, 2014.

[4] SHOCKLEY, W.; QUEISSER, H. J. Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells. *Journal of Applied Physics*, 1961. Vol. 32, pp. 510-519.

[5] EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). *9th Market Workshop*. 13 March, 2014, Brussels, Belgium.

[6] MA GREEN SOLAR CELLS. *Operating Principles, Technology and System Applications*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, Inc. 1982.

[7] FICCADENTI, M.; MURRI, R. Preprint of Chapter 1. Basics of Thin Film Solar Cells. Published in *Silicon Based Thin Film Solar Cells*, By Bentham ebooks. eISBN: 978-1-60805-518-0, 2013, ISBN: 978-1-60805-456-5, 2013.

[8] ARCHER, M. D.; HILL, R.Clean Electricity from Photovoltaics. Series on Photoconversion of Solar Energy, Vol.1. London: Imperial College Press, 2001.

[9] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) 60904-3:2008. *Photovoltaic devices--Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data*. Geneva: IEC, 2008.

[10] ABERLE, A. G.*Overview on SiN surface passivation of crystalline silicon solar cells*. Sol Energ Mat Sol C 2001. 65: 239-248.

[11] IEA-ETSAP and IRENA. *Solar Photovoltaics Technology Brief*, January 2013. Disponível em: <http://iea-etsap.org/ or http://www.irena.org/>.

[12] Panasonic HIT photovoltaic module datasheets. Disponível em: <http://panasonic.net/ecosolutions/solar/download/>.

[13] SunPower module datasheets. Disponível em: <https://www.sunpowercorp.co.uk/sunpower-downloads/>.

[14] GLUNZ, S. W.; PREU, R. D. Biro preprint of chapter 1.16. Crystalline Silicon Solar cells, state of the art and future developments. Published in *Comprehensive renewable Energy*. Vol. 1, Chapter 16. Elsevier editor, 2012.

[15] Energy Strategy Group, Politecnico di Milano, Solar Energy Report 2014. Disponível em: <http://www.energystrategy.it/report/solare.html>.

[16] European Commission, Joint Research Centre, Scientific and Policy Report. *PV Status Report*, 2013. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/pv-status-report-2013>.

[17] KURTZ, S. . *Technical report.* NREL/TP-520-43208. Sept. 2008

[18] Photovoltaics International, Volume 5, August 2009. Disponível em: <http://www.pv-tech.org/photovoltaics-international/list/P20>.

[19] KURTZ, S. *Reliability challenges for solar energy*. IEEE IRPS Montreal Canada, April 27th, 2009. NREL PR-520-44970.

[20] Joint Research Center, *Annual Report 2009*. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/annual-reports/jrc-annual-report-2009>.

[21] EU PV Platform. *Research by solarpeq*. Published on Solar Server, 7 de agosto de 2009.

[22] HUG, Rolf. *2008 Photovoltaic trends: Innovative thin film technology and large-scale power plants; Gigawatt perspectives in the USA*". Published on Solar Server, 20 de maio de 2008.

[23] LENARDIC, D. et al. *Large scale photovoltaic power plants*. Annual review 2008-extended edition, 2009. ISBN 978-961-245-739-6.

[24] Joint Research Centre, *PV Status report 2009*. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/annual-reports/jrc-annual-report-2009>.

[25] EN-61646. *Thin Film terrestrial photovoltaic (PV) modules Design Qualification and type approval*. First edition, janeiro de 1999.

[26] EN-61215. *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules Design qualification and type approval*. Second Edition. Agosto de 2006.

[27] SHOCKLEY, W. et al. *Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells*. J. Appl. Phys. 32, 510, 1961.

[28] WU, X. et al. *16.5% efficiency CdS/CdTe polycrystalline thin-film solar cell*. Proc. of 17th EPSEC, 995, 2001.

[29] ROMEO, A. et al. *Bifacial configurations for CdTe solar cells*. Sol. Energy Mater. Sol. Cells 91, 1388, 2007.

[30] CHOPRA, K. L. et al. *Transparent conductors–A status review*. Thin Solid Films 102, 1, 1983.

[31] ROMEO, N. et al. The role of CdS preparation method in the performance of CdTe/CdS Thin Film solar cell. Proc. 3rd WCPEC, 469, 2003.

[32] WU, X. et al. *Nanostructured CdS: O film: preparation, properties, and application*. Phys. Stat. Sol. C 1, 1.062, 2003.

[33] ROMEO, N. et al. *An innovative process suitable to produce high-efficiency CdTe/CdS thin film modules*. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, 2009.

[34] ROMEO, N. et al. *Recent progress on CdTe/CdS thin film solar cells*. Sol. Energy 77, 795, 2004.

[35] BOSIO, A. et al. *Polycrystalline CdTe thin film for photovoltaic applications*. Prog. Crystal Growth Charact. Mat. 52, 247, 2006.

[36] WU, X. *High-efficiency polycrystalline CdTe thin film solar cells*. Sol. Energy 77, 803, 2004.

[37] FENG, L. et al. *Studies of some technologies for large area CdTe film solar cells*. Proc. 23rd EPSEC, 2.544, 2008.

[38] BARTH, K. L. *Abound Solar's CdTe module manufacturing and product introduction*. Proc. 23rd EPSEC, 2008.

[39] ROEDERN, B. von et al. *Polycrystalline thin-film photovoltaics: from the laboratory to solar fields*. Proc. 4th IEEE WCPEC, 2006.

[40] DEMTSU, S.H. et al. *Stability study of CdS/CdTe solar cells made with Ag and Ni back-contacts*. Sol. Energy Mater. Sol. Cells 90, 2.934, 2006.

[41] SAMPATH, W.S. at al. *Manufacturing process optimisation to improve stability, yield and efficiency of CdS/CdTe PV devices*. NREL Report n. 45.214, 2009.

[42] CARLSSON, T. et al. *Identification of degradation mechanisms in field-tested CdTe modules*. Prog. Photov. 14, 213, 2006.

[43] MENDONZA-PÉREZ, R. et al. *CdTe solar cell degradation studies with the use of CdS as the window material*. Sol. Energy Mater. Sol. Cells 93, 79, 2009.

[44] BOSIO, A. et al. *Polycrystalline CdTe thin films for photovoltaic applications*. Progress in Crystal growth and characterization of materials 52, 2006. 247-279.

[45] BONNET, D.*Status of CdTe solar cells*. EU PVSEC-14, 2.688, 1997.

[46] CAMPESATO, R.; FICCADENTI, M.; FRAISOPI, F.; GABETTA, G. *L'alta concentrazione fotovoltaica. Quale futuro?*. AIET (Associazione Italiana di Elettrotecnica, Elettronica, Automazione, Informatica e Telecomunicazioni) editor, Sept. 2013.

[47] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). *Best Research cell efficiencies table*. Update in july, 2014.

[48] VIANA, T.; RUTHER, R.; MARTINS, F.R.; PEREIRA, E. B. Assessing the potential of concentrating solar photovoltaic generation in brazil with satellite-derived direct normal irradiation. *Solar Energy*, 2011. v. 85, p. 486-495.

[49] CPV CONSORTIUM. *CPV Industry Overview*, 2011. Disponível em: <http://cpvconsortium.org/pdfs/events/CPVC-Altaterra-Webcast.pdf>.

[50] FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEM (ISE). *Photovoltaics Report*, 2014. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/annual-reports>.

[51] EUROPEAN COMMISSION; JOINT RESEARCH CENTRE; SCIENTIFIC AND POLICY REPORT. *PV Status Report* 2013. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/pv-status-report-2013>.

[52] CAMPESATO, R. et al. *3J VS 4J Lattice Matched Solar Cells Performances Under Concentrated Sunlight*. 28th, EUPVSEC, 2013.

[53] GARNIER, F.; HAJLAOUI, R.; YASSAR, A.; SRIVASTAVA, P. *All-polymer field-effect transistor realized by printing techniques*. Science, 265, 1994. 1684.

[54] BURROUGHES, J. H.;BRADLEY, D. D. C.; BROWN, A. R.; MARKS, R. N.; MACKAY, K.; FRIEND, R. H.; BURNS, P. L.; & HOLMES, A. B. *Light-emitting diodes based on conjugated polymers*. Nature, 347, 1990. 539.

[55] LUTHER, J.;NAST, M.; FISCH, M. N.; CHRISTOFFERS, D.; PFISTERER, F.; MEISSNER, D.; NITSCH, J. *Solar Technology*. 2002, Wiley-VCH, 2008 Weinheim.

[56] Helmholtz-Zentrum Berlin, proceedings of *Hybrid-Photovoltaics 2013 Symposium*, 2013.

[57] BRABEC, C.; SCHERF, U.; DYAKONOV, V. *Organic Photovoltaics: Materials, Device Physics, and Manufacturing Technologies*. Eds.; Wiley-VCH: New York, NY, USA, 2008.

[58] GARNIER, F. *Hybrid organic-on-inorganic photovoltaic devices*. J. Opt. A: Pure Appl. Opt., 2002. 4, S247–S251.

[59] NELSON, J. J. *Polymer: fullerene bulk heterojunction solar cells*. Materials Today, Vol: 14, 2011. 462-470.

[60] CNOPS, K.; RAND, B. P.; CHEYNS, D.; VERREET, B.; EMPL, M. A.; HEREMANS, P. *8.4% efficient fullerene-free organic solar cells exploiting long-range exciton energy transfer*. Nature Communications 5, 2014. 3406.

[61] HELIATEK PRESS RELEASE. *Heliatek Reaches Efficiency Record With 40% Transparent Organic Solar Cells*. Disponível em: <http://www.heliatek.com/>. Acesso em: 2014.

[62] CAMPESATO, R. et al. *Fotoricettori realizzati con materiali organici*. ENEL, 2001.

[63] CASALBORE-MICELI, G.; CAMAIONI, N.; GERI, A.; BERLIN, A.; CAMPESATO, R. *Poly(Dihexadecyl-4h-Cyclopenta[2,1-B:3,4-B']Dithiphene) film formation by Ciclic Voltammetry. Dependence of the Optical Properties and Morphology on the Thickness*. Electrochimica Acta 44, 1999. pp. 4.781-4.786.

[64] CAMPESATO, R.; CATELLANI, M. Studio di fotoricettori con Poliditienotiofeni. XV CONVEGNO ITALIANO DI SCIENZA E TECNOLOGIA DELLE MACROMOLECOLE, Trieste, 2001.

[65] ANDRIESSEN, R.; KROON, J.; AERNOUTS, T.; JANSSEN, R. Towards low cost, efficient and stable organic photovoltaic modules. *Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conf*, 2012.

[66] GRÄTZEL, Michael. Status and progress in dye sensitized solar cells. *Proceedings of 27th European Photovoltaic Solar Energy Conf* , 2012.

[67] O'REGAN, B. and GRÄTZEL , M.*A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO_2 films*. Nature, 353, 1991, 737.

[68] YELLA, A.; LEE, H. W.; TSAO, H. N.; YI, C.; CHANDIRAN, A. K.; NAZEERUDDIN, K.; DIAU, E. W. G; YEH, C. Y.; ZAKEERUDDIN, S. M.; GRÄTZEL, M. *Porphyrin-Sensitized Solar Cells with Cobalt (II/III)–Based Redox Electrolyte Exceed 12 Percent Efficiency*. Science 334, 2011. 629-634.

[69] GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. *Solar cell efficiency tables (version 44*). Prog. Photovolt: Res. Appl.; 22:701–710, 2014.

[70] YANAGIDA, S.; WATANABE, M.; MATSUI, H.; OKADA, K.; USUI, H.; EZURE, T.; TANABE, N. *Dye-sensitized Solar Cells Using Nanocomposite Ion-gel*. Fujikura Technical Review, 34, 2005. 59-65.

[71] CHITTIBABU, K. G. (G24i Power Ltd). Commercialization of Dye Sensitized Solar Cells. *EuroNanoForum*, Dublin, 18-20, June, 2013.

[72] ELTAWIL, Mohamed A.; ZHAO, Zhengming. *Grid connected photovoltaics power systems: Technical and potential problems- A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14, 2010. 112-129.

[73] MERVIN, Johns; LE, Hahn-Phuc; SEEMAN, Michael; *Grid Connected Solar Electronics.* EE-290N-3 – Contemporary Energy Issues, University of California at Berkeley, Department of Electrical engineering and Computer Sciences, California. Disponível em: <http://www.eecs.berkeley.edu/~phucle/EE_290N/290N_report.pdf>.

[74] WORDEN, James and ZUERCHER-MARTINSON, Michael. *How inverters work – What goes inside the magic box.* SOLARPRO, april – may, 2009. Disponível em: <http://solarprofessional.com/articles/products-equipment/inverters/how-inverters-work>.

[75] "*Technical Application Papers n°10 – Photovoltaic plants*"- ABB Disponível em: <www.abb.com>.

[76] FACCHINI, Kleber V. *Aiming for grid parity on utility-scale solar applications*. Industry Application IA08303004E may 2013, Eaton.

[77] TURISTSYN, Konstantin; SULC, Petr; BACKHAUS, Scott; CHERTOV, Michael. *Options for control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators*. Proceedings of the IEEE, Vol.99, No.6, june 2011.

[78] IN, Ji-Hoom; KANG, San; SONG, Seung Ho; CHOI, Ju Yeop; JEONG, Seung-Ki; CHOY, Ick. *Reactive Power Control Strategy for Inverter based Distributed Generation System with a Programmable Limit of Voltage Variation*. Microgrid Symposiums, Kwangwoon University, 26-27 may 2011.

[79] ABELLA, Miguel Alonso; CHENLO, F. *Choosing the right inverter*. Renewable Energy World, march-april, 2004.

[80] MARTINSON, Michael Zuercher. *Smart PV inverter benefits for utilities*. Photovoltaics World, november/december 2011. Disponível em: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/print/pvw/volume-3/issue-6/solar-energy/smart-pv-inverter-benefits-for-utilities.html>.

[81] KATZ, David. *Micro Inverters and AC Modules - The Next Generation Solar Energy Solution Or An Idea From The Past*. AEE Solar, USA, 2009. Disponível em: <http://av.conferencearchives.com/pdfs/091001/33.1308.pdf>.

[82] SIEMENS MICROINVERTER SYSTEM. Printed in USA © 2012 Siemens Industry, Inc. Disponível em: <https://extranet.w3.siemens.com/us/internet-dms/btlv/residential/residential/docs_Home/SIE_BR_MicroinverterBrochure.pdf>.

[83] SMA MICROINVERTERS. Datasheet. SMA America LLC, 2014. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/18725/SB240MGATEEXP-DUS144025W.PDF>.

[84] ABB Microinverter. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/3b4b2359a4986e2685257df-f005e1834/MICRO-0.25-0.3-0.3HV-Rev0.1.pdf >.

[85] BERICA CAVI. Características de cabos para aplicações fotovoltaicas. *Aluminum Solar Cable 0,6/1 KV*. Disponível em: <http://www.bericacavi.com/site/index.php?option=com_content&view=article&id=152&Itemid=&lang=en>.

[86] WEIDMULLER. *Folhas de dados e especificações de produtos*. Disponível em: <http://www.weidmuller.com/150060/Industry/Energy/Renewable-Energy/Photovoltaics/Documents-and-downloads/cw_index_v2.aspx >.

[87] Eurostrutture Srl. subestações pré-fabricadas. *Galeria de Produtos*. Disponível em: <http://www.cabinelettriche.it/eng/gallery-prefabricated-substation.asp>.

[88] Semprius. *Technologia CPV*. Disponível em: <www.semprius.com>.

[89] "Technical Application Papers n°10 – Photovoltaic plants"- ABB Disponível em: <www.abb.com>.

[90] ANDREAS, Reda A. Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications. Technical Report NREL/TP 560-34302, Revised, january 2008.

[91] BLANCO-MURIEL, M.; ALARCON-PADILLA, D. C.; LOPEZ-MORATALHA, T.; LARA-COIRA, M. Computing Solar Vector. *Solar Energy*, Vol. 70, No. 5, pp. 431–441, 2001.

[92] MOUSAZADEH, H.; KEYHANI, A.; JAVADI, A.; MOBLI, H.; ABRINIA, K.; SHARIFI, A. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews 13*, 2009. 1800–1818.

[93] SCHNEIDER, D. Control Algorithms for Large-scale Single-axis Photovoltaic Trackers. *Acta Polytechnica*, Vol. 52, No. 5, 2012.

[94] Solar Tracking Application, A Rockwell Automation White Paper. OEM-WP009A-EN-P –2011. Disponível em: <http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/wp/oem-wp009_-en-p.pdf>.

[95] Renevable Global Energy. MBE Services Inc. Informação do produto disponível em: <http://rge360.com/single_axis>.

[96] Sedona Solar Technology. Rail tracking systems. Informação do produto disponível em: <http://sedonasolartechnology.com/types-of-mounting-systems/>.

CAPÍTULO 5

Marcos Regulatórios e Políticas de Incentivo à Energia Solar

Rafael Amaral Shayani – Universidade de Brasília (UnB)
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira – Universidade de Brasília (UnB)
Helena Magalhães Mian – Universidade de Brasília (UnB)
Alina Gilmanova Cavalcante – Universidade de Brasília (UnB)
Mauricio George Miguel Jardini – Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE)

Foto: https://energo.eng.br/projetos/ultimos-projetos/



OBJETIVO

Apresentar e analisar os marcos regulatórios e as políticas de incentivos relativos à implantação de fontes de energia solar, tanto em âmbito nacional como internacional.

1. INTRODUÇÃO

As tecnologias para conversão da energia solar em energia elétrica estão em constante aprimoramento, mas já existem tecnologias consolidadas e com produção mundial em larga escala, como a tecnologia tradicional de módulos fotovoltaicos de silício cristalino. Nesse sentido, mesmo apresentando altos níveis de irradiação solar, o Brasil possui condições climáticas bem diferentes em relação aos países europeus, China, Estados Unidos (EUA), Canadá e outros, onde o aproveitamento da energia solar fotovoltaica já está consolidado e suas capacidades instaladas continuam crescendo anualmente.

Portanto, a utilização da energia solar fotovoltaica para a geração da energia elétrica tem sido cada vez mais considerada, em vários países do mundo, como uma das alternativas para a redução dos impactos ambientais e diversificação/complementação de suas matrizes energéticas. Em países como Japão, EUA, Alemanha e outros países europeus, vêm sendo desenvolvidos mecanismos regulatórios específicos para estimular o uso de energia solar fotovoltaica, seja por meio de programas governamentais, seja por meio de incentivos financeiros e fiscais. No caso do Brasil, apesar do grande potencial solar existente, acredita-se que muito ainda precisa ser feito, e, nesse sentido, este capítulo contribui apresentando os marcos regulatórios brasileiros e a evolução dos incentivos regulatórios quanto ao uso da energia solar fotovoltaica no país ao longo dos anos, comparando, quando pertinente, com as experiências internacionais no assunto.

2. MARCOS REGULATÓRIOS NO BRASIL

2.1 Breve Descrição do Marco Regulatório Atual

O setor elétrico nacional é regido pelo marco regulatório que foi implementado pela Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, e regulamentado pelo Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. O novo modelo do setor, que procurou atrair tanto o capital privado como o público, também contribuiu para criar um ambiente institucional favorável à implantação de novos projetos com a estruturação financeira baseada no método denominado de *project finance*[1].

Os objetivos principais que nortearam a implementação desse marco regulatório foram: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária, por

1 O *project finance* é uma ferramenta de engenharia financeira baseada no fluxo de caixa de um projeto, que serve como garantia à referida colaboração dos ativos desse projeto a serem adquiridos e os valores recebíveis ao longo do projeto. Os contratos de *project finance* são baseados na análise e quantificação dos riscos envolvidos, cujo objetivo básico é o de prever qualquer variação no fluxo de caixa do projeto, minimizando os riscos por meio de obrigações contratuais. Trata-se de uma modalidade de apoio comum a projetos de grande porte, normalmente, para o setor de infraestrutura, tais como usinas, estradas e projetos de saneamento básico.

meio da contratação eficiente; e promover a inserção social por intermédio da universalização do acesso à energia elétrica.

A segurança do suprimento é garantida por uma série de medidas, as quais, direta ou indiretamente, atuam para reduzir o risco de desabastecimento energético. Dentre as medidas diretas, destacam-se:

- realização da expansão do sistema por meio de leilões, nos quais os licitantes vencedores celebram contratos bilaterais de longo prazo com as distribuidoras;
- exigência de que as distribuidoras contratem 100% da sua demanda, quando anteriormente admitia-se uma parcela de 5% de demanda descontratada;
- todo contrato, entendido como instrumento financeiro, deve estar lastreado em capacidade firme de geração; e
- monitoramento permanente do setor de forma que se tomem medidas preventivas contra eventuais desequilíbrios entre a oferta e a demanda de energia elétrica. Para tal, foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

Com o novo marco regulatório, o Estado volta a assumir papel relevante no planejamento de longo prazo do setor, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Considerando que a base nacional é predominantemente hídrica e que as hidrelétricas levam de quatro a cinco anos para serem implementadas (sem contar o período de estudo de inventário, licenciamento ambiental e elaboração do projeto básico), a expansão do setor elétrico brasileiro precisa ser planejada com bastante antecedência. Juntamente com esse movimento, é realizado um permanente monitoramento do setor, com o objetivo de aumentar a segurança do suprimento energético.

Além disso, o custo marginal de expansão (CME)[2] aumenta progressivamente, pois obedece à ordem crescente de implantação de projetos mais produtivos e próximos dos grandes centros consumidores. À medida que se expande o sistema, projetos mais caros e distantes dos centros consumidores passam a ser elegíveis para a sua implantação. Ao contrário, países com maior participação de usinas termelétricas e/ou com todo potencial hídrico praticamente explorado possuem o seu custo marginal de expansão constante, dadas as tecnologias atuais de implantação de usinas térmicas (exemplos: nucleares, movidas a carvão, gás natural, etc). Esse fato implica maior risco para novos projetos, uma vez que concorrem com usinas já amortizadas e que, portanto, são mais competitivas.

No novo marco regulatório, a expansão do parque gerador é feita por intermédio de leilões realizados pela Aneel e CCEE, nos quais os vencedores são eleitos pelo critério de menor tarifa ofertada. Assim, para reduzir o risco de mercado dos novos geradores, incentivar o investimento em geração e estimular a contratação eficiente da energia pelas distribuidora, foi criado o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que passou a ser o mercado para atendimento do grupo de distribuidores, funcionando com base em leilões de menor tarifa para energia nova ou existente. O ACR coexiste com o ambiente de contratação livre (ACL), destinado ao atendimento dos consumidores livres e autoprodutores.

2 O Custo Marginal de Expansão (CME) representa o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando ajustes no programa de obras, ou seja, representa a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica.

O ACL se baseia na contratação bilateral entre um gerador e um consumidor livre, que deverá ter um consumo com demanda maior que 3 MW, ou acima de 500 kW, desde que contrate energia de fontes incentivadas. Nesse sentido, as distribuidoras e o sistema de transmissão da rede básica são remunerados pelos serviços de transmissão. Já os contratos costumam ser de médio prazo (cerca de cinco anos) e, portanto, seus preços, no momento da renovação contratual, estão sujeitos às condições do mercado de energia elétrica, que podem variar.

Os leilões de energia nova tanto podem ser para entrega de energia em cinco anos (A-5) ou para entrega em três anos (A-3). No primeiro, as hidrelétricas são supostamente mais competitivas, enquanto no segundo, dado o menor prazo para implantação, as termelétricas e as usinas eólicas tendem a prevalecer. O leilão A-3 é considerado uma oportunidade de ajuste entre oferta e demanda, com horizonte de três anos, permitindo que a demanda estimada seja melhor ajustada pelas distribuidoras. Nesse modelo, os vencedores dos leilões assinam contratos bilaterais com as distribuidoras do grupo por um período de fornecimento de 15 a 30 anos.

Existem ainda os leilões para contratação de energia de reserva (ER), que é aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A ER tem sido contratada de modo a anular possível desequilíbrio entre a Garantia Física (GF) do sistema e a real capacidade física de suprimento do sistema. Conforme estabelecido no Art. 6º do Decreto n.º 6.353/2008, para a realização dos leilões de energia de reserva, o Ministério de Minas e Energia (MME) define o montante total de energia de reserva a ser contratada, com base em estudos da EPE.

Os leilões de energia existentes são realizados anualmente com o objetivo de contratar energia para a entrega a partir do ano seguinte, à medida que os contratos em vigor forem vencendo. Por sua vez, os geradores que triunfam nesses leilões assinam contratos bilaterais com cada um dos distribuidores, com prazos entre cinco e quinze anos, nos quais se incluem descontratações previstas para os próximos anos.

Os leilões de ajuste destinam-se à contratação de energia existente para o atendimento de distribuidores ainda descontratados após os leilões de energia nova. Neles, cada distribuidor pode contratar até 1% de sua carga, firmando contratos bilaterais com prazos máximos de dois anos.

Na busca pela modicidade tarifária, relativamente aos projetos hídricos, os consumidores livres e autoprodutores declarados vencedores devem ressarcir o ACR pela diferença entre o valor ofertado e a maior tarifa negociada no leilão. Essa determinação é baseada no conceito de que os aproveitamentos naturais dos rios são um bem da sociedade brasileira e que a ela devem ser direcionados os benefícios da sua exploração. Por outro lado, o novo marco regulatório acabou excluindo os autoprodutores (normalmente as empresas dos setores eletrointensivos) dos leilões e, consequentemente, prescindindo desse capital para os investimentos na expansão do setor.

Conforme já mencionado, um dos objetivos principais do novo marco regulatório é a modicidade tarifária. Dentre as suas concepções principais, destaca-se a busca por desvincular do preço da energia elétrica o custo marginal de expansão. Assim, os leilões de energia hídrica foram separados em energia nova e velha, ou seja, energia de projetos já em operação e de projetos a serem implantados, agregando nova capacidade produtiva.

Nesse sentido, as usinas antigas, já inteiramente amortizadas, não concorrem com projetos novos, que têm de remunerar todo o custo de implantação e financiamento. Portanto, as usinas antigas e descontratadas não conseguem vender a sua energia por valor próximo ou igual ao preço que viabiliza novos empreendimentos, contribuindo, assim, para a modicidade tarifária.

Cabe destacar que esse mecanismo também atua na segurança do suprimento, pois impede que novos projetos, que precisam de tarifas mais elevadas para remunerar o investimento, concorram diretamente com aquelas usinas com o capital já amortizado.

Além disso, o tipo de contratação de energia também foi dividido em contratos de quantidade e de disponibilidade. Nos contratos de quantidade, inerentes às UHEs, o risco hidrológico é assumido pelo empreendedor, enquanto nos contratos de disponibilidade, que são próprios das usinas térmicas, esse risco é assumido pelos consumidores finais, ou seja, é um contrato de aluguel da usina. Apesar disso, as usinas hidrelétricas contam com meios mitigadores do risco hidrológico, dentre os quais se destaca o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Outra novidade introduzida no sistema de leilões foi a exigência de licença ambiental prévia para todos os projetos a serem selecionados para participar dos leilões. O objetivo dessa decisão foi tentar reduzir o risco de obtenção da autorização ambiental, o que implica risco de atraso na implantação do projeto. Apesar do avanço obtido, os resultados podem não ser eficazes, uma vez que o problema em questão não se concentra na obtenção da licença prévia, mas, sim, na de instalação. Nesse sentido, o risco continua sendo dos investidores, já que eles assumem o compromisso de entrega de energia em uma data determinada.

Dentre as várias mudanças implementadas pelo novo marco regulatório, destaca-se também a obrigatoriedade definitiva de desverticalização das empresas do setor, além da proibição de *self-dealing*[3]. Dessa forma, as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia tiveram de ser formalmente separadas, devendo os grupos realizarem as respectivas cisões de seus ativos.

A seguir, apresentam-se as principais leis que regem o atual modelo:

- Lei n.º 8.987/1995 – Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no Art. 175 da Constituição Federal;
- Lei n.º 9.074/1995 – Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências;
- Lei n.º 9.427/1996 – Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica;
- Lei n.º 9.478/1997 – Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo;
- Lei n.º 10.438/2002 – Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial e a recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica;
- Lei n.º 10.847/2004 – Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e
- Lei n.º 10.848/2004 – Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

3 *Self-dealing*, ou auto-contratação, se refere a transações com partes relacionadas, ou seja, entre a companhia e seus controladores ou administradores.

2.2 Marcos regulatórios Relacionados à Energia Solar Fotovoltaica

A legislação básica do Setor Elétrico Brasileiro [1] faz menção às fontes de energia solar há várias décadas, mas trata, especificamente, do assunto na Lei n.º 11.943, de 28 de maio de 2009, na qual se tem:

> §5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 (cinquenta mil) kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.

2.2.1 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa)

A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)[4], definiu a Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)[5], também forneceu à Eletrobras a liberdade para promover sistemas solares fotovoltaicos, conforme citado em seu artigo 23:

> Art. 23. O art. 4º da Lei n.º 5.655, de 20 de maio de 1971, com a redação dada pelo art. 13 da Lei n.º 9.496, de 11 de setembro de 1997, passa a vigorar com a seguinte redação:
> §4º A Eletrobras, condicionada à autorização de seu conselho de administração e observado o disposto no art. 13 da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, destinará os recursos da RGR aos fins estipulados neste artigo, inclusive à concessão de financiamento, mediante projetos específicos de investimento:
> II - para instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, assim como termelétrica associada a pequenas centrais hidrelétricas e conclusão de obras já iniciadas de geração termonuclear, limitado, neste último caso, a 10% (dez por cento) dos recursos disponíveis;
> §8º Para os fins deste artigo, a Eletrobras instituirá programa de fomento específico para

4 Programa nacional instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

5 Trata-se de encargo setorial que possui diversos objetivos, como: promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; conceder descontos tarifários a diversos usuários (baixa renda, rural, irrigante, etc.); custear a geração de energia nos sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)); pagar indenizações de concessões; garantir a modicidade tarifária; promover a competitividade do carvão mineral nacional; entre outros.

> a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, empregando recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) e contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias.[6]

O programa Proinfa implantou, até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos, constituído por 41 parques eólicos, 59 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 19 térmicas a biomassa. As usinas de fonte solar não foram comtempladas [2].

Pode-se afirmar que este programa contribuiu para a diversificação da matriz energética nacional, além de ter fomentado a geração de cerca de 150 mil empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grande avanço industrial e internalização de tecnologia de ponta, principalmente para a geração eólica.

O Proinfa se baseava em dois tipos de incentivos: o *Feed-in Tariff* (FiT – tarifa-prêmio) e linhas de financiamento por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A tarifa-prêmio foi estabelecida como estímulo à tarifa de compra para projetos com contratos de 20 anos, correspondendo ao valor econômico de cada fonte e corrigido anualmente pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M). Além disso, o BNDES criou um programa de apoio de até 70% do investimento. Além do BNDES, outros bancos também criaram linhas de financiamentos semelhantes. Ainda com o mesmo objetivo, o governo possibilitou linhas de crédito mais competitivas por meio de recursos advindos de fundos constitucionais, como, por exemplo, o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE), que ofereceu financiamento de até 80% do empreendimento com amortização em até 20 anos e juros de 10 a 14% ao ano [3].

2.2.2 Estímulo à geração distribuída

No contexto do atual modelo do setor elétrico e especificamente voltado para fontes renováveis de energia, em 2012, a Aneel publicou dois importantes regulamentos que incentivam e eliminam algumas barreiras à energia solar: a Resolução Normativa n.º 481/2012 e a Resolução Normativa n.º 482/2012, posteriormente revisada pela Resolução Normativa n.º 687/2015.

A Resolução Normativa n.º 481/2012 altera a Resolução Normativa n.º 77/2004, aumentando o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (Tusd) e na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust) para usinas de até 30 MW que utilizarem fonte solar, conforme a seguir:

- para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, o desconto de 80% será aplicável nos 10 primeiros anos de operação da usina;
- o desconto será reduzido para 50% após o décimo ano de operação da usina; e
- para os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017, mantém-se o desconto de 50% nas tarifas.

Os descontos são aplicáveis àqueles agentes que comercializam energia, que não é o caso de microgeradores participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

6 Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002.

A Resolução Normativa Aneel n.º 482, de 17 de abril de 2012, alterada pela Resolução Normativa n.º 687 de 24 de novembro 2015, regulamenta o Sistema de Compensação de Energia no Brasil e estabelece os conceitos de *microgeração distribuída como central geradora de energia elétrica*, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; e *minigeração distribuída como central geradora de energia elétrica*, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW, para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica. Na Tabela 1, apresenta-se uma classificação das plantas solares quanto ao porte.

Tabela 1. Tipos de geração fotovoltaica no Brasil

Tipo de Geração Fotovoltaica	Capacidade Instalada
Micro	Até 75 kW, usualmente em baixa tensão
Mini	De 75 kW a 5 MW, usualmente em média tensão
Pequena	De 5 MW a 30 MW
Grande	Maior que 30 MW

Fonte: Resolução Normativa n.° 687/2015.

O sistema de compensação de energia instituído pela Resolução Normativa n.° 482/2012 e alterada posterioramente pela RN n.° 687/2015, mais conhecido mundialmente como *net-metering*, funciona de forma que a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é "cedida", por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa no mesmo posto tarifário. Dessa forma, o consumidor terá até 60 meses após a geração de sua energia para usar tais créditos. Expirado o prazo, ele perderá o direito sobre eles, os quais serão revertidos em prol da modicidade das tarifas de energia elétrica. Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outra unidade (desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular).

No Artigo 3º da Resolução Normativa n.º 482/2012, estabeleceu-se que cada uma das distribuidoras de energia elétrica no Brasil deveria elaborar uma norma para operacionalizar a instalação da geração distribuída em suas áreas de concessão. Sendo assim, as distribuidoras tiveram um prazo de 240 dias para efetuar as alterações e publicar as referidas normas técnicas, padronizando os requisitos para a conexão de consumidores atendidos em baixa tensão (< 1kV) que fizessem a adesão ao sistema de compensação de energia. Essas normas deram subsídio para uma alteração no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – Prodist, que trata do acesso ao sistema de distribuição.

Portanto, é importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (maioria dos consumidores residenciais), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso. O valor em reais referente ao custo de disponibilidade é o valor em moeda corrente equivalente a: 30 kWh, para monofásico; 50 kWh, para bifásico; e 100 kWh, para trifásico. Dependen-

do da forma de incidência dos impostos em cada Estado, o consumidor terá ainda que pagar os impostos incidentes sobre o total da energia absorvida da rede e, não, no consumo líquido.

Além disso, com a Resolução Normativa n.º 687/2015, importantes alterações foram realizadas:

- Criação da modalidade de autoconsumo remoto, caracterizado por unidades consumidoras de uma mesma pessoa jurídica (incluídas matriz e filial) ou física que possua unidade com micro ou minigeração em local diferente das unidades consumidoras.
- Possibilidade de geração compartilhada caracterizada pela reunião de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa.
- Condomínios receberam também a possibilidade de instalar sistema de micro ou minigeração e compartilhar os créditos entre os condôminos.
- O prazo máximo para elaboração do parecer passou a ser de 15 dias para microgeração e de 30 dias para minigeração.
- Redução de tempo de tramitação de pedidos de 82 dias para 34 dias, assim como outras alterações para reduzir burocracia.

Em relação aos tributos pagos pelo consumidores, houve uma grande discussão em relação ao pagamento de tributo estadual – ICMS – sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída, como a solar fotovoltaica. Após publicação da Resolução Normativa n.º 482 em vários estados da federação, o ICMS acabou sendo cobrado duas vezes, isto é, o consumidor é tributado pela energia excedente injetada na rede e pela energia consumida diretamente da rede elétrica.

Após rever a questão, os convênios ICMS 16, 44 e 52, 130 e 157, de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), firmados por AC, TO, MA, CE, RN, PE, AL, BA, MG, RJ, SP, RS, MS, MT, GO e DF, isentaram o ICMS sobre a energia que o consumidor gerar. O tributo se aplica apenas sobre o excedente que o consumidor utilizar da rede e a instalações inferiores a 1 MW. O mesmo vale para o PIS e Cofins no âmbito federal, desde a promulgação da Lei n.º 13.169, de 6 de outubro de 2015.

3. MECANISMOS DE INCENTIVOS À ENERGIA SOLAR

3.1 A importância dos incentivos

Incentivar determinada fonte de geração de energia, mais cara, em detrimento de outras fontes de energia mais baratas, é sempre um tema polêmico. Há pessoas que entendem que as fontes mais baratas devem ser exploradas ao máximo, para somente então utilizar fontes mais caras. Por outro lado, muitos concordam que incentivos devem ser feitos se a nova fonte tiver vantagens ambientais e sociais sobre as fontes aparentemente mais baratas.

Além disso, há a preocupação sobre o tempo de duração que o incentivo deve ser mantido. Determinadas tecnologias ficam "acomodadas" com o incentivo e passam a depender deles de forma permanente para se manterem no mercado. A expectativa é que o incentivo seja aplicado somente de forma transitória, até que o mercado se estabeleça e a tecnologia possa concorrer competitivamente com as demais.

Porém, mesmo com a livre concorrência, como ocorre em um leilão de energia, por exemplo, o preço real de cada tecnologia de geração de eletricidade não é transparente – subsídios já existentes e externalidades não consideradas nos custos, especialmente na área ambiental, dificultam a entrada de novas tecnologias, como é o caso da energia solar fotovoltaica.

Sendo assim, o Brasil tem o grande desafio de aumentar seu parque gerador elétrico em 2, 3 ou até 4 vezes, nas próximas décadas, para poder ter infraestrutura suficiente para suportar o crescimento econômico esperado para um país em desenvolvimento. Dessa forma, há a necessidade de diversificação da matriz energética para verificar como melhor atender às necessidades, tanto de demanda quanto de energia.

Nesse sentido, compromissos ambientais globais estimulam que o mundo caminhe na direção do uso em larga escala de fontes renováveis de energia. O caminho adotado pelos países já industrializados, com predominância de fonte térmica a carvão, não é mais uma opção. Considerando todos esses aspectos, a energia solar fotovoltaica apresenta-se como uma fonte importante para a matriz energética brasileira. No entanto, a questão é saber quando ela efetivamente será incorporada à matriz: daqui a várias décadas, com crescimento tímido e visto sempre como solução alternativa (sem incentivos) ou de forma mais imediata, como solução para os problemas atuais de crescimento sustentável (com incentivos).

Nesse sentido, acredita-se que uma forma de incentivar a energia solar é simplesmente não a desestimulando. Se nenhuma política de incentivo for adotada, em algum momento, considerando o aumento da tarifa de energia elétrica no Brasil e a redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos (FV) no mundo, será mais barato instalar energia solar do que pagar a fatura da distribuidora. Entretanto, até que esse cenário torne-se real, será mantido o modelo tradicional de crescimento do parque gerador elétrico com ênfase em grandes hidrelétricas e complementação térmica, quando necessário. No entanto, esse modelo, que garantiu o crescimento elétrico do país no Século XX, não é mais adequado às novas demandas do Século XXI, sejam ambientais (impactos de grandes hidrelétricas e emissões de gases de efeito estufa) ou econômicas (elevado custo da energia termelétrica). Como ilustração, o custo que o país teve com o despacho das usinas termelétricas devido à escassez de chuvas poderia gerar 8 vezes mais energia se fosse investido em energia solar fotovoltaica [4].

A partir do exposto, são apresentadas a seguir as principais formas de incentivar a energia solar fotovoltaica adotadas no mundo. Para isso, os países que tiveram a maior quantidade de potência fotovoltaica instalada são analisados, para que possam ser observadas tanto as experiências positivas quanto as negativas, seja na formação de mercado ou na duração do incentivo. Por fim, os incentivos vigentes no Brasil são apresentados e comparados com as melhores práticas internacionais.

3.2 Tipos de Incentivos

Vários autores concordam que não existe um regime de incentivos perfeito para o desenvolvimento de energias renováveis que possa ser adotado em todos os países. No entanto, é possível classificar as diferentes políticas existentes no mundo e tirar as conclusões das melhores práticas [5] [6]. Assim, políticas de implantação incluem:

- incentivos fiscais;
- mecanismos de financiamento público; e
- normas regulatórias.

A Tabela 2 apresenta, resumidamente, as principais políticas de incentivos para as Fontes de Energia Renovável (FER).

Tabela 2. Definições das políticas de incentivos existentes para FER [3]

Incentivos Fiscais	
Subsídio	Auxílio monetário, concedido pelo governo e que não precisa ser devolvido, para fins específicos e para um destinatário elegível. Normalmente é condicionado a certas qualificações quanto à utilização, manutenção dos padrões especificados, ou pode ser uma contribuição proporcional pelo beneficiário. O subsídio ajuda a reduzir os custos de investimento dos sistemas associados com o projeto, compra ou construção dos equipamentos das FER. Em alguns casos, as subvenções são usadas para criar instrumentos de financiamento em condições preferenciais, por exemplo, permitindo que bancos ofereçam empréstimos a juros baixos.
Dedução	Pagamento direto, em uma parcela, pelo governo, a fim de cobrir uma porcentagem ou quantidade específica do custo de investimento de instalação de um sistema ou na aquisição de certificados de energia renovável.
Crédito fiscal (produção ou investimento)	Oferece ao investidor ou proprietário um crédito no imposto de renda anual baseado no valor investido na instalação ou a quantidade de energia gerada por ano. Permite que os investimentos em FER sejam plenamente ou parcialmente deduzidos das obrigações fiscais ou de renda.
Redução dos impostos/isenção	Redução dos impostos, incluindo, mas não se limitando, às vendas, à energia ou ao crédito de carbono, aplicável à compra (ou produção) de tecnologias de FER.
Mecanismos de Financiamento Público	
Investimento	Financiamento concedido em troca de uma participação acionária no capital de uma empresa ou projeto. Normalmente, um fundo gerido pelo governo investe diretamente nos projetos ou empresas.
Garantia	Mecanismo da partilha dos riscos com o objetivo de mobilizar o crédito dos bancos comerciais para empresas e projetos de FER que tenham riscos elevados. Normalmente, a garantia é parcial, ou seja, abrange somente uma parte do capital do empréstimo, em torno de 50 a 80%.
Empréstimo	Financiamento fornecido para uma empresa ou projeto de FER em troca de uma obrigação de pagar a dívida (ou seja, o reembolso). Fornecido pelo governo, banco de desenvolvimento ou autoridade de investimento, normalmente em termos concessionais (por exemplo, taxas de juros menores ou com os requisitos de segurança mais baixos).
Contratos públicos ou licitação	Entidades públicas preferencialmente compram os serviços de FER e/ou equipamentos de FER.

Normas Regulatórias	
Baseado em quantidade	
Certificados verdes (RPS)/ Cotas de energia	O Governo estabelece uma quantidade mínima ou a porcentagem de eletricidade a ser produzida por FER e obriga as entidades designadas (geradores, fornecedores, consumidores) a cumprirem as metas mínimas de FER. Quando do cumprimento da meta, a entidade recebe o certificado verde, ou multa para quem não cumprir as metas.
Leilão/Licitação	As autoridades públicas organizam leilões para determinada quantidade de energia gerada por FER e remuneram os vencedores com os preços acima dos valores usuais de mercado.
Baseado em preço	
Tarifas-prêmio *Feed-in tariff* (FiT): Pagamento fixo	Tarifa fixa que garante aos produtores de FER acesso prioritário para redes elétricas e estabelece um preço fixo variando de acordo com a tecnologia. As tarifas fixas definem e garantem o preço mínimo da energia elétrica gerada independentemente do mercado de eletricidade.
Tarifas-prêmio *Feed-in tariff* (FiT): Pagamento prêmio	As tarifas-prêmio pagam um valor adicional além do preço de mercado de energia. As tarifas-prêmio representam uma modificação das tarifas de preço fixo em relação à incorporação de fatores de mercado.
Baseado em qualidade	
Aquisição da energia verde	Regulamenta o fornecimento voluntário de energia a partir de FER por parte dos consumidores, além das obrigações existentes.
Etiqueta verde	Etiquetagem patrocinada pelo governo (há também algumas etiquetas do setor privado), que garante que os produtos da energia cumpram certos critérios de sustentabilidade para facilitar a compra de energia verde voluntária.
Baseado em acesso	
Compensação de energia (*net metering*)	Permite que a energia gerada localmente a partir de FER seja utilizada, de forma a abater o valor da conta de energia paga pelo dono da instalação, no local da geração, ou, até mesmo, em outra localidade. Quando o consumidor devolve a energia elétrica que não utiliza, fica com um "saldo positivo", que pode ser deduzido das próximas faturas.
Garantia de acesso à rede	Oferece livre acesso às redes de energia estabelecidas paras produtores de FER.
Integração Prioritária	A conexão de FER seria integrada nos sistemas de energia prioritariamente à de outras fontes.

Ressalta-se que um conjunto de políticas de regulação, incentivos fiscais e mecanismos de financiamento público são utilizados por diversos países para estimular as FER. Políticas de apoio como tarifa *feed-in* e cotas de energia são os mecanismos mais utilizados. No entanto, licitação pública ou leilões ganharam ainda mais destaque, com o número de países se voltando para leilões públicos subindo de 9, em 2009, para 55, no início de 2014 [7]. Além disso, compensação de energia elétrica, desconto em impostos e incentivos financeiros também são muito utilizados. A seguir, apresentam-se esses mecanismos mais detalhadamente.

3.2.1 Tarifa-prêmio (*Feed-in Tariff* – FiT)

As tarifas *feed-in* podem ser fixas ou a prêmio. As tarifas fixas definem e garantem o preço mínimo da energia elétrica gerada independentemente do mercado de eletricidade. Já as tarifas-prêmio, que são a modificação das tarifas de preço fixo em relação à incorporação de fatores de mercado, pagam um valor adicional além do preço de mercado.

Em geral, a tarifa-prêmio é o mecanismo de suporte à geração fotovoltaica mais amplamente adotado no mundo. Nesse sistema, são oferecidos preços garantidos por certo período de tempo para a energia produzida. Assim, os riscos referentes à instalação dessa tecnologia são praticamente anulados, o que incentiva o investimento. Nesse mecanismo, podem existir valores diferenciados de acordo com o tipo da tecnologia, o tamanho da instalação, o local e outras características desejáveis a cada sistema elétrico.

O custo da tarifa-prêmio pode ser pago pelos contribuintes, por meio de impostos, que é o caso mais comum na Europa, ou por meio de um aumento na conta da tarifa de eletricidade. A maioria dos países não estabeleceu um teto nos gastos com a tarifa-prêmio, o que desencadeou um rápido desenvolvimento desse tipo de geração na Alemanha, Itália, Espanha e vários outros países [8]. Assim, a explosão de mercado, ocorrida em alguns países, se deu devido à discrepância entre o custo das instalações de geração FV e os valores das tarifas-prêmio. Os valores de venda da energia não se adaptaram tão rapidamente ao declínio dos custos de novas instalações, propiciando um ambiente de investimentos de alta rentabilidade e provocando um crescimento desenfreado. Essas explosões de mercado foram observadas na Espanha, em 2008, e na Itália, em 2011, por exemplo [9].

Alguns países, então, adotaram tarifas-prêmio que variam com o tempo, mas sempre de forma programada, para que haja incentivo à eficiência, para que as tecnologias possam ser cada vez mais competitivas e para controlar a rentabilidade de novas instalações, propiciando um melhor controle do mercado e evitando explosões repentinas.

Esse sistema de remuneração pode medir o total de energia solar fotovoltaica produzida (kWh), incluindo o consumo (FiT bruto), ou o kWh líquido. O FiT bruto implica que toda a energia produzida pelo sistema fotovoltaico seja remunerada e que a energia consumida pelo sistema (por exemplo, a energia usada por uma casa com um sistema fotovoltaico) seja comprada da rede elétrica ao preço da tarifa de eletricidade. Já na medição líquida, é garantida remuneração somente para a energia injetada na rede elétrica, isto é, a energia produzida pelo sistema fotovoltaico menos a energia consumida pela unidade consumidora [10].

3.2.2 Cotas de energia

No sistema de cotas de energia, o governo requer que geradores, transmissores, distribuidores e/ou consumidores mantenham certa cota de energia advinda dessas fontes incentivadas no seu portfólio. O preço é regulado pelos próprios agentes envolvidos. O sistema de cotas pode ser empregado para estimular a geração de energia em sistemas conectados à rede elétrica da distribuidora de energia (*grid-connected*) ou isolados (*off-grid*). Há duas formas mais usuais de esse mecanismo funcionar: o *Renewable Portfolio Standards* (RPS) e o sistema de licitações.

No RPS, o Governo estabelece cotas de energia renovável e a remuneração do produtor ocorre na forma de créditos pela energia renovável produzida, os quais podem ser comercializados ou vendidos no mercado (conhecidos como *green certificates*). Alguns países que utilizam esse sistema são Estados Unidos, Bélgica, Polônia, Reino Unido e Romênia. No sistema de licitações, o Governo estabelece, por meio de editais, a cota e também o preço máximo da energia renovável a ser gerada.

Um sistema similar já acontece no Brasil com o sistema de cotas da energia da hidrelétrica de Itaipu, no qual empresas distribuidoras localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, por imposição legal, pagam uma cota-parte dos custos referentes à energia elétrica produzida pela Itaipu e destinada ao País.

3.2.3 Descontos em impostos e incentivos financeiros

A geração FV é uma forma de geração com baixos custos de manutenção e que não possui custos com combustíveis, diferentemente da maior parte dos tipos de geração de energia elétrica. Contudo, o custo inicial é bastante elevado e representa um obstáculo para que o investimento se torne viável. Sendo assim, alguns países adotaram ou adotam políticas que permitiram a redução desse custo inicial. No entanto, uma outra barreira ao desenvolvimento da indústria fotovoltaica é o peso dos tributos e impostos, além do custo do capital necessário para uma nova instalação. Portanto, uma série de medidas é utilizada para facilitar o acesso ao crédito e reduzir os impostos de novas instalações, funcionando como um estímulo ao investimento.

A redução de impostos pode ser considerada um mecanismo de suporte com o mesmo intuito de subsídios de capital direto, pois seu objetivo também é reduzir o custo inicial de uma nova instalação, com isenção ou redução de tributos fiscais, em particular sobre o investimento, sobre a produção de energia e sobre o mercado de bens e capital que são aplicáveis para a compra (ou produção) de tecnologias de energias renováveis. Entretanto, esse mecanismo depende dos interesses e metas do governo de cada país e é influenciado pelo ambiente político e econômico.

Há também a possibilidade de deduções no imposto de renda, o que seria capaz de desempenhar importante papel na disseminação da tecnologia fotovoltaica associada à geração distribuída. Dessa maneira, despesas em energia solar, que podem incluir, além do sistema, os custos do trabalho, preparação e instalação do sistema original, poderiam ser abatidas dos custos do imposto de renda. Nesse sentido, um estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sugere que esse tipo de incentivo é capaz de impactar significativamente o custo nivelado de geração, reduzindo-o em, aproximadamente, 23% [11]. O custo nivelado corresponde ao valor mínimo da tarifa de fornecimento de energia para o consumidor considerar viável, em termos econômicos, seu investimento na geração fotovoltaica.

Portanto, a disponibilidade de financiamento para o desenvolvimento de energias renováveis, para estimular a pesquisa, para a aquisição e produção dessas tecnologias e para a alocação de capital necessário na implantação de projetos de geração de energia são formas de incentivos financeiros. Por isso, muitos países criaram linhas de financiamento ou programas de empréstimos em conjunto com as metas de inserção.

Sabe-se também que as políticas de subvenções (*grants*) são mecanismos poderosos de indução ao desenvolvimento de novas tecnologias, pois aceleram seu processo, e, quando associadas à inovação, não recebem sanções internacionais no âmbito da Organização Mundial do Comércio (OMC). O caso mais exemplar desse tipo de política é o norte-americano, que para a energia solar é ilustrado pelo *Recovery Act.* O Departamento de Energia dos EUA (DOE) destaca, em suas exposições, o poder da política de subvenções, quando comparado ao do uso de isenções fiscais, pois, ao ser direcionada a atividades pré-industriais de maior risco, acelera a tomada de decisão e os envolvimentos financeiros de entes privados, sobretudo do mercado de capitais [12].

A viabilização para pessoas com menor poder aquisitivo se tornarem produtores de energia gerada através de fontes renováveis só é possível se houver linha de crédito específica para esse propósito, a qual deve ter por característica a concessão de empréstimos a juros baixos e com tempo de financiamento suficientemente longo.

3.2.4 Compensação de energia elétrica

Esquemas de compensação de energia elétrica são comumente chamados de autoconsumo, consumo próprio, compensação de energia ou *net-metering*. Eles permitem que a energia gerada localmente seja utilizada de forma a abater o valor da conta de energia paga pelo dono da instalação, no local da geração, ou, até mesmo, em outra propriedade do mesmo consumidor.

O mecanismo de apoio denominado *net-metering* permite que a compensação ocorra durante períodos mais longos, variando de um mês a vários anos. Assume-se que, ao injetar energia elétrica ativa na rede, o produtor está "emprestando" a energia e que, posteriormente, poderá utilizá-la.

A competitividade nesse modelo deve ser analisada com base nos valores da tarifa paga pelo consumidor à concessionária. Para as aplicações nas residências e no comércio, tipicamente referidas à baixa tensão e fisicamente distribuídas na rede, o custo corresponde, em princípio, ao valor mínimo que deve ter a tarifa de fornecimento de energia, para considerar viável, em termos econômicos, seu investimento na geração fotovoltaica.

3.2.5 Leilão

No leilão de energia solar, o Governo leiloa uma cota de energia fotovoltaica e os projetos com menor custo ganham o leilão, tendo um prazo pré-estipulado para colocar os empreendimentos em operação.

Os leilões específicos para energia solar podem ser vistos como uma combinação das tarifas prêmio e das cotas de energia, pois o preço é fixado em valores mais elevados do que os praticados habitualmente e uma quantidade estipulada dessa fonte é contratada.

3.3 Investir em Geração Distribuída ou Centralizada?

A capacidade instalada FV no mundo, em 2015, foi de praticamente 200.000 MW, sendo 51% como geração distribuída e 49% como geração centralizada [13]. Porém os incentivos não são divididos igualmente para as duas categorias, pois alguns países investem mais em geração distribuída, enquanto outros investem mais em geração centralizada. Nota-se, entretanto, que os sistemas centralizados estão ganhando espaço a cada ano que passa (Figura 1).

Ao comparar os 5 países com a maior quantidade de potência fotovoltaica instalada na rede elétrica, percebe-se que não há uma uniformidade no direcionamento dos incentivos, seja para geração distribuída ou centralizada. Por exemplo, a China investiu principalmente em geração centralizada, enquanto o oposto ocorreu com Alemanha e Japão. Já Estados Unidos e Itália apresentam uma divisão equilibrada.

Tabela 3. Capacidade acumulada de geração FV distribuída e centralizada, em MW (2015) [13]

País	Potência FV descentralizada	Potência FV centralizada	Potência total instalada	% FV descentralizado	% FV centralizado
China	6.060	37.120	43.180	14%	86%
Alemanha	29.214	10.446	39.660	74%	26%
Japão	24.624	9.399	34.023	72%	28%
Estados Unidos	11.718	13.882	25.600	46%	54%
Itália	7.500	11.392	18.892	40%	60%

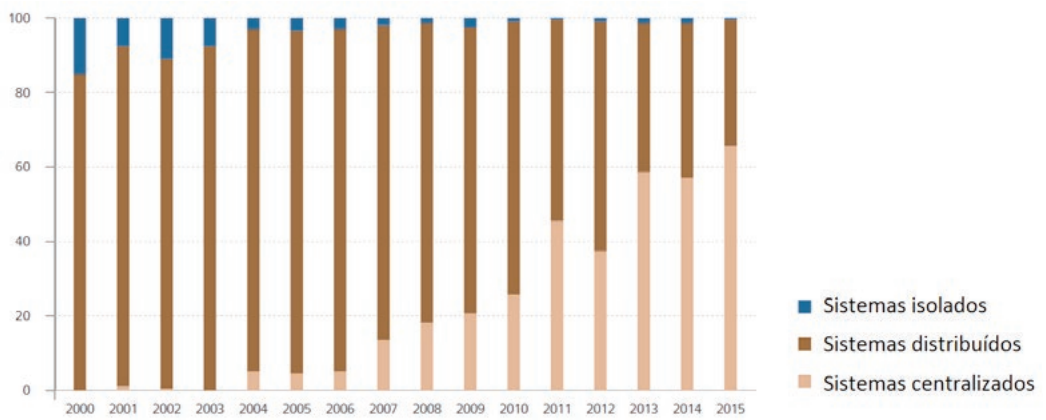


Figura 1. Distribuição percentual de sistemas isolados, distribuídos e centralizados, de 2000 a 2015 [13]

3.4 Experiência Internacional

Devido à queda de preços dos sistemas fotovoltaicos nos últimos anos e às circunstâncias econômicas nos países europeus, muitas mudanças vêm ocorrendo nos incentivos. A principal característica que pode ser extraída da evolução das políticas é a diminuição do apoio financeiro, principalmente eliminando ou diminuindo gradativamente a utilização de tarifa-prêmio. Consequentemente, vários países da Europa tomaram medidas que, indiretamente, diminuíram o ritmo do desenvolvimento FV.

Fora da Europa, diversos países adotaram sistemas de tarifas-prêmio, principalmente na Ásia, como, por exemplo, China e Japão, que implementaram esse regime de apoio financeiro, o que desenvolveu o mercado rapidamente. Países que adotaram um sistema de cotas com a negociação de certificados verdes estão diminuindo. No entanto, Coreia do Sul, Austrália e, até certo ponto, a Bélgica ainda estão usando esse sistema de apoio para incentivar a energia FV.

O que se verifica no contexto global é que vários países já estão apoiando a tecnologia por meio de uma combinação de incentivos, como: compensação financeira, autoconsumo, cotas de energia, venda a preços competitivos e descontos fiscais ou incentivos financeiros.

A ideia de que os produtores de energia FV podem ser considerados autoprodutores está evoluindo rapidamente e políticas estão sendo adaptadas em vários países. Ou seja, políticas de compensação de energia estão sendo consideradas em alguns países, mas as discussões sobre o impacto nas empresas de serviços públicos e gestão da rede começaram em 2013. Nesse sentido, as políticas de autoconsumo foram adotadas ou estão em discussão na Espanha, França, Alemanha, Suíça e em vários outros países.

A seguir, são apresentados detalhes dos seis países com maior capacidade solar fotovoltaica instalada em suas matrizes e suas principais medidas regulatórias que contribuíram para incentivar o desenvolvimento desse tipo de tecnologia.

3.4.1 Alemanha

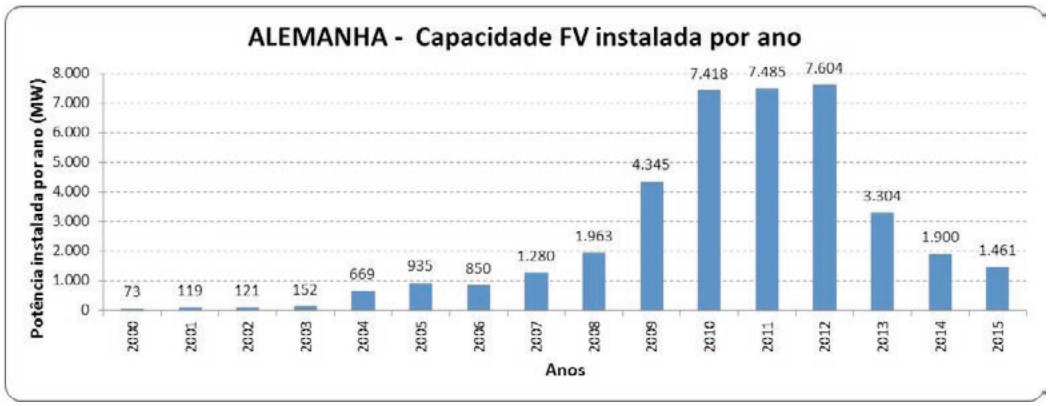


Figura 2. Capacidade FV instalada por ano na Alemanha [13]

A Alemanha é um dos pioneiros na utilização da energia solar distribuída e, atualmente, é um dos países com maior penetração de energia solar fotovoltaica no mundo. Esse desenvolvimento se deve a várias medidas realizadas pelo governo alemão de forma a incentivar essa tecnologia. Inicialmente, na década de 90, o país promoveu um programa de instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede instalados em telhados residenciais. A meta inicial era de 1.000 telhados, mas, com o sucesso do programa, a meta foi aumentada para 100.000 telhados, que ultrapassou a meta prevista de 350 MW. Em conjunto, foi criado o programa de empréstimos *Solarstrom Erzeugen – Solar Power Generation* [14].

A penetração fotovoltaica pode ser calculada de diversas formas. A Tabela 4 apresenta o percentual de energia do país que é suprido por sistemas fotovoltaicos (dados de 2015).

Tabela 4. Países com maior penetração fotovoltaica [13]

País	% Energia anual produzida por sistemas fotovoltaicos
Itália	8,4%
Alemanha	8,0%
Bélgica	3,9%
Japão	3,8%
Espanha	3,1%
Austrália	2,9%
Israel	2,8%
Dinamarca	2,4%
Suíça	2,4%
Áustria	1,6%
França	1,6%
Portugal	1,6%
Países Baixos	1,3%
China	1,0%
Tailândia	1,0%
Coreia	0,9%
Estados Unidos	0,9%
Canadá	0,5%

A regulamentação da inserção da energia gerada por fontes renováveis se baseou no sistema de tarifa-prêmio. Atualmente, cerca de um terço da eletricidade gerada a partir de novos sistemas é usado no próprio local, uma tendência impulsionada por tarifas-prêmio reduzidas nos últimos anos, chegando a valores menores que o preço da eletricidade da rede [7]. A Figura 3 compara os preços das tarifas-prêmio e o preço médio da eletricidade para o setor residencial. Nota-se que, em 2011, já houve a chamada paridade tarifária, em que a tarifa da distribuidora e a tarifa que remunera o sistema FV são iguais.

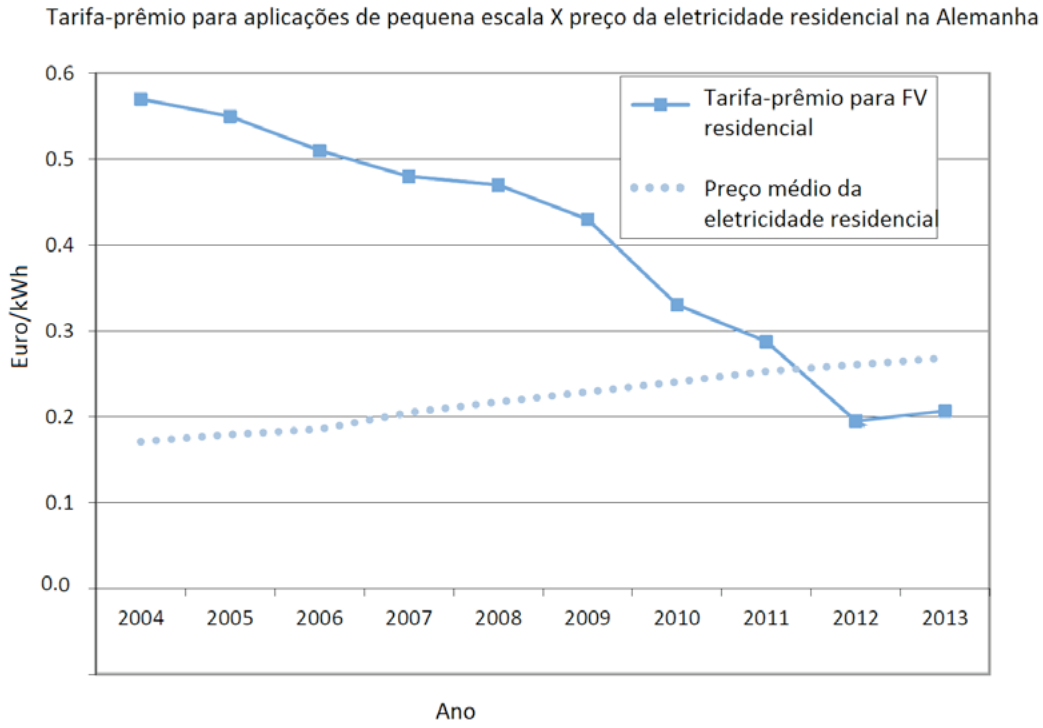


Figura 3. Tarifa-prêmio *versus* preço da eletricidade em aplicações residenciais na Alemanha [15] (modificado)

A Alemanha desenvolveu outros mecanismos de incentivos à GDFV, como, por exemplo, créditos fiscais e empréstimos concedidos pelo banco público *KfW-Bankengruppe* [16]. Esses financiamentos foram essenciais ao desenvolvimento da tecnologia, já que envolve altos valores de investimento inicial. Por sua vez, a taxa de juros cobrada variava de 3% a 5 % ao ano [9]. Outro fator importante para o desenvolvimento da GDFV no país foi o investimento em pesquisa e desenvolvimento da tecnologia.

3.4.2 China

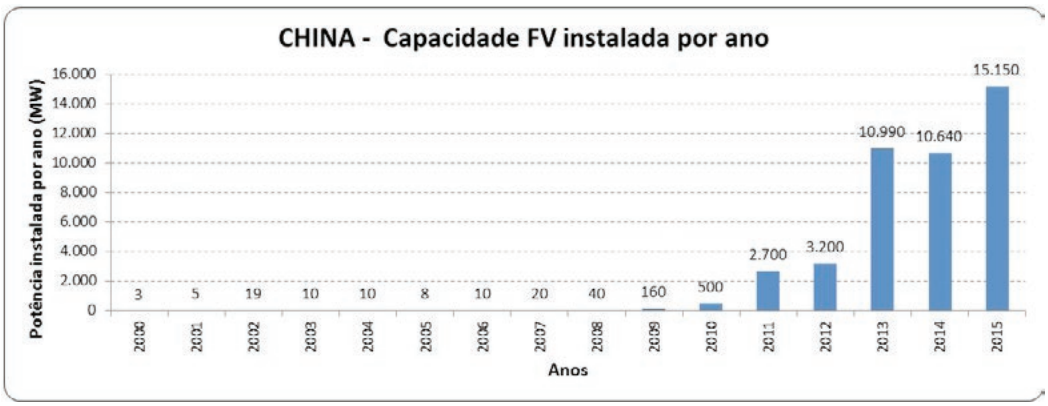


Figura 4. Capacidade FV instalada por ano na China [13]

Vários mecanismos estão incentivando o desenvolvimento da energia FV na China, tanto para aplicações de telhados conectados à rede, como para aplicações isoladas em áreas sem acesso à eletricidade. Em 2015, as seguintes medidas estavam em vigor [13]:

- tarifa-prêmio para plantas FV financiadas por um acréscimo na conta dos consumidores de energia elétrica; e
- a tarifa-prêmio para energia solar distribuída foi dividida em duas categorias: autoconsumo com preço de mercado de energia e venda de excesso de energia para rede de transmissão com preço de tarifa de carvão.

O desenvolvimento do mercado se deu principalmente pelas tarifas-prêmio, tanto para sistemas centralizados quanto distribuídos. Em 2015, houve uma redução no preço da tarifa-prêmio e há expectativas de que novas reduções ocorram, a fim de estimular o mercado a se conectar rapidamente à rede para aproveitar as tarifas-prêmio mais elevadas.

Ademais, a severa poluição atmosférica no país, o acordo de Paris sobre a mudança do clima, entre outros fatores, pressionam a China a desenvolver energias renováveis e a diminuir o uso de carvão. De acordo com o 13º Plano Nacional de Energia Solar 2016-2020, a instalação cumulativa de PV será de 150 GW, sendo 70 GW de PV distribuído, 80 GW de usinas centralizadas de PV e 5 GW de CSP (energia heliotérmica). Além disso, nos próximos 5 anos, o PV distribuído tende a crescer de 17% (2015) para 47% até 2020, segundo projeções de Beijing.

3.4.3 Itália

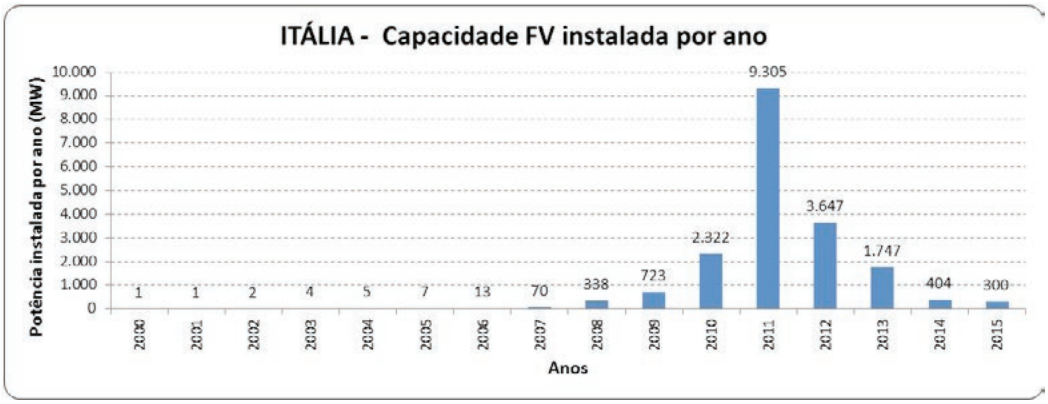


Figura 5. Capacidade FV instalada por ano na Itália [13]

A Itália era, até o ano de 2012, o segundo maior mercado de energia solar FV do mundo. No entanto, o ano de 2013 foi marcado pela conclusão do programa *Conto Energia* no país. Esse programa consistia, basicamente, no pagamento de tarifa-prêmio. Com sua conclusão, novos empreendimentos não fazem jus ao uso das tarifas-prêmio. Ele se iniciou no ano de 2005 e foi sendo prorrogado até o ano de 2012, com o valor de repasse das tarifas prêmio de 6,7 bilhões de euros por ano [17]. Mesmo com o fim da utilização de tarifas-prêmio, a Itália ainda é um dos países com maior participação de energia fotovoltaica na geração de eletricidade.

Além da utilização de tarifas-prêmio, o país adotou outras formas de incentivar a energia FV. No ano de 2011, foi instituído um programa de *net-billing*[7], denominado *Scambio Sul Posto*[8], exclusivamente para instalações menores que 200 kWp [9].

Da mesma forma, uma linha específica para o financiamento de sistemas FV residenciais ou comerciais, de até 20 kWp, tornou possível os investimentos para os consumidores. Os valores variam de 5.000 € a 70.000 € e visam cobrir todo o custo da instalação, incluindo impostos. A taxa de juros anual é fixa, de 6,75%, e os empréstimos podem ser pagos de 36 a 180 meses [9].

O desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos na Itália, agora sem subsídios diretos, acontece por iniciativas como:

- regras claras para a venda da eletricidade produzida;
- simplificação do processo de autorização para instalações fotovoltaicas;
- foco no autoconsumo da energia produzida; e
- isenção de impostos para os custos de investimento, bem como para a criação de oportunidades de trabalho [17].

7 O *Net-billing* é um sistema de compensação de energia, no qual as medições de geração e consumo são separadas.

8 O *Scambio Sul Posto* do italiano "no ponto de troca".

3.4.4 Japão

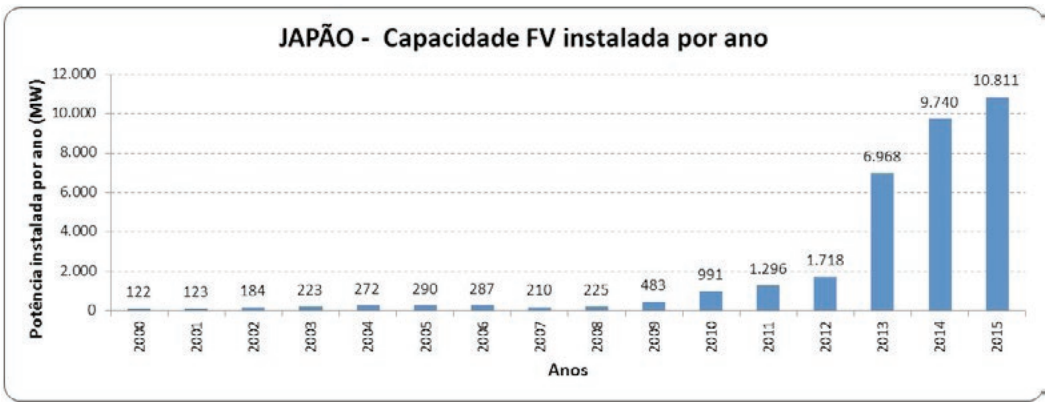


Figura 6. Capacidade FV instalada por ano no Japão [13]

Em 2002, foi publicada a *Basic Act on Energy Policy*. As estratégias adotadas para estimular a geração FV foram previstas na *New Energy Innovation Plan*, sob a *New National Energy Strategy*, ambas de 2006 [14], e consistiam em subsídios governamentais.

A maior parte das instalações no Japão é de aplicações distribuídas e apenas uma pequena porcentagem são instalações centralizadas conectadas à rede. Em julho de 2012, o Japão iniciou o programa de tarifas-prêmio, remunerando por 20 anos a energia de sistemas maiores de 10 kW. O custo da tarifa-prêmio foi rateado entre os consumidores de energia, com algumas exceções, como indústrias eletrointensivas. Em 2013, o mercado FV japonês alcançou um crescimento significativo – de 1,7 GWp, em 2012, para 6,9 GWp [17]. Antes do programa de tarifas-prêmio, a política vigente era a de compra do excedente gerado por energia fotovoltaica a valores pré-estipulados. O mercado fotovoltaico japonês era liderado por aplicações residenciais e se deslocou para a estrutura de mercado equilibrada com o crescimento de setores não residenciais que consistem em aplicações de energia fotovoltaica para os setores público, comercial e de instalações industriais [17].

Em alguns locais no Japão, existem outras formas de incentivo , como, por exemplo, subsídios para o investimento inicial, certificados de energia verde, redução de impostos, financiamentos a juros baixos, entre outros. Para se ter uma ideia, apenas em 2013, o Japão gastou 876 bilhões de JPY em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias [9], o equivalente a 195 milhões de reais.[9]

Em abril de 2014, foi anunciada uma redução no valor das FiT pagas às novas instalações. Em julho de 2015, a FiT teve nova redução, de 16%, mas com impacto limitado no mercado FV, visto que houve uma grande redução no preço dos painéis.

Para sistemas que não recebiam tarifa-prêmio, havia a possibilidade de subsídio de capital, para aplicações comerciais, industriais e de grande escala.

9 Valor calculado em setembro de 2014.

3.4.5 Estados Unidos da América (EUA)

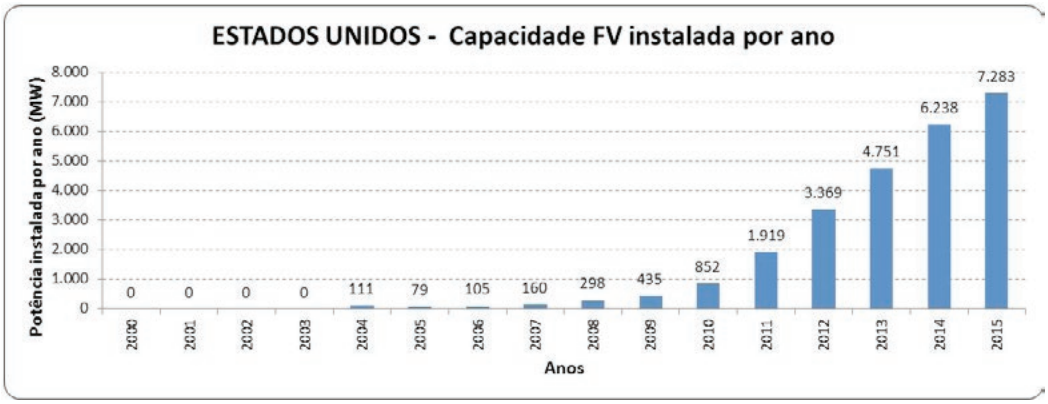


Figura 7. Capacidade FV instalada por ano nos Estados Unidos [13]

Nos Estados Unidos, cada estado tem autonomia para definir os programas de incentivo à geração fotovoltaica. No contexto nacional, tem destaque o *Renewable Portfolio Standard* (RPS), criado em 2002. Para o atendimento das metas, foram criadas políticas diferenciadas para pequenos e grandes geradores, sendo as contratações de geradores de grande porte feitas por meio de leilões competitivos, sob o chamado *Renewable Auction Mechanism* [11].

Foram adotados nos Estados Unidos vários programas de incentivo, alguns para todo o país, como a redução de 30% dos impostos de renda sobre os gastos com a instalação; outros para estados específicos, como as tarifas-prêmio, *net-metering* (em 43 dos 50 estados), opções específicas de financiamentos, fundos de investimento e RPS [9]. Um dos estados que mais se destacam no uso dessa fonte é a Califórnia, por sua boa quantidade de radiação solar em quase todos os meses do ano. Em 2006, foi criado o programa de subsídios *California Solar Initiative* (CSI), que consiste basicamente em um bônus ao gerador de energia renovável. Eles ganham descontos em dinheiro para cada watt de energia solar instalado em residências, empresas, fazendas, escolas e organizações governamentais e sem fins lucrativos.

Os EUA apoiam a instalação residencial e a fabricação de equipamentos para sistemas FV de consumo interno. Os incentivos financeiros para projetos de energia solar são fornecidos pelos governos nacional, estaduais e municipais. Historicamente, foram fornecidos, principalmente, por meio de incentivos fiscais, na forma de investimento, que se aplica a instalações residenciais, comerciais e plantas solares; e depreciação acelerada de 5 anos, que se aplica a todas as aplicações comerciais, plantas FV e instalações de terceiros de propriedade residencial, do governo, ou sem fins lucrativos.

3.4.6 Espanha

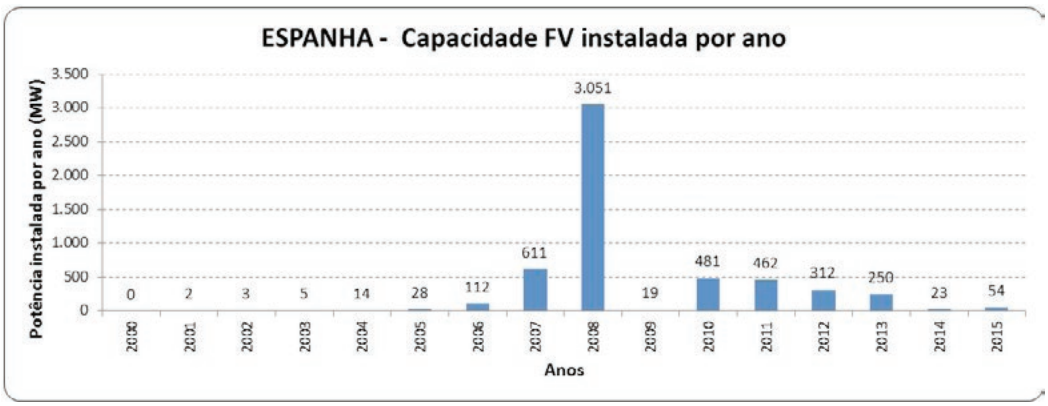


Figura 8. Capacidade FV instalada por ano na Espanha [13]

Os principais aspectos da política energética da Espanha estão nos Planos de Energia Renovável. O valor do subsídio e as condições de cada nova planta fotovoltaica estão estipulados em um Decreto Real (DR) que é atualizado devido aos atingimentos de meta ou outras condições externas. Foram realizados quatro Decretos Reais, em 2007, 2008, 2010 e 2012. Os subsídios consistem basicamente em tarifa-prêmio, que variam de acordo com o decreto em que a planta está inserida [18].

Depois do rápido crescimento das instalações fotovoltaicas em 2008, devido, principalmente, a condições tarifárias muito favoráveis, mudanças subsequentes no quadro regulatório reduziram significativamente as instalações anuais. Primeiro, houve a redução na tarifa (cerca de 30%), no final de 2008, e o estabelecimento de um limite de 500 MWp. Em novembro de 2010, outra redução tarifária foi estabelecida para novas instalações FV.

Em 2012, foi publicado o Decreto Real que suspende os incentivos econômicos às fontes renováveis de energia. Na explicação dos motivos para tal suspensão está o alcance das metas estabelecidas de capacidade instalada no *Plan de Energías Renovables 2005-2010* para tecnologia eólica e, em particular, para as tecnologias solar termoelétrica e solar fotovoltaica. Além disso, é ressaltado o impacto financeiro que os subsídios tiveram e também o decaimento da demanda, devido à crise econômica no País.

Em julho de 2013, houve uma nova reforma no mercado de eletricidade, encerrando as tarifas-prêmio, fazendo com que as formas de autoconsumo estipuladas fossem muito restritivas. Em 2015, o Decreto Real n.º 900 de 2015 regulou o autoconsumo, não compensando o excedente de energia injetado na rede ou permitindo sua venda em mercados de energia, acrescido de taxas. Além disso, o uso da rede também foi taxado.

3.5 Resumo dos Mecanismos Utilizados

A Tabela 5 mostra, resumidamente, as várias políticas e meios de incentivar a geração solar fotovoltaica nos principais países do mundo onde essa tecnologia representa parte significativa de suas matrizes elétricas. As modalidades mais utilizadas são as tarifas-prêmio (FiT), as cotas de energia, o autoconsumo, a compensação de energia ou financeira, os incentivos fiscais ou financeiros e o investimento em pesquisa e tecnologia.

Tabela 5. Políticas adotadas nos países estudados

País/Mecanismos de Incentivo	FiT	Cotas	Autoconsumo ou Compensação Financeira	Incentivos Fiscais e/ou Financeiros
Alemanha	Sim	Não	Sim	Sim
China	Sim	Não	Sim	Sim
Itália	Sim	Não	Sim	Sim
Japão	Sim	Não	Sim	Sim
EUA	Sim	Sim	Sim	Sim
Espanha	Não	Não	Sim	Sim

3.6 Programas de Incentivos à Energia Solar no Brasil

Pode-se identificar, no Brasil, quatro estratégias simultâneas adotadas para estimular a energia solar fotovoltaica:

- incentivos fiscais;
- linhas de financiamento;
- estímulo à geração centralizada via leilões de energia; e
- estímulo à geração distribuída via compensação de energia.

3.6.1 Incentivos fiscais

No Brasil, há três regimes fiscais que beneficiam diretamente a geração de energia solar:

- Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), criado pela Lei n.º 11.488/2007;
- Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (Padis), instituído pela Lei n.º 11.484/2007; e
- Lei de Informática (Lei n.º 11.077/2004).

Esses regimes não foram criados especialmente para incentivar energia renovável, mas tiveram impacto direto na dinâmica desse setor. Por exemplo, o Reidi reduz os pagamentos do Programa de Integração Social (PIS), do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins) para toda a infraestrutura de energia elétrica [12].

Nos casos do Padis e da Lei de Informática, há reduções de impostos e contribuições (Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), PIS, Pasep, Cofins, Imposto de Renda, entre outros) condicionados a investimentos em P, D & I (ibid). Porém, o prolongamento de Padis foi vetado em 2015 e, atualmente, as medidas alternativas estão em elaboração, a fim de se manter a política de estímulos à atração de empresas do setor.

Além desses regimes fiscais, há o Convênio n.º 101/1997 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que concedeu isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) nos projetos com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica. Porém, somente para módulos de painel importado as alíquotas de ICMS e IPI são zero, enquanto para a importação de suas partes e peças, visando à montagem do módulo no país, aplica-se ICMS de 18% e IPI entre 5% e 15%. Isso prejudica a agregação de valor local, que seria decorrente da montagem doméstica dos painéis solares (ibid).

Algumas regiões do Brasil decidiram estimular o desenvolvimento da energia solar, a fim de estimular as economias locais. Um exemplo é o estado de Tocantins, que publicou a Lei n.º 327, em 2015, que regulamenta o programa Palmas Solar, que promove três diferentes tipos de incentivos para o setor:

- incentivos fiscais, como desconto de até 80% do Imposto Predial e Territorial Urbano (IPTU), Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISSQN) e Imposto de Transferência de Bens Imóveis (ITBI);
- incentivos financeiros, simplificando o processo de concessão de financiamento pelo Fundo de Economia Solidária e Popular (Banco do Povo); e
- incentivos para P&D pelo meio de priorização das linhas de pesquisa do setor de energia solar.

3.6.2 Linhas de financiamento

No Brasil, já existem algumas opções para financiar a compra e instalação de micro ou minigerador FV no país. As principais linhas de financiamento oferecidas por bancos públicos brasileiros são divididas em linhas para pessoa física e pessoa jurídica.

Para pessoas físicas(o consumidor residencial), há linhas de crédito aplicáveis no Banco do Brasil (linha BB Crédito Material de Construção) e na Caixa Econômica Federal (CEF) (linha Construcard Caixa), ambas criadas para crédito de material de construção. A linha do Banco do Brasil possui taxa de juros de cerca de 2,02% ao mês, mais IOF e o prazo pode chegar a 240 meses. A linha da CEF possui taxa de 1,53% a, mais ou menos, 2,02% ao mês + TR, com prazo máximo de 96 meses, além de haver um limite na prestação de 30% da renda bruta do solicitante. Destaca-se, no entanto, que bancos privados também oferecem créditos por meio da sua linha de sustentabilidade.

Para pessoas jurídicas, há linhas de crédito aplicáveis nos vários bancos e agência de desenvolvimento regionais, como o Banco do Nordeste do Brasil, a Desenvolve SP, o Banco de Desenvolvimento do Estado de Minas Gerais, etc., com juros abaixo do mercado e acessíveis paras empresas que buscam financiar instalação de sistema fotovoltaicos ou produção dos equipamentos.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) possui vários programas e linhas de financiamento, como o de Financiamento de Empreendimentos (Finem), o Fundo Clima e Pronaf ECO, entre outros. Em 2016, o BNDES anunciou um aumento da sua participação no financiamento da energia solar e redução da sua participação em investimentos em grandes hidrelétricas.

Assim, foi criada uma linha do BNDES específica para usinas de geração de energia elétrica a partir de fontes solar fotovoltaicas vencedoras em leilões de energia realizados em 2014, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). As condições financeiras são mostradas na Tabela 6.

Tabela 6. Financiamento BNDES para fonte solar [19]

Parcelas	Condições do Fundo Clima	Condições do BNDES Finem
Custo financeiro	0,1% a.a.	TJLP[10]
Remuneração básica do BNDES	0,9% a.a.	1,0% a.a.
Taxa de risco de crédito	Entre 0,4% a.a. e 2,87% a.a., conforme o risco de crédito do cliente	
Prazo	Até 12 anos, incluído o período de carência	Até 16 anos de amortização

O apoio financeiro aos empreendimentos de geração é obtido pelo somatório das parcelas de recursos do:

- Fundo Clima: até 15% do valor do módulo ou do sistema fotovoltaico multiplicado pelo Fator N;
- BNDES Finem: até 65% do valor do módulo ou do sistema fotovoltaico multiplicado pelo Fator N; e
- BNDES Finem: até 80% do valor dos demais itens financiáveis.

O valor do Fator N é determinado pela quantidade de componentes fabricados e/ou processos produtivos realizados no Brasil, conforme a metodologia para credenciamento de equipamentos e sistemas fotovoltaicos, divulgada pelo BNDES. Ou seja, quanto maior a quantidade de componentes fabricados ou processos produtivos realizados no Brasil, maior será a participação do BNDES no financiamento.

3.6.3 Estímulo à geração centralizada via leilões de energia

Mesmo a energia solar fotovoltaica sempre estando habilitada a participar de leilões, ela não conseguia competir com as outras fontes de energia devido ao seu elevado custo. No entanto, foi no leilão de energia nova A-3/2013, em 18 de novembro de 2013, que projetos de energia solar foram contemplados pela primeira vez – 109 projetos fotovoltaicos, totalizando 2.729 MW de potência instalada, e 10 projetos heliotérmicos (290 MW) [20]. Os projetos solares (fotovoltaicos e termosolares) foram a segunda maior fonte em participação no certame, embora nenhum desses tenha obtido êxito no leilão, já que competiram com outras fontes mais baratas, como a eólica.

Por esse motivo, foi promovido o primeiro leilão específico para a matriz em Pernambuco, em que se contratou 122,82 MW com preço médio de R$ 228,63, em 2013. Em seguida, o Governo federal decidiu realizar o primeiro leilão de energia de reserva, em 31 de outubro de 2014. A licitação incluiu a contratação separada de três tipos de fontes de energia: eólica, solar

10 Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), 7,5% na data de janeiro de 2017.

e de resíduos sólidos (lixo urbano e biogás). Foi a primeira vez que os projetos de geração de fonte solar tiveram um processo de contratação exclusiva. Dessa forma, foram contratados 31 projetos, somando 1.048 MW de capacidade instalada, ou 889,70 MW, considerando a energia injetada na rede com um preço médio de R$ 215,12/MWh (US$ 82 - 90/MWh, taxa de câmbio de R$ 2,45/US$), um deságio de 17,9% em relação ao preço teto estipulado, de R$ 262/MWh.

Em 2015, o Governo realizou dois leilões de reserva: (1) em agosto, quando foram contratados 30 projetos (1.043 MWp) com preço médio de R$ 301,79/MWh (US$ 84 - US$ 87/MWh, taxa de câmbio de R$ 3,51/US$); e (2) em novembro de 2015, quando foram negociadas 1.115 MW de geração fotovoltaica ao preço médio de R$ 297,75/MWh (US$ 77-78, taxa de câmbio de R$ 3,78/US$).

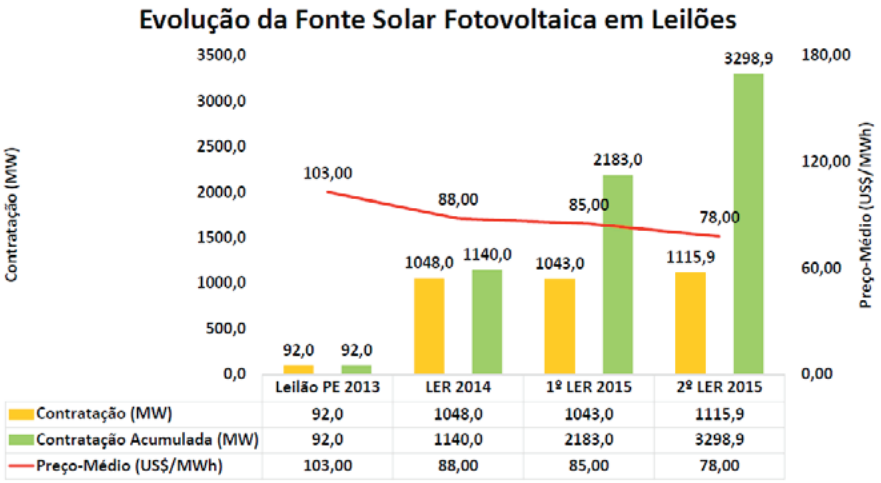


Figura 9. Evolução da fonte solar fotovoltaica em leilões [21]

De 2005 a 2016, foram realizados no País 36 leilões para compra de energia: 21 leilões de energia nova, 3 leilões especiais, 9 leilões de energia de reserva e 3 leilões de fontes alternativas. A Figura 10 traz a participação de cada fonte na oferta contratada no Brasil.

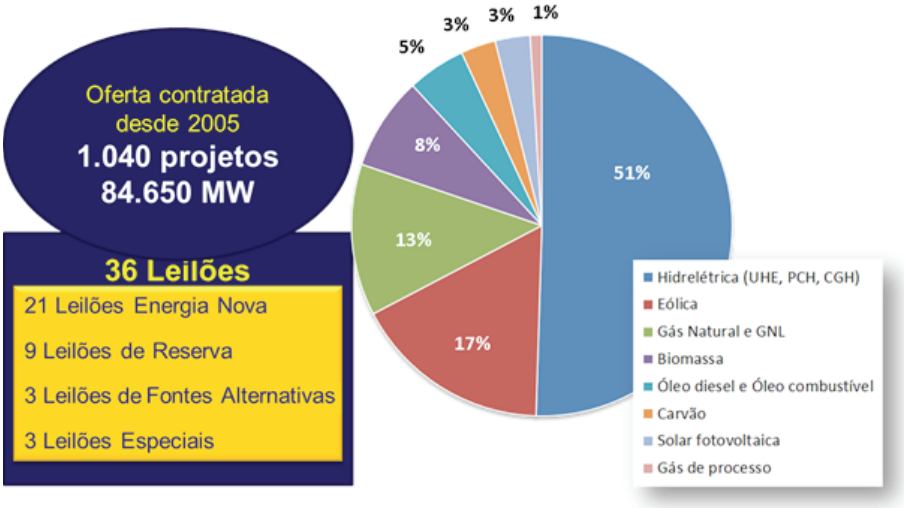


Figura 10. Participação das fontes na oferta contratada nos leilões [22]

No total, foram realizados os seguintes leilões para contratação de energia solar:

- 31 de outubro de 2014 – 6° Leilão de Energia de Reserva (LER);
- 14 de agosto de 2015 – 7° Leilão de Energia de Reserva (LER); e
- 13 de novembro de 2015 – 8° Leilão de Energia de Reserva (LER).

O 8° LER contratou energia proveniente das fontes solar e eólica. As tabelas a seguir apresentam os projetos cadastrados e os projetos vencedores.

Tabela 7. Quadro Resumo do Resultado Final dos Leilões

Informações	2014	1°/2015	2°/2015	2º/2015 - Eólica
Data	31/10/2014	28/8/2015	13/11/2015	13/11/2015
Cadastrados MW (n.º)	10.790 (400)	12.529 (382)	20.953 (649)	17.964 (730)
Vendidos MW (n.º)	890 (31)	1.043 (30)	920 (33)	548 (20)
R$/MWh teto	262,00	349,00	381,00	213,00
R$/MWh médio	215,12	301,79	297,75	203,46
Deságio (%)	17,9%	13,5%	21,9%	4,5%
Investimento (R$ milhões /MW)	4,70	5,20	4,70	4,46

Pode-se concluir alguns fatos relevantes ao se analisar os dados dos resultados dos leilões ocorridos até agora:

- a crescente oferta de projetos cadastrados;
- a quantidade de projetos vencedores tem se mantido praticamente constante;
- o primeiro leilão de 2015 teve um aumento apreciável no valor de referência de compra de energia devido à severa variação cambial que ocorreu na época;
- o valor esperado de investimento no segundo leilão de 2015 foi, em média, igual ao valor do leilão de 2014, mesmo considerando a variação cambial que ocorreu na época;
- comparando com a fonte eólica no leilão de 2015, pode-se notar que a quantidade de projetos vencedores foi inferior ao número de projetos de plantas solares; e
- é interessante também notar que o deságio da fonte eólica foi bem inferior aos deságios das fontes solares, comprovando que a fonte eólica já demostra a sua maturidade tecnológica e econômica.

Tabela 8. Quantidade dos projetos vencedores por Estado.

Estado	2014	1º/2015	2º/2015	Total
Bahia	14	12	6	32
Minas Gerais	3	5	9	17
São Paulo	9	–	1	10
Piauí	–	9	–	9
Rio G. Norte	1	–	5	6
Ceará	2	–	4	6
Paraíba	1	3	1	5
Tocantins	–	1	3	4
Pernambuco	–	–	4	4
Goiás	1	–	–	1
Total	31	30	33	94

Pode-se verificar que o Estado da Bahia é o maior vencedor entre os estados brasileiros, com 32 projetos, seguido dos estados de Minas Gerais e São Paulo.

Tabela 9. Potenciais cadastrados por estado para o leilão 2º/2015

Estado	MW (n.º)
1-Bahia	6.050 (243)
2-Rio G. Norte	3.315 (97)
3-Piauí	2.209 (89)
4-Minas Gerais	1.974 (61)
5-São Paulo	1.937 (56)
6-Pernanbuco	1.625 (47)
7-Tocantins	1.148 (39)
8-Ceará	1.004 (34)
9-Paraíba	903 (29)
10-Goiás	67(4)
11-Mato G. Sul	22(1)
Total Solar	20.953 (649)
Total Eólica	17.964 (730)

Da mesma forma, o Estado da Bahia apresentou, para o segundo leilão de 2015, o maior potencial solar, com 6.050 MW e 243 projetos, seguido dos estados do Rio Grande do Norte e Piauí.

3.6.4 Estímulo à geração distribuída via compensação de energia

A Figura 11 ilustra o crescimento das instalações de geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos, indicando que o marco regulatório efetivamente estimulou o crescimento da fonte solar. Como se pode observar na Figura 11, depois que a Resolução Normativa nº 482/2012 foi revisada pela Resolução Normativa nº 687/2015, a quantidade de conexões cresceram rapidamente.

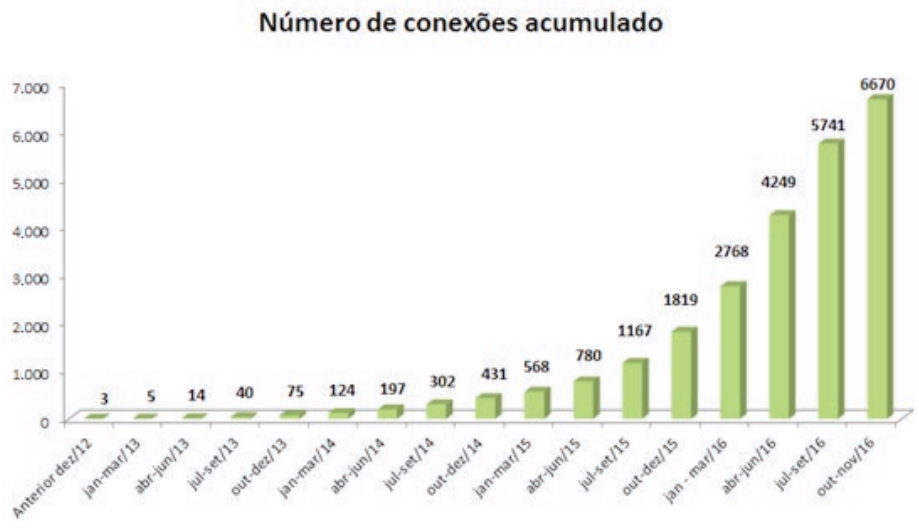


Figura 11. Número de conexões de geração distribuída no Brasil [23]

3.7 Resumo dos Principais Incentivos Brasileiros

Os principais incentivos à energia solar no Brasil são resumidos pelo MME, conforme apresentados a seguir [24]:

- **ProGD** – o Ministério de Minas e Energia lançou, em 15 de dezembro de 2015, o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, com o objetivo de aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores (residencial, comercial, industrial e de agropecuária), com base em fontes renováveis, em especial, a solar fotovoltaica;
- **Chamada Pública (CP) Aneel** – de 2014 a 2016 entraram em operação as plantas FV da CP n.º 013/2011 - Projetos Estratégicos: "Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira" (24,6 MW contratados ao custo de R$ 396 milhões);
- **Isenção de IPI** – de acordo com o Decreto n.º 7.212, de 15 de junho de 2010, são imunes à incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados a energia elétrica, derivados de petróleo, combustíveis e minerais;
- **Isenção de ICMS** – pelo Convênio ICMS 101/1997, celebrado entre as secretarias de Fazenda de todos os estados, há isenção do imposto Sobre Circulação de Mercadorias (ICMS) para as operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica, válido até 31 de dezembro de 2021;

- **Desconto na Tust/Tusd** – a RN Aneel n.º 481/2012 ampliou para 80% o desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição (Tust/Tusd) para empreendimentos com potência inferior a 30 MW;
- **Isenção de ICMS, PIS e Cofins na Geração Distribuída** – os convênios ICMS 16, 44 e 52, 130 e 157, de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), firmados por AC, TO, MA, CE, RN, PE, AL, BA, MG, RJ, SP, RS, MS, MT, GO e DF, isentam o ICMS sobre a energia que o consumidor gerar. O tributo se aplica apenas sobre o excedente que ele consumir da rede, e para instalações inferiores a 1 MW. O mesmo vale para o PIS e Cofins (Lei n.º 13.169, de 6 de outubro de 2015);
- **Redução do Imposto de Importação** – a Resolução Camex 64, de 22 de agosto de 2015, reduz de 14% para 2% a alíquota incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica, vigente até 31 de dezembro de 2016;
- **Inclusão no programa Mais Alimentos** – a partir de novembro de 2015, os equipamentos para produção de energia solar e eólica passaram a fazer parte do programa Mais Alimentos, o que possibilita financiamentos a juros mais baixos;
- **Apoio BNDES** – pela Lei n.º 13.203, de 8 de dezembro de 2015, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social foi autorizado a financiar, com taxas diferenciadas, os projetos de geração distribuída em hospitais e escolas públicas; e
- **Plano Inova Energia** – fundo de R$ 3 bilhões, criado em 2013, pelo BNDES, Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) e Aneel, com foco na empresa privada e com o objetivo de pesquisa e inovação tecnológica nas áreas de redes inteligentes de energia elétrica, linhas de transmissão de longa distância em alta tensão; energias alternativas, como a solar; e eficiência de veículos elétricos.

4. CONCLUSÕES

É possível identificar alguns pontos principais nas políticas de incentivo adotadas por países com grande quantidade de potência fotovoltaica instalada:

- A tarifa-prêmio permitiu o crescimento do mercado fotovoltaico por vários anos.
- A redução gradativa da tarifa-prêmio estimulou a competitividade do sistema fotovoltaico, até que a paridade tarifária foi alcançada, não mais precisando do subsídio. Dessa forma, o autoconsumo se tornou o substituto natural da tarifa-prêmio.
- Houve possibilidade de financiamento para viabilizar o investimento inicial elevado.
- Houve investimento em pesquisa e desenvolvimento da tecnologia.

No Brasil, o investimento em leilões de energia solar combina as modalidades de incentivo tarifa-prêmio e cota de energia, o que estimula a geração centralizada e, com ela, o crescimento do setor, transferência de tecnologia e redução de custos. Porém, a modalidade de compensação de energia, por si só, não tem se mostrado suficiente para estimular a geração distribuída. Os países que adotaram a tarifa-prêmio davam garantia por 20 anos ao investidor, o que os atraia. Já na compensação, a tarifa de energia da distribuidora flutua muito por conta da abundância ou ausência de chuvas, devido ao parque gerador brasileiro essencialmente hidrelétrico. Em um momento de poucas chuvas e tarifas elevadas devido ao despacho de termelétricas, a tarifa da distribuidora pode estimular a instalação FV, mas, no decorrer dos anos seguintes, com a redução do despacho das termelétrica, há a redução da tarifa, o que inviabiliza o retorno financeiro do sistema FV já instalado.

Por outro lado, o estímulo desenfreado à geração FV, como ocorreu na Itália e Espanha, com um grande pico em um ano e uma drástica redução nos anos seguintes, não permite tempo suficiente para que empresas enxerguem um mercado estável e se estabeleçam. Deve-se prever estímulos que permitam o crescimento sustentado, ano após ano, como forma de atrair investidores.

Além disso, a criação de fundos ou linhas de financiamento específicas para energia renovável (com juros baixos e prazos longos) são aconselhados para impulsionar o desenvolvimento da energia solar. Como a experiência dos outras países sugere, sem acesso ao financiamento com juros baixos é difícil promover a energia solar.

Logo, a experiência indica que devem ser adotadas metas anuais a serem atingidas em seus planos de crescimento energético, o que pode ser conseguido com estímulo à geração distribuída via tarifa-prêmio, com valor de subsídio limitado por ano e reduzido gradativamente, e leilões de energia, para que o mercado cresça, o preço reduza e a paridade tarifária seja atingida.

5. REFERÊNCIAS

[1] PIMENTA, A. P. A. *Legislação Básica do Setor Elétrico*. Trabalho de compilação, independente, 581 páginas, 11 de junho de 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/leg.asp>.

[2] ELETROBRAS. Informações da página de Internet da Eletrobrás. Disponível em: <http:// www.eletrobras.gov.br/>. Acesso em: maio de 2015.

[3] SALINO P. *Energia eólica no Brasil: uma comparação do PROINFA e dos novos leilões*. Universidade federal de Rio de Janeiro, projeto de graduação, 2011.

[4] WWF-BRASIL. *Mecanismos de suporte para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira: modelos e sugestão para uma transição acelerada.* 2015. Disponível em: <http://www.wwf.org.br/>.

[5] MITCHELL C., et al. Chapter 11: Policy, Financing and Implementation, in *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Cambridge University Press, Cambridge and NewYork, pp. 865-950, 2011.

[6] ABDMOULEH Z. *Review of policies encouraging renewable energy integration& best practices*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 45, p.249-262, 2015.

[7] REN21 – RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY. *Global Status Report 2014*. 2014. Disponível em: <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>. Acesso em: julho de 2014.

[8] IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. *A Snapshot of Global PV 1992 – 2013*. Report IEA-PVPS T1-24:2014. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: junho de 2014.

[9] IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. *Annual report 2013*. Report IEA-PVPS T1-20:2014. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: maio de 2014.

[10] SARASA-MAESTRO, C. J., DUFO-LOPES, R., BERNAL-AGUSTIN, J. L. *Photovoltaic remuneration policies in the European Union*. 2013. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512010567>. Acesso em: dezembro de 2013.

[11] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. EPE, 2012. Disponível em: <www.epe.gov.br>. Acesso em: junho de 2014.

[12] ESPOSITO A. e FUCHS P. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil. *Revista do BNDES,* 40, dezembro de 2013 , p. 85-114.

[13] IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. *Trends 2016 in Photovoltaic Applications. Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2015.* (2016) Report IEA-PVPS T1-30:2016. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: fevereiro 2017.

[14] IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. *Trends in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries Between 1992 and 2006.* Report IEA-PVPS T1-16:2007. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: junho de 2014.

[15] DEUTSCHE BANK GROUP, DB Climate Change Advisors. *The German Feed-in-Tariff: Recent Policy Changes*, 2012 (modificado). Disponível em: <https://www.dbresearch.com/PROD/DBR_INTERNET_ENROD/PROD0000000000294376/The+German+Feed-in+Tariff%3A+Recent+Policy+Changes.PDF>.

[16] IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. *Trends in photovoltaic applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2010.* Report IEA-PVPS T1-20:2011. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: junho de 2014.

[17] IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. *Trends 2013 in Photovoltaic Applications.* Report IEA-PVPS T1-23:2013. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: dezembro 2013.

[18] MOVILLA, S., MIGUEL, L. J., BLÁZQUEZ, L. F. *A system dynamics approach for the photovoltaic energy market in Spain*, 2013. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030142151300325X >. Acesso em: dezembro de 2013.

[19] BNDES. Site oficial do BNDES. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/Leilao_Energia/energia_solar_2014.html >.

[20] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Leilões*. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Lists/Leilao/AllItems.aspx>. Acesso em: agosto de 2014a.

[21] ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios. Audiência Pública da Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, 24/11/2016.

[22] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020* – Sumário, 2011. Disponível em: < www.epe.gov.br/PDEE/20120302_2.pdf >. Acesso em: fevereiro de 2017.

[23] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Banco de Informações de Geração da Aneel*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

[24] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Energia Solar no Brasil e no Mundo*: Ano de referência 2015. Edição 20 de julho de /2016.

ANEXO – Leis, Decretos e Resoluções Citadas no Texto

- Lei Federal n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.
- Lei Federal n.º 9.074, de 7 de julho de 1995.
- Lei Federal n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996.
- Lei Federal n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997.
- Lei Federal n.º 10.438, de 26 de abril de 2002.
- Lei Federal n.º 10.847, de 15 de março de 2004.
- Lei Federal n.º 10.848, de 15 de março de 2004.
- Lei Federal n.º 11.077, de 30 de dezembro de 2004.
- Lei Federal n.º 11.484, de 31 de maio de 2007.
- Lei Federal n.º 11.488, de 15 de junho de 2007.
- Lei Federal n.º 11.943, de 28 de maio de 2009.
- Lei Federal n.º 13.169, de 6 de outubro de 2015.
- Lei Federal n.º 13.203, de 8 de dezembro de 2015.
- Decreto Federal n.º 7.212, de 15 de junho de 2010.
- Lei Municipal Complementar n.º 327, de 24 de novembro de 2015, da Prefeitura de Palmas.
- Resolução Normativa Aneel n.º 77, de 18 de agosto de 2004.
- Resolução Normativa Aneel n.º 481, de 17 de abril de 2012.
- Resolução Normativa Aneel n.º 482, de 17 de abril de 2012.
- Resolução Normativa Aneel n.º 687, de 24 de novembro de 2015.
- Resolução Camex n.º 64, de 22 de julho de 2015, da Câmara de Comércio Exterior.
- Convênio Confaz ICMS n.º 101/97, do Conselho Nacional de Política Fazendária.

CAPÍTULO 6

Sistemas de Monitoramento e Avaliação de Plantas Solares

Luca Gregori – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Mario Benjamin Baptista de Siqueira – Universidade de Brasília (UnB)

Foto: http://www.energia.sp.gov.br/wp-content/uploads/2017/02/DJI_0072.jpg



OBJETIVO

Este capítulo tem por objetivo apresentar instrumentos e ferramentas para monitorar a operação e/ou avaliar o recurso solar de determinado local. Para tal, serão apresentados os parâmetros a serem monitorados, os instrumentos de medição de radiação, os bancos de dados de radiação globais e nacionais, as redes de medição e os modelos estatísticos utilizados para estimar recurso solar a partir de medições meteorológicas.

1. INTRODUÇÃO

O principal propósito de sistemas de monitoramento fotovoltaico é acompanhar o rendimento de energia para avaliar o desempenho do sistema FV e identificar, em tempo, as falhas no projeto ou os maus funcionamentos. Muitos sistemas FV de grande porte usam o monitoramento analítico para impedir as perdas econômicas devido a problemas operacionais.

O desempenho da usina de potência (a razão do desempenho, PR) depende de vários parâmetros, incluindo o local do site, o clima e vários mecanismos de perda. As perdas específicas da usina podem ser diferenciadas em perdas de captura e perdas de sistema.

As perdas de captura são causadas pela atenuação da luz recebida (por exemplo, sombras), dependência de temperatura, incompatibilidade elétrica, resistências parasíticas em módulos fotovoltaicos e rastreamento de ponto de potência máxima (MPP) imperfeito. As perdas de sistema são causadas por perdas de conversão de fiação, inversor e transformador.

As causas mais importantes para valores de PR reduzidos são [7][8]:

- Temperatura – a potência de saída do módulo reduz à medida que a temperatura do módulo aumenta. Quando integrado em um telhado, um módulo solar aquecerá substancialmente alcançando temperaturas de até 80 °C, dependendo dos espaços de ar estarem presentes ou não para explorar a ventilação natural [10].
- Sujeira e poeira – sujeira e poeira podem se acumular na superfície do módulo solar, reduzindo ou bloqueando a luz do sol. Embora a sujeira e poeira normais sejam frequentemente limpas durante a chuva, é mais realístico estimar a saída do sistema levando em consideração a redução devido ao acúmulo de poeira durante períodos de seca. Embora muitas vezes as perdas de sujeira sejam baixas, em algumas localidades, a sujidade pode representar até 70% de todas as perdas [9].

- **Incompatibilidade e perdas de fiação** – a saída de potência máxima do gerador FV total é sempre menor do que a soma da saída máxima dos módulos individuais. Essa diferença é um resultado de leves inconsistências no desempenho de um módulo para o próximo, e a incompatibilidade do módulo pode contribuir com, pelo menos, uma perda de 2% na potência do sistema. A potência também é perdida para a resistência ôhmica na fiação do sistema. Essas perdas devem ser mantidas em um mínimo, mas é difícil mantê-las abaixo de 3% para o sistema [11].
- **Perdas de conversão CC a CA** – algumas das potências CC geradas pelos módulos solares são perdidas no processo de conversão para a corrente CA. Os inversores modernos usados comumente têm eficiências de pico de até 98% indicadas por seus fabricantes.

1.2 Parâmetros a Serem Monitorados

Documentos de referência comuns para o monitoramento de sistemas FV são o IEC 61724 padrão e as diretrizes do *European Joint Research Centre* em Ispra, Itália. As diretrizes do monitoramento devem prover instruções claras sobre como fazer e analisar as medições e como determinar quando o sistema está desempenhando como esperado.

No caso de usinas fotovoltaicas com escala de serviço, o monitoramento, geralmente, serve para a comparação do desempenho da corrente da usina com uma avaliação do rendimento de energia inicial. A fim de ser capaz de distinguir o desempenho do sistema FV da variabilidade do recurso solar, o monitoramento deve sempre incluir uma medição da energia gerada e a radiação de entrada.

O monitoramento mais simples de um inversor pode ser realizado pela leitura de valores no *display* (geralmente LCD), que é parte de quase todo inversor conectado por rede. As informações mais importantes do inversor e os parâmetros relacionados à rede estão disponíveis na tela de LCD em tais casos. Assim, os valores, como o gerador da potência FV, a potência da rede de CA, a corrente do gerador FV, normalmente, estão disponíveis.

Para monitoramento mais complexo e com a finalidade de controle de dados ambientais, como temperatura do módulo, temperatura ambiente, radiação solar e velocidade do vento, tais informações podem ser registradas, armazenadas e analisadas posteriormente.

O controle remoto e o monitoramento podem ser realizados por várias conexões remotas: modems analógicos, ISDN, GSM, etc. A conexão mais comum para o controle local/remoto são USB (algumas vezes ainda RS232), para o monitoramento local; e RS485 e linha de potência, para a interconexão do inversor. Para a conexão sem fio, *bluetooth* e *Wi-Fi* são usados mais comumente. Serviços adicionais, como monitoramento baseado em satélite, também estão disponíveis.

Uma lista mínima dos parâmetros a serem monitorados em tempo real, solicitada nas Normas Internacionais [1], é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1. Os parâmetros a serem medidos em tempo real (de acordo com EN 61724)

Campo	Parâmetro	Símbolo	Unidade
Meteorologia	Total irradiância no plano dos módulos[a]	G_I	W/m²
	Temperatura do ar ambiente em uma proteção contra radiação	T_{am}	°C
	Velocidade do vento [b]	S_W	m/s
Gerador Fotovoltaico	Tensão de saída	V_A	V
	Corrente de saída	I_A	A
	Potência de saída	P_A	kW
	Temperatura do Módulo	T_m	°C
	Ângulo de inclinação do Rastreador [e]	F_G	graus
	Ângulo de azimute do Rastreador [e]	F_A	graus
Armazenamento de energia [c]	Tensão operacional	V_S	V
	Corrente para o armazenamento [d]	I_{TS}	A
	Corrente de armazenamento [d]	I_{FS}	A
	Potência para o armazenamento [d]	P_{TS}	kW
	Potência de armazenamento [d]	P_{FS}	kW
Carga [c]	Tensão da carga	V_L	V
	Corrente da carga	I_L	A
	Potência da carga [f]	P_L	kW
Rede de serviços [c]	Tensão do serviço	V_U	V
	Corrente para a rede de serviços [d]	I_{TU}	A
	Corrente da rede de serviços [d]	I_{FU}	A
	Potência para a rede de serviços [d f]	P_{TU}	kW
	Potência da rede de serviços [d f]	P_{FU}	kW
Fontes de emergência [c]	Tensão de saída	V_{BU}	V
	Corrente de saída	I_{BU}	A
	Potência de saída	P_{BU}	kW

[a] Irradiância Total, também conhecida como a irradiância no plano dos módulos, definida como a potência radiante, direta, mais difusa, incidente, mediante a área da unidade de uma superfície inclinada.

[b] Parâmetros como velocidade do vento são opcionais, mas exigidos por contrato especial ou se o gerador FV for submetido a extremas condições operacionais.

[c] Quantidades CA e CC podem distinguir-se pela adição de subscrito. No caso de sistemas multifase, os parâmetros VL, IL e PL devem ser especificados para cada fase.

[d] Um sensor de corrente única ou potência normalmente pode ser utilizado para a medição de corrente ou potência para ambas direções de entrada e saída. Um sinal positivo no sinal (+) de saída do sensor representa a entrada no dispositivo de armazenamento de energia ou rede de serviços, e um sinal negativo (-) representa a saída do dispositivo de armazenamento ou rede de serviços. A entrada e a saída, a partir de um único sensor, devem ser acumuladas separadamente no *software*.

[e] Os ângulos do rastreador são opcionais para sistemas de rastreamento. Para o rastreador de eixo único, F_G é usado para descrever a posição do rastreador em torno de seu eixo de rastreamento. Por exemplo, para um rastreador horizontal de eixo único, esse parâmetro daria o ângulo de horizontal, sendo leste negativo e oeste positivo.

[f] Uma medição direta da saída da potência por meio do condicionador da potência do inversor pode ser feita se a precisão melhorar.

Para os parâmetros que variam diretamente com a irradiância, de acordo com IEC 61724 Padrão, o intervalo de amostragem deve ser 1 minuto ou menos, enquanto para os parâmetros que têm constantes de tempo maiores, o intervalo de amostragem pode ser especificado entre 1 minuto e 10 minutos. Esses parâmetros têm então os dados registrados e armazenados na memória do inversor ou dispositivo externo de registro de dados por tempo específico (até 1 ano, geralmente)[1]. No entanto, diferentes soluções estão disponíveis no mercado. Alguns fornecedores oferecem também aumento de memória adicional ou atualização. Melhores registradores de dados oferecem funções de monitoramento (registro de dados) para vários parâmetros relacionados ao sistema e ambientais adicionais, o que pode dar ao usuário visão detalhada sobre todo o sistema.O padrão IEC 61724 fornece também uma descrição dos parâmetros derivados relacionados ao equilíbrio da energia do sistema e desempenho. Uma lista deles está indicada na Tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros derivados (de acordo com IEC 61724)

Campo	Parâmetro	Símbolo	Unidade
Meteorologia	Irradiação diária global ou direta, no plano do módulo	$H_{i,d}$	kWh /m^2 d
Quantidades de energia elétrica	Energia líquida das fileiras de módulos	$E_{A,t}$	kWh
	Energia líquida para a carga	$E_{L,t}$	kWh
	Energia líquida para o armazenamento	$E_{TSN,t}$	kWh
	Energia líquida de armazenamento	$E_{FSN,t}$	kWh
	Energia líquida de emergência	$E_{BU,t}$	kWh
	Energia líquida para a rede de serviços	$E_{TUN,t}$	kWh
	Energia líquida da rede de serviços	$E_{FUN,t}$	kWh
	Energia de entrada do sistema total	$E_{in,t}$	kWh
	Energia de saída do sistema total	$E_{use,t}$	kWh
	Fração da energia de entrada do sistema total contribuída pelas fileiras de mFV	$F_{A,t}$	Sem dimensão
	Eficiência da carga	h_{LOAD}	Sem dimensão
Desempenho do componente BOS	Eficiência de BOS	h_{BOS}	Sem dimensão
Índices de desempenho do sistema	Rendimento da fileira de módulos[a]	Y_A	h/d
	Rendimento do sistema FV final [a]	Y_f	h/d
	Rendimento de referência [a]	Y_r	h/d
	Perdas de captura da fileira de módulos [a]	L_c	h/d
	Perdas de BOS [a]	L_{BOS}	h/d
	Razão de desempenho [a]	R_p	Sem dimensão
	Eficiência média da fileira de módulos [a]	$h_{Amean,t}$	Sem dimensão
	Eficiência total da usina fotovoltaica [a]	$h_{tot,t}$	Sem dimensão

[a] A unidade h/d pode ser também descrita por $(kWh/d)_{ATUAL}/(kW)_{CALCULADO}$

1 De acordo com EN 61724, os dados da amostra de cada parâmetro medido devem ser processados em médias ponderadas no tempo (quantidades máxima e mínima e transitórios de interesse especial podem ser determinadas onde necessário) e então devem ser resumidos e divididos pelo intervalo de registro (geralmente 1 hora).

Parâmetros derivados são computados de acordo com as equações relatadas na Tabela 3.

Tabela 3. Definições de parâmetros derivados e equações (de acordo com EN 61724)

Parâmetro	Equação
Rendimento da fileira de módulos Y_A é a produção diária de energia de fileira de módulos por kW da fileira de módulos FV instalada.	$Y_A = \frac{E_{A,d}\left[kWh/d\right]}{P_o\left[kWp\right]}$
Rendimento final Y_f é a porção da saída de energia líquida diária de toda a usina fotovoltaica que foi fornecida pela fileira de módulos por kW de fileira de módulos FV instalada.	$Y_f = \frac{E_{use,\tau}\left[kWh/d\right]}{P_o\left[kWp\right]}$
Rendimento da referência: o rendimento de referência Y_r pode ser calculado dividindo a soma diária da irradiação no plano $H_{i,d}$ pela referência dos módulos na irradiância em plano $G_{I,\,ref}$ (kW/m²). Este rendimento representa o número de horas por dia durante o qual a radiação solar precisa estar em níveis de irradiância de referência, a fim de contribuir com a mesma energia incidente que foi monitorada. Se $G_{I,\,ref}$ = 1 kW/m², em seguida, a irradiação no plano em unidades de kWh/m² × d é numericamente igual a uma saída de energia de fileira de módulos nominais correspondentes em unidades de kWh/d × kW. Assim, Y_r seria, em efeito, o número de pico de horas por dia no sol (h/d).	$Y_r = \frac{H_{I,d}\left[kWh/(m^2 \times d)\right]}{G_{I,\,ref}\left[kW/m^2\right]}$
Perdas normalizadas são calculadas pela subtração de rendimentos. L_C = as perdas da "fileira módulos de captura"; L_C representa as perdas devido à operação de fileira de módulos[2]; L_{BOS} = as perdas BOS (LBOS) que representam as perdas nos componentes BOS.	$L_C = Y_r - Y_A x$ $L_{BOS} = Y_A \times (1 - \eta_{BOS}) x$
Razão do Desempenho Rp (mais frequentemente **PR**) indica o efeito global de perdas na potência nominal da fileira de módulos devido à temperatura da fileira de módulos, utilização incompleta da irradiação e ineficiências ou falhas de componente do sistema.	$R_p = PR = \frac{Y_f}{Y_r}$

1.2 Sistemas de Monitoramento

Os parâmetros FV a serem monitorados foram descritos no item anterior. Este item descreve os diferentes tipos de sistemas de monitoramento capazes de controlar tais parâmetros.

Em primeiro lugar, é preciso sublinhar que existem diferentes níveis de monitoramento. Como consequência, diferentes tipos de sistemas podem ser implementados de acordo com o propósito do monitoramento. Por exemplo, o monitoramento mais simples de um inversor pode ser realizado pela leitura dos valores no *display* (geralmente LCD), que é parte de quase cada inversor conectado por rede.

2 Perdas de captura são causadas, por exemplo, pela atenuação da luz recebida, dependência de temperatura, descasamento elétrico, resistências parasitas em módulos fotovoltaicos, rastreamento imperfeita e ponto de potência máxima (MPP).

1.2.1 Monitoramento local

A maneira mais simples de executar o monitoramento local é por meio do *display* disponível no inversor ou na unidade de controle do inversor. Outras possibilidades de monitoramento local incluem o monitoramento por computador local via a conexão RS232 e/ou *display* remoto localizado na sala, como por exemplo, a conexão entre o inversor e o *display* que é, geralmente, sem fio.

Exemplos de unidades externas para o monitoramento do inversor são apresentados na Figura 1.



Figura 1. *Display* pessoal Fronius [13] (esquerda) e Sunny Beam, SMA [14] (direita)

A Figura 5-2 apresenta um controle remoto sem fio de inversores SMA com conexão Sunny Beam e *bluetooth*.



Figura 2. Controle remoto sem fio de inversores SMA com conexão *bluetooth*

1.2.2 Controle remoto

Outra maneira de controle pode ser realizada com conexão sem fio (*bluetooth* ou *Wi-Fi*), por meio da interface RS485 ou via rede. Para maneiras diferentes de monitoramento remoto da comunicação, podem ser usados: ethernet, internet, acesso discado, GSM, etc. O sistema pode enviar alertas e mensagens de *status* para o centro de controle ou usuário. Alertas e mensagens do sistema podem ser enviadas por serviço de SMS, GSM, máquina de fax, etc.

Um exemplo de controle remoto de inversores por meio da internet é apresentado na Figura 3.

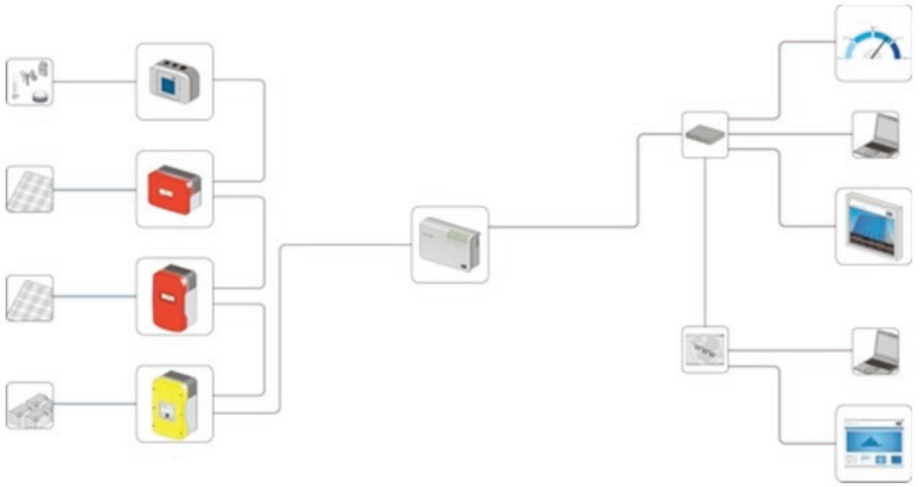


Figura 3. Controle remoto de inversores SMA por meio da internet

1.2.3 Sistema Solar Scada, monitoramento baseado na *web* e controle distribuído

Scada (aquisição de dados e controle de supervisão) é um grande sistema de controle de escala para os processos automatizados de produção. O termo Scada geralmente se refere a sistemas centralizados que monitoram e controlam sítios inteiros ou complexos de sistemas dispersos sobre áreas maiores (qualquer coisa de uma usina industrial até uma nação). Um sistema Scada inclui os seguintes recursos:

Aquisição de dados

Scada precisa coletar dados a partir de equipamentos de campo, tais como inversores FV, leituras de medidores, sensores de ambiente tipo irradiação e temperatura e medições de cadeias (*strings*). Esse equipamento é comunicado ao PLCs ou PC quanto aos relatórios de dados e *status* via a interface de comunicação, como RS485 ou TCP. Os dados são então compilados e formatados de modo que um operador da estação de trabalho, usando a HMI (interface homem-máquina), pode tomar decisões de supervisão para ajustar ou anular os controles normais. Os dados também podem ser alimentados para o banco de dados e servidor de *backup*, frequentemente construídos em um sistema de gerenciamento de banco de dados de *commodity* ou servidor, em nuvem, remoto, para permitir tendências e outra auditoria analítica.

Interface homem-máquina

À medida que os dados são coletados pelo sistema Scada, ele precisa exibir as informações, como intensidade de luz, de energia e a potência gerada na usina por unidade de transformador e unidade de distribuição, em todo o local, por objetos gráficos. Deve ser intuitivamente gráfico, de modo que os usuários ou operadores possam verificar o *status* rápido e facilmente.

Monitoramento remoto

A fim de evitar a perda de rendimento, os operadores do sistema precisam ser capazes de verificar remotamente as informações de rendimento, o *status* do inversor, o *status* do painel e a condição do ambiente. O sistema Scada precisa incluir a função *web* ou incoporar dispositivos móveis. Uma vez que todos os eventos aconteceram, eles podem ser verificados remotamente, para resolver o problema e lidar com o evento a tempo.

Gerenciamento de evento e alarme

O sistema Scada precisa alertar os usuários e operadores do sistema quanto a falhas nos alarmes e sistema. A função de enviar e receber mensagens de e-mail, usados em conjunto com o cronograma (*schedules*), avisa os operadores móveis de acordo com a sua disponibilidade.

Arquivamento

O sistema Scada armazena os dados adquiridos a partir do site a respeito de produção, manutenção, *status* e relatórios, etc. Ele precisa salvar os dados, na estação de trabalho local, e também fazer *backup* dos dados no servidor remoto.

Banco de dados

Todas as informações sobre Scada precisam ser exportadas para um servidor de banco de dados SQL, para centralizar e analisar a produção das várias usinas. Usuários ou administradores do sistema podem aplicar o banco de dados para consultar os dados do histórico, a fim de analisar estatisticamente o desempenho da usina solar. O banco de dados pode ser configurado remotamente, no servidor de nuvem, ou localmente, no servidor de banco de dados.

Flexibilidade para expansão futura

O sistema Scada deve manter a flexibilidade para painéis solares, inversores, sensores ambientais, medidores de cadeia (*strings meters*) ou outro equipamento adicionado futuramente.

As soluções Scada, frequentemente, têm componentes do sistema de controle distribuído (DCS). Um DCS é um sistema de controle de uma usina de processo industrial em que os elementos de controle não estão apenas localizados em posição central, mas também são distribuídos ao longo do sistema com cada subsistema do componente controlado por um ou mais controladores. É muito útil no monitoramento de usinas fotovoltaicas – um exemplo de controle distribuído e de solução Scada é o apresentado na Figura 4.

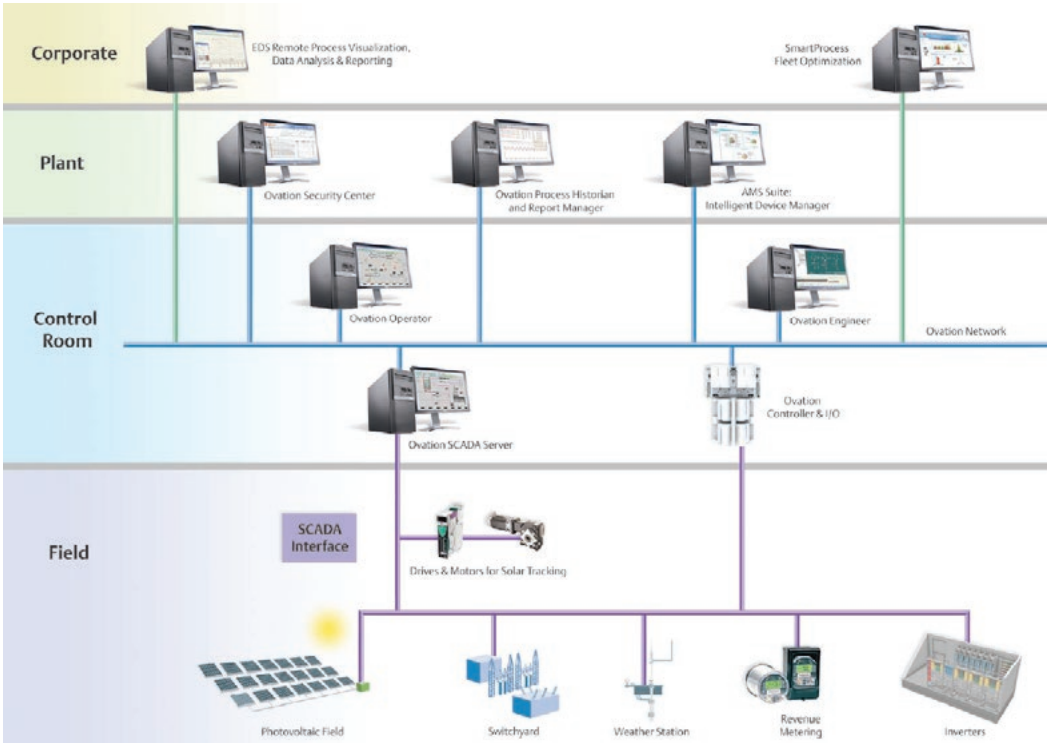


Figura 4. Controle distribuído e solução Scada [22]

O rápido crescimento da indústria solar na última década gerou uma infinidade de empresas que vendem aplicativos e serviços de monitoramento FV baseados na *web*.

Embora alguns fabricantes de equipamentos e integradores do sistema ofereçam suas próprias plataformas de monitoramento, instituições de crédito, muitas vezes, impõem exigências de monitoramento independentes. Portanto, as empresas de terceiros tipicamente proveem serviços e aplicativos de coleta de dados otimizados para aplicações FV.

Provedores, usualmente, vendem monitoramento baseado na *web* de acordo com um modelo de distribuição de serviço de um aplicativo como serviço. O cliente paga adiantado pelo aplicativo de comunicação do site e, em seguida, paga uma taxa mensal para armazenamento de dados e manutenção.

A principal diferença entre Scada e o monitoramento baseado na *web* é que os pacotes Scada são tipicamente projetados para se comunicarem com controladores de automação industrial e fornecer capacidades de controle avançadas.

Como resultado, a interface de operação permite não só a coleta de dados e monitoramento, mas também o controle direto das operações da usina, local ou remotamente.

A decisão de usar Scada ou plataformas de monitoramento baseadas na *web* é baseada em algumas considerações, como, por exemplo:

- O tamanho do projeto – para projetos de mais de 10 MW em capacidade, é recomendado olhar para um sistema Scada, enquanto uma plataforma de monitoramento baseada na *web* é boa para projetos individuais menores do que 10 MW em capacidade e também para locais de geração distribuída.

- **Número de usinas** – alguns sistemas de monitoramento baseados na *web* são suficientes para o nível local de monitoramento, mas não administram usinas instaladas em vários locais.
- **Os requisitos de controle do serviço** – se o serviço exigir o controle da usina ou rastreador ou a capacidade de permitir que os operadores mudem, manualmente, os pontos de ajuste, um pacote Scada é preferível, pois ele pode ser personalizado.
- **Nível de granularidade dos dados necessários** – operações na usina em escala de serviço requerem mais análise de dados em profundidade do que os sistemas fotovoltaicos menores. Com o sistema Scada, o cliente possui e tem acesso a todos os dados. Os sistemas de monitoramento baseados na *web* proveem uma ferramenta básica de análise dos dados.

1.3 Estado da Arte das Tecnologias para a Avaliação da Radiação Solar

Como relatado em [1], instrumentos meteorológicos de radiação são classificados de acordo com vários critérios, ou seja, o tipo de variável a ser medida, o campo de visão, a resposta espectral, o uso principal, etc.

Os tipos mais importantes de classificações estão listados na Tabela 4.

Tabela 4. Instrumentos meteorológicos de radiação [1]

Classificação do instrumento	Parâmetro a ser medido	Uso principal	Ângulo de visualização (sr)
Pireliômetro absoluto	Radiação solar direta	Padrão primário	5×10^{-3}
Pireliômetro	Radiação solar direta	Padrão secundário para as calibrações Rede	5×10^{-3} a $2{,}5 \times 10^{-2}$
Pireliômetro espectral	Radiação solar direta em bandas espectrais amplas (por exemplo, com filtros)	Rede	5×10^{-3} a $2{,}5 \times 10^{-2}$
Sunfotômetro	Radiação solar direta em bandas espectrais curtas	Padrão Rede	5×10^{-3} a 1×10^{-2}
Piranômetro	Radiação global (solar) Radiação difusa no céu (solar) Radiação refletida solar	Padrão de trabalho Rede	2π
Piranômetro espectral	Radiação solar global em faixas espectrais de banda larga	Rede	2π
Piranômetro líquido	Radiação líquida global (solar)	Padrão de trabalho Rede	2π
Pirgeômetro	Radiação de longas ondas ascendente (olhando para baixo) Radiação de longas ondas descendente (olhando para cima)	Rede	2π
Pirradiômetro	Radiação Total	Padrão de trabalho	2π
Pirradiômetro líquido	Radiação líquida total	Rede	4π

A maioria dos sensores de radiação, no entanto, não são absolutos, mas devem ser calibrados com um instrumento absoluto. A incerteza do valor de medição deve ser conhecida por um instrumento bem caracterizado, o que depende dos seguintes fatores:

- **resolução**, ou seja, a menor alteração na quantidade de radiação que pode ser detectada pelo instrumento;
- **desvios de sensibilidade a longo prazo** (a razão de sinal de saída elétrico à irradiância aplicada), ou seja, a passagem máxima possível, por exemplo, um ano;
- **mudanças na sensibilidade** devido a alterações das variáveis ambientais, tais como temperatura, umidade, pressão e vento;
- **não linearidade** de resposta, isto é, mudanças na sensibilidade associada com variações na irradiância;
- **desvio da resposta espectral** a partir desse postulado, ou seja, a escuridão da superfície de recepção, o efeito da janela de abertura e assim por diante;
- **desvio da resposta direcional** daquela resposta postulada, nomeadamente cosseno e resposta azimute;
- **constante de tempo** do instrumento ou do sistema de medição; e
- **incertezas** no equipamento auxiliar.

Para as medições da radiação das usinas fotovoltaicas, um pireliômetro (para a radiação solar direta) ou um piranômetro (para a radiação solar global) são os comumente usados. Uma breve descrição das suas características, com aquelas das células de referência FV, são relatadas abaixo, com uma descrição da medição da radiação difusa.

Principais fabricantes de sensores de radiação solar (para aplicações FV) são:

- Kipp&Zonen (http://www.kippzonen.com/);
- Hukseflux (http://www.hukseflux.com/product_group/pyranometer);
- Eplab (http://www.eppleylab.com/);
- EKO (http://www.eko.co.jp); e
- Lambrecht (http://www.lambrecht.net/).

1.3.1 Piranômetro

Um piranômetro geralmente faz uso de um elemento de detecção térmico passivo, denominado termopilha.

A termopilha responde à potência total absorvida pelo revestimento de superfície preta, que é uma tinta não espectralmente seletiva que aquece.

O calor gerado flui através de uma resistência térmica para o dissipador de calor (o corpo do piranômetro). A diferença da temperatura por meio da resistência térmica do detector é convertida em uma tensão, como uma função linear da irradiância solar absorvida.

O aumento de temperatura é facilmente afetado pelo vento, chuva e perdas de radiação térmica para o ambiente (céu frio). Portanto, detectores de alta qualidade são protegidos por duas cúpulas (aqueles de nível de entrada têm apenas uma cúpula para reduzir o tamanho e custo).

Essas cúpulas permitem a igualdade de transmitância do componente solar direto para cada posição do Sol na esfera celeste. Um cartucho de secagem no compartimento do radiômetro é preenchido com gel de sílica e impede o orvalho nas laterais internas das cúpulas, o que pode resfriar consideravelmente em noites claras e sem vento.

Detalhes principais da construção de um piranômetro são indicados na Figura 5.

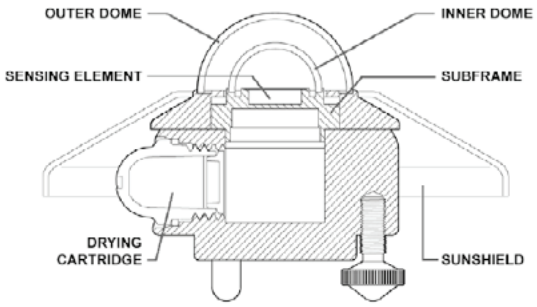


Figura 5. Detalhes de um piranômetro ([2])

O material da cúpula do radiômetro define a faixa de medição espectral do instrumento. Em geral, cerca de 97-98% do espectro da radiação solar serão transmitidos através das cúpulas e serão absorvidos pelo detector. A irradiância solar pode vir de qualquer direção no hemisfério acima do radiômetro e, portanto, as cúpulas são projetadas para minimizar erros de medição em todos os ângulos de incidência.

O elemento de detecção da termopilha é composto por um grande número de pares de junção de termopares eletricamente ligados em cadeia (*string*). A absorção da radiação térmica de uma das junções do termopar, denominadas de junção ativa (ou 'quente'), aumenta sua temperatura. A temperatura diferencial entre a junção ativa e uma junção de referência ('fria') mantida em uma temperatura fixa produz uma força eletromotriz diretamente proporcional à temperatura diferencial criada.

A sensibilidade de um piranômetro depende das propriedades físicas individuais da termopilha e do projeto. A sensibilidade de cada termopilha é única e, portanto, cada radiômetro tem fator de calibração único, ainda que seja o mesmo modelo de radiômetro.

Destaca-se que a calibração e a manutenção de um piranômetro são muito importantes.

Em particular, a calibração consiste na determinação de um ou mais fatores de calibração e a dependência desses em condições ambientais, tais como:

- temperatura;
- nível de irradiância;
- distribuição espectral de irradiância;
- variação temporal;
- distribuição angular de irradiância;
- inclinação do instrumento;
- irradiância líquida de ondas longas para compensar a correção térmica; e
- métodos de calibração.

Normalmente, é necessário especificar as condições ambientais do teste, que podem ser muito diferentes para diferentes aplicações. O método e condições também devem ser dados em algum detalhe no certificado de calibração.

Há uma variedade de métodos para calibrar piranômetros utilizando as fontes de laboratório ou solares:

- por comparação, com um pireliômetro-padrão, para a irradiância solar direta, e um piranômetro sombreado calibrado, para a irradiância difusa no céu;
- por comparação, com um padrão pireliômetro, usando o sol como fonte, com um disco removível para o sombreamento para o piranômetro;
- com um pireliômetro padrão, usando o sol como fonte, e dois piranômetros a serem calibrado alternadamente como medição global e irradiância difusa;
- por comparação, com um piranômetro-padrão, usando o sol como fonte, sob outras condições naturais de exposição;
- no laboratório, em um banco ótico com uma fonte artificial ou incidência normal em algum azimute e elevação especificada, por comparação, com um piranômetro semelhante, previamente calibrado ao ar livre;
- em laboratório, com o auxílio de uma câmara de integração, simulando a radiação difusa do céu, por comparação, com um tipo semelhante de piranômetro previamente calibrado ao ar livre.

Sobre a manutenção, piranômetros em operação contínua devem ser inspecionados, pelo menos, uma vez por dia e, talvez, com mais frequência, por exemplo, quando observações meteorológicas estão sendo feitas. Durante essas inspeções, a cúpula de vidro do instrumento deve ser limpa e seca. Se a neve congelada, geada de vidro, granizo ou geada estiver presente, deve ser feita uma tentativa de remover o depósito muito suavemente (pelo menos temporariamente), com o uso moderado de um fluido de degelo, antes de limpar o vidro.

A verificação diária deve também garantir que o instrumento esteja nivelado, que não haja condensação no interior da cúpula e que as superfícies de detecção ainda estejam escuras.

Se a poluição ou areia formarem um depósito local, a cúpula deve ser limpa muito suavemente, de preferência depois de soprar a maior parte do material solto ou depois molhando-o um pouco, a fim de impedir que a superfície seja riscada (tal ação abrasiva pode sensivelmente alterar as propriedades de transmissão original do material).

1.3.2 Pireliômetro

A radiação solar direta é medida por meio de pireliômetros, cujas superfícies de recepção são dispostas como sendo normais à direção solar.

Por meio de aberturas, apenas a radiação do sol e um anel anular do céu é medido, o último componente de radiação é, algumas vezes, referido como radiação circunsolar ou radiação da auréola. Em instrumentos modernos, esta se estende até um meio ângulo de cerca de 2,5°, em alguns modelos, e de cerca de 5° do centro do sol (correspondendo, respectivamente, a $5{\cdot}10^{-3}$ e $5{\cdot}10^{-2}$). A construção da montagem do pireliômetro deve permitir o ajuste rápido e suave dos ângulos de azimute e elevação.

Um dispositivo de observação está geralmente incluído no qual um pequeno ponto de luz ou imagem da luz solar incide sobre uma marca no centro do alvo, quando uma superfície de recebimento é exatamente normal ao feixe solar direto. Para a gravação contínua, é aconselhável a utilização de equipamento automático de acompanhamento do sol (rastreador do sol).

Os principais detalhes da construção de um pireliômetro são apresentados na Figura 6.

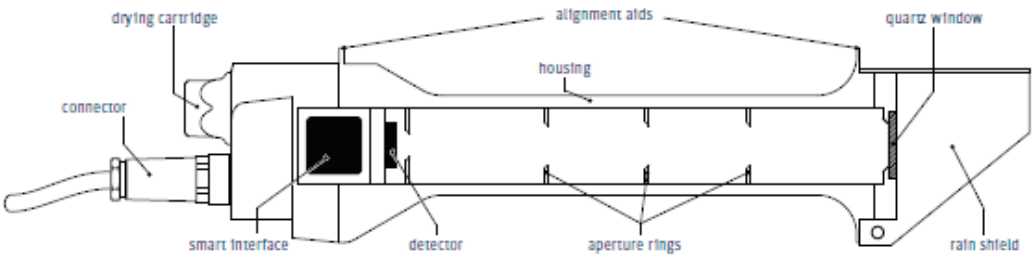


Figura 6. Detalhes de um Pireliômetro ([4])

Pireliômetro primário padrão é um pireliômetro absoluto, que pode definir a escala de irradiância total, sem recorrer a fontes de referência ou radiadores. Os limites de incerteza da definição devem ser conhecidos – a qualidade desse conhecimento determina a confiabilidade de um pireliômetro absoluto. Somente laboratórios especializados devem operar e manter os padrões primários.

Algumas das características operacionais dos pireliômetros (que não os primários padrão) são dados na Tabela 5.

Tabela 5 Características do Pireliômetro [2]

Características	Pireliômetro (De acordo com ISO 9060)	
	Alta qualidade*	Boa qualidade**
Tempo de resposta (95% de resposta)	< 15 s	< 30 s
Desvio de Zero (tipo B) - Resposta para 5° K/h mudança na temperatura ambiente	2 W/m^2	4 W/m^2
Resolução (menor mudança detectável) W/m^2	0,51	1
Estabilidade (mudança por ano, porcentagem de escala total)	±0,1%	±0,5%
Temperatura resposta (porcentagem de erro máximo devido a qualquer mudança de temperatura ambiente dentro de um intervalo de 50 K)	1%	2%
Não linearidade (porcentagem de desvio da responsividade a 500 W/m^2 devido a qualquer mudança de irradiância dentro da faixa de 100 a 1.100 W/m^2)	±0,2%	±0,5%
Sensibilidade espectral (desvio da porcentagem do produto de absorção espectral e transmitância espectral da média correspondente (faixa de 300 – 3.000 nm))	±0,5%	±1%
Resposta da inclinação (desvio da porcentagem da responsividade à inclinação 0° (horizontal) devido à mudança na inclinação de 0° a 90° a 1.000 W/m^2)	±0,2%	±0,5%
Incerteza alcançável (95% do nível de confiança) • 1 min total • 1 h total • totais diários	±0,9% 0,56 kJ/m^2 ±0,7% 21 kJ/m^2 ±0,5% 200 kJ/m^2	±1,8% 1 kJ/m^2 ±1,5% 54 kJ/m^2 ±1% 400 kJ/m^2

Observações
* Adequado para o uso como um padrão de trabalho; sustentável somente em estações com instalações especiais e pessoais.
** Aceitável para operações de rede.

1.3.3 Dispositivo solar de referência FV

Como dito, as células de referência FV também podem ser usadas para medir a irradiância. Certamente, elas trabalham de uma maneira muito diferente porque são baseadas nos princípios fotovoltaicos – fótons com energia acima da banda proibida do material FV são convertidos diretamente em cargas positivas e negativas, que podem ser coletadas e usadas em um circuito externo. Como se sabe, os fótons com energia menor do que a banda proibida não são convertidos, implicando que as células de referência são insensíveis a mudanças nessa parte do espectro, quando usadas para a quantificação da irradiância meteorológica de amplo espectro.

Sendo assim, a célula de referência gera uma corrente, que é dependente do número e distribuição espectral dos fótons. Tipicamente, a corrente da célula de referência é medida por meio da medição da tensão através de um pequeno resistor, que é incluído no pacote da célula de referência. Essa tensão está calibrada sob o espectro de referência [espectro ASTM G173 ou IEC 60904-3] a 1.000 W/m^2, 25 °C, usando técnicas padrão [IEC 60904-1].

Como um módulo FV, a célula de referência responde à luz de todos os ângulos, mas geralmente mostra uma refletância aumentada e, portanto, uma eficiência diminuída para a luz que chega a um ângulo de visão.

1.3.4 Medição de radiação difusa

A radiação difusa é medida por um piranômetro sombreado sob uma esfera de rastreamento (Figura 7).



Figura 7. Detalhes de um piranômetro sob uma esfera de rastreamento.

O princípio de funcionamento é o seguinte: a radiação solar direta é interceptada por um pequeno disco ou esfera (denominada esfera de rastreamento). A sombra do disco ou esfera deve cobrir as cúpulas do piranômetro completamente. No entanto, para seguir o movimento aparente do sol, um dispositivo de rastreamento é necessário.

Dois são os métodos de medição: o primeiro método implica na rotação de um braço delgado sincronizado com o movimento aparente do sol. Se o rastreamento for baseado em motores síncronos com o sol ou almanaques solares, é essencial que haja inspeção frequente para assegurar o funcionamento e ajuste adequados, visto que os registros espúrios são, de outra maneira, difíceis de detectar (rastreadores solares com os sistemas de busca de sol minimizam a probabilidade de tais problemas).

Em alternativa, a utilização de um anel de sombra é possível, contudo menos precisa. Os anéis de sombra interceptam a radiação solar direta alguns dias sem reajuste, mas também uma proporção da radiação difusa do céu. Portanto, as correções para esses dados gravados são necessárias.

Já o segundo método requer a atenção frequente do pessoal ao site e significativas correções ao registro devido ao bloqueio considerável da radiação difusa do céu pela disposição do sombreamento. Suposições sobre a distribuição da radiância do céu e as dimensões da banda são necessárias para corrigir esta última e diminuir a incerteza da radiação difusa do céu derivada, em comparação com aquela usando o sistema de disco que busca o sol.

Uma fonte de erro significativa para os dados da radiação difusa do céu é o sinal de irradiância zero. Em condições de céu claro, o sinal de irradiância zero é o equivalente de 5 a 10 W m^{-2}, dependendo do modelo do piranômetro, e poderia se aproximar de 15% da irradiância difusa do céu.

A instalação de um piranômetro de céu difuso é semelhante ao de um piranômetro que mede a radiação global. No entanto, existe a complicação de uma montagem equatorial ou ponto de sombra da banda. A distância de um piranômetro vizinho deve ser suficiente para garantir que o disco ou anel de sombreamento nunca o sombreie. Esse pode ser mais importante em altas latitudes, onde o ângulo do sol pode ser muito baixo.

Visto que a radiação difusa do céu de um céu sem nuvens pode ser menor do que um décimo da radiação global, deve-se dar atenção especial à sensibilidade do sistema de registro.

1.3.5 Piranômetro *versus* dispositivo solar de referência FV

De acordo com ISO 9060, um piranômetro pode ser classificado em três diferentes categorias, Padrão Secundário, Primeira Classe e Segunda Classe. A Tabela 6 define as principais características das três classes, de acordo com ISO 9060 (indicado por ISO na tabela) e de acordo com a Organização Meteorológica Mundial (indicada por WMO na tabela). Para comparação, nós adicionamos as características de um dispositivo solar de referência FV.

Tabela 6. Piranômetro *versus* dispositivo solar de referência FV

Características	Piranômetro (De acordo com ISO 9060)			Dispositivo solar de referência FV*
	padrão secundário	primeira classe	segunda classe	
Tempo de resposta (95 % de resposta) ISO & WMO	<15 s	<30 s	<60 s	Cerca de 10 ns
Desvio Zero (tipo A) – radiação térmica líquida de resposta (200 W/ m^2) (ventilada) ISO & WMO	7 W/m^2	15 W/m^2	30 W/m^2	
Desvio Zero (tipo B) – Resposta a 5°C/h mudança em temperatura ambiente ISO & WMO	2 W/m^2	4 W/m^2	8 W/m^2	
Resolução (menor mudança detectável) WMO	1 W/m^2	5 W/m^2	10 W/m^2	
Estabilidade (mudança por ano, porcentagem de escala completa) – ISO & WMO	±0,8%	±1.5%	±3%	<1%
Resposta direcional para a radiação de feixe (a faixa de erros causada por considerar que a responsividade de incidência normal é válida para todas as direções quando medindo de qualquer direção, uma radiação de feixe cuja radiação de incidência normal é 1.000 W/m^2) ISO & WMO	10 W/m^2	20 W/m^2	30 W/m^2	
Resposta da Temperatura (porcentagem de erro máximo devido a qualquer mudança de temperatura ambiente dentro de um intervalo de 50 K) ISO & WMO	2%	4%	8%	
Não linearidade (desvio da porcentagem da responsividade a 500 W/m^2 devido a qualquer mudança de irradiância dentro da faixa de 100 a 1.000 W/m^2) ISO & WMO	±0,5%	±1%	±3%	Cerca de 0%
Sensibilidade espectral (desvio da porcentagem do produto de absorção espectral e transmitância espectral da média correspondente). WMO (faixa de 300 – 3.000 nm) ISO (faixa de 350 -1.500 nm)	 ±2% ±3%	 ±5% ±5%	 ±10% ±10%	Em alguns casos, mais do que 5%
Resposta da inclinação (desvio da porcentagem da responsividade em inclinação de 0° (horizontal) devido à mudança na inclinação de 0° a 90° em 1.000 W/m^2) ISO & WMO	±0,5%	±2%	±5%	
Incerteza possível (95% de nível de confiança) Totais por hora WMO Totais diários ISO & WMO	 3% 2%	 8% 5%	 20% 10%	De 3% a 8%

*Calibrado periodicamente de acordo com EN 17025 Padrão e fabricado de acordo com EN 60904-2 Padrão

A questão, para piranômetro e células de referência sobre o que faz mais sentido para as usinas fotovoltaicas, depende de muitas considerações.

Como relatado em [6] e como dito acima, células de referência solares que utilizam a mesma lista de materiais (célula, vidro, encapsulante, folha traseira, etc.) dos módulos FV, compreendendo a usina de potência FV, exibirão uma resposta compatível com relação ao espectro e ângulo de incidência.

Em contraste com as células de referência, os piranômetros de termopilha são construídos com um disco preto, coberto por uma cúpula única ou dupla de vidro ou quartzo.

O disco absorve toda a luz solar que é transmitida através da cúpula. Em parte, devido ao espaço de ar entre o disco preto e a cúpula de vidro ou quartzo, os piranômetros exibem um ângulo de incidência de resposta único.

Piranômetros também exibem uma resposta espectral planar a todos os fótons incidentes que passam através da cúpula (vide o Anexo 1).

Em outras palavras, eles respondem com a energia em todas as cores da luz transmitida através da cúpula igualmente.

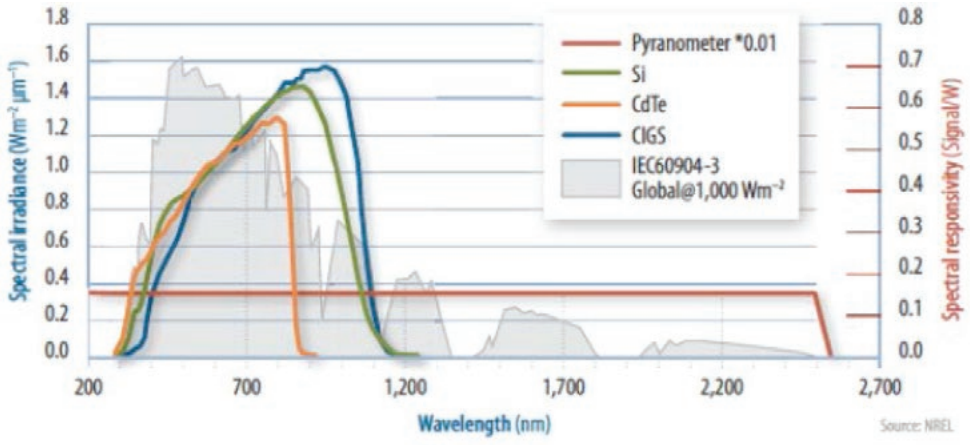


Figura 8. Respostas espectrais[6]. Resposta espectral (eixo direito) de várias tecnologias FV e de um piranômetro de termopilha. A irradiância espectral (eixo esquerdo) do espectro solar de irradiância global padrão também é mostrada.

Por causa disso, os piranômetros medem a luz do sol incidente de banda larga, que é similar, mas não exatamente a mesma que a usável para as células solares. Piranômetros também podem exibir uma resposta para difundir a luz que difere de dispositivos FV, introduzindo as diferenças de medição adicionais nos dias nublados.

Isso significa que, como relatado, por exemplo, em [7], aqueles sensores de silício cristalinos com uma base anual medem menos irradiação do que piranômetros. A maior diferença absoluta entre o sinal medido por um sensor de silício cristalino e um piranômetro é relacionada a condições de céu claro com uma razão baixa difusa/direta. Essa diferença anual depende muito do sensor e da localização.

De acordo com [6], o uso de células de referência FV é mais vantajoso porque:

1. melhora a precisão das medições de desempenho, o que deve reduzir os custos de capital e *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Isso exige que as projeções iniciais de desempenho sejam realizadas com dados de recurso apropriado, o que pode ser conseguido por meio da modelagem do espectro ou coleta de dados de recurso com uma célula de referência durante a avaliação do local; e
2. permite a medição precisa do desempenho FV para detectar a degradação ou desvio de desempenho esperado.

Atualmente, a maioria dos conjuntos de dados de recursos a longo prazo contém apenas dados de irradiância de banda larga e, portanto, a maioria das avaliações de recursos e projetos de desempenho iniciais é realizada utilizando dados de irradiância de banda larga.

Quando as projeções de desempenho iniciais são modeladas com dados de irradiância de banda larga, as incertezas na geração de potência FV previsível serão maiores do que se a porção do recurso solar disponível para módulos FV fosse medida usando uma célula de referência combinada espectralmente.

Piranômetros de termopilha apresentam maior incerteza em relação a células de referência solares e não respondem a mudanças nas condições ambientais exatamente da mesma forma que módulos FV.

O uso de piranômetros ainda pode ser útil para a comparação de irradiância de banda larga observada com o histórico de irradiância de banda larga, mas a adoção de projeções de desempenho FV feitas usando dados de irradiância combinada FV, acoplados com o desempenho medido usando células de referência FV, deve: 1) reduzir a incerteza no desempenho; 2) reduzir o custo para o proprietário da usina; e, portanto, 3) diminuir o LCOE de eletricidade de usinas FV.

Essas conclusões, publicadas integralmente a partir de [6], não estão em completo acordo com aquelas relatadas em [7], em que grande atenção é dada ao fato de que, por exemplo, na Alemanha, em média, a PR anual calculada na base de sensores cristalinos pode ser 2% a 4% maior do que a PR com base em uma medição do piranômetro, o que deve ser levado em conta ao se comparar a PR de uma usina fotovoltaica em operação com a PR estimada na avaliação de rendimento de energia.

Assim, [7] recomenda a instalação de um piranômetro de primeira ou segunda classe (com uma calibração rastreável e o certificado de calibração associado), no plano do módulo, para a medição da irradiação solar; e o piranômetro deve ser instalado em um lugar onde nenhum sombreamento, próximo ou distante, possa afetar a medição.

Esse sensor deve ser verificado e limpo com frequência (a cada 1 ou 2 semanas, é o recomendado, dependendo do local) e recalibrado (a cada dois anos, se dois sensores forem instalados e constantemente comparados, ou a cada ano, se apenas um sensor for instalado).

Concluindo, como relatado em [12], piranômetros são muito mais onerosos, mas também mais difíceis de usar apropriadamente por não especialistas e é fácil cometer erros com piranômetros usados inapropriadamente que excederam a faixa de 2-6%. Assim, sob condições de monitoramento comuns (em que a precisão de dados é limitada, geralmente, em torno de 5%), a célula SI calibrada é a melhor escolha.

Quando a razão dos valores de desempenho é dada, deve ser indicado claramente se a irradiação foi medida por uma célula de referência ou um piranômetro. De outra forma, uma comparação razoável de diferentes usinas fotovoltaicas não é possível.

A razão do desempenho é geralmente menor quando a irradiação for medida com um piranômetro. Além disso, se uma célula de referência cristalina for usada para uma fileira de módulos amorfa ou base amorfa diferente, a incompatibilidade espectral leva a valores não realísticos para a razão de desempenho.

Como sugerido em [7], por mais longos períodos, os dados de irradiância derivados de satélite podem complementar as medições no local.

1.4 Banco de Dados de Irradiância Solar

Como se sabe, um dos principais problemas durante a concepção de uma usina FV é a Avaliação do Rendimento de Energia que impulsiona muitas avaliações econômicas – essa avaliação baseia-se na determinação da irradiância e temperatura do local, determinada na base do banco de dados.

Existem muitas fontes de dados de irradiação disponíveis em todo o mundo. Talvez a mais detalhada seja *http://maps.nrel.gov/SWERA* – a partir desse site, é possível extrair dados de banco de dados internacionais diferentes ([23] [24] [25]), como NREL, Inpe e Nasa.

Outra fonte de dados é o Meteonorm [26], um banco de dados meteorológico, contendo dados climatológicos abrangentes para as aplicações de engenharia solar em cada local no globo.

1.4.1 Atlas solares

Nasa – Baixa Resolução [23]

Os dados meteorológicos estão a um 1 grau de longitude por uma grade de ângulo igual de latitude de 1 grau, abrangendo todo o globo (64.800 regiões). Em geral, a meteorologia e radiação solar foram obtidas pelo satélite do Diretório de Missão e Ciência da Nasa e programas de pesquisa de reanálise. Os parâmetros com base nos dados solares e/ou meteorológicos derivam e foram validados com base nas recomendações de parceiros na indústria de energia. A abrangência temporal dos dados meteorológicos e solares é de 22 anos (por exemplo, de julho de 1983 até junho de 2005).

NREL – Resolução Moderada [24]

Esse banco de dados provê uma média mensal e uma média anual da fonte solar total diária mediada sobre a superfície das células de, aproximadamente, 40 km por 40 km em tamanho. O valor da fonte solar é representado como watts-horas por metro quadrado por dia, para cada mês. Os dados foram desenvolvidos do Modelo de Radiação Solar Climatológica (CSR) da NREL. Este modelo usa informações de cobertura de nuvem, vapor de água atmosférica e gases do percurso e a quantidade de aerossóis na atmosfera para calcular a média mensal da insolação total diária (sol e céu) em uma superfície horizontal.

As estações de medição de solo existentes são usadas para validar os dados quando possível. Os valores modelados são precisos a aproximadamente 10% de um valor verdadeiro medido dentro da célula da rede, devido às incertezas relacionadas à entrada meteorológica ao modelo.

A cobertura de nuvem local pode variar de forma significativa, mesmo dentro de uma célula de rede simples, como um resultado de efeitos de terreno e outras influências microclimáticas. Além disso, a incerteza dos valores modelados aumenta com a distância, em relação aos dados medidos usados na validação e, com a complexidade do terreno.

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Brasil (Inpe) – Resolução Moderada e Alta [25]

O banco de dados do Inpe disponibiliza dados de Radiação Solar anuais em kWh/m^2/dia para células de 40 km (resolução moderada) e células de 10 km (alta resolução), com base em dados de 1995 a 2005.

Meteonorm [26]

Como já dito, o Meteonorm é um banco de dados meteorológico, contendo dados climatológicos abrangentes para as aplicações de engenharia solar em cada local no globo. Séries temporais horárias são geradas de forma estocástica a partir de médias mensais obtidas de diversas fontes de dados. Eles representam um ano meteorológico típico a serem usados em projeto de sistemas. Como tal, os resultados não representam um ano histórico real, mas um ano hipotético, que estatisticamente representa um ano típico no local selecionado. O Meteonorm baseia-se não somente em inúmeros bancos de dados de todas as partes do mundo, mas também em um grande número de modelos computacionais desenvolvidos em programas de pesquisa internacionais.

Outros bancos de dados

O banco de dados Solargis [27] é um banco de dados de alta resolução que funciona em cerca de 100 terabytes de dados e é atualizado diariamente. Os dados são calculados usando algoritmos desenvolvidos nas próprias instalações, que processam imagens de satélite e entradas atmosféricas e geográficas.

Quanto a banco de dados regionais, para África e Europa, são também úteis: HelioClim [28] e PVGIS [29].

Em particular, o HelioClim é uma família de banco de dados que compreende os valores totais de irradiância e irradiação solar (radiação total é equivalente a "espectralmente integrado") ao nível do solo. Os bancos de dados HelioClim, HC1 e HC3 são previstos a partir das imagens do satélite Meteosat de Segunda Geração (MSG). O método usado para estimar os valores de radiação é chamado HelioSat-2.

O Sistema de Informação Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) é o banco de dados do Centro Comum de Pesquisa Europeia em Ispra (Itália).

1.4.2 Incerteza do banco de dados de irradiância solar

No banco de dados, os dados de irradiação recolhidos por muitos anos por diferentes tipos de instrumentação representam um valor médio.

Uma análise detalhada das flutuações da radiação solar, por exemplo, é relatada em [15]. Nesse trabalho, as médias diárias dos dados globais de irradiação horizontal obtidas por irradiação de elaboração Meteosat foram analisadas em dois períodos diferentes: 1985-1987 e 1989-2004. As principais conclusões desse trabalho são:

> "Embora a quantidade de irradiação global incidente sobre um plano horizontal diminui com o aumento da latitude, a variabilidade do clima de ano para ano não segue este padrão. O desvio padrão dos valores anuais fica, tipicamente, abaixo de 6%, na maioria das regiões em torno do Mediterrâneo e Mar Negro, embora em algumas zonas costeiras e no alto das montanhas a variabilidade interanual é maior. Durante os 18 anos analisados, a quantidade de recurso solar no ano menos ensolarado desviou a média de longo prazo por mais de -9% apenas em algumas regiões costeiras e no alto das montanhas. De forma preferível, os resultados devem ser cruzados com as medições com base no solo, mas de longo prazo. Medições de alta qualidade não estiveram à nossa disposição."

E, mais importante:

> "O desvio padrão dos valores anuais indica a possível incerteza de médias de longo prazo estimadas da irradiação global horizontal, algo que um usuário pode observar quando consultar vários bancos de dados de radiação solar. Esta análise mostra que uma das razões é que os vários bancos de dados são desenvolvidos a partir de diferentes fontes de dados, abrangendo diferentes períodos de tempo. Grandes variações, até mesmo em um único ano, podem dar uma contribuição significativa às diferenças nas médias de longo prazo, dependendo se tal ano foi incluído na média ou não".

Além disso, se essa análise estiver restrita à Europa, África do Norte e Oriente Médio, as mesmas conclusões podem ser derivadas da análise de outra fonte de informação em outras partes do mundo.

Por exemplo, outra fonte de informação quanto às incertezas nos dados de irradiação (especialmente para a avaliação da qualidade dos dados), no caso o Laboratório Americano de Energia Renovável (NREL), produziu mais resultados sobre esse problema (por exemplo, [16] [17] [18] [19] [20] [21]).

A análise das informações coletadas pelo NREL (e os resultados das experiências de campo) sugere que:

- o desvio-padrão dos dados de irradiação, que depende do banco de dados usado, pode ser avaliado, aproximadamente, em 2,5 e 3,5% no período analisado (quanto maior o período analisado, melhor será o desvio padrão. Por exemplo, se somente 1 ano for considerado, pode ocorrer um desvio padrão de cerca de 10%);
- a precisão dos dados também deve ser considerada (o que pode ser entre 3 a 5%, mas sua determinação é muito difícil).

Com base nesses e nos resultados anteriores, é possível supor que os dados de irradiância têm um desvio-padrão de cerca de 6% da média (com uma variação anual de cerca de 13%).

2. SÉRIES HISTÓRICAS DE DADOS SOLARIMÉTRICOS NO BRASIL

Existem algumas bases de dados de medições de superfície no Brasil que são de domínio público e que têm interesse em estimativas de recurso solar. A seguir, são apresentadas algumas dessas bases de dados que podem ser usadas para construir séries temporais de dados de radiação para avaliação preliminar de potencial para implantação de plantas solares.

2.1 Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (Sonda)

O Projeto Sonda tem entre suas metas principais construir uma base de dados de superfície de acesso público e gratuito necessária ao levantamento, avaliação e acompanhamento dos recursos de energia solar e eólica no Brasil [30]. A base de dados foi concebida com o objetivo de suprir informações adequadas e confiáveis sobre a disponibilidade e variabilidade dos recursos solares e eólicos no território brasileiro necessárias para investimentos em larga escala no país. Seus dados permitem, além da avaliação do comportamento do recurso solar nos pontos de medição e imediações, a possibilidade de quantificar incertezas associadas às estimativas de radiação com cobertura nacional por modelos baseados em dados de satélite.

A rede Sonda tem sua base de dados dividida em dois grupos, a saber, dados Ambientais e dados Anemométricos. Os dados Ambientais apresentam dois subgrupos, os dados meteorológicos e os dados radiométricos. A Tabela 7 apresenta as variáveis medidas e suas unidades.

Tabela 7. Variáveis Ambientais e suas unidades disponíveis através do Programa Sonda[30]

Meteorológicos	
Variável	**Unidade**
Temperatura do Ar (superfície)	ºC
Umidade Relativa do Ar	%
Pressão do Ar	mBar
Precipitação de Chuva	mm
Velocidade do Vento a 10 m	$m\ s^{-1}$
Direção do Vento a 10 m	0º a 360º

Radiométricos	
Variável	**Unidade**
Radiação Global Horizontal	$W\ m^{-2}$
Radiação Direta Normal	$W\ m^{-2}$
Radiação Difusa	$W\ m^{-2}$
Radiação de Onda Longa Descendente	$W\ m^{-2}$
Radiação Fotossinteticamente Ativa (PAR)	$\mu mol\ m^{-2}\ s^{-1}$
Iluminância	kLux

Nota: Os dados disponibilizados representam médias a cada minuto.

A Tabela 8 apresenta as estações próprias e parceiras integrantes do projeto Sonda que fornecem dados solarimétricos.

Tabela 8. Estações do Projeto Sonda com dados radiométricos [30]

Estação (Sigla)	UF	Latitude	Longitude	Alt.(m)
Próprias				
Brasília (BRB)	DF	15° 36' 03" S	47° 42' 47" O	1023
Cachoeira Paulista (CPA)	SP	22° 41' 22,65" S	45° 00' 22,28" O	574
Caicó (CAI)	RN	06° 28' 01" S	37° 05' 05" O	176
Campo Grande (CGR)	MS	20° 26' 18" S	54° 32' 18" O	677
Cuiabá (CBA)	MT	15° 33' 19" S	56° 04' 12" O	185
Ourinhos (ORN)	SP	22° 56' 55" S	49° 53' 39" O	446
Palmas (PMA)	TO	10° 10' 40" S	48° 21' 43" O	216
Petrolina (PTR)	PE	09° 04' 08" S	40° 19' 11" O	387
Rolim de Moura (RLM)	RO	11° 34' 54" S	61° 46' 25" O	252
São Luiz (SLZ)	MA	02° 35' 36" S	44° 12' 44" O	40
São Martinho da Serra (SMS)	RS	29° 26' 34" S	53° 49' 23" O	489
Parceiras				
Chapecó (CHP)	SC	27° 04' 48" S	52° 36' 52" O	700
Curitiba (CTB)	PR	25° 29' 43,6" S	49° 19' 52,35" O	891
Florianópolis (FLN)	SC	27° 36' 6,1" S	48° 31' 4,2" O	31
Joinville (JOI)	SC	26° 15' 09" S	48° 51' 28" O	48
Natal (NAT)	RN	05° 50' 12" S	35° 12' 23" O	58
Sombrio (SBR)	SC	29° 05' 44" S	49° 48' 48" O	15

A Figura 9 mostra a localização geográfica das estações da rede Sonda no território nacional [30]. Os dados disponíveis das estações com medições radiométricas começam em 2002, mas são dispersos. A abrangência temporal dos dados de cada estação até a publicação desse documento é mostrada no Anexo 3. Os dados disponíveis foram processados e validados. Estão também disponíveis para acesso as tabelas indicadoras da qualidade de cada medição.

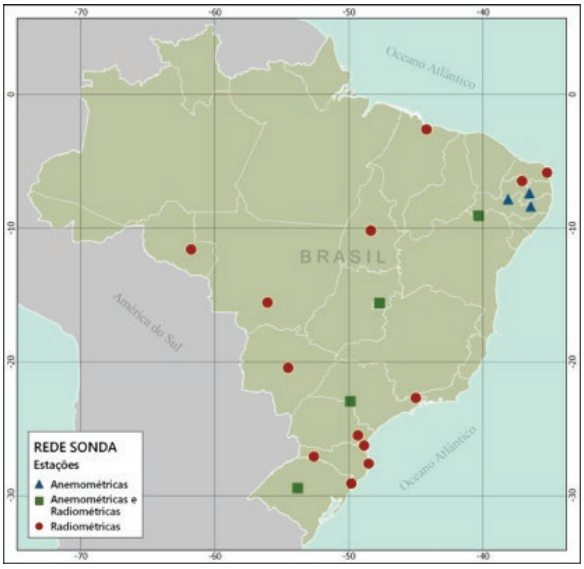


Figura 9. Localização geográfica das estações de medição integrantes do Projeto Sonda [30]

2.2 Sistema do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)

É evidente, na Figura 9, a baixa resolução espacial da rede Sonda, devido a seu alto custo de implantação e manutenção. Não obstante a sua relevância na validação de modelos para construção de Atlas Solarimétricos, entre outras aplicações, sua pequena cobertura espacial compromete a sua aplicação para estudos locais de potencial de geração de energia. No entanto, outra importante fonte de dados públicos para estudos de recurso solar visando aproveitamento de radiação solar para geração de energia é a rede de estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia, o INMET. Essas estações têm abrangência espacial que cobre todo o território nacional e são divididas em estações meteorológicas automáticas e convencionais. A seguir, encontra-se disposta uma breve descrição dos dados disponíveis para cada tipo de estação

2.2.1 Sistema de informação meteorológica automática de superfície – estações meteorológicas automáticas

O que caracteriza a estação meteorológica automática é que ela não necessita de um operador para realizar as leituras dos instrumentos. Ela possui uma unidade de memória central ("*data-logger*") conectada a diversos sensores que emitem sinais que são convertidos pela própria unidade para digitais, armazenados, processados e, eventualmente, transmitidos para a sede do INMET [31]. No caso das estações automáticas do INMET, as leituras dos instrumentos em sua maioria são realizadas a cada 5 segundos, sendo calculadas médias de um minuto e posteriormente integralizadas em estatísticas horárias e transmitidas para o banco de dados central.

Entre as variáveis medidas pelas estações meteorológicas automáticas, tem-se a irradiação global horizontal (a lista completa das variáveis meteorológicas medidas nas estações meteorológicas automáticas é apresentada no Anexo 4). A Nota Técnica n.º 001/2011/SEGER/LAIMEC/CSC/INMET [32] apresenta a descrição completa dos sistemas que compõem uma estação meteorológica automática da rede de estações. Apesar de existirem algumas estações meteorológicas automáticas em funcionamento desde 2000, a maioria delas foi instalada a partir de 2006. A Figura 10 mostra a cobertura espacial das estações meteorológicas automáticas integrantes da rede INMET atualmente em funcionamento.



Figura 10. Localização geográfica das estações meteorológicas automáticas da rede INMET [31]

2.2.2 Rede de observação de superfície convencional – estações meteorológicas convencionais

Uma estação meteorológica convencional é composta por vários sensores isolados que registram, continuamente, os parâmetros meteorológicos que são lidos e anotados por um operador, a cada intervalo de tempo, que os compila e envia para uma central coletora [31]. Sendo assim, a diferença básica entre as estações convencionais e automáticas é que a primeira exige que um funcionário se dirija fisicamente até a estação nos horários pré-determinados para a realização da leitura. As leituras são realizadas a cada 12 horas, correspondentes às 0h e às 12h (UTC). Em algumas estações, uma leitura adicional é realizada às 18h (UTC).

Dentre as variáveis coletadas nas estações meteorológicas convencionais, destaca-se para o propósito de aproveitamento de energia solar a insolação, a qual se refere ao tempo (em horas) em que o sol brilhou no período de 24h antecedentes à leitura (a lista completa das variáveis meteorológicas medidas nas estações meteorológicas convencionais é apresentada no Anexo 4). O instrumento que realiza a medição é chamado de registrador de insolação *Campbell-Stokes* (Figura 11). Esse instrumento registra o tempo de insolação concentrando a radiação solar direta em um ponto onde estão posicionadas tiras graduadas com o tempo. Quando o sol é encoberto por nuvens, a radiação difusa remanescente não pode ser concentrada. A parte da tira que fica queimada pela radiação concentrada representa o tempo com a presença de radiação direta, correspondente à insolação.

A cobertura espacial das estações meteorológicas convencionais é mostrada na Figura 12. Comparando a Figura 12 com a Figura 10, percebe-se que, atualmente, as estações meteorológicas convencionais têm uma cobertura espacial do território nacional inferior a das estações meteorológicas automáticas. No entanto, a maioria delas está em funcionamento há mais de 50 anos e algumas há mais de 100 anos. Apesar de não fornecer dados diretos de radiação solar, existem modelos estatísticos, apresentados na seção a seguir, que permitem estimar irradiação solar a partir dos dados de insolação.



Figura 11. Registrador de Insolação Campbell-Stokes (painel à esquerda). Tiras graduadas para registro de horas de insolação (painel à direita)



Figura 12. Localização geográfica das estações meteorológicas convencionais da rede INMET [31]

2.3 Modelos Estatísticos para Estimativas de Radiação Solar

2.3.1 Modelos para estimativas de irradiação global horizontal

Como mencionado anteriormente, os dados solarimétricos disponíveis que fornecem todas as componentes da irradiação solar (direta normal, difusa e global horizontal, rede Sonda) têm cobertura espacial precária e abrangência temporal reduzida e dispersa (vide Figura 9 e Anexo 3). Já dados de irradiação global horizontal (estações meteorológicas automáticas) têm um cobertura espacial razoável (vide Figura 10), mas também sofre do mesmo problema de abrangência temporal, já que a maioria das estações tem menos de 10 anos de coleta de dados. Embora forneçam dados confiáveis e relevantes, essas bases de dados não permitem construir séries temporais suficientemente longas para se estudar tendências climatológicas de incidência de radiação solar e variabilidade interanual de longo prazo. Nesse contexto, uma alternativa

é a utilização de dados de insolação das estações meteorológicas convencionais que tenham boa cobertura espacial e abrangência temporal de mais de 50 anos.

O modelo mais utilizado para estimar a radiação solar global a partir de medições de horas de insolação ou número efetivo de horas de brilho solar é o de Angström-Prescott [34]. Angstron [35] apresentou uma equação em que o quociente entre radiação solar global ($\overline{H}$) e a radiação extraterrestre ($\overline{H_0}$) foi linearmente correlacionado com o quociente do número de horas de brilho solar ($\overline{n}$) pela insolação máxima possível ($\overline{N}$). Por sua vez, Prescott [34] simplificou a equação para que os coeficientes linear (*a*) e angular (*b*) pudessem ser obtidos a partir de ajustes estatísticos, sendo o método denominado de Angström-Prescott (Eq. 1).

$$\frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} = a \ + b \left(\frac{\overline{n}}{\overline{N}}\right) \tag{1}$$

em que, $\overline{H}$ representa a média mensal da irradiação solar global horizontal diária (MJm^{-2} dia), $\overline{H_0}$ é média mensal da irradiação solar extraterrestre diária em superfície horizontal (MJm^{-2} dia), $\overline{n}$ é média mensal da insolação diária (h/dia), $\overline{N}$ duração do período diurno médio no mês (h/dia) e *a* e *b* são coeficientes empíricos estimados por meio de regressão linear

A quantidade $\overline{H}/\overline{H_0}$ representa o índice de claridade ou transmissividade média mensal, e as barras na Equação (1) indicam valores médios mensais. A transmissividade de céu claro ($\overline{n}/\overline{N} = 1$) da atmosfera é dada pela soma dos coeficientes *a* e *b* da equação acima. Alguns autores que analisaram tal modelo encontraram os valores de transmissividade de 75% para a cidade de Jaboticabal (SP) [35] e em torno de 70% para a cidade de Botucatu (SP) [36].

O modelo de Angström-Prescott é o mais utilizado para estimar a radiação solar global [37]. Essa equação foi utilizada para estimar a radiação global em diferentes países do planeta. Por exemplo, Li et al. [38], empregando o modelo de Angström-Prescott para uma série de dados de 15 anos de quatro diferentes estações meteorológicas, estimou a radiação solar global no Tibet e na China, com erros inferiores a 10% em todas localidades estudadas.

Na Nigéria, Kolebage e Mustapha [39] utilizaram o modelo de Angström-Prescott em quatro diferentes regiões climáticas do país, encontrando elevada acurácia e precisão ao estimar a radiação global nessas regiões.

Muzathik et al. [40], por meio dos seguintes indicativos estatísticos: erro percentual médio, erro quadrático médio, desvio das médias e coeficiente de Willmott, verificaram que o modelo de Angström-Prescott obteve alta precisão e confiabilidade na estimativa da radiação solar global média mensal na região de Kuala Terengganu, Malásia.

Outros autores também analisaram o comportamento do modelo de Angström-Prescott para estimar a radiação global em outros países, como na China [41], no Japão [42] e na Austrália [43].

No Brasil, diversos autores apresentaram os valores desses coeficientes para diferentes localidades brasileiras. Campelo Júnior [44], utilizou o modelo para a cidade de Santo Antônio do Leverger (MT); Blanco e Sentelhas [45] estimaram a radiação global média mensal com precisão de 89% e exatidão de 97% para a cidade de Piracicaba (SP); Dantas et al. [46] obtiveram um coeficiente de determinação médio de 0,89 para a cidade de Lavras (MG); Escobedo et al. [47] utilizaram uma série histórica de oito anos para encontrar os valores das constantes para a cidade de Botucatu (SP); e Beruski et al. [48] analisaram o modelo para a cidade de Ponta Grossa (PR).

Diversos autores estudaram a estabilidade sazonal dos coeficientes *a* e *b*. Tarifa [49], analisando o comportamento da equação de Angström-Prescott para o município de Presidente Prudente (SP), determinando duas equações sazonais, sendo uma para primavera-verão e outra para outono-inverno e , por não apresentarem diferenças estatísticas significativas, constataram que uma única relação seria válida para o ano todo. Já Cardon e Amorin Neto [50] determinaram equações para estações seca e chuvosa para a cidade de Petrolina (PE), as quais demostraram a necessidade da divisão do período em função da época do ano, para melhores estimativas. Mais recentemente, Coelho [51] realizou um estudo em cinco cidades, em diferentes regiões do Brasil, representativas de diferentes climatologias no país, comparando os resultados entre coeficientes únicos e coeficientes para as quatro estações do ano. Os resultados obtidos indicam melhorias consideráveis com a partição dos dados em diferentes estações do ano.

2.3.2. Modelos para partição de irradiação global horizontal em componentes direta e difusa

Em muitos estudos de avaliação de recurso solar para geração de energia, é importante se quantificar não somente a radiação global, mas também as suas componentes direta e difusa. Como mencionado anteriormente, medições diretas dessas componentes são escassas e com alto custo. No entanto, a partir de Prescott [34], muitos pesquisadores direcionaram seus estudos a desenvolver modelos para estimar a partição de radiação solar direta e difusa a partir de dados de radiação global e/ou insolação. Liu e Jordan [52] relataram que, para locais livres de poeiras e com baixa umidade relativa na atmosfera, a fração difusa da radiação solar sobre uma superfície horizontal se correlaciona linearmente com o índice de claridade (Equação 2).

$$\frac{H_d}{H} = a_{d,l} \ + b_{d,l} K_T \tag{2}$$

em que, H_d é irradiação difusa horizontal diária, H é a irradiação global horizontal diária, K_T é o índice de claridade diária e $a_{d,l}$ e $b_{d,l}$ são os coeficientes da regressão linear. Erbs et al. [53] propuseram diversas relações polinomiais para a fração difusa da irradiação solar global (razão entre a irradiação difusa e global) com o índice de claridade para médias horárias, diárias e mensais, baseadas em dados de diversas estações meteorológicas localizadas nos Estados Unidos. Essas relações foram proposta por faixas de índices de claridade. Para as médias diárias, as relações propostas pelos autores são:

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1{,}0 - 0{,}09 k_T \ para \ k_T \leq 0{,}22 \\ 0{,}9511 - 0{,}1604 k_T + 4{,}388 \, k_T^2 - 16{,}638 k_T^3 + 12{,}336 k_T^4 \ para \ 0{,}22 < k_T \leq 0{,}80 \\ 0{,}165 k_T \ para \ k_T > 0{,}8 \end{cases} \tag{3}$$

em que, I_d é a média de irradiação difusa horária, I é a de irradiação global horizontal horária e k_T representa o índice de claridade horário definido como razão entre a irradiação global horizontal e a irradiação extraterrestre horizontal ($k_T = I/I_0$).

No caso de médias diárias e mensais, além das diferentes faixas de índice de claridade, elas foram divididas em diferentes épocas do ano, representadas por ângulo da hora do pôr do sol (w_s em radianos). Para irradiação diária, as relações desenvolvidas pelos autores são:

$$\frac{H_d}{H} = \begin{cases} 1{,}0 - 0{,}2727K_T + 2{,}4495K_T^2 - 11{,}9514K_T^3 + 9{,}3879K_T^4 \; para \; K_T < 0{,}715 \; e \; \omega_s < 1{,}4208 \\ 0{,}143 \; para \; K_T \geq 0{,}715 \; e \; \omega_s < 1{,}4208 \\ 1{,}0 - 0{,}2832K_T - 2{,}5557K_T^2 + 0{,}8448K_T^3 \; para \; K_T < 0{,}722 \; e \; \omega_s \geq 1{,}4208 \\ 0{,}175 \; para \; K_T \geq 0{,}722 \; e \; \omega_s \geq 1{,}4208 \end{cases} \quad (4)$$

em que H é a irradiação global horizontal diária, H_d é irradiação difusa diária e K_T é o índice de claridade diário. Para médias mensais de irradiação diária, devido à média realizada para o mês inteiro, os índices de claridade se restringem a faixas intermediárias. Nesse caso, não há diferentes relações para diferentes faixas de índice de claridade. No entanto, os autores propõem duas relações, uma em que as equações são específicas para diferentes épocas do ano e outra em que uma equação seria adequada para o ano todo. Essas equações são respectivamente:

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = \begin{cases} 1{,}391 - 3{,}56\overline{K_T} + 4{,}189\overline{K_T}^2 - 2{,}137\overline{K_T}^3 \; para \; 0{,}3 \leq \overline{K_T} \leq 0{,}8 \; e \; \omega_s \leq 1{,}4208 \\ 1{,}311 - 3{,}022\overline{K_T} + 3{,}427\overline{K_T}^2 - 1{,}821\overline{K_T}^3 \; para \; 0{,}3 \leq \overline{K_T} \leq 0{,}8 \; e \; \omega_s > 1{,}4208 \end{cases} \quad (5)$$

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1{,}317 - 3{,}023\overline{K_T} + 3{,}372\overline{K_T}^2 - 1{,}769\overline{K_T}^3 \; para \; 0{,}3 \leq \overline{K_T} \leq 0{,}8 \quad (6)$$

em que $\overline{H_d}$ é a média mensal de irradiação difusa diária, $\overline{H}$ é média mensal de irradiação global horizontal diária e $\overline{K_T}$ é a média mensal do índice de claridade diária. De acordo com os autores, a equação única para todo o ano (Eq. 6) seria suficiente para regiões onde variações climáticas sazonais possuem menor amplitude.

Apesar das incertezas associadas às estimativas horárias apresentarem incertezas significativas, as relações produziram resultados satisfatórios para diferentes locais onde medições de radiação global e difusa estavam disponíveis [53]. No entanto, Coelho [51] realizou um estudo para 5 cidades em regiões climáticas distintas do território brasileiro e concluiu que modelos com determinação de coeficientes locais para cada uma delas melhora significativamente os resultados em comparação com modelos gerais. Ele também verificou que coeficientes diferenciados para cada época do ano não necessariamente se traduzem em melhores estimativas. Diante do exposto, para uma localidade no território nacional, o ideal é, se for possível, construir um modelo polinomial local com coeficientes únicos para o ano todo. Na falta de dados que permitam essa construção, modelos gerais propostos por Erbs et al. [53] podem ser aplicados, mas com certa cautela.

3. CONCLUSÕES

Os tópicos apresentados neste capítulo permitem obter conhecimento básico necessário para entender as variáveis, os instrumentos e as ferramentas disponíveis para monitorar a operação de plantas existentes e/ou para avaliação de sítios para instalação de novas plantas. Também foram apresentadas variáveis relevantes ao monitoramento da operação da planta. Além disso, instrumentos de medição de radiação solar para avalição do recurso solar foram descritos. Por fim, outras ferramentas disponíveis para avaliação do recurso solar local foram discutidas, como as bases de dados globais consolidadas, redes de medição de dados de radiação de superfície e modelos para se obterem dados solarimétricos a partir de variáveis meteorológicas.

4. REFERÊNCIAS

[1] EN 61724, *Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis*, International Standard 1998-04-15, Ed. 1.0. Disponível em: <www.iec.ch>.

[2] *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation*, 7TH edition – World Meteorological Organization WMO-No. 8, 2008, Disponível em: <https://www.wmo.int/pages/prog/gcos/documents/gruanmanuals/CIMO/CIMO_Guide-7th_Edition-2008.pdf>.

[3] *CMA Series – Albedometer, CMP Series – Pyranometer - Instruction Manual,* Kipp & Zonen; Document No. 1007, 2010, Disponível em: <http://www.kippzonen.com/Download/355/Manual-Pyranometers-CMP-series-Spanish?ShowInfo=true>.

[4] *SHP1 – Smart Pyrheliometer - Instruction Manual*, Kipp & Zonen; Document No. V1604, 2016, Disponível em: <http://www.kippzonen.com/Download/596/Manual=-Smart-Pyrheliometer-SH1P-English?ShowInfo-true>.

[5] MEYDBRAY, J.; EMERY, K.; KURTZ, S. *Pyranometers and Reference Cells, What's the Difference*? – Preprint, NREL, april 2012.

[6] MEYDBRAY, J.; RILEY, E.; DUNN, L.; EMERY, K.; KURTZ, S. *Pyranometers and Reference Cells: Part 2: What Makes the Most Sense for PV Power Plants*? – Preprint, NREL, october 2012.

[7] WOYTE, A.; RICHTER, M.; MOSER, D.; MAU, S.;REICH, N.; JAHN, U. Monitoring of photovoltaic systems: good practices and systematic analysis. Presented at the *28th European PV Solar Energy Conference and Exhibition*, 30 september – 4 october, 2013, Paris, France.

[8] DECKER, B.; JAHN, U. *Performance of 170 grid connected PV plants in northern Germany- analysis of yields and opimization potentials*. Solar Energy, vol.59, n.4, pp 127-133, 1997.

[9] MARION B. and others. Performace parameters for grid conncted PV systems. In *Conference Record of the thirthy-first IEEE Photovoltaic Specialistic Conference* ,2005, pp.1601 – 1606.

[10] MATURI, L. *Building skin as energy supply; prototype development of a wooden prefabricated BiPV wall.* University of Trento, Doctoral Thesis (PhD), Trento, Italy, 2013. Disponível em: <http://eprints-phd.biblio.unitn.it/954/1/PhD_Thesis_LM_final_version.pdf>.

[11] KOIRALA, B. P.; SAHAN, B.; HENZE, N. Study on MPP mismatch losses in photovltaic applications. In *24th EUPVSEC*, Hamburg, Germany, 2009, pp.3727-3733.

[12] HAEBERLIN, H.; BEUTLER, C.; BLAESSER, G.; JANTSCH, M. Comparison of pyranometer and Si-reference cell solar irradiation data in long temp PV plant monitoring. *13th EU PV Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Nice, France, 1995.

[13] FRONIUS INTERNATIONAL. Disponível em: <http://www.fronius.com/. Documentos disponíveis em: <http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-A9709A6E-480372A8/fronius_brasil/hs.xsl/7552_886.htm#.V-km_Gdf2Uk>.

[14] SMA, SMA Solar Technology AG - Inverter & Photovoltaics solutions. Documentos disponíveis em: <http://www.sma.de/>.

[15] ŠÚRI, M.; HULD, T.; DUNLOP, E. D.; ALBUISSON, M.; LEFÈVRE, M.; WALD, L. Uncertainties in Photovoltaic Electricty Yield prediction from fluctuations of solar radiation. *Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Milano, Italy 3 a 7 de setembro de 2007 (preprint).

[16] MYERS, D. R. Solar Radiation Modeling and Measurements for Renewable Energy Applications: Data and Model Quality. Preprint, NREL/CP-560-33620. To be presented at the *International Expert Conference on Mathematical Modeling of Solar Radiation and Daylight—Challenges for the 21st CenturyEdinburgh*, Scotland, september 15–16, 2003.

[17] MYERS, Daryl; REDA, Ibrahim; WILCOX, Stephen; LESTER, Alisha. An Update on Reducing the Uncertainty in Solar Radiometric Measurements. SOLARIS 2005, *2nd Joint Conference Solar light advancements in the dawn of the 2001 Century*, Athens, Greece, may 26-27, 2005.

[18] EMERY, K.; ANDERBERG, A.; KIEHL, J.; MACK, C. MORIARTY, T.; RUMMEL, S.; and OTTOSON, L. Trust But Verify: Procedures to Achieve Accurate Efficiency Measurements for All Photovoltaic Technologies. NREL/CP-520-36527, February 2005, prepared for Prepared for the *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition Lake Buena Vista*, Florida, January 3–7, 2005.

[19] EMERY, K. *Uncertainty Analysis of Certified Photovoltaic Measurements at the National Renewable Energy Laboratory*. Technical Report NREL/TP-520-45299, August 2009, Golden, CO, USA. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45299.pdf>.

[20] WILCOX, Steve; GEORGE, Ray; MYERS, Daryl. Solar Radiation Data Sets. Presentation NREL/PR-550-44460 at the *Solar Resource Assessment Workshop* , Denver, Colorado, october 29, 2008.

[21] MYERS, Daryl. Uncertainty for satellite and station data in the updated NSRDB. Presentation NREL/PR-550-44456 at the *Solar Resource Assessment Workshop* , Denver, Colorado, October 29, 2008.

[22] Emerson Process, Product Brochure, Document No. PWS_005040 Rev. 1, 2010. Disponível em: <www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/.../pws_005040.pdf>.

[23] NASA ,NASA Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Data Set (Jan 2008), Disponível em: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?>.

[24] National Renewable Energy Laboratory, NREL. Disponível em: <http://www.nrel.gov/>

[25] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). <Disponível em: <www.inpe.br/>

[26] METEONORM, v.7. Disponível em: http://www.meteonorm.com/en/downloads

[27] SOLARGIS, Accurate and efficient solar energy assessment. Disponível em: <http://solargis.info/>

[28] HELIOCLIM, one-stop access to a large set of information relating to solar radiation. Disponível em: <http://www.soda-is.com/eng/helioclim/>

[29] PVGIS, Photovoltaic Geographical Information System, Geographical, Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

[30] INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). *Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais*. Disponível em: **<>.** Acessado em: 16 de maio de 2017.

[31] INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). *Estações e Dados*. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal>. Acessado em: 16 de maio de 2017.

[32] INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). *Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET*. Nota Técnica n.º 001/2011/SEGER/LAIMEC/CSC/INMET. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/css/content/topo_iframe/pdf/Nota_Tecnica-Rede_estacoes_INMET.pdf>. Acessado em: 16 de maio de 2017.

[33] PRESCOTT, J. A. Evaporation from a water surface in relation to solar radiation. *Transactions of the Royal Society Science Australian*, v.64, p.14–118, 1940.

[34] ANGSTROM, A. Solar and terrestrial radiation. *American Meteorology society*. Washington DC, v. 50, p. 121-126, 1924.

[35] SANTOS, R.; ANDRE, R. G. B.; VOLPE, C. A. Estimativa da Radiação solar global em Jaboticabal, SP. *Científica* (São Paulo), v.11, p.31-9, 1983.

[36] CURY-LUNARDI, D. M., CATANEO, A. *Estimativas sazonais da radiação solar global em função da insolação, para a região de Botucatu-SP*. Cult. Agron., São Paulo, v.2, 1993.

[37] ESTEFANEL, A. B. Insolação e radiação solar na região de Santa Maria, RS. I – Estimativa da radiação solar global incidente a partir dos dados de insolação. *Revista do Centro de Ciências Rurais*, Santa Maria, v. 20, n. 3-4, p.203-218, 1990.

[38] LI, H.; MA, W.; LIAN, Y.; WANG, X.; ZHAO, L. *Global solar radiation estimation with sunshine duration in Tibet, China*. Renewable Energy, v. 36, p. 3.141-3.145, 2011.

[39] KOLEBAJE, O. T.; MUSTAPHA, L. O. On the performance of some predictive models for global solar radiation estimate in tropical stations: Port Harcourt and Lokoja. *The African Review of Physics*, v. 7, n. 15, p. 145-163, 2012.

[40] MUZATHIK, A. M.; NIK, W. B. W.; IBRAHIM, M. Z.; SAMO, K. B.; SOPIAN, K.; ALGHOUL, M. A. Daily global solar radiation estimate based on sunshine hours. *International Journal of Mechanical and Materials Engineering*, v. 6, n. 1, p. 75-80, 2011.

[41] LIU, X. Y.; MEI, X.; LI, Y.; ZHNG, Y.; WANG, Q.; JENSEN, J.; PORTER, J. R. *Calibration of the Angström-Prescott coefficients (a, b) under different time-scales and their impacts in estimating global solar radiation in the Yellow River basin.* Agricultural and Forest Meteorology, v.149, p. 697-710, 2009.

[42] YANG, K. G.; HUANG, G. W.; TAMAI, N. A hybrid model for estimating global solar radiation. *Solar Energy*, v. 70, n. 1, p. 13-22, 2001.

[43] SUEHRCKE, H. On the relationship between duration of sun shine and solar radiation on the earth's surfasse: Angstrom Equation Revisited. *Solar Energy*. v.68, n.5, p. 417-425, 2000.

[44] CAMPELO JUNIOR, J. H. Relação sazonal entre radiação solar global e insolação no Sudoeste da Amazônia. *Revista Brasileira de Agrometeorologia*, Santa Maria, v. 06, n. 02, p. 193-1.999, 1998.

[45] BLANCO, F. F.; SENTELHAS, P. C. Coeficientes da equação de Antsgröm-Prescott para estimativa da insolação para Piracicaba, SP. *Revista Brasileira de Agrometeorologia*, Santa Maria, v. 10, n. 02, p. 295-300, 2002.

[46] DANTAS, A. A. A.; CARVALHO, L. G.; FERREIRA, E. Estimativa da radiação solar global para a Região de Lavras, MG. *Ciência e Agrotecnologia*, Lavras, v. 27, n. 06, p. 1.260-1.263, 2003.

[47] ESCOBEDO, J. F.; TERAMOTO, E. T.; OLIVEIRA, A. P.; SOARES, J; CODATO, G. *Equações de estimativa das frações solar direta e difusa em função do índice de claridade e razão de insolação.* Avances Energías Renovables y Medio Ambiente. v. 16, p. 1.153-1.160, 2012.

[48] BERUSKI, G. C.; PEREIRA, A. B.; SENTELHAS, P. C. Desempenho de diferentes modelos de estimativa da radiação solar global em Ponta Grossa, PR. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 30, n. 2, p. 205-213, 2015.

[49] TARIFA, J.R. Estimativa da radiação solar em função da insolação para Presidente Prudente. *Cad. Ciênc. Terra*, n.22, p.1-15, 1972.

[50] CARDON, D.A., AMORIN NETO, M.S. Relação entre radiação solar global e a insolação na região de Petrolina (PE). In: *Congresso Brasileiro Agrometeorologia*, 3, 1983, Campinas. Anais do III Congresso Brasileiro de Agrometeorologia. Campinas, 1983. p.123-8.

[51] COELHO, L. D., *Modelos de estimativa das componentes de radiação solar a partir de dados meteorológicos*, 2016. 108pp. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas), Dept Eng. Mecânica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2005.

[52] LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, v.03, n. 04, p. 01-19, 1960.

[53] ERBS, D. G., KLEIN S. A., DUFFIE J. A. Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily, and Monthly-Average Global Radiation. *Solar Energy*, v. 28, p. 293-300, 1982.

ANEXO 1 – Propriedades Físicas dos Dispositivos de Medição de Radiação

As propriedades físicas dos dispositivos de medição de radiação estão relatadas abaixo.

Faixa espectral

O espectro da radiação solar que atinge a superfície da Terra está na faixa de comprimento de onda entre 280 nm e 4.000 nm, se estendendo do ultravioleta (UV) ao infravermelho emissivo (FIR). A resposta espectral do piranômetro tipo termopilha é mostrada na Figura 13.

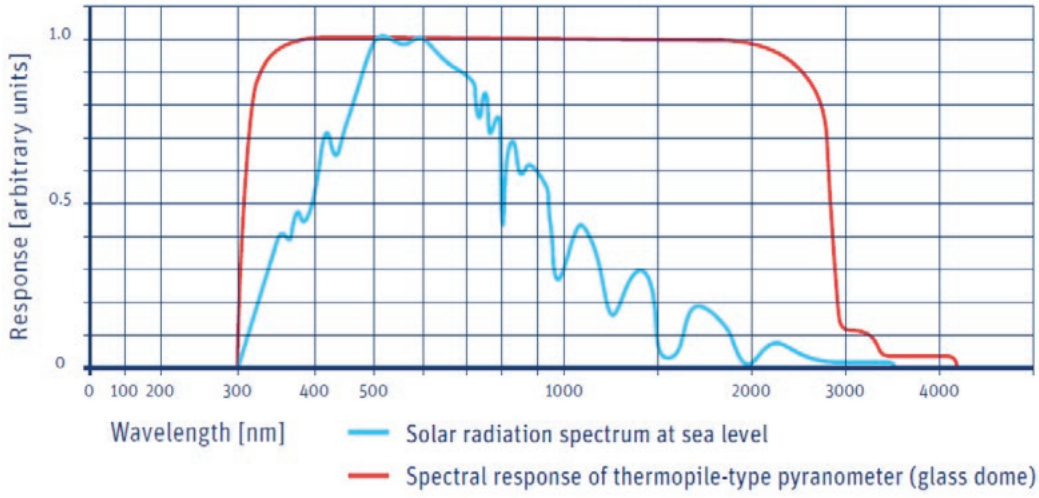


Figura 13. Resposta da irradiação solar na superfície da Terra e resposta do piranômetro

A resposta espectral de um dispositivo solar FV de referência (célula solar) está relatada na Figura 14.

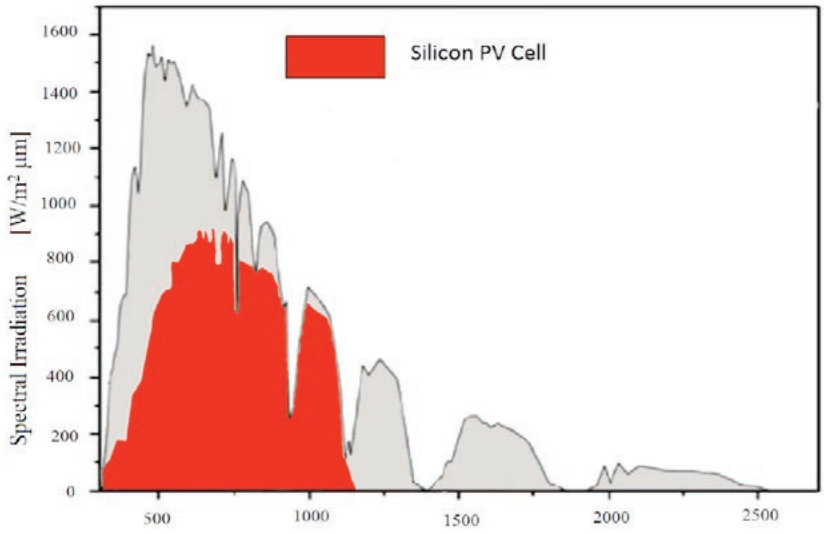


Figura 14. Espectro da radiação solar absorvida por uma célula de silício monocristalino

Sensibilidade

A sensibilidade da termopilha do radiômetro é determinada, principalmente, pelas propriedades físicas do próprio detector. A potência termoelétrica, a condutividade térmica das junções e as dimensões gerais do elemento de detecção estão relacionadas à sua sensibilidade.

Impedância

A impedância do radiômetro é definida como a impedância elétrica total no conector de saída do radiômetro encaixado ao compartimento. Isso se origina da resistência elétrica nas junções térmicas, fios e eletrônica passiva dentro do radiômetro.

Tempo de resposta

Qualquer dispositivo de medição requer um certo tempo para reagir a uma alteração no parâmetro a ser medido. O radiômetro exige tempo para responder às alterações na radiação incidente. O tempo de resposta é, geralmente, definido como o tempo para que a saída atinja 95% (às vezes 63%) do valor final após uma etapa de alteração na irradiação. Assim, o tempo de resposta é determinado pelas propriedades físicas da termopilha e construção do radiômetro.

Não linearidade

A não linearidade de um radiômetro é a porcentagem de desvio na sensibilidade sobre uma faixa de irradiância de 0 a 1.000 $W.m^{-2}$ em comparação com a irradiância de calibração de sensibilidade de 500 $W.m^{-2}$. O efeito de não linearidade é devido a perdas de calor por convecção e radiação na superfície absorvente preta, que torna o equilíbrio térmico do radiômetro não linear.

Dependência de temperatura

A alteração na sensibilidade do radiômetro com a alteração na temperatura ambiente está relacionada à termodinâmica da construção do radiômetro. A dependência de temperatura é dada como uma porcentagem de desvio com relação à sensibilidade calibrada a +20 °C.

Erro de inclinação

Este é o desvio da sensibilidade a 0° de inclinação (exatamente horizontal), na faixa de 0° a 90° de inclinação, abaixo dos 1.000 $W.m^{-2}$ de irradiância de incidência normal. A resposta de inclinação é proporcional à radiação incidente. O erro pode ser corrigido nas aplicações em que é necessário instalar o piranômetro sobre um plano inclinado, mas é, geralmente, insignificante.

Deslocamento Zero A

Pelas leis da física, qualquer objeto com uma determinada temperatura trocará radiação com seu entorno. Por sua vez, as cúpulas da parte superior voltadas para os radiômetros trocarão radiação, principalmente, com a atmosfera relativamente fria. Em geral, a atmosfera será mais fria do que a temperatura ambiente na superfície da Terra.

Por exemplo, um céu limpo pode ter uma temperatura efetiva até 50 °C mais fria, enquanto que um céu nublado terá mais ou menos a mesma temperatura da superfície da Terra. Devido a isso, as cúpulas do piranômetro "perderão" energia para a atmosfera mais fria por meio de transferência radiativa. Isso faz com que a cúpula fique mais fria que o resto do instrumento. Essa diferença de temperatura entre o detector e o compartimento do instrumento gerará um pequeno sinal de saída negativo, que é chamado, comumente, de Deslocamento Zero tipo A.

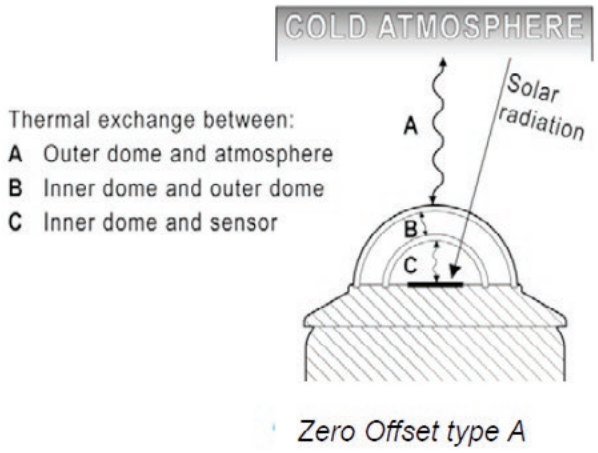


Figura 15. Deslocamento Zero tipo A

Deslocamento Zero B

Proporcionalmente à temperatura ambiente, a temperatura do instrumento varia e gera correntes quentes dentro do instrumento, isso gerará um deslocamento chamado, comumente, de Deslocamento Zero tipo B. Esse fenômeno é quantificado como a resposta em W/m^2 a uma alteração de 5 K/hr, na temperatura ambiente.

Temperatura operacional

A faixa da temperatura operacional do radiômetro é determinada pelas propriedades físicas das peças individuais. Fora dessa faixa de temperatura, devem ser tomadas precauções especiais para evitar qualquer dano físico ou perda de desempenho do radiômetro.

Campo de visão

O campo de visão é definido como o ângulo aberto de visualização desobstruído do radiômetro. ISO e WMO exigem que um piranômetro para a medição da radiação solar global tenha um campo de visão de 180° em todas as direções (ou seja, um hemisfério). O campo de visão inerente do instrumento não deve ser confundido com o campo de visão claro do local de instalação.

Resposta direcional

O incidente de radiação em uma superfície plana e horizontal, proveniente de uma fonte com uma posição definida zênite, terá um valor de intensidade proporcional para o cosseno do ângulo de incidência do zênite. Isso às vezes é chamado de "lei do cosseno" ou "resposta do cosseno".

Idealmente, um piranômetro possui uma resposta direcional, que é exatamente a mesma que a lei do cosseno. No entanto, em um piranômetro, a resposta direcional é influenciada pela qualidade, dimensões e construção das cúpulas. O desvio máximo da resposta do cosseno ideal do piranômetro é dada até um ângulo de 80° de incidência com relação a 1.000 W/m^2 de irradiância à incidência normal (0°).

Irradiância máxima

Praticamente, não existe qualquer limite para o valor máximo da irradiância que pode ser medido, desde que o nível de irradiância não danifique o sensor.

Não estabilidade

Esta é a alteração da porcentagem na sensibilidade sobre um período de um ano. Este efeito deve-se mais à degradação pela radiação UV da tinta absorvente preta na superfície do elemento de detecção.

Seletividade espectral

A seletividade espectral é a variação do coeficiente de transmissão e absorção da cúpula da tinta do detector preta com comprimento de onda e é comumente especificada como a % do valor médio.

Incerteza

A incerteza da medição pode ser descrita como a incerteza máxima prevista de dia ou hora com relação à "verdade absoluta". O nível de confiança é de 95%, ou seja, 95% dos pontos dos dados recaem sobre o intervalo de incerteza informado representando o valor absoluto.

ANEXO 2 – Radiação Difusa do Céu – Correção para um Anel de Sombreamento

Este anexo (a partir de [2]) provê detalhes sobre a construção de um anel de sombreamento e as correções necessárias a serem aplicadas.

O anel de sombreamento é montado em paralelo a dois trilhos orientados para o eixo da Terra, de tal forma que o centro do anel coincida com o piranômetro durante o equinócio.

O diâmetro do anel varia de 0,5 a 1,5 m, e a razão entre a largura e o raio b/r varia de 0,09% a 0,35%.

O ajuste do anel para a declinação solar é feito deslizando o anel ao longo dos trilhos. O comprimento da banda de sombreamento e a altura de montagem dos trilhos em relação ao piranômetro são determinados pela posição solar durante o solstício de verão – quanto maior a latitude, maior a banda de sombra e menores os trilhos.

Vários autores propuseram fórmulas para correções operacionais para a contabilidade de radiação do céu para a parte não medida devido à banda de sombra (ver [2] para mais detalhes).

Como resultado das medições, os desvios, a partir das curvas teóricas, dependem de fatores climatológicos da estação e devem ser determinados de forma experimental, comparando o instrumento equipado com o anel de sombreamento com um instrumento sombreado por um disco rastreado de forma contínua.

ANEXO 3 – Abrangência Temporal dos Dados das Estações do Projeto Sonda [30]

Os dados a seguir apresentam o número de meses para cada ano indicado, em que os dados foram processados.

Estação (SIGLA)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Brasília (BRB)			4	11	12	12	10	12	12	12	12	12	12	11		132
Cachoeira Paulista (CPA)													10	12	3	25
Caicó (CAI)	3	12	12	12	12	12	4							2	1	70
Campo Grande (CGR)			11	10		12	12	12	11	12	12	2	12	8	2	116
Cuiabá (CBA)					12	12	12	12	12	12	12					84
Ourinhos (ORN)					11	12	12	12	12	4				3		66
Palmas (PMA)				9	12	10	12	12	12	12	12	12	12	12	3	130
Petrolina (PTR)			6	7	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	3	134
Rolim de Moura (RLM)						7										7
São Luiz (SLZ)						6	5	12	12		9	12	12	12	3	83
São Martinho da Serra (SMS)				12	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	3	134
Chapecó (CHP)								12								12
Curitiba (CTB)													4	11		15
Florianópolis (FLN)			5	4					3	12	12	6	12	12	3	69
Joinville (JOI)								12	10	12	12	12	12	10		80
Natal (NAT)						6	4	12	12	12	12		2	12	3	75
Sombrio (SBR)			7	10	11	3		11	12	9	11	12	12	12	3	113

ANEXO 4 – Variáveis Disponíveis Através das Redes de Estações Meteorológicas do INMET [31]

Variável	Unidade
Estações Meteorológicas Automáticas	
Temperatura Instantânea do Ar	ºC
Temperatura Máxima do Ar	ºC
Temperatura Mínima do Ar	ºC
Umidade Relativa Instantânea do Ar	%
Umidade Relativa Máxima do Ar	%
Umidade Relativa Mínima do Ar	%
Temperatura Instantânea do Ponto de Orvalho	ºC
Temperatura Máxima do Ponto de Orvalho	ºC
Temperatura Mínima do Ponto de Orvalho	ºC
Pressão Atmosférica Instantânea do Ar	hPa
Pressão Atmosférica Máxima do Ar	hPa
Pressão Atmosférica Mínima do Ar	hPa
Velocidade Instantânea do Vento	$m\ s^{-1}$
Direção do Vento	o
Intensidade da Rajada do Vento	$m\ s^{-1}$
Radiação Solar	$kJ\ m^{-2}$
Precipitação acumulada no período	mm
Estações Meteorológicas Convencionais	
Temperatura	ºC
Umidade	%
Pressão	hPa
Velocidade do Vento	$m\ s^{-1}$
Direção do Vento	º
Nebulosidade	Décimos
Insolação	h
Temperatura Máxima (diária)	ºC
Temperatura Mínima (diária)	ºC
Chuva	mm

Notas: Temperatura Máxima: é colhida à 0h UTC do dia.
Temperatura Mínima: é colhida às 12h UTC do dia.
Chuva: é o acumulado das últimas 24h – colhida às 12h UTC.
Nebulosidade: é a quantidade de cobertura de nuvens em unidade de 1/10 do céu.

CAPÍTULO 7

Metodologia para a Escolha de Áreas mais Propícias à Instalação de Plantas Solares Fotovoltaicas no Brasil

Luís Guilherme Monteiro Oliveira – CEI SOLAR
Lucas Bacha Pereira Horta – CEI SOLAR

https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2016/09/melicidade-solar-ambiente-energia.jpg



OBJETIVO

Apresentar metodologia para a escolha de áreas mais propícias para a implantação de plantas solares fotovoltaicas no Brasil.

1. INTRODUÇÃO

Selecionar o local de implantação é parte crucial na viabilidade técnica-econômica de uma planta fotovoltaica. Entretanto, é importante salientar que não existem regras definidas para a escolha de uma localidade para a realização de um projeto fotovoltaico. Portanto, as sugestões apresentadas a seguir são baseadas na experiência e na literatura, de forma a cobrir todos os aspectos importantes, de um modo geral, para uma adequada seleção da localidade. Mesmo assim, deve-se salientar que existem projetos viáveis que foram desenvolvidos em locais onde, em primeira análise, não teriam viabilidade, ou seja, tinham inclinação de terreno acentuada, em fazendas eólicas e depósitos de lixo [1,2].

Os principais obstáculos para o desenvolvimento da planta solar em uma determinada localidade são: baixo recurso solar, nível de capacidade da rede elétrica e área insuficientes. Porém, um baixo recurso solar pode ser relevado (em algumas situações específicas) se a localidade oferecer altos incentivos fiscais para a implementação do projeto, tornando-o viável [1].

Em resumo, pode-se inferir que a seleção da localidade mais adequada ao projeto deve ter como objetivo maximizar a produção de energia e reduzir os custos. E, nesse sentido, devem ser levados em considerações os seguintes itens principais:

- **Recurso solar disponível** – Irradiação Global em plano horizontal (*Global Horizontal Irradiation* (GHI)), variações anuais e interanuais, impacto do sombreamento;
- **Meteorologia local** – inundações, rajadas de vento elevadas e temperaturas extremas;
- **Área disponível** – área para diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, requerimentos de acesso, ângulo de afastamento (“*pitch angle*”) adequado e minimização do sombreamento entre as fileiras (“*strings*”);
- **Utilização da terra** – o impacto de utilização da terra onde será instalada a usina fotovoltaica para outros usos, os impactos ambientais e custos da terra devem ser considerados;
- **Topografia** – se possível, dar preferência aos terrenos planos, ou levemente inclinados, orientados para o norte geográfico (para o hemisfério sul);
- **Geotécnica** – incluir considerações sobre o solo da localidade do projeto, ou seja, sua resistividade, propriedades de suporte de carga, níveis de pH, risco de abalos sísmicos e lençóis freáticos existentes;
- **Acessibilidade** – proximidade com estradas/rodovias estaduais e federais e informação de requerimento de construção de novas estradas na região do projeto;
- **Conexão à rede elétrica** – avaliação dos custos de conexão, capacidade da rede elétrica a ser conectada, proximidade da rede com o local do projeto, disponibilidade da rede elétrica e prazos de conexão;

- **Sujeira/Poeira sobre os módulos** – avaliar o clima e o ambiente da localidade do projeto além dos fatores humanos e vida silvestre da região;
- **Disponibilidade de água** – um fornecimento de água confiável é importante para a limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos da usina;
- **Incentivos fiscais** – verificar as tarifas, impostos, subsídios e outros incentivos regionais/federal;

A seguir, esses itens serão detalhados indicando a sua importância no contexto global de um empreendimento solar.

2. AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

Dados confiáveis do recurso solar disponível para a localidade são essenciais para o desenvolvimento do projeto de uma grande usina solar fotovoltaica. Embora esses dados, para uma localidade, possam ser definidos de maneiras diferentes, a irradiação global no plano horizontal (*Global Horizontal Irradiation* (GHI), que mensura a energia solar total recebida em uma unidade de área em superfície horizontal, é, geralmente, de maior interesse para os desenvolvedores. Em particular, dados solarimétricos anuais de GHI, a médio prazo, são desejados, pois, como o recurso solar é inerentemente intermitente, uma compreensão da variabilidade interanual é importante. Portanto, 10 anos de dados (ou mais) são recomendados para se obter a variação para um grau razoável de confiança.

Dessa forma, há dois tipos de fontes para a obtenção de dados solarimétricos: dados derivados de imagens de satélite e dados oriundos de estações solarimétricas, onde medições são realizadas em campo. Desde que ambas as fontes possuem características particulares, a sua escolha irá depender da localidade. Porém, o uso conjunto dessas fontes de dados, medições em campo (por meio de estações solarimétricas) e imagens de satélite, pode ser realizado não somente para calibrar/validar dados, mas também para melhorar a precisão e reduzir as incertezas, de forma a se ter um melhor conhecimento do recurso disponível no local do projeto.

Cabe destacar que, para o Brasil, os dados solarimétricos estão disponíveis a partir de várias fontes, públicas e comerciais (pagas), por meio de instituições e empresas como o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), por meio dos projetos "*Solar and Wind Energy Assessment Resource* (Swera)" e Atlas Brasileiro de Energia Solar, Centro Brasileiro de Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (Cresesb) do Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel) da Eletrobrás, Atlas de Irradiação Solar do Brasil (Instituto Nacional de Meteorologia (Inmet)), Atlas Solarimétrico do Brasil (Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)), Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (Cemig), Energia Solar Paulista – Levantamento do Potencial (Governo do Estado de São Paulo), Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná (Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UFTPR)), Atlas Solarimétrico do Ceará (Governo do Estado do Ceará), Atlas Climático do Rio Grande do Sul (Centro Estadual de Meteorologia), Atlas Solarimétrico de Alagoas (Universidade Federal de Alagoas – UFAL/UFPE/Eletrobrás), NASA's *Surface Meteorology and Solar Energy Data Set*, Meteonorm's *Global Climatological Database, and Satellite Derived Geospatial Solar Data Products* e Solargis – GeoModel.

É importante destacar que essas diversas fontes de dados solarimétricos disponíveis variam em qualidade e resolução. Portanto, experiência e *expertise* são necessárias para sua interpretação e aplicação.

Conforme descrito, o Brasil dispõe de informações solarimétricas (atlas, *softwares*, banco de dados e etc.) provindas de diversas instituições de pesquisas/universidades, órgãos/empresas do governo federal/estaduais e empresas privadas que utilizam uma variedade de instrumentos e procedimentos que realizam a medição, coleta e armazenamento de dados da radiação solar e correlacionam com outras variáveis meteorológicas (insolação, nebulosidade, tonalidade das imagens de satélites e etc.) para que, após o tratamento dessas informações, elas possam ser disponibilizadas de forma pública ou paga.

A Tabela 1 mostra os resultados encontrados para diferentes bancos de dados, atlas e *softwares*, para a cidade de Jaíba (MG), de irradiação solar global, no plano horizontal, em média diária mensal – dado amplamente disponibilizado.

Tabela 1. Valores da irradiação solar global, em média mensal diária, para $\beta = 0^o$ no plano horizontal, (kWh/m² × dia) para diferentes fontes de informações para a cidade de Jaíba (MG)

Fontes	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média Anual
Jaíba (Cepel/Cresesb)*	5,89	5,14	5,92	5,03	4,72	4,61	5,03	5,69	5,22	5,64	5,36	5,64	5,32
Jaíba (Swera/Inpe)	7,35	6,83	6,15	5,68	4,9	4,28	4,52	5,5	6,3	6,8	6	5,4	5,81
Jaíba (Swera/Nasa)	6,11	6,29	5,75	5,57	5,16	4,97	5,17	5,82	6,15	6	5,43	5,4	5,65
Jaíba (Atlas MG)	6,25	6,75	6	5,5	5	4,8	5	5,75	6,25	6,5	5,5	5,5	5,73
Jaíba (Atlas - UFPE)*	4,4	5,6	5	5	4,4	4	4,44	4,44	5	5	5	4,44	4,72
Média Mensal	6,32	6,11	5,76	5,36	4,84	4,51	4,83	5,44	5,78	5,99	5,46	5,28	5,47
Desvio-Padrão	59%	74%	45%	32%	27%	43%	33%	57%	62%	71%	36%	48%	39%

*Dados obtidos por meio de estação meteorológica localizada em Januária (cidade próxima a Jaíba).

Como é possível observar na tabela acima, percebe-se que, de forma inevitável, ocorrem grandes disparidades entre os dados das diferentes fontes de informações – conforme mostram os desvios-padrões médios mensais, sendo mais representativos os meses de fevereiro (74%) e outubro (71%), com destaque também para à média anual (39%). Sendo assim, a Figura 1 demonstra, na forma gráfica, a disparidade entre os distintos bancos de dados contidos na Tabela 1.

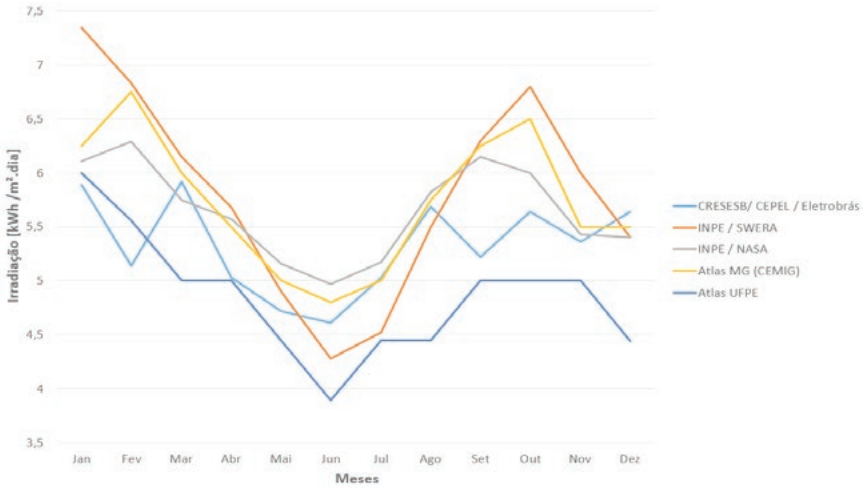


Figura 1. Variação entre as diferentes fontes de dados solarimétricos

Cabe salientar que tais disparidades foram também encontradas por Lorenzo (2003)[1] para diversas fontes de dados solarimétricos para a cidade de Madri (Espanha), o que demonstra não ser um caso específico para os dados brasileiros.

Uma média anual elevada de GHI é premissa básica para o desenvolvimento de um projeto de usina solar fotovoltaica. A priori, quanto maior o recurso solar disponível na localidade, maior será o ganho energético por kWp instalado. Quando avaliado o GHI na localidade, cuidados devem ser levados em conta, de forma a minimizar sombreamentos indevidos (Ex: serras, edificações e árvores (próximos e no horizonte), sombreamentos mútuos entre os módulos e cabos elétricos expostos), que reduzem a irradiação incidente sobre os módulos fotovoltaicos. Portanto, evitar o sombreamento é fundamental mesmo para pequenas áreas de sombreamento.

Cabe salientar que, quando se avalia o sombreamento, deve ser levado em conta que o deslocamento do Sol é sazonal, ou seja, varia no decorrer do ano, sendo assim, um obstáculo que promove sombras significativas ao meio-dia em dezembro pode não provocar sombreamento em junho. Dessa forma, o sombreamento deve ser analisado considerando o diagrama do deslocamento angular do Sol, durante o ano, para a localidade onde será instalada a usina fotovoltaica.

3. AVALIAÇÃO DA ÁREA

A área requerida por kWp instalado pode variar de acordo com a tecnologia escolhida. Além disso, a distância entre as fileiras ("*strings*") de módulos fotovoltaicos ("*pitch*") requeridas para evitar sombreamentos significativos entre si varia de acordo com a latitude. Portanto, os locais onde se realizarão os projetos das usinas fotovoltaicas devem ser escolhidos com área suficiente de forma a permitir que a potência projetada seja realmente instalada sem que se tenha de reduzir o "*pitch*" a valores que causem perdas inaceitáveis na produção de energia.

1 LORENZO, E. Energy Collected and Derived by PV Modules (Chapter 20). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Edited by A. Luque and S. Hegedus, John Wiley & Sons. Ltd ISBN: 0-471-49196-9. 2003.

3.1 Topografia

Idealmente, o local deve ser plano ou levemente inclinado para o norte geográfico (hemisfério sul), facilitando a instalação e reduzindo custos técnicos. Estruturas de montagem podem ser concebidas para a maioria das localidades de forma a se adequarem à topografia do terreno, porém, além de possuir um custo adicional, realizar esse tipo de instalação é uma tarefa mais complexa. Em geral, o custo da terra deve ser considerado contra o custo de projetar uma estrutura e o tempo de instalação e montagem. A Figura 2 mostra, como exemplo, a declividade para o Estado de Minas Gerais.

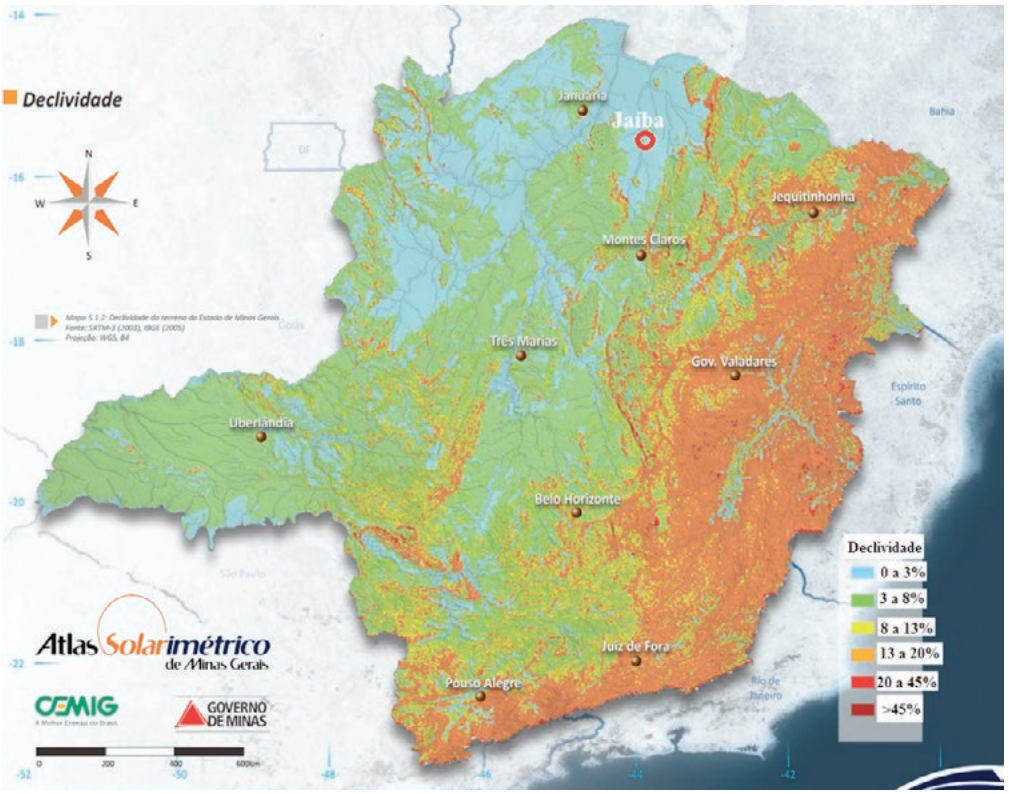


Figura 2. Declividade para o Estado de Minas Gerais

Como é possível observar na Figura 2, o Estado de Minas Gerais possui diferentes tipos de declividade em seu território. Para a região de Jaíba, local de instalação da planta fotovoltaica (círculo vermelho), a declividade do terreno, em média, está na ordem de 3% a 8%. Portanto, nessa região, são encontradas declividades baixas e adequadas para a implantação de usinas solares.

3.2 Geotécnico

Um estudo geotécnico da localidade é altamente recomendável antes da seleção final do local onde será instalada a usina fotovoltaica. O objetivo é avaliar as condições do solo de forma a promover/garantir que as estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos tenham uma adequada fundação, sabendo-se que o nível da pesquisa geotécnica necessária dependerá do projeto da fundação que está previsto.

Assim, a melhor prática é realizar perfurações de teste em intervalos regulares e com um apropriado nível de profundidade para o projeto da fundação, sendo que esses furos experimentais devem, tipicamente, avaliar:

- o nível das águas subterrâneas;
- a resistividade do solo;
- as propriedades de suporte de carga do solo;
- a presença de pedras ou outros obstáculos; e
- o pH do solo e componentes químicos, a fim de se avaliarem o grau necessário de proteção contra a corrosão e as propriedades de todo o cimento a ser utilizado.

Finalmente, o estudo geotécnico pode também incluir uma avaliação do risco de atividade sísmica e de descargas atmosféricas (projeto do sistema de proteção (SPDA)), assim como pode incluir o nível de suscetibilidade à geada, à erosão e inundações na área escolhida. A Figura 3 mostra o mapa de densidade de descargas atmosféricas para o Estado de Minas Gerais.

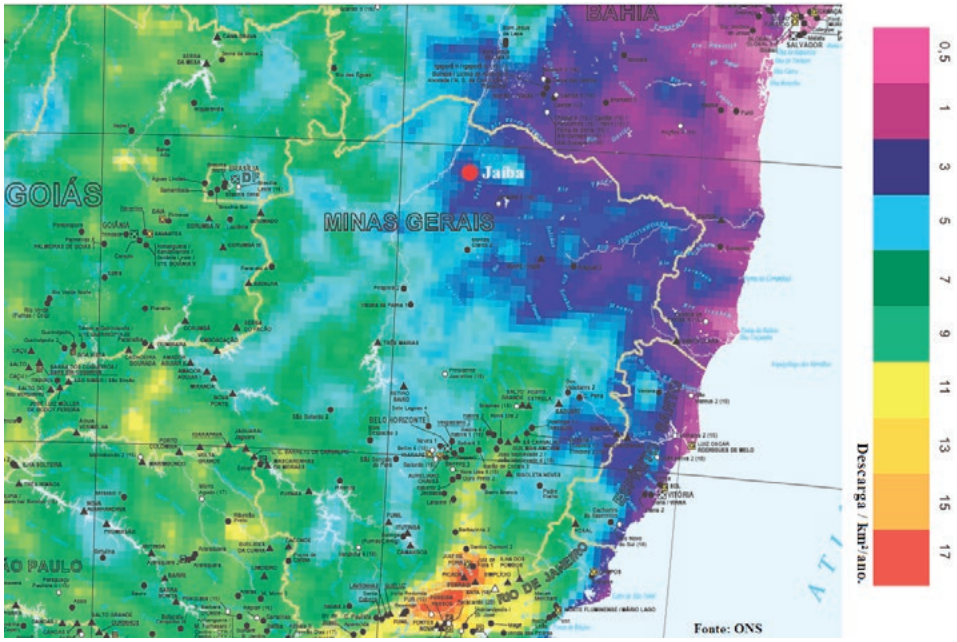


Figura 3. Mapa de densidade de descargas atmosféricas para o Estado de Minas Gerais

Como é possível observar na Figura 3, o Estado de Minas Gerais possui diferentes tipos de incidência de descargas atmosféricas em seu território. No entanto, para a região de Jaíba, local de instalação da planta fotovoltaica (círculo vermelho), a incidência de raios é baixa (região azul escura).

4. AVALIAÇÃO DO CLIMA

Complementando o requisito de um bom recurso solar disponível na localidade do projeto, o clima local não deve possuir variações bruscas que possam aumentar o risco de danificar os equipamentos. A seguir, serão descritos os eventos climáticos que devem ser considerados.

4.1 Inundações

Dependendo das condições geotécnicas, as inundações podem aumentar o risco de erosão nas estruturas, suportes e fundações.

4.2 Velocidades Elevadas do Vento

O risco de rajadas de ventos que excedem as especificações da planta deve ser avaliado. Localidades com altos índices de rajadas devem ser evitadas. Em usinas fotovoltaicas onde as estruturas dos módulos são fixas, o sistema não deve ser desligado. Porém, em usinas onde há estruturas que realizam o rastreamento do Sol ("*trackers*"), o sistema deve entrar em modo de operação "segurança" quando a velocidade do vento ultrapassar 16 m/s.

4.3 Temperatura

A eficiência de uma planta fotovoltaica reduz com o aumento da temperatura. Se o local do projeto possui altas temperaturas, medidas mitigatórias devem ser levadas em consideração na fase de projeto e escolha de tecnologias (exemplo, módulos FV com baixo coeficiente de temperatura).

5. AVALIAÇÃO DOS ACESSOS

O local deve permitir o acesso de caminhões para entregar materiais de construção e equipamentos para a usina fotovoltaica. Isso pode exigir a atualização existente das estradas ou construir novas estradas. No mínimo, as estradas de acesso devem ser construídas com um revestimento de cascalho ou semelhante – quanto mais próxima a localidade da estrada principal de acesso, menor será o custo adicional de infraestrutura. Embalagem segura para os módulos FV e a sua suscetibilidade a danos no transporte também devem ser cuidadosamente consideradas.

O local deve ser seguro, ou seja, deve apresentar pouco risco de danos causados por pessoas ou animais selvagens. O ideal seria estar em um local onde o pessoal de segurança e manutenção possam responder rapidamente a qualquer problema, e essa exigência deve ser estipulada no contrato de manutenção.

6. AVALIAÇÃO DA CONEXÃO À REDE ELÉTRICA

A conexão à rede elétrica com capacidade suficiente é necessária para permitir a exportação de energia. A viabilidade de ligação à rede vai depender de três fatores: a capacidade, a disponibilidade e a proximidade, sendo que cada um desses fatores devem ser considerados cuidadosamente na fase inicial de um projeto, pois, caso contrário, os custos podem se tornar proibitivos se a localidade encontrada for mais afastada por estar em uma área desfavorável de conexão à rede elétrica.

A capacidade da rede elétrica para transmitir a energia gerada a partir de uma usina solar dependerá da infraestrutura de rede existente e seu uso atual do sistema. A classificação de linhas aéreas, cabos e transformadores será um fator importante na avaliação da capacidade de ligação disponíveis. É importante destacar também que os níveis de falha de manobra e configurações de proteção também podem ser afetados pela conexão de uma usina fotovoltaica.

Em casos onde uma rede elétrica não tem a capacidade existente para permitir a conexão, existem duas opções possíveis: reduzir a exportação de potência de pico aos limites permitidos da rede elétrica ou melhorar a rede, de forma a permitir a capacidade de exportação desejada, sendo que os requisitos necessários para tal adequação serão informados pelo operador de rede.

Entretanto, alguns aspectos relacionados às melhoras da rede elétrica existente podem ser efetuados por terceiros, além do operador da rede, no caso, prestadores de serviços. De forma inicial, a investigação sobre a capacidade do ponto de conexão de rede elétrica pode, muitas vezes, ser realizada revendo os dados publicados. No entanto, a discussão com o operador da rede elétrica será necessária para estabelecer plenamente o âmbito do trabalho associado com quaisquer atualizações de capacidade.

A distância a partir da localidade do projeto para o ponto de conexão à rede elétrica terá uma grande influência sobre o custo de ligação à rede elétrica. Os locais devem estar em regiões onde o custo da conexão à rede não afetem, negativamente, a economia do projeto. Além disso, uma tensão de conexão superior irá pressupor um maior custo de equipamentos elétricos, como comutadores e transformadores, bem como um condutor maior. Uma tensão mais elevada está também suscetível a aumentar o tempo necessário para fornecer a ligação, o que resulta em um período maior para o desenvolvimento do projeto. A Figura 4 apresenta, como exemplo, as linhas de transmissão para o Estado de Minas Gerais.

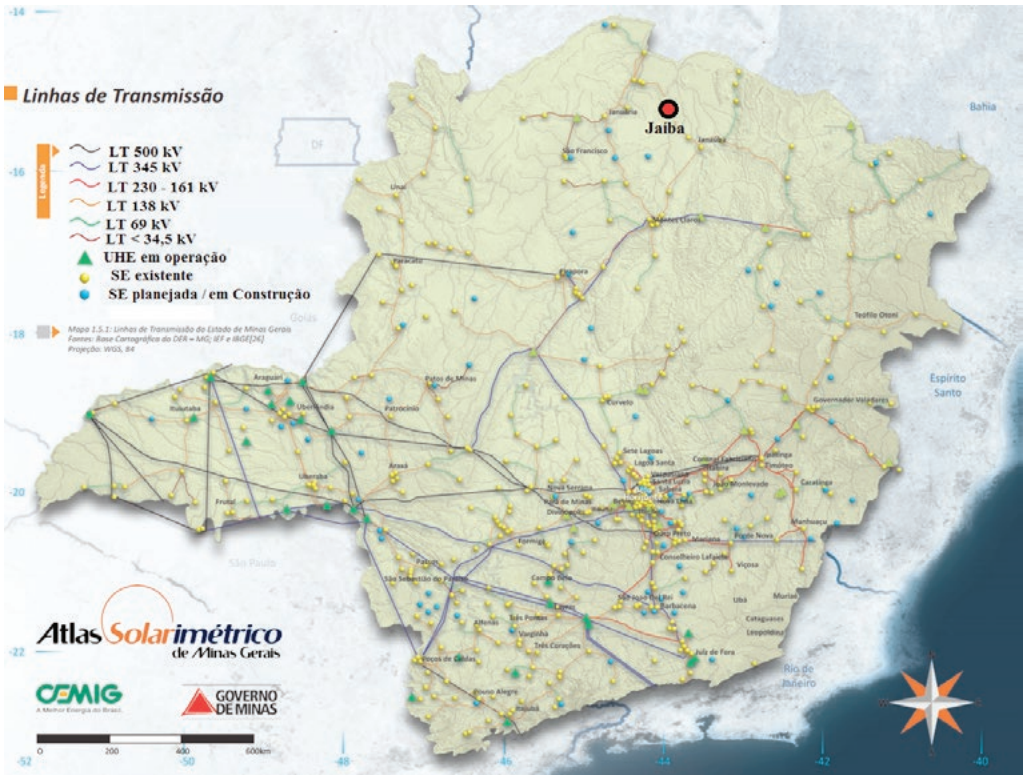


Figura 4. Linhas de transmissão para o Estado de Minas Gerais

Como é possível observar na Figura 4, o Estado de Minas Gerais possui diferentes tipos de Linhas de Transmissão (LT) em seu território. Para a região de Jaíba, local de instalação da planta fotovoltaica (círculo vermelho), há algumas subestações disponíveis na região para a conexão com a UFV.

A disponibilidade da rede elétrica descreve a porcentagem de tempo em que essa é capaz de exportar energia da usina de energia solar fotovoltaica. O rendimento da produção de energia anual ("*yield*") de uma planta solar pode ser significativamente reduzido se a rede elétrica tem tempo de inatividade significativo. Dessa forma, isso pode ter efeitos adversos sobre a economia do projeto, devendo estatísticas de disponibilidade ser solicitadas à operadora de rede elétrica para estabelecer seu tempo esperado de inatividade. Em áreas desenvolvidas, a disponibilidade da rede elétrica é geralmente muito alta.

7. AVALIAÇÃO DO USO DA TERRA

As usinas fotovoltaicas serão concebidas e construídas, idealmente, sobre o baixo valor da terra. Se a terra não for propriedade do desenvolvedor, então o custo da compra ou arrendamento precisa ser considerado, pois o desenvolvedor deve comprar a terra ou os direitos para a duração do projeto. Além do acesso à localidade do projeto, o fornecimento de água, fornecimento de eletricidade e os direitos para atualizar as estradas de acesso devem ser considerados juntamente com os impostos de terra relevantes.

Desde que diversas permissões tornaram-se obrigatórias para construir a usina, é necessário avaliar o local de acordo com as condições locais impostas pelos órgãos reguladores relevantes. Se a terra é utilizada para fins agrícolas, então ela pode precisar ser reclassificada para "uso industrial", com custos e implicações no tempo e a possibilidade de rejeição pura e simples.

O uso futuro da área também deve ser levado em conta. É provável que a planta opere por 25 anos. Tal fato precisa ser considerado para avaliar a probabilidade de seu impacto sobre a produção de energia. Por exemplo, a poeira associada a projetos de construção poderia ter um impacto significativo sobre o rendimento de energia da planta.

Realizar o projeto da usina em áreas ambientalmente sensíveis deve ser evitado. Avaliações de impacto ambiental ou estudos de plantas/animais selvagens solicitados pelo Governo podem impactar o desenvolvimento de um projeto. Cabe salientar que nenhuma árvore no local do projeto, e terras circundantes, podem/precisam ser cortadas e/ou removidas.

Também, a liberação da área para fins militares pode ser necessária se a localidade do projeto estiver próxima a alguma área militar. Além disso, o reflexo dos módulos FV pode afetar algumas atividades militares.

8. AVALIAÇÃO SOBRE SUJEIRA/POEIRA SOBRE OS MÓDULOS

Se os módulos FV estão sujos por partículas, consequentemente a eficiência da planta solar irá cair significativamente. Sendo assim, é importante levar em conta os fatores climáticos, ambientais, humanos e selvagens quando se pretende determinar a adequação de um local para uma planta de energia solar fotovoltaica. Os critérios devem incluir avaliação quanto a:

- partículas de poeira do tráfego, atividade de construção, atividade ou poeira agrícolas e tempestades;
- excrementos de pássaros. Assim como áreas próximas a reservas naturais, áreas de reprodução de aves e lagos devem ser cuidadosamente avaliadas.

A sujidade dos módulos FV pode exigir uma manutenção adequada e limpeza periódica do plano dos módulos no local.

Nesse sentido, é preferível que no local haja disponibilidade de água limpa, de baixo teor mineral, para a limpeza dos módulos. A fonte de água corrente, água subterrânea, água armazenada ou o acesso a um tanque de água móvel pode ser necessária – o custo das várias opções terá um impacto sobre a economia do projeto. A disponibilidade de água será um problema e dependerá do nível esperado de módulo-sujidade, da extensão da limpeza natural devido às chuvas e da frequência da limpeza.

9. AVALIAÇÃO DE INCENTIVOS FISCAIS

Incentivos financeiros (como: tarifas "*feed-in*" ou reduções de impostos) em diferentes países ou regiões dentro de países têm um forte impacto sobre a viabilidade financeira de um projeto. Esses incentivos podem aliviar os custos associados com uma ou demais restrições que devem ser consideradas na seleção do local do projeto.

10. FATORES COMPLEMENTARES PARA IDENTIFICAÇÃO DE LOCAL PARA USINA FOTOVOLTAICA

A radiação solar e a temperatura são os fatores principais ao identificar um local para uma usina fotovoltaica, mas há muitos outros elementos que devem ser levados em consideração, como, por exemplo, a distância da rede elétrica (se existente) e o custo de conexão, a demanda de energia e a capacidade de transporte, etc. Em geral, a avaliação do potencial de geração de energia e o mapeamento de oportunidades não são ciências exatas.

Uma abordagem original é o "Atlas Global de Energia Renovável", desenvolvido pela Agência Internacional de Energias Renováveis (Irena). Esse Atlas Global é a maior coleção do mundo dos mais recentes e mais precisos mapas públicos de recursos de energias renováveis. O escopo do Atlas Global é apoiar entidades públicas e privadas na realização de análises de pré-viabilidade com base em mapas. Os mapas são uma ferramenta adequada, uma vez que oferecem uma linguagem comum para iniciar um diálogo com comunidades locais.

Esse método pode possibilitar um levantamento de pré-viabilidade em âmbito continental de oportunidades de energia solar e eólica para a América Latina, assim como para sistemas conectados à rede e fora da rede. Os conjuntos de dados têm resoluções espaciais de 3 km para radiação solar e 1 km para a energia eólica.

O resultado final inclui um mapa em alta resolução (1 km = 100 Mpixels), que indica a adequação para projetos em terra. Isso foi feito pela a atribuição de valores numéricos a diversas dimensões de adequação, combinados em um único valor. Essas dimensões incluem intensidade de recursos, distância até as redes de energia, densidade populacional, cobertura do solo, topografia, altitude e áreas protegidas. Os mapas finais ficam disponíveis no formato de imagem de Sistemas de Informações Geográficas (SIG) para visualização e *download* por meio do Atlas Global da Irena. Além dos mapas, dados agregados de capacidade instalada equivalente por sub-região (potencial técnico, em GW) são fornecidos para fins ilustrativos, conforme demonstrado na Figura 5.

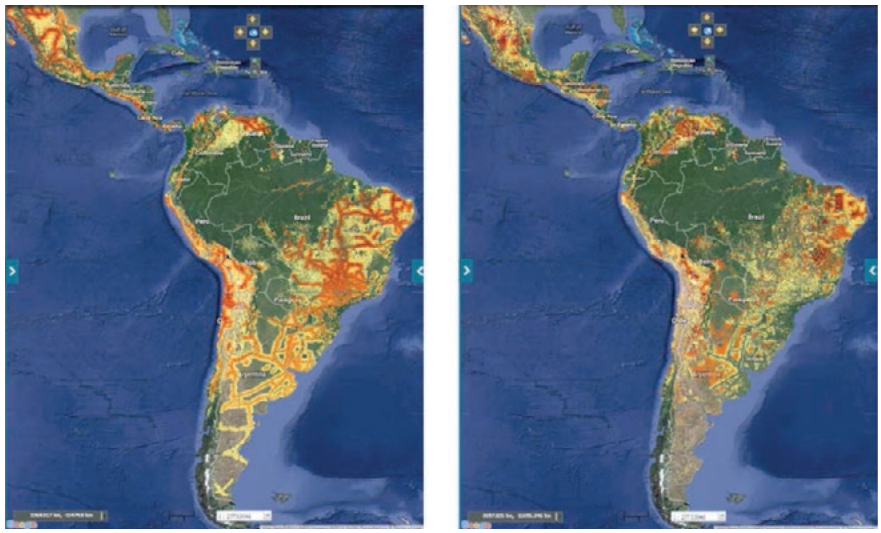


Figura 5. Os mapas disponíveis através do site do Atlas Global da Irena exibem áreas potenciais em amarelo (60 a 70%), áreas com maior adequação em laranja (70 a 80%) e as áreas mais adequadas em vermelho (>80%)

A metodologia adotada pela Irena desenvolveu-se a partir de uma abordagem baseada em oportunidade e foi criada em resposta às novas necessidades dos formuladores de políticas, à medida que eles evoluem de uma avaliação de potencial para a definição de áreas ideais para desenvolvimento. A abordagem baseada em oportunidade oferece um contraste com a abordagem baseada na exclusão, normalmente adotada.

A abordagem baseada em exclusão começa calculando o potencial das energias renováveis primeiro excluindo as terras inadequadas para empreendimentos de energias renováveis por várias razões (as causas mais comuns são a distância até a rede, terrenos de elevada inclinação onde é difícil construir, áreas protegidas, altitude, lagos e rios). Em alguns casos, a distância até os assentamentos, estradas, centros de carga, áreas protegidas, condições geológicas específicas, assim como áreas urbanas ou militares também são razões para excluir algumas terras da análise.

O passo seguinte é multiplicar a superfície disponível por uma densidade de instalações (em MW/km^2). Um fator de carga ou curva de potência assumida de uma instalação típica é, então, combinado com o recurso disponível em cada ponto, a fim de calcular um valor em quilowatt-hora (kWh) – esse valor é chamado de potencial técnico. Valores do potencial técnico podem ser somados para presumir um valor no âmbito de uma região ou de um país.

Como limitação principal, abordagens baseadas em exclusão não levam em conta locais onde desenvolvimentos são legalmente proibidos, improváveis por qualquer razão em particular, ou tecnicamente impossíveis. Mapas com base em critérios de exclusão podem, muitas vezes, ser questionados com base na incerteza dos dados de entrada, ou quando um ou mais aspectos da análise não puderam ser considerados. As análises de sensibilidade para essa abordagem também mostram grandes variações no valor final do potencial técnico.

A alternativa da Irena é a abordagem com base em oportunidade. Em vez de categorizar as áreas como "disponíveis" ou "não disponíveis" para desenvolvimento de projetos de energias renováveis, a metodologia da Irena classifica a qualidade das zonas de desenvolvimento, atribuindo uma pontuação a cada fator relevante (por exemplo, distância da rede e densidade populacional) e usando esse resultado para criar um mapa de adequação (indicando, por exemplo, áreas com alta densidade populacional e longe da rede).

11. PREVISÃO DE ENERGIA GERADA

Após a escolha do local para a instalação da planta solar, uma etapa bastante importante para avaliar a viabilidade de um projeto e atrair financiamentos é o cálculo da expectativa da energia gerada pela usina fotovoltaica. A previsão da geração de energia fornece a base para o cálculo do retorno financeiro do projeto, portanto o principal objetivo da análise da geração da energia é prever a energia anual média gerada para o tempo de vida da planta, ou seja, entre 25 a 30 anos.

O nível de precisão necessário para a previsão da energia gerada depende do estágio de desenvolvimento do projeto. Por exemplo, uma indicação preliminar da energia gerada pode ser realizada utilizando dados do recurso solar disponíveis e as perdas da usina (valores nominais), desde que estejam embasados em projetos existentes.

De forma a facilitar a análise dos desenvolvedores de projetos, na atualidade, há uma grande variedade de *softwares* disponíveis no mercado que realizam a estimativa da energia gerada por uma UFV, destacando-se: PVsyst, PVSol, Insel e etc., [3-9], além do *software* Jaíba Solar

– Versão 1, desenvolvido neste projeto. Essas ferramentas computacionais utilizam simulação "passo de tempo" ("*time step*") para modelar o desempenho de um projeto ao longo de um ano. Nessa linha, de forma a assegurar uma maior precisão aos resultados e, assim, satisfazer às instituições financeiras ("*due diligence*") e tornar o projeto rentável ("*bankable*"), a análise deverá ser realizada por um especialista, devendo ser considerados os fatores como poluição do ar, taxas de interrupções e perdas na rede elétrica local.

Tipicamente, a previsão de energia é realizada por simulações "*time-step*", que consiste nas seguintes etapas:

- disponibilidade/acesso de dados sobre o recurso solar na região do projeto por meio de imagens de satélites e/ou medições em campo por estações solarimétricas;
- cálculo da irradiação solar incidente no plano do gerador fotovoltaico (plano inclinado) para um determinado período;
- modelamento da *performance* da usina com respeito à variação da radiação solar e temperatura para o cálculo da estimativa da energia gerada para cada período;
- aplicação detalhada das perdas (ex: perdas inversores, ôhmicas, módulos, radiação solar, sombreamento e etc.); e
- análise estatística utilizando figuras de mérito específicas.

Cabe salientar que a estimativa da energia gerada anualmente por uma UFV pode ser expressa por um intervalo de confidência (exemplo: P90 – valor de energia anual com probabilidade de ocorrência igual ou superior a 90% [10]). Sendo assim, como os *softwares* de simulação são altamente dependentes de diversas variáveis de entrada, qualquer incerteza proveniente do banco de dados disponível será inserida nos resultados obtidos. Como a estimativa da energia gerada anual depende linearmente, em uma primeira aproximação, da irradiação incidente no plano do gerador, são as incertezas derivadas dos dados de irradiação solar que predominam na incerteza da estimativa da energia.

Como foi destacado, a utilização de um *software* que realize a estimativa da energia gerada por uma usina fotovoltaica é fundamental para tomadas de decisões (ex: análise de viabilidade técnica prévia de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) em áreas mais propícias) e também para o cálculo de viabilidade econômica do projeto. Dessa forma, para o projeto Jaíba Solar, foi desenvolvida a ferramenta computacional, em linguagem PhP/Java, denominado de *software* Jaíba Solar – Versão 1, que é um *software* indicado para ser utilizado na etapa de pré-viabilidade técnica de projetos de usinas solares.

Diversos modelos matemáticos, como, por exemplo, o modelo polinomial, a eficiência de conversão e a energia específica, além de perdas, foram implementados no *software* Jaíba Solar, os quais possuem como finalidade simular o comportamento de módulos fotovoltaicos, inversores e sua produção específica. A primeira versão do *software* já se encontra em operação e validações foram realizadas de forma a certificar os resultados gerados pela ferramenta computacional. Abaixo, de forma sucinta e objetiva, segue a descrição da metodologia utilizada e os resultados, preliminares, da aplicação dessa metodologia.

11.1 Metodologia Modelo Polinomial de Potência [11-13]

Os principais fatores que modificam a potência produzida por um módulo fotovoltaico, bem como os seus parâmetros elétricos característicos, ou seja, tensão e corrente, são a radiação solar incidente em seu plano e a temperatura de operação das células. A Equação 1 mostra como pode ser calculada a máxima potência (P_{mp}) do módulo fotovoltaico para uma determinada condição climática.

$$P_{mp} = Po_{FV} \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left[1 - \gamma_{mp} \left(T_c - T_{c,ref}\right)\right] \quad (1)$$

Sendo que:
Po_{FV} – é a potência nominal do gerador fotovoltaico em STC (W_p);
$H_{t,\beta}$ – é a irradiância solar incidente no plano do gerador FV (W/m²);
T_c – é a temperatura equivalente de operação das células FV (°C);
H_{ref} – é a irradiância solar em STC (1.000 W/m² para massa de ar igual a 1,5);
$T_{c,ref}$ – é a temperatura de célula em STC (25 °C); e
γ_{mp} – é o coeficiente que relaciona a variação da potência no ponto de máxima potência com a temperatura.

A Equação 2 mostra como é realizado o cálculo da temperatura de célula obtida a partir da temperatura ambiente.

$$T_c = T_a + H_{t,\beta} \left(\frac{TNOC - 20^o C}{800 W \times m^{-2}} \right) \times 0{,}9 \quad (2)$$

Sendo que:
T_c – é temperatura ambiente medida (°C);
TNOC (°C) – a maioria dos catálogos de módulos FV, geralmente, especificam o parâmetro Temperatura Nominal de Operação da Célula (TNOC), ou NOCT, em inglês, que é a temperatura alcançada pelos módulos fotovoltaicos com circulação de ar livre "*all-around*", em condições normais definidas pela norma IEC/TS 61.836, como: irradiância solar igual a 800 W/m², temperatura ambiente igual a 20 °C, velocidade do vento = 1 m/s.

Cabe salientar que o valor obtido pela Equação 1 corresponde ao valor teórico ideal e não leva em conta as perdas no processo de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP), representada por η_{spmp}. Portanto, o valor mais realístico de potência CC entregue ao inversor pode ser obtido pela Equação 3.

$$P_{mp} = Po_{FV} \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \left[1 - \gamma_{mp} \left(T_c - T_{c,ref}\right)\right] \times \eta_{spmp} \quad (3)$$

11.2 Metodologia Modelo de Eficiência de Conversão

Para calcular a potência de saída do inversor, utilizou-se o modelo de eficiência de conversão proposto por Jantsch, Schmidt e Schmid [14], o qual depende da potência de saída do conversor CC/CA. O modelo mostra que a eficiência de conversão é uma função dependente do autoconsumo e do carregamento do equipamento. Com base nos efeitos físicos envolvidos, representados por k_0, k_1 e k_2, tem-se a Equação 4.

$$\eta = \frac{P_{saída}}{P_{entrada}} = \frac{P_{saída}}{P_{saída} + k_0 + k_1 \times P_{saída} + k_2 \times P_{saída}^2} \tag{4}$$

Sendo que $p_{saída} = P_{saída} / P_{inv}^0$ é a potência normalizada com relação à potência nominal do inversor. Sendo assim, os demais parâmetros no denominador da Equação 4 quantificam as perdas operacionais[2] de conversão do inversor, ou seja, k_0 são as perdas por autoconsumo; k_1 são as perdas por quedas de tensão nos diodos e dispositivos de chaveamento; e k_2 são as perdas ôhmicas. Os parâmetros k_0, k_1 e k_2 são calculados por meio das equações 7, 8 e 9.

$$k_0 = \frac{1}{9} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^1} - \frac{1}{4} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^{0,5}} + \frac{5}{36} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^{0,1}} \tag{5}$$

$$k_1 = \frac{-4}{93} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^1} - \frac{33}{12} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^{0,5}} + \frac{5}{12} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^{0,1}} - 1 \tag{6}$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^1} - \frac{5}{2} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^{0,5}} + \frac{5}{18} \times \frac{1}{\eta_{inv}{}^{0,1}} \tag{7}$$

Sendo que $\eta_{inv}{}^1$, $\eta_{inv}{}^{0,5}$ e $\eta_{inv}{}^{0,1}$ são os valores da eficiência instantânea correspondentes à operação do inversor a 100%, 50% e 10% da potência nominal, respectivamente.

Finalmente, reorganizando algebricamente a Equação 4, teremos a Equação 8:

$$P_{FV} = P_{saída/\eta_{inv}} = P_{saída} + \left(k_0 + k_1 \times P_{saída} + k_2 \times P_{saída}^2\right) \tag{8}$$

Sendo que:

P_{FV} = potência do gerador fotovoltaico; e

$P_{saída}$ = potência de saída do inversor.

2 Outros tipos de perdas (fiação, dispersão módulos, fusíveis e etc.) podem ser inseridas no processo de cálculo de modo a possibilitar que o modelo utilizado se aproxime mais da realidade.

A Equação 8 é utilizada para calcular a potência de saída por meio dos modelos descritos anteriormente, sendo que:

$$P_{saída} = Pmáx_{inv} \quad \text{se} \quad P_{saída} \geq Pmáx_{inv} \tag{9}$$

$$P_{saída} = 0 \quad \text{se} \quad P_{FV} \leq k_0 P_{inv}^0 \tag{10}$$

$$P_{saída} = P_{inv}^0 \quad \text{se} \quad k_0 P_{inv}^0 < P_{saída} < Pmáx_{inv} \tag{11}$$

A metodologia utilizada supõe que o inversor limita a potência de saída em sua potência máxima CA fornecida pelo fabricante. É importante salientar que, para algumas situações, a potência limite é utilizada como a própria potência nominal do inversor. Essa consideração é necessária e não prejudica a integridade física dos inversores, em ocasiões em que não se dispõe de informações a respeito dos valores máximos permissíveis para a operação do inversor em estudo.

12. INVENTÁRIO DOS LOCAIS MAIS ADEQUADOS À INSTALAÇÃO DE USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS NO ESTADO DE MINAS GERAIS

Com o objetivo de se criar um inventário dos locais mais propícios para a instalação de usinas solares fotovoltaicas no Estado de Minas Gerais, foram definidas, inicialmente, as áreas onde elas poderiam ser efetivadas. Portanto, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o Estado de Minas Gerais [15] é dividido em doze mesorregiões, conforme mostra a Figura 6.



Figura 6. As 12 mesorregiões estabelecidas pelo IBGE para o Estado de Minas Gerais

Após definidas as mesorregiões, foi realizada uma série de simulações, utilizando o *software* Jaíba Solar – Versão 1, para diferentes cidades do Estado de Minas Gerais que fazem parte das 12 mesorregiões. Nesse sentido, a Tabela 2 mostra os valores médios anuais da energia elétrica produzida por um SFCR, por meio de figuras de mérito técnico, encontrados para as 12 mesorregiões estabelecidas pelo IBGE.

Tabela 2. Energia específica (kWh/kWp) e *Performance Ratio* (PR) anuais para as 12 mesorregiões estabelecidas pelo IBGE

	Mesorregiões	Média Anual (kWh/KWp)	Média Anual – PR
1	Campo das Vertentes	1.279	0,78
2	Central de Minas	1.407	0,8
3	Jequitinhonha	1.364	0,79
4	Metropolitana Belo Horizonte	1.322	0,79
5	Noroeste Minas	1.469	0,8
6	Norte Minas	1.489	0,8
7	Oeste Minas	1.341	0,79
8	Sul/Sudoeste Minas	1.287	0,79
9	Triângulo Mineiro/Alto Paranaíba	1.400	0,8
10	Vale do Mucuri	1.323	0,79
11	Rio Doce	1.309	0,8
12	Zona da Mata	1.258	0,79
Média anual do Estado de Minas Gerais		**1.354**	**0,79**

Como é possível observar na Tabela 2, a mesorregião do Norte de Minas (região de n.º 6 na Figura 11) é a área mais promissora do estado para a utilização de tecnologias fotovoltaicas, bem como para outras tecnologias solares.

A mesorregião do Norte de Minas possui médias anuais de Energia Específica (EE) da ordem de 1.489 kWh/kWp e rendimento (PR) igual a 0,8. Cabe salientar que, nessa região, cidades como Jaíba, Janaúba e Pirapora possuem valores médios energéticos próximos aos valores onde estão instaladas (ou em construção) usinas fotovoltaicas, ou seja, em localidades com altos índices de incidência de radiação solar global no país, como as cidades de Petrolina, em Pernambuco; Caetité, na Bahia; e Tauá, no Ceará. A Tabela 3 apresenta os valores médios energéticos encontrados e comparados com os da cidade de Jaíba (MG).

Tabela 3. Valores médios energéticos encontrados e comparados com os da cidade de Jaíba (MG)

Cidades	Irradiação (kWh / m².dia) (horizontal)	PR	kWh / kWp	Relação Jaíba
Jaíba	5,72	0,81	1.558	N/A
Janaúba	5,69	0,80	1.513	+2,9%
Pirapora	5,63	0,81	1.476	+5,3%
Petrolina	5,42	0,82	1.574	-1,0%
Caetité	5,57	0,80	1.569	-0,7%
Tauá	5,62	0,82	1.646	-5,6%
Média Região	5,61	0,81	1.556	+3,0%

Já a mesorregião da Zona da Mata (área 12, Fig. 6), apesar de ter apresentado o pior resultado no estado, quando comparada com outras regiões/cidades do país, como, por exemplo, Florianópolis (SC) (EE anual média 1.092 kWh/kWp e PR médio igual 0,78), Curitiba (PR) (EE anual média 1.124 kWh/kWp e PR médio igual 0,77) e Pelotas (RS) (EE anual média 979 kWh/kWp e PR médio igual 0,77), pode ser considerada boa para o aproveitamento da energia solar fotovoltaica e também outras tecnologias solares.

O Estado de Minas Gerais, portanto, e de uma forma geral, possui uma boa média anual de EE, no valor de 1.354 kWh/kWp, e 0,79 de rendimento global (PR) médio.

Além disso, como apresentado na Figura 4, o estado possui uma boa infraestrutura, com malhas de linhas de transmissão que atendem a todo o território mineiro, facilitando a conexão de usinas solares ao sistema elétrico.

Deve-se atentar, como mostram as figuras 2 e 3, à declividade do terreno para cada mesorregião (por se tratar de um estado com muitas serras e picos), à densidade de descargas atmosféricas incidentes para cada região e a todos os critérios já apresentados anteriormente neste documento. Finalmente, Minas Gerais é um estado de grandes oportunidades para a aplicação das tecnologias fotovoltaicas e, também, das demais tecnologias solares.

13. CONCLUSÕES

As principais etapas/critérios para o desenvolvimento de um projeto solar foram apresentadas e estão bem estabelecidas, porém, ainda não há um "*road map*" definitivo, o qual o desenvolvedor possa seguir. A estratégia utilizada para cada projeto depende dos parâmetros da localidade e prioridades do desenvolvedor. Além disso, devem ser considerados também os riscos, os requerimentos regulatórios e os tipos de mecanismos de financiamento disponíveis no mercado (ex: taxas do mercado, subsídios ou créditos).

Para a adequada seleção da localidade, os empreendedores devem se atentar também às seguintes perguntas:

- A área é apropriada para o desenvolvimento da escala proposta?
- A propriedade da terra está perfeitamente estabelecida?
- Qual a identificação do uso da terra realizada (industrial ou agrícola)?
- Qual o parecer solicitado para as autoridades reguladoras sobre o uso da terra e suas restrições?
- Qual a avaliação do recurso solar?
- Quais as características topográficas obtidas?
- Qual a proximidade com as designações (internacional, nacional e local) ambientais?
- Qual a avaliação das possíveis rotas de acesso à localidade?
- A pesquisa geotécnica foi finalizada?
- Qual a avaliação da rede elétrica (capacidade, proximidade, estabilidade, disponibilidade, "pronta para conectar")?
- Qual a avaliação do risco de sujeira/poeira?
- Qual a disponibilidade de fornecimento de água / Qual a determinação de água no terreno?
- Qual a avaliação georeferenciada (GIS) das restrições?
- Quais incentivos financeiros foram identificados?

Quanto às diferentes cidades do Estado de Minas Gerais, foram definidas 12 mesorregiões (de acordo com o IBGE), e uma série de simulações foi realizada a fim de se obter um inventário dos melhores locais para a instalação de usinas solares fotovoltaicas. Dessa forma, foram apresentados os valores médios anuais da energia elétrica produzida por um SFCR para as 12 mesorregiões, sendo que o Estado de Minas Gerais, de uma forma geral, possui uma boa média anual de EE, no valor de 1.354 kWh/kWp, e 0,79 de rendimento global (PR) médio.

Além disso, o estado possui uma boa infraestrutura, com malhas de linhas de transmissão que atendem a todo o território mineiro, facilitando a conexão de usinas solares ao sistema elétrico.

No entanto, é necessário atentar-se à declividade do terreno para cada mesorregião (por se tratar de um estado com muitas serras e picos), à densidade de descargas atmosféricas incidentes para cada região e a todos os critérios, já apresentados anteriormente neste documento, que se fazem necessários para o desenvolvimento de um projeto fotovoltaico em Minas Gerais, sabendo-se que o estado possui grandes oportunidades para a aplicação das tecnologias fotovoltaicas e, também, das demais tecnologias solares.

14. REFERÊNCIAS

[1] MILLER, A. SGURR, B. Utility Scale Solar Photovoltaics Power Plants – *A Guide for Developers and Investors*. International Finance Corporation. World Bank Group, Maio, 2015, pp. 216.

[1a] CASTILLO, C. P.; SILVA, Filipe Batista; LAVALLE, C. An Assessment of the regional potencial for solar power generation in EU-28. *Energy Policy*, vol. 88, pp. 86–99, 2016.

[2] ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA)/NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). *Best Practices for Siting Solar Photovoltaics on Municipal Solid Waste Landfills*. NREL/TP--7A30-52615. 2013, pp. 79.

[2a] DBRS. *Metodology* - Rating Solar Power Projects (Report). 21 pp. December, 2014.

[3] PVsyst S.A. *User's Guide*: PVsyst 6 Help. Disponível em: <http://files.pvsyst.com/help/index.html>. Acesso em: 8/5/2016.

[4] System Advisor Model. Disponível em: <http://sam.nrel.gov/>. Acesso em: 26/9/2016.

[5] PVWatts Grid Data Calculator (version 2). Disponível em: <http://www.nrel.gov/rredc/pvwatts/grid.html> Acesso em: 6/3/2014.

[6] Manual PV*SOL Expert 6.0. Valentim Software. Disponível em: <http://www.valentin-software.com/sites/default/files/downloads/handbuecher/en/manual-pvsol-en.pdf>. Acesso em: 5/5/2016.

[7] HOMER User's Guide. Disponível no programa: HOMER Energy Online Support Knowledgebase. Disponível em: <http://support.homerenergy.com/index.php?/Knowledgebase/List/Index/2/homer-model>. Acesso em: 12/2/2016.

[8] YATES, T.; HIBBERD, B. Production Modeling for Grid-Tied PV Systems. *SOLARPRO*. April/May, 2010. Pp. 30-56.

[9] Polysun Simulation Software. Help. 2013

[10] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas*. 2015.10 pp.

[11] CAAMAÑO, M. C. *Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica*: Caracterizacíon y Analisis. Tesis (Doctoral) – Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecominicacíon, Departamento de Electrónica Física, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid. 200 f, 1998.

[12] ZILLES, R.; MACÊDO, W.; GALHARDO, M.; OLIVEIRA, S. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica* – Oficina de Ideias, São Paulo, 2012.

[13] MACÊDO, W. N. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia (EP/FEA/IEE/IF) da Universidade de São Paulo, 2006.

[14] JANTSCH, M.; SCHMIDT, H.; SCHMID, J. Results of the Concerted Actions on power Conditioning and Control.*11º European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Montreux, Suiça, 1992.

[15] IBGE. Mesorregiões do Estado de Minas Gerais. 2014.

CAPÍTULO 8

Aspectos Socioambientais de Plantas Solares

Alan Fonseca – CEI SOLAR
Nara Rúbia Dante de Godoy – CEI SOLAR

Foto: http://rmai.com.br/wp-content/uploads/2016/03/Brasil-flutuadores.jpg



OBJETIVO

Apresentar os aspectos socioambientais relacionados à implantação de plantas solares, indicando os marcos regulatórios pertinentes e sua aplicação ao projeto Jaíba Solar.

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, os impactos ambientais provenientes da geração de energia vêm sendo debatidos em âmbito mundial. Discute-se muito sobre a necessidade de mitigação desses impactos relacionados à obtenção de energia e a busca por sustentabilidade, que envolve além dos interesses ambientais, os sociais, políticos e econômicos. Qualquer empreendimento de geração de energia provoca interferência em questões ambientais e sociais. Sendo assim, diferentes impactos podem ser esperados a depender da tipologia do empreendimento e a forma como sua implementação é realizada.

O desenvolvimento sustentável é visto como uma necessidade mundial, uma ferramenta para que as gerações futuras tenham condições de viver e sobreviver com qualidade de vida. Por isso, o setor energético está conectado a todas estas dimensões: ambiental, social e econômica, as quais, dependendo das tomadas de decisão, podem gerar impactos benéficos ou maléficos. Assim, a busca da sustentabilidade requer planejamento e inserção de novas fontes de energia que sejam renováveis e impactem o mínimo possível o meio ambiente.

O Projeto Jaíba Solar P&D tem como objetivo explorar essas dimensões, pois, por ser um empreendimento que preza a sustentabilidade, a sua geração provém de energia limpa, que são fontes renováveis e que não lançam poluentes na atmosfera, não interferindo no ciclo do carbono, ao contrário dos combustíveis fósseis. Desse modo, utiliza-se somente de recursos necessários para promover o melhor, tanto para as pessoas quanto para o meio ambiente, contribuindo para o desenvolvimento da região de entorno do empreendimento, sem agredir a natureza.

2. IMPACTOS AMBIENTAIS: USINAS SOLARES

Como qualquer empreendimento gerador de energia elétrica, as usinas solares também podem apresentar impactos ambientais. Esses impactos podem ser positivos ou negativos, em diversas abrangências e amplitudes. Assim, segundo a Resolução Conama nº 001, de 23 de janeiro de 1986, impacto ambiental é definido como qualquer alteração das especificidades do sistema ambiental, seja essa física, química, biológica, social ou econômica, causada por ações antrópicas, as quais possam afetar direta ou indiretamente o comportamento de parâmetros que compõem os meios físico, biótico e/ou socioeconômico do sistema ambiental na sua área de influência. Os impactos ambientais gerados por empreendimentos de aproveitamento solar fotovoltaico estão intimamente relacionados à sua localização, às características físico-climáticas do local de implantação e às características dos ecossistemas locais. Em outras palavras, os impactos ambientais se restringem à localidade na qual estão inseridos os empreendimentos. Por sua vez, os impactos negativos apresentados por sistemas fotovoltaicos são bastante reduzidos quando comparados com os impactos positivos e as vantagens de sua implantação.

A seguir, serão apresentados os principais impactos que podem ser gerados nas usinas solares, os quais foram divididos em dois grupos específicos: Impactos do Meio Físico e Biótico e Impactos Socioeconômicos.

2.1 Impactos do Meio Físico e Biótico

As usinas solares se apresentam como importante alternativa na preservação do meio ambiente. A energia solar possui muitas vantagens sobre outras fontes de energia, tais como: baixo potencial poluidor; não contribui de forma efetiva para o efeito estufa; e não necessita de geradores para a produção de energia elétrica. Do ponto de vista de impactos ambientais aos meios físico e biótico, pode-se analisar esses empreendimentos da seguinte forma:

- Solo – nenhum ou baixíssimo impacto.
- Água – uso insignificante (somente se utiliza recurso hídrico para a limpeza de painéis e consumo humano).
- Ar – nenhum ou baixíssimo impacto, pois não há nenhum tipo de emissão de gases.
- Fauna e flora – pode haver supressão de vegetação na fase de implantação, porém de forma insignificativa.

Esse tipo de empreendimento pode ser visto, de forma geral, como de baixo impacto ambiental, se observados os critérios relatados. Tal definição é de extrema importância para minimizar os impactos ambientais. De forma geral, no momento da seleção do local do projeto, há a premissa de se adotar locais já degradados e pouco produtivos, como as áreas áridas, pastos ou campos em áreas rurais em desuso, pois, assim, evita-se o conflito de uso com outras atividades, bem como confere maior economia e viabilidade dos projetos. As figuras 1 e 2 exemplificam projetos bem-sucedidos na implantação de painéis fotovoltaicos, um é no Deserto do Saara e o outro no Deserto Negev, em Israel.



Figura 1. Usina de Noor, deserto do Saara



Figura 2. Ashalim: Central de Energia Solar Concentrada, deserto Negev, Israel

A supressão de vegetação ocorre somente em locais onde não sejam possíveis alternativas de alocação dos módulos fotovoltaicos. Na maioria das vezes, a supressão é considerada insignificante, dadas as dimensões das plantas, ou mesmo inexistente, na maioria dos casos, como apresentado na Figura 3. Usualmente, escolhe-se uma área com vegetação escassa, a fim de evitar desmatamentos e de facilitar a supressão vegetal que se fizer necessária. Em outras palavras, evitam-se áreas com vegetação mais complexa.



Figura 3. Vegetação mais escassa no Parque solar em Strombolo, Itália

É importante ressaltar que faz-se extremamente importante a presença de parques solares, pois eles alteram minimamente as condições climáticas e ambientais locais.

Com relação ao uso de material para a fixação das placas, pouco ou quase nenhum material é utilizado (figuras 4 e 5).



Figura 4. Fixação à terra: por meio de concreto



Figura 5. Fixação à terra: sem concreto

Em relação ao uso dos recursos naturais, seu impacto é considerado quase insignificante, pois a água é necessária apenas para limpeza dos painéis, para a casa de apoio, banheiro e cozinha dos funcionários e mantenedores (Figura 6).



Figura 6. Casa de apoio

2.2 Impactos Socioeconômicos

A instalação e operação de uma usina solar, em determinada região ou localidade, traz consigo uma gama de impactos ambientais, os quais, por sua vez, interferem diretamente sobre o meio socioeconômico. Alguns impactos podem ser positivos, outros negativos, podendo ter seu raio de abrangência restrita ao local de instalação, ou mesmo a regiões maiores, desde o processo de implantação até sua efetiva operação comercial.

Nesse sentido, os impactos socioeconômicos mais expressivos estão diretamente associados à renda e à geração de empregos. No entanto, esses impactos possuem um caráter extremamente positivo, uma vez que podem mudar o regime econômico local, impulsionando todo um sistema econômico.

Nesse sentindo, é de praxe que se busque a contratação e a qualificação de mão de obra local ou regional, a qual, geralmente, é contratada na fase de implantação, uma vez que, considerando o ciclo de vida desse produto, a fabricação dos painéis e equipamentos se dão em uma empresa que não é da localidade. Por sua vez, no que for necessário, as contratações locais serão realizadas.

O volume de trabalhadores empregados no empreendimento tende a movimentar as operações comerciais locais e regionais, mesmo que seja um crescimento microeconômico, o qual altera a renda e o poder de compra dos grupos familiares. Por outro lado, a desmobilização da mão de obra local também pode interferir negativamente na economia local, gerando instabilidade e insegurança ao mercado.

Em uma escala maior, espera-se que usinas solares possuam um outro papel, a de suprir a necessidade de fontes alternativas do setor energético durante períodos de baixa capacidade de produção das usinas hidrelétricas – atualmente, a principal fonte de produção energética da matriz nacional. Anseia-se, por outro lado, que a usina solar forneça energia para a região de implantação, aumentando a confiabilidade e, por conseguinte, melhorando a oferta de energia local. Espera-se também que, com a implantação do Projeto Jaíba, a geração de energia em uma dada região possa trazer em seu bojo uma gama de efeitos positivos para as localidades de sua área de influência, cabendo destacar, sobretudo, a geração de empregos na região do projeto e a comercialização da energia elétrica.

3. PROJETO JAÍBA

O Projeto Jaíba Solar – P&D será instalado no município de Jaíba, na região norte de Minas Gerais. A localidade possui inúmeras especificidades que garantem o mínimo impacto ao meio ambiente. As figura 7 e 8 apresentam a área de implementação do projeto, que é uma área degradada, onde há formações de pastagens com remanescentes arbóreos isolados. Sendo assim, a supressão vegetal e intervenção à fauna e flora local serão mínimas.



Figura 7. Área de implementação do Projeto Jaíba



Figura 8. Área de instalação do Projeto Jaíba

Conforme apresentado, o Projeto Jaíba Solar – P&D, segundo a Deliberação Normativa n. º 74/2004, enquadra-se em um empreendimento com potencial degradador entre baixo e insignificante. De maneira geral, vale ressaltar que a instalação de parques solares é uma opção energética ambientalmente viável devido aos critérios que ela apresenta.

4. LEGISLAÇÃO AMBIENTAL PARA USINAS SOLARES

As usinas solares atualmente licenciadas no âmbito nacional devem seguir ao disposto nas diretrizes da Resolução n.º 279 de 29 de junho de 2001, do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), aplicável a todos os empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, a qual, em seu Art. 1°, discorre:

> "Art. 1º – Os procedimentos e prazos estabelecidos nesta Resolução aplicam-se, em qualquer nível de competência, ao licenciamento ambiental simplificado de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental, aí incluídos:
> I – Usinas hidrelétricas e sistemas associados;
> II – Usinas termelétricas e sistemas associados;
> III – Sistemas de transmissão de energia elétrica (linhas de transmissão e subestações);
> IV – Usinas Eólicas e outras fontes alternativas de energia;..."

Percebe-se, assim, que as usinas solares fotovoltaicas estão enquadradas em outras fontes alternativas de energia, segundo a Resolução n.º 279.

Até o momento, não há nenhuma legislação federal específica para o licenciamento ambiental de usinas solares/fotovoltaica em território brasileiro, o que possibilita lacunas e múltiplos entendimentos acerca dos procedimentos a serem adotados. Devido a essa ausência, caso seja implementada uma Legislação Estadual específica, ela deverá ser utilizada no âmbito do licenciamento desses empreendimentos.

Como a maioria dos estados brasileiros não possui uma legislação específica para empreendimentos solares/fotovoltaicos, adotam-se critérios para classificação de acordo com o porte e potencial poluidor de empreendimentos e atividades modificadoras do meio ambiente passíveis de autorização ou de licenciamento ambiental no nível estadual. Por exemplo, no estado do Ceará, existe a Resolução Coema n.º4 de 12 de abril de 2012, que dispõe sobre a atualização dos procedimentos, critérios, parâmetros e custos aplicados aos processos de licenciamento e autorização ambiental no âmbito da Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará (Semace).

Já em Minas Gerais, o licenciamento ambiental de qualquer empreendimento é regulamentado pelo complexo normativo do Conselho Estadual de Política Ambiental (Copam) e executado por meio das Câmaras Especializadas, das Unidades Regionais Colegiadas (URCs), das Superintendências Regionais de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (Suprams), da Fundação Estadual do Meio Ambiente (Feam), do Instituto Mineiro de Gestão das Águas (Igam) e do Instituto Estadual de Florestas (IEF), conforme relata o Art. 1° do Decreto Estadual n.° 44.844 de 2008. A principal diretriz ambiental do Estado de Minas Gerais é a Deliberação Normativa Copam n.º 74, de 9 de setembro de 2004, que estabelece os critérios para classificação, segundo o porte e potencial poluidor, de empreendimentos e atividades modificadoras do meio ambiente passíveis de autorização ou de licenciamento ambiental no nível estadual. Essa deliberação determina normas para indenização dos custos de análise de pedidos de autorização e de licenciamento ambiental e dá outras providências.

> "Art. 1º – Os empreendimentos e atividades modificadoras do meio ambiente sujeitas ao licenciamento ambiental no nível estadual são aqueles enquadrados nas classes 3, 4, 5 e 6, conforme a lista constante no Anexo Único desta Deliberação Normativa, cujo potencial poluidor/ degradador geral é obtido após a conjugação dos potenciais impactos nos meios físico, biótico e antrópico, ressalvado o disposto na Deliberação Normativa CERH n. º 7, de 4 de novembro de 2002.
> Parágrafo único – As Licenças Prévia e de Instalação dos empreendimentos enquadrados nas classes 3 e 4 poderão ser solicitadas e, a critério do órgão ambiental, expedidas concomitantemente.
>
> Art. 2° – Os empreendimentos e atividades listados no Anexo Único desta Deliberação Normativa, enquadrados nas classes 1 e 2, considerados de impacto ambiental não significativo, ficam dispensados do processo de licenciamento ambiental no nível estadual, mas sujeitos obrigatoriamente à autorização de funcionamento pelo órgão ambiental estadual competente, mediante cadastro iniciado através de Formulário Integrado de Caracterização do Empreendimento preenchido pelo requerente, acompanhado de termo de responsabilidade, assinado pelo titular do empreendimento e de Anotação de Responsabilidade Técnica ou equivalente do profissional responsável."

A Deliberação Normativa do Copam n.º 176, de 21 de agosto de 2012, altera (*Ad Referendum*) os dispositivos da Deliberação Normativa Copam n.º 74/2004, que estabelece critérios para classificação, segundo o porte e potencial poluidor, de empreendimentos e atividades modificadoras do meio ambiente passíveis de autorização ou de licenciamento ambiental no nível estadual, incluindo na listagem códigos de atividade para geração de energia fotovoltaica.

A Deliberação Normativa Copam n.º 74 de 9 de setembro de 2004, em seu Art. 16, dispõe sobre as normas estabelecidas referentes à classificação de empreendimentos:

> "Art.16 – As normas estabelecidas pelo COPAM referentes à classificação de empreendimentos conforme a Deliberação Normativa n.º 1, de 22 de março de 1990 passam a incidir segundo a seguinte correspondência:
> I – Pequeno porte e pequeno ou médio potencial poluidor: Classe 1;
> II – Médio porte e pequeno potencial poluidor: Classe 2;
> III – Pequeno porte e grande potencial poluidor ou médio porte e médio potencial poluidor: Classe 3;
> IV – Grande porte e pequeno potencial poluidor: Classe 4;
> V – Grande porte e médio potencial poluidor ou médio porte e grande potencial poluidor: Classe 5;
> VI – Grande porte e grande potencial poluidor: Classe 6."

Os códigos de atividades incluídos seguem as seguintes especificações:

Potencial Poluidor/Degradador de uma Usina Solar Fotovoltaica

- Ar → Pequeno
- Água → Pequeno
- Solo → Grande
- Geral → Médio

Porte da Usina Solar Fotovoltaica

- Capacidade Instalada ≤ 10 MW → Pequeno
- 10 MW <Capacidade Instalada ≤ 80 MW → Médio
- Capacidade Instalada> 80 MW → Grande

Os empreendimentos e atividades modificadoras do meio ambiente são enquadradas em 6 (seis) classes que conjugam o porte e o potencial poluidor ou degradador do meio ambiente (1, 2, 3, 4, 5 e 6), conforme Tabela 1.

Tabela 1. Classes de enquadramento dos empreendimentos de energia solar fotovoltaica

		Potencial poluidor/degradador geral da atividade		
		P	M	G
Porte do empreendimento	P	1	1	3
	M	2	3	5
	G	4	5	6

Como o potencial poluidor/degradador geral de uma usina fotovoltaica será sempre médio (M), a classe do empreendimento irá variar entre 1, 3 e 5, de acordo com seu porte (Pequeno, Médio ou Grande). Caso um empreendimento Classe 3 esteja localizado em área na qual haja necessidade de supressão de maciço florestal e/ou intervenção em área de preservação permanente e/ou intervenção em área de influência de cavidades naturais subterrâneas e/ou causem impacto a espécies de fauna ou flora ameaçadas de extinção, o empreendimento em questão passará a ser considerado como Classe 5.

Para os empreendimentos classes 1 e 2, considerados de impacto ambiental não significativo, é obrigatória a obtenção da Autorização Ambiental de Funcionamento (AAF). Para as demais classes (3 a 6), a regularização ambiental se dá por meio do processo de licenciamento, com o requerimento das Licenças Prévia (LP), de Instalação (LI) e de Operação (LO). Ressalta-se ainda que:

- os empreendimentos enquadrados na Classe 3 deverão apresentar, para a formalização processual, nos termos do previsto na Resolução Conama n.º 279, Relatório de Controle Ambiental (RCA), na fase de Licença Prévia, e Plano de Controle Ambiental, na fase de Licença de Instalação; e
- os empreendimentos enquadrados na Classe 5 deverão apresentar, para a formalização processual, Estudo de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/Rima), na fase de Licença Prévia, e Plano de Controle Ambiental, na fase de Licença de Instalação.

A regulamentação estadual mais recente para usinas solares é a Deliberação Normativa Copam n.º 202 de 3 de junho de 2015, que aumenta a complexidade do licenciamento ambiental para usinas fotovoltaicas acima de 10 Megawatts que causem impacto ambiental, entendidos por supressão de maciço florestal, intervenção em área de preservação permanente ou que afete espécies de fauna ou flora ameaçadas de extinção:

> "Art. 2º – Os empreendimentos a que se refere o art. 1º desta Deliberação Normativa, com potência acima de 10MW, quando localizados em área na qual haja necessidade de supressão de maciço florestal e/ou intervenção em área de preservação permanente e/ou intervenção em área de influência de cavidades naturais subterrâneas e/ou causem impacto a espécies de fauna ou flora ameaçadas de extinção, deverão ter um aumento de sua classe, passando a ser considerados Classe 5 e a ter os processos de licenciamento ambiental instruídos mediante apresentação de Estudo de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/Rima) e Plano de Controle Ambiental (PCA).
>
> Parágrafo único – Os empreendimentos que não se enquadrarem nos critérios expostos no caput, mediante justificativa do órgão ambiental competente, poderão ter uma redução de sua classe, passando a ser considerados Classe 3 e a ter os processos de licenciamento ambiental instruídos mediante apresentação de Relatório de Controle Ambiental (RCA) e Plano de Controle Ambiental (PCA), nos termos do previsto na Resolução Conama n.º 279, de 27 de junho de 2001".

5. PROCEDIMENTOS DE REGULARIZAÇÃO AMBIENTAL PARA USINAS SOLARES NO ESTADO DE MINAS GERIAS

Para dar início a qualquer processo de regularização ambiental no Estado de Minas Gerais, o primeiro passo é o preenchimento do Formulário de Caracterização do Empreendimento (FCE) – modelo disponível no site da Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (Semad/MG). Ele é o primeiro procedimento/documento do licenciamento e nele deverão constar todas as informações sobre o empreendimento e o empreendedor.

Feito o protocolo do FCE, a sua análise é realizada pela Superintendência Regional de Meio Ambiente (Supram). Após a análise, o órgão define o porte e o potencial poluidor, determinando, assim, qual o procedimento para a regularização ambiental.

Com a definição do procedimento, será gerado o Formulário de Orientação Básica (FOB), no qual são listados todos os documentos necessários para a formalização dos processos de licenciamento.

Em seguida, o empreendedor tem até 90 dias, de acordo com o FOB, para protocolar e, consequentemente, formalizar o seu pedido de licença com a Supram. Caso a documentação esteja completa e não seja constatado débito, os documentos serão protocolados e o empreendedor assinará e receberá o recibo do protocolo. Assim, a contagem do prazo legal para o trâmite do processo inicia-se a partir da data do recibo, conforme legislação vigente.

Dentro do enquadramento proposto pela Deliberação Normativa Copam n.º 74/2004 e Deliberação Normativa Copam n.º 176, o Projeto Jaíba Solar P&D é apontado como um empreendimento Classe 1 – pequeno porte e médio potencial poluidor. Ainda, segundo as deliberações, para empreendimentos classes 1 e 2, considerados de impacto ambiental não significativo, é obrigatória a obtenção da Autorização Ambiental de Funcionamento (AAF).

O prazo para análise do processo AAF, de acordo com Decreto Estadual n.º 44.844, de 25 de junho de 2008, Art. 12, é de no máximo três meses, contados da data de formalização do processo.

Além da necessidade de obtenção da AAF, é necessário que o empreendimento obtenha o Documento Autorizativo para Intervenção Ambiental (Daia) – antiga Autorização para Exploração Florestal (Apef).

Conforme demandado no FOB, há uma gama de documentos para formalização do processo de Daia, entre eles é imprescindível citar o Plano Simplificado de Utilização Pretendida (PUP). O PUP baseia-se em informações sobre a cobertura vegetal nativa obtida em campo e constitui-se em subsídio técnico para análise do pedido de intervenção ambiental com vistas à supressão vegetal.

Dessa forma, os procedimentos para a regularização ambiental do Projeto Jaíba Solar P&D se deram de maneira simplificada, uma vez que a Autorização Ambiental de Funcionamento (AAF) não exige a apresentação de estudos como o Relatório de Controle Ambiental (RCA), o Plano de Controle Ambiental (PCA) ou o Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/Rima).

6. CONCLUSÕES

Diante da potencialidade brasileira na produção de energia solar, espera-se que seja estabelecida uma padronização e uma simplificação dos procedimentos ambientais, a nível nacional e estadual, para empreendimentos de produção e geração de energia solar, com a finalidade de fomentar o investimento no setor. Afinal, não há nenhuma coesão a nível nacional sobre resoluções e procedimentos ambientais para usinas solares, o que há são deliberações a nível estadual, como há no Estado de Minas Gerais.

O Projeto Jaíba Solar P&D tem como principal missão: atuar de maneira sustentável, utilizando somente os recursos necessários, tanto na gestão e contratação das pessoas envolvidas nesse projeto, quanto em ações de gestão ambiental, com vistas à minimização dos impactos negativos no meio ambiente. Desse modo, deve contribuir para o desenvolvimento da região de entorno da usina sem agredir a natureza, usando os recursos naturais de forma racional, para que eles se mantenham para as futuras gerações.

Acredita-se que a energia solar é uma excelente alternativa para a diversificação da matriz energética do Brasil, e o Projeto Jaíba Solar P&D vem apoiar a iniciativa de disseminação dessa energia limpa e renovável, promovendo geração de energia limpa e de baixo impacto ambiental.

7. REFERÊNCIAS

[1] ALONSO, M. C.; GARCÍA, F. S.; e SILVA, J. P. *Energia Solar Fotovoltaica.* ONUDI, Observatório de Energias Renováveis para América Latina e caribe. Energia Solar Fotovoltaica. Programa de Capacitação em Energias Renováveis, 2013.

[2] FILHO, Barbosa; PEREIRA, Wilson; et al. *Expansão da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Impactos Ambientais e Políticas Públicas*. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, setembro de 2015. Disponível em: <http://www.portaldeperiodicos.unisul.br/index.php/gestao_ambiental/article/download/3467/2519.> Acesso em: 28 de outubro de 2016.

[3] BEIGELMAN, Bruno Boaventura. *A Energia Solar Fotovoltaica e a Aplicação na Usina Solar de Tauá*. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10007228.pdf> Acesso em: 20 de outubro de 2016.

[4] CABRAL, Isabelle; VIEIRA, Rafael. *Viabilidade Econômica X Viabilidade Ambiental do Uso de Energia Fotovoltaica. No Caso Brasileiro: uma Abordagem no Período Recente*. Goiânia, 2012. Disponível em: <http://www.engema.org.br/XVIENGEMA/215.pdf.> Acesso em: 21 de outubro de 2016.

[5] COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). *Atlas Solarimétrico de Minas Gerais.* Belo Horizonte, 2012.

[6] CHIGUERU, Tiba; et al. *Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos*. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111 p.: il., tab., mapas. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf.> Acesso em: 20 de outubro de 2016.

[7] CONSELHO ESTADUAL DE MEIO AMBIENTE (COEMA). *Resolução COEMA n.º 12 de abril de 2012*.

[8] CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). *Resolução Conama n.º 279, de 27 de junho de 2001*.

[9] CONSELHO ESTADUAL DE POLÍTICA AMBIENTAL DE MINAS GERAIS (COPAM). *Deliberação Normativa n.º 74, de 9 de setembro de 2004.*

[10] CONSELHO ESTADUAL DE POLÍTICA AMBIENTAL DE MINAS GERAIS (COPAM). *Deliberação Normativa COPAM n.º 176, de 21 de agosto de 2012.*

[11] CONSELHO ESTADUAL DE POLÍTICA AMBIENTAL DE MINAS GERAIS (COPAM). *Decreto Estadual n.º 44.844*, de 25 de junho de *2008.*

[12] CONSELHO ESTADUAL DE POLÍTICA AMBIENTAL DE MINAS GERAIS (COPAM). *Deliberação Normativa COPAM n.º 202, de 03 de junho de 2015.*

[13] FUNDAÇÃO ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE (FEAM). *Análise de pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental da implantação de uma usina solar fotovoltaica em consórcio com a reabilitação de áreas degradadas*. Belo Horizonte, 2016.

[14] CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (CONAMA). *Resolução CONAMA Nº 001, de 23 de janeiro de 1986.*

[15] FILHO et al. *Expansão da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Impactos Ambientais e Políticas Públicas*. 2015.

[16] INATOMI, Thais Aya Hassan; UDAETA, Miguel Edgar Morales. *Análise dos Impactos Ambientais na Produção de Energia dentro do Planejamento Integrado de Recursos*. Rio de Janeiro, 2015. Disponivel em: <http://seeds.usp.br/portal/uploads/INATOMI_TAHI_IMPACTOS_AMBIENTAIS.pdf> Acesso em: 20 de outubro de 2016.

[17] JUNIOR, Eloy F. Casagrande. *Energia solar no Brasil: se não for agora, quando será?* Paraná, 2015. Disponível em: <http://www.kas.de/wf/doc/15619-1442-5-30.pdf.> Acesso em: 25 de outubro de 2016.

[18] SECRETÁRIA DE ESTADO E MEIO AMBIENTE E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (SEMAD). *Regularização Ambiental Integrada: Orientação ao Empreendedor*. Belo Horizonte, 2008.

CAPÍTULO 9

Estudos de Acesso para a Usina Fotovoltaica Jaíba Solar

José Antonio Jardini – Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE)
Mauricio George Miguel Jardini – Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE)

Foto: http://bod.lt/dk/about-us/news/1296/



OBJETIVO

Apresentar os estudos, os requisitos de conexão de Acessantes e os procedimentos de conexão da planta Jaíba Solar ao sistema elétrico de média tensão da Cemig D. Este capítulo também contempla as etapas, suas descrições e correspondências entre a equipe de execução do projeto Jaíba Solar e a distribuidora.

1. INTRODUÇÃO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em documento específico denominado Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist), apresenta os conceitos básicos relativos ao processo de acesso aos sistemas de distribuição e componentes do sistema elétrico nacional [1]. Um dos conceitos especifica que estão sujeitos ao Prodist os consumidores de energia elétrica com instalações conectadas ao sistema de distribuição, em qualquer classe de tensão, ou seja, baixa tensão (BT), média tensão (MT) e alta tensão (AT), inclusive o consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito. O Prodist é composto por módulos que ditam as ações dos agentes de distribuição, conforme pode ser visto na Figura 1.

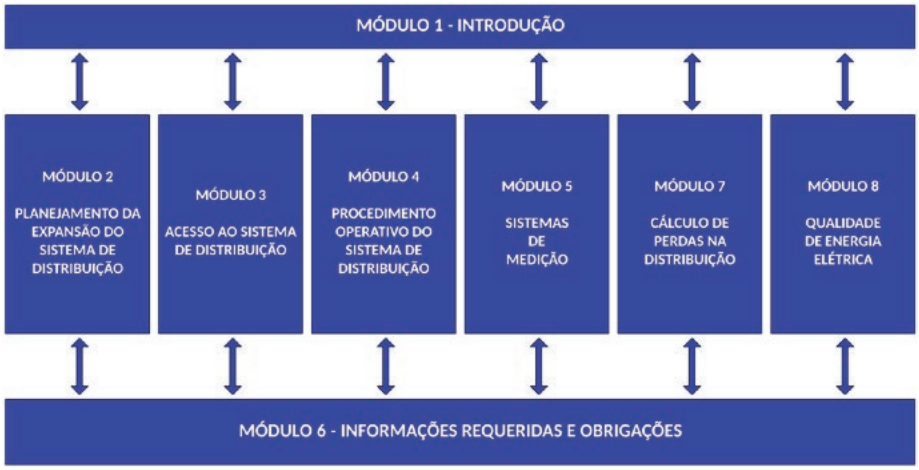


Figura 1. Composição modular do Prodist

Este capítulo se atém basicamente ao Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição, cujos objetivos são: estabelecer as condições de acesso aos sistemas elétricos de distribuição, compreendendo a conexão e o uso do sistema; e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, em concordância tanto com os novos Acessantes como com os já existentes.

A planta da usina Jaíba Solar será conectada à Cemig D que, com base no Prodist, estabelece os procedimentos e etapas de conexão de centrais geradoras [2]. Nesse documento, define-se, portanto, as etapas necessárias ao processo de atendimento das Acessantes de AT e MT além das áreas responsáveis por cada etapa.

2. INFORMAÇÕES GERAIS

O projeto Jaíba Solar está localizado no município de Jaíba, situado ao norte do Estado de Minas Gerais, conforme mostra a Figura 2 (área destacada em vermelho).

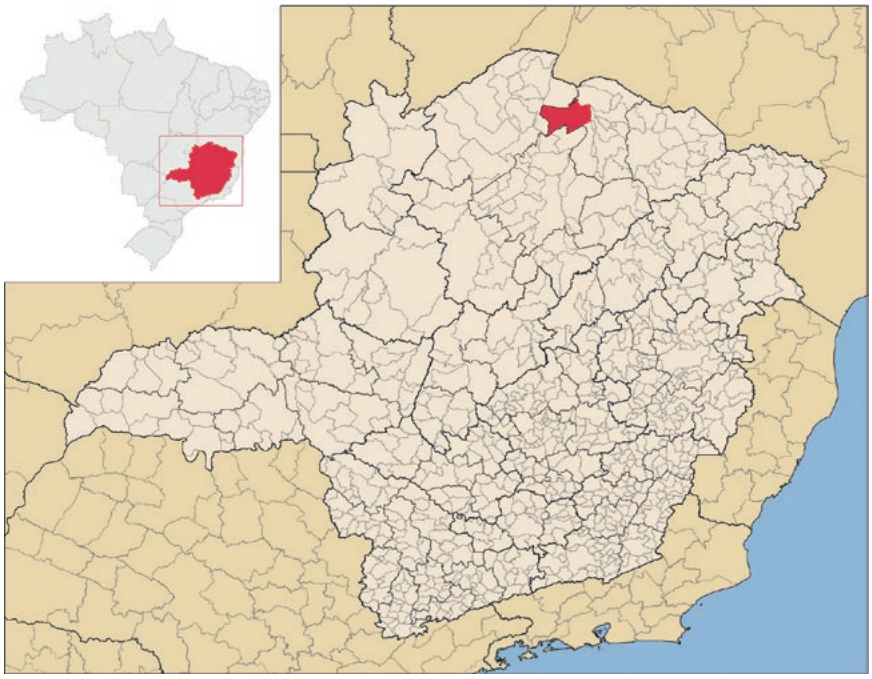


Figura 2. Município de Jaíba (em vermelho) no Estado de Minas Gerais/Brasil

A transmissão da energia gerada pelos sistemas de geração da usina Jaíba Solar será feita por uma linha de transmissão de 13,8 kV. Conforme comunicado pela Cemig D, o ponto de conexão da usina solar deve ser realizado no alimentador cujo o código é MAGT-312. Já a conexão à rede da Cemig D deverá ser feita por meio de um religador microprocessado, que deve ser instalado no ponto de conexão.

Próximo a esse ponto de conexão e a uma distância de não mais que 100 metros, conforme a norma da Cemig D, deverá ser construído um prédio denominado "Subestação de Medição de Faturamento", e, nesse local, será realizada a medição da energia gerada pela usina, a qual chegará até a subestação de medição e faturamento por meio de uma linha aérea de 13,8 kV, que, por sua vez, conectará a subestação de proteção, a ser construída no interior da usina, com o local de faturamento.

3. ETAPAS E REQUISITOS PARA CONEXÃO

Com base no Prodist, mais especificamente no Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição, as Concessionárias de energia criam suas cartilhas para que o novo Acessante possa segui-la e aplicar tal solicitação à conexão. Nesse projeto, a Cemig D, nos documentos de sua autoria ND-5.31 e 02.111-PE-001a, detalha essas etapas, como mostra a Figura 3.

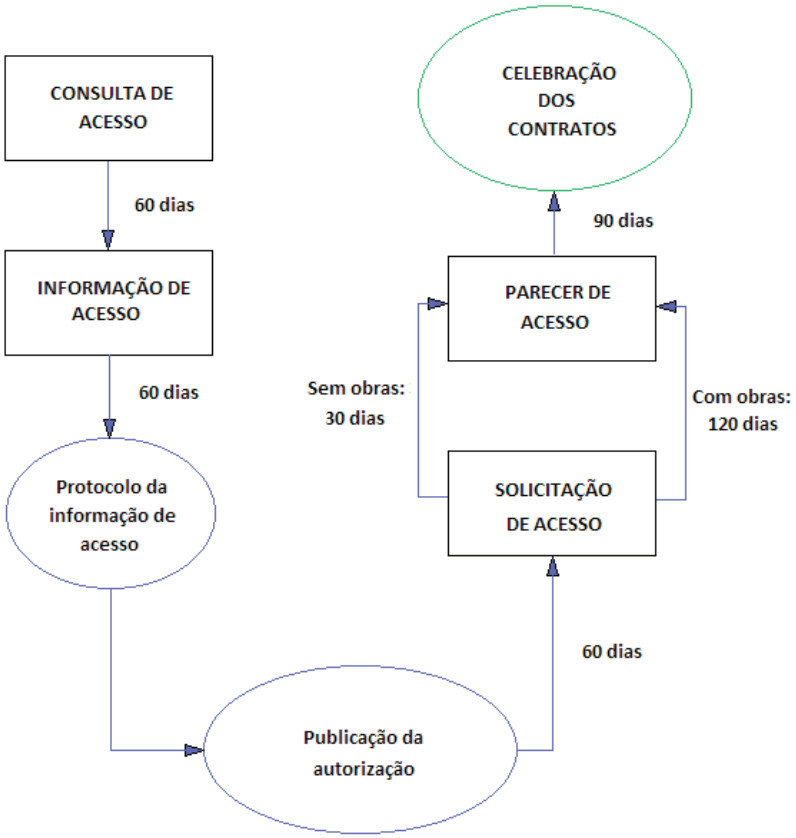


Figura 3 Etapas de acesso à rede de distribuição da Cemig D

Na primeira etapa, a de **consulta de acesso**, o futuro Acessante encaminha ao departamento comercial da Cemig D documento que reúne as informações técnicas e econômicas necessárias para os estudos ao acesso. A seguir, listam-se algumas dessas informações técnicas:

- identificação do Acessante;
- ramo de atividade;
- natureza do Acessante;
- endereço e coordenadas georreferenciadas do empreendimento;
- representante para contato;
- estágio do empreendimento e cronograma de implantação;
- tipo de energético a ser utilizado;
- dados de potência, potência a ser injetada na rede e potência máxima gerada;
- número de máquinas, detalhe de equipamentos como potência, outros;
- demandas contratadas da ponta e fora de ponta;
- quantidade e potência de cada unidade geradora;
- fator de potência nominal e tensão nominal;
- características dos transformadores de interligação dos geradores;
- horário de funcionamento;
- data de conexão;
- outros.

Analisadas as informações fornecidas, a Cemig D pode solicitar outras mais, como, por exemplo, os impactos nos sistemas elétricos de distribuição acessados.

É exigida a entrega do estudo dinâmico de comportamento de máquinas quando a potência nominal da central geradora for igual ou superior a 5 MW e, ainda sobre esses estudos, deve-se avaliar os impactos sobre o perfil de tensão e os fluxos de potência ativa e reativa da rede de média tensão da Acessada, considerando a ocorrência de faltas monofásicas nas linhas de alta tensão ou nos alimentadores de média tensão, que não requeiram o desligamento dos geradores do Acessante.

Exige-se também a análise da perda da maior máquina da central geradora, ou a perda súbita de 50% da potência nominal da central geradora. No caso de autoprodutores, também deverá ser analisada a rejeição de carga.

Há um intervalo de tempo máximo, estabelecido no Módulo 3 do Prodist, de 60 (sessenta) dias para que a Cemig D analise e realize os estudos para as definições técnicas necessárias ao atendimento da solicitação segundo o critério de mínimo custo global estabelecido pela Aneel. Passe-se então à etapa seguinte, a de **informação de acesso**, estando descritos a seguir os tipos de informações básicas que constam no documento:

- classificação da atividade do Acessante;
- definição do ponto de conexão mais econômico com a indicação de pelo menos duas alternativas, acompanhadas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- características do sistema de distribuição da Acessada e do ponto de conexão, com os requisitos técnicos e padrões constantes do Capítulo 7 do documento Cemig D;
- tarifas de uso aplicáveis;
- estudo de nível de curto-circuito e análise de superação de equipamentos;
- escopo de adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do Acessante e revisão dos ajustes associados;
- escopo dos estudos dinâmicos a serem realizados pelo Acessante para avaliação dos impactos dinâmicos do comportamento das máquinas sobre as tensões, potências e ângulos da rede, considerando as faltas monofásicas relevantes no sistema da Cemig D e os impactos da perda súbita da carga ou geração;
- escopo dos estudos estáticos e dinâmicos necessários para a operação ilhada das centrais geradoras interligadas à média tensão, quando necessário.

Trata-se de documento necessário para a obtenção do ato de autorização de central geradora com a agência reguladora. Esse documento deve ser protocolado pelo Acessante na Aneel dentro do prazo de 60 (sessenta) dias após sua emissão pela distribuidora Cemig D.

Com a devida autorização emitida pela Aneel, o Acessante deve efetuar a solicitação de acesso à Cemig D dentro do prazo regulamentado.

Assim, dentro do prazo de 60 (sessenta) dias entre a entrega da Informação de Acesso e a Solicitação de Acesso, a Cemig D fornecerá os dados e informações técnicas, solicitadas pelo Acessante, necessárias para a execução dos projetos e estudos a serem feitos para a solicitação de acesso.

Passa-se então à etapa de **solicitação de acesso**. Nessa etapa, o Acessante apresenta o projeto das instalações de conexão e solicita a conexão ao sistema de distribuição. Ocorre, portanto, a solicitação formal de acesso ao sistema. A seguir, estão descritas algumas das informações contidas nesse tipo de solicitação:

- contrato de concessão, ato autorizativo ou registro, no caso de Acessante central geradora de energia;
- parecer de localização da medição;
- projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas e sistema de medição para faturamento conforme Prodist e os requisitos contidos nos capítulos de critérios e padrões técnicos para a conexão;
- requisitos de qualidade;
- Diagrama de Operação;
- demais dados solicitados ao Acessante por ocasião da informação de acesso;
- relatórios com os resultados dos estudos solicitados na Informação de Acesso; e
- indicação da opção pela modalidade de execução de eventuais obras de reforma ou reforço do sistema acessado: execução via Cemig D ou execução via Acessante (Modalidade Programa de Ampliação de Redes por Terceiros (Part)).

Novas consultas, novos estudos ou informações adicionais solicitadas pelo acessado deverão atender aos prazos exigidos assim como a Acessada deve verificar a regularidade da documentação apresentada pelo Acessante.

Além do exposto anteriormente, deverão ser encaminhados à Cemig D os relatórios dos estudos dinâmicos do comportamento das máquinas, quando a potência nominal da central geradora for igual ou superior a 5 MW, assim como os dados dos geradores e sistemas de controle de tensão, controle de velocidade e estabilizadores utilizados nos estudos dinâmicos. A Cemig D pode pedir ao Acessante que apresente os estudos dinâmicos dos comportamentos das máquinas mesmo para potências inferiores a 5 MW e nesses devem ser anexados os arquivos de dados de entrada do programa Anatem, assim como os parâmetros utilizados para as máquinas síncronas e os dados de sistema de controle e regulação de velocidade e estabilizadores.

Na etapa seguinte, a do **parecer de acesso**, a Cemig D apresenta (dentro dos prazos estabelecidos[1]) documento obrigatório, sem ônus para o Acessante, nos quais são informadas as condições técnicas e comerciais de acesso, compreendendo a conexão, o uso e os requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do Acessante com os respectivos prazos. A seguir, estão descritas algumas das informações que constam em tal documento:

- classificação da atividade do Acessante;
- definição do ponto de conexão de acordo com o critério de menor custo global, com a apresentação das alternativas de conexão que foram avaliadas pela Acessada, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- características do sistema de distribuição acessado e do ponto de conexão, incluindo requisitos técnicos, como tensão nominal de conexão, além dos padrões de desempenho;
- relação das obras e serviços necessários no sistema de distribuição acessado, com a informação dos prazos para a sua conclusão, especificando as obras de responsabilidade do Acessante e aquelas de responsabilidade da Acessada;

1 Até 30 dias após o recebimento da solicitação de acesso, quando não houver necessidade de execução de obras no sistema de distribuição acessado; até 120 dias após o recebimento da solicitação de acesso, quando houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição acessado ou necessidade de elaboração de estudo ou informação adicional pelo Acessante.

- participação financeira;
- Informações gerais relacionadas ao ponto de conexão, como, por exemplo, tipo de terreno, faixa de passagem, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis;
- os modelos dos contratos a serem celebrados;
- tarifas de uso aplicáveis;
- responsabilidades do Acessante;
- eventuais informações sobre equipamentos ou cargas suscetíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessado ou nas instalações de outros Acessantes;
- o parecer de acesso, que deve atualizar os dados contidos na informação de acesso, acrescentando aspectos relativos à instalação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), quando couber;
- resultado de análise de aprovação dos projetos da instalação de conexão (subestação e rede) do estudo de proteção da subestação (SE) de interligação e diagrama de operação e do sistema de medição de faturamento.

Atendidas as exigências e prazos e, então, com a emissão do parecer de acesso, atinge-se a etapa de **celebração dos contratos**. Nessa, os contratos necessários ao acesso devem ser assinados entre as partes dentro de prazo não superior a 90 (noventa) dias. A inobservância desse prazo incorre em perda da garantia não só ao ponto de conexão como também às condições estabelecidas. No entanto, um novo prazo pode ser combinado entre as partes.

Sendo assim, os Acessantes devem firmar contratos com a Cemig D, independentemente se irão comprar ou vender energia no mercado livre, sendo eles:

- Contrato de Conexão ao sistema de Distribuição (CCD);
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD);
- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) (para as unidades produtoras de energia conectadas ao sistema de distribuição e despachadas centralizadamente) com o Operador Nacional do Sistema (ONS).

As obras da usina (neste caso, solar) só podem ser iniciadas após a celebração desses contratos e a liberação formal da Cemig D. Entretanto, o Acessante tem a opção de assumir a execução das obras de reforço ou reforma da rede Acessada seguindo os procedimentos do Programa de Ampliação de Redes por Terceiros (Modalidade Part), sendo a Cemig D responsável pelo ressarcimento dos custos referentes a essas obras, conforme Resolução Normativa Aneel 068/2004.

Já na **fase de obras** (execução de obras de conexão, comissionamento de instalações e energização), as instalações de conexão são projetadas observando as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da Acessada, além das de demais normas, como, por exemplo, as da ABNT. Para isso, a Cemig D deve disponibilizar para o Acessante as normas, padrões e procedimentos técnicos a serem utilizados no projeto das instalações, e os equipamentos a serem instalados pelo Acessante no ponto de conexão deverão ser obrigatoriamente homologados pela Cemig D.

São de responsabilidade do Acessante as obras de conexão de uso restrito e as instalações do ponto de conexão. Como já dito, sua execução somente deve iniciar-se após liberação formal da Cemig D e deverão ser construídas segundo os padrões exigidos pela Cemig D, de acordo com os projetos aprovados na fase de solicitação do acesso. Assim, a construção das instalações do ponto de conexão deve obedecer aos procedimentos adotados para a execução de obras na modalidade Part, sendo que sua execução é passível de fiscalização pela Cemig D.

Nesse sentido, ressaltam-se a importância da constante vistoria dos materiais e equipamentos, padrões e técnicas construtivas – requisitos básicos para garantir a qualidade na construção das redes – e a observância dos aspectos de segurança e meio ambiente.

Além do exposto, é ideal que a Acessante contrate empreiteiras cadastradas no departamento comercial da Cemig D a fim de que a execução da obra corra naturalmente, conforme suas exigências e padrões da Cemig D.

Cabe à Cemig D, quando da execução das obras sob responsabilidade do Acessante:

- realizar vistoria com vistas à conexão das instalações do Acessante, apresentando resultado, incluindo o relatório de comissionamento, no prazo de até 30 (trinta) dias, a contar da data de solicitação formal de vistoria pelo Acessante;
- emitir a aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão, no prazo de até 7 (sete) dias, a partir da data em que forem satisfeitas as condições estabelecidas no relatório de vistoria; e
- efetivar a conexão do Acessante em média tensão no prazo de 10 dias úteis, contados da data da aprovação das instalações e do cumprimento das demais condições regulamentares pertinentes, entre elas a formalização da transferência à Cemig D de todos os ativos pertinentes.

Caso o Acessante não apresente as informações sob sua responsabilidade e não cumpra com as exigências ditadas pela Cemig D, os prazos estabelecidos ou pactuados para início e conclusão das obras devem ser suspensos, voltando a acontecer assim que resolvidos.

Cabe à Cemig D a execução de obras de reforma ou reforço em seu próprio sistema de distribuição e a supervisão das obras de interesse restrito e das instalações do ponto de conexão do Acessante, que devem atender aos critérios e padrões técnicos da concessionária.

4. CRITÉRIOS E PADRÕES PARA CONEXÃO

O sistema de distribuição de média tensão deriva do secundário dos transformadores trifásicos das subestações, conectados em estrela aterrada. As tensões padronizadas para a média tensão são: 13,8 kV; 23,1 kV; e 34,5 kV. A tensão de 13,8 kV é a mais difundida em todo o Estado de Minas Gerais; a tensão de 23,1 kV é utilizada na região de Juiz de Fora; e a tensão de 34,5 kV inicialmente foi implantada na região Noroeste do estado, com possibilidade de expansão para outras regiões, principalmente Norte, Triângulo e Leste.

Os Acessantes poderão ser interligados ao sistema elétrico de média tensão da Cemig D como:

- Consumidor existente que pretende se tornar autoprodutor;
- Acessante conectado em um alimentador existente; e
- Acessante conectado em média tensão à subestação existente.

Com relação ao item "Consumidor existente que pretende se tornar autoprodutor", o consumidor existente instala geradores em sua unidade, podendo ou não manter o transformador de acoplamento existente, porém deverão ser feitas adequações de proteção, medição e automação.

Deverá também ser instalado um religador (que tem como objetivo possibilitar o total isolamento do sistema do autoprodutor em relação ao alimentador da concessionária, em qualquer oportunidade que isso se fizer necessário) em um ponto próximo às instalações do consumidor ou em outro ponto estratégico definido pela Cemig D.

Esse religador deverá ser transferido sem ônus à Cemig D, que será responsável pela manutenção desse equipamento e por sua operação, por meio do Centro de Operação da Distribuição (COD).

A Figura 4 mostra o diagrama unifilar de consumidor que pretende se tornar autoprodutor.

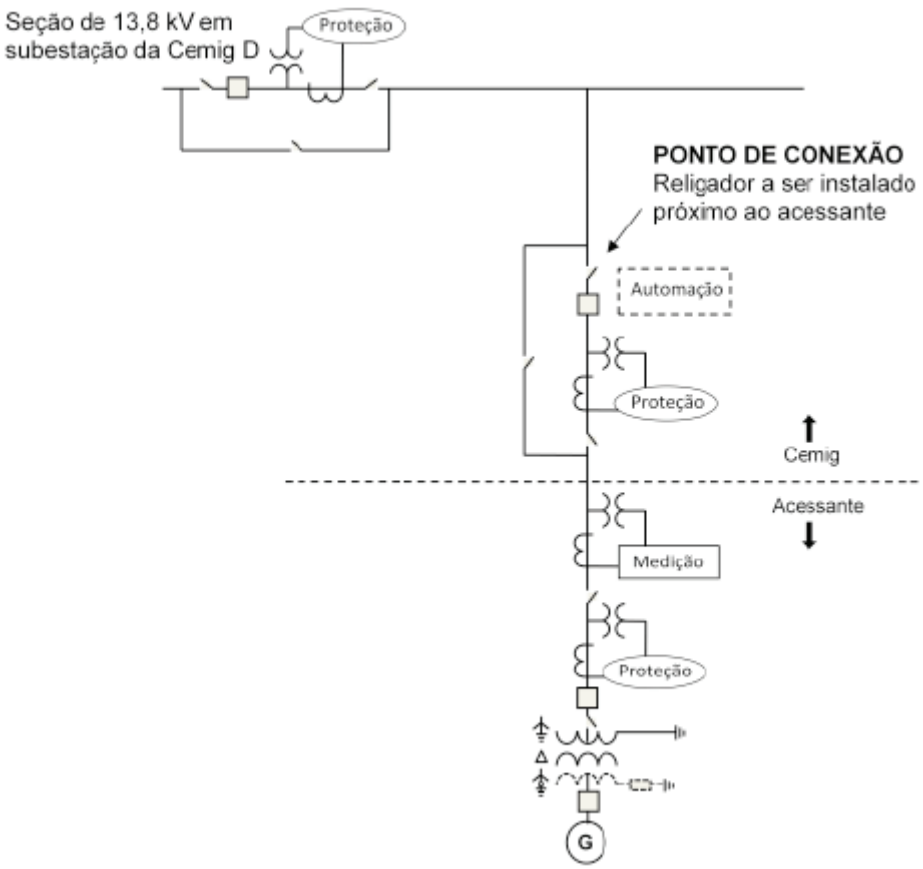


Figura 4. Consumidor existente que pretende se tornar autoprodutor

Com relação ao item "Acessante novo conectado a um alimentador existente", o Acessante é o proprietário e o responsável pela construção e manutenção do trecho de alimentador entre as suas instalações e o ponto de conexão. No entanto, assim como no item anterior, deverá ser instalado um religador no ponto de conexão conforme especificação e padrões da Cemig D; o qual será transferido à Cemig D sem ônus, quando então passa a ser responsável pela

manutenção e operação por meio do COD. Atendendo às exigências, a infraestrutura de medição instalada pelo Acessante não deve estar distante (inferior a cem metros) do ponto de conexão, e a interligação deverá seguir as recomendações e padrões da Cemig D. A Figura 5 mostra o diagrama unifilar de Acessante novo conectado a um alimentador consumidor que pretende se tornar autoprodutor.

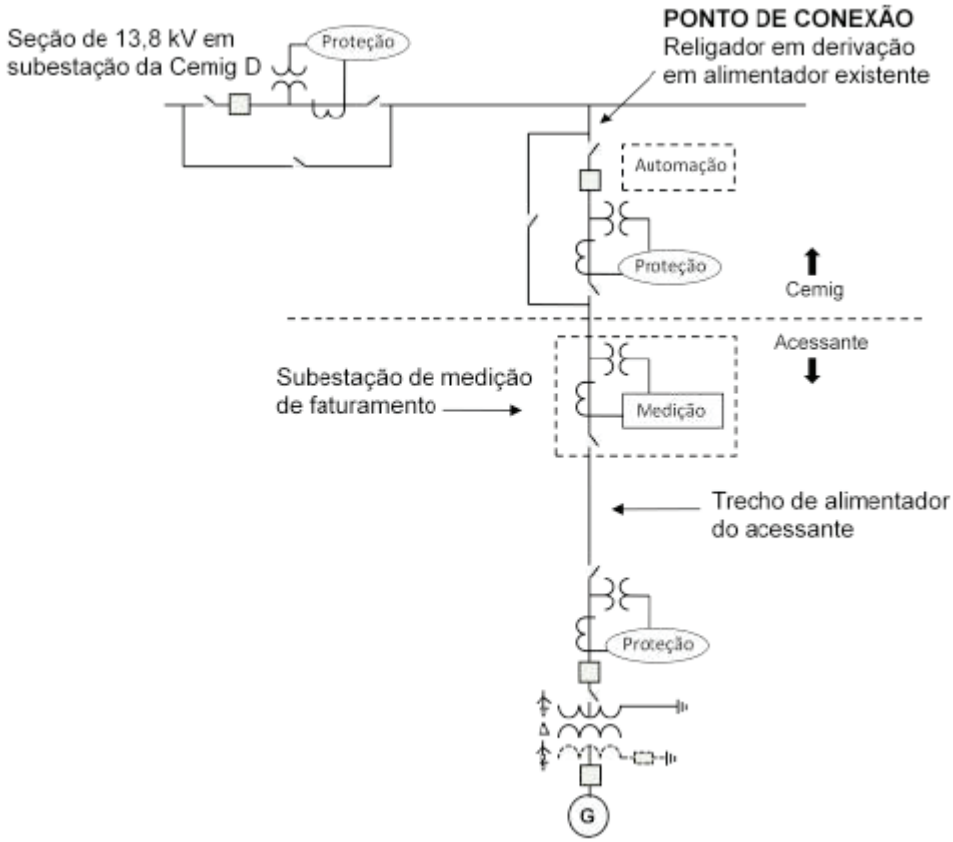


Figura 5. Acessante novo conectado a um alimentador existente

Quanto ao último item, "Acessante novo conectado em média tensão à subestação", o Acessante será conectado diretamente na barra de média tensão de uma subestação existente da Cemig D por meio de um alimentador, sendo também o responsável pela construção e manutenção do alimentador que interliga as suas instalações à subestação da Cemig D. Nesse caso, deverá ser instalada uma nova seção de média tensão na subestação, podendo ser com religador ou disjuntor, dependendo do padrão utilizado na subestação. No caso de conexão na barra de média tensão de uma SE já existente, deverão ser seguidas as características de projeto, equipamentos e instalações da SE na qual se der o acesso. Também deverão ser consideradas as características técnicas da interligação, a configuração da SE e do barramento de média tensão. Assim como para os itens anteriores, os equipamentos dessa seção de média tensão deverão ser transferidos sem ônus para a Cemig D, que será responsável pela manutenção desses equipamentos. Assim, o Acessante deverá instalar medição no ponto de conexão, de acordo com os requisitos.

A Figura 6 mostra o diagrama unifilar de Acessante novo conectado em média tensão (MT) à subestação.

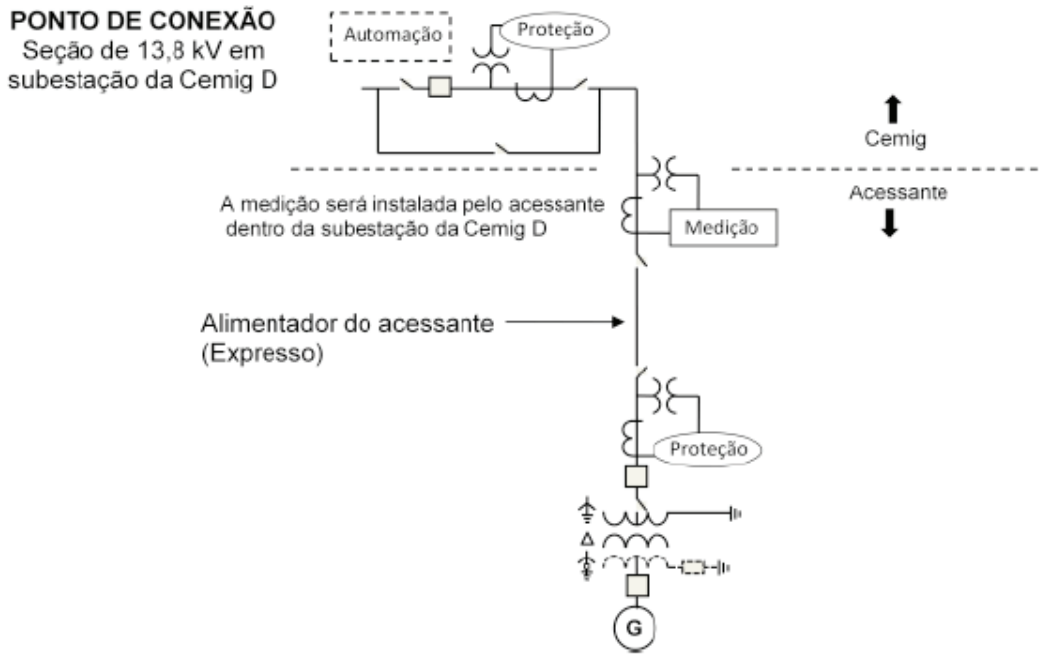


Figura 6. Acessante novo conectado em média tensão à subestação.

A utilização da tensão de 34,5 kV para o trecho de alimentador de interligação poderá se mostrar a mais adequada em função da distância entre a subestação da Cemig D e as instalações do Acessante, bem como do montante de geração a ser interligada, podendo o Acessante, nesse caso, construir um alimentador de 34,5 kV e uma subestação de 34,5-13,8 kV próxima à subestação da Cemig D. Por sua vez, essa subestação será interligada à Cemig D por um trecho de alimentador em 13,8 kV ou 23,1 kV na subestação da Cemig D. Quanto aos padrões técnicos do religador a ser fornecido pelo Acessante, são destacados os seguintes pontos:

- a ligação do Acessante ao alimentador de distribuição em 13,8 kV deve ser realizada por meio de uma saída em derivação, incluindo religador, chaves secionadoras, para-raios, proteção contra surtos e transformador de distribuição de 5 kVA, conforme documentos da Cemig D que serão disponibilizados para o Acessante;
- para instalações em 23,1 kV, deverão ser adotados os padrões estabelecidos em documento da Cemig D, o qual ressalta que a alimentação do comando do religador trifásico para pontos de conexão deverá ser feita a partir do lado da rede da Cemig D, enquanto os sensores de tensão deverão ser instalados do lado do Acessante.

Já quanto aos padrões técnicos para o trecho de alimentador de interligação, o Acessante deverá fazer uso das normas de distribuição da Cemig D correspondentes ao nível de tensão.

A escolha da alternativa de interligação de centrais geradoras ao sistema elétrico deverá se basear, primeiramente, no critério de mínimo custo global. Nenhuma alternativa proposta para a conexão poderá coibir a flexibilidade operativa da rede da Acessada e, por esse motivo,

em condição de emergência, não será permitida a transferência de Acessantes de um alimentador para outro. Assim, visando evitar a degradação dos níveis de qualidade e a redução da flexibilidade operativa do sistema de distribuição, além das análises técnicas para determinação das alternativas para a interligação da geração, serão realizadas análises para a determinação dos máximos valores esperados de variações de tensão. Portanto, fazem-se necessárias as seguintes análises:

- máxima geração a ser conectada ao alimentador – em nenhuma hipótese a soma total de potências injetadas das centrais geradoras conectadas a um único alimentador poderá exceder os seguintes limites: 7 MW, em 13,8 kV; 10 MW, em 23,1 kV; e 15 MW, para conexões em 34,5 kV;
- a tensão mínima em qualquer ponto do alimentador imediatamente após o religamento deverá ser maior ou igual a 90% da tensão nominal, cujo limite foi definido considerando o valor crítico de tensão estabelecido no Prodist e considerando também o valor de referência igual à tensão nominal. Na análise, é considerada a máxima geração e 80% da carga máxima do alimentador, e a condição a ser analisada é a variação das tensões do alimentador antes de um curto franco e após o restabelecimento. O critério definidor é o perfil de tensão do alimentador imediatamente após o religamento, ocorrido este após a eliminação de um curto-circuito franco na saída da subestação, com o desligamento do alimentador e a retirada de toda a geração a ele conectada e a ser conectada, considerando-se todos os transformadores e reguladores do alimentador e da subestação com as mesmas posições de tapes da condição pré-falta. Caso não seja possível se definir uma alternativa que atenda ao critério da tensão mínima após o religamento, a conexão deverá ser realizada diretamente na barra de média tensão da SE, por meio de alimentador exclusivo, ou, caso não seja suficiente, no sistema de alta tensão.

Os geradores da central geradora de energia devem ser interligados ao sistema de distribuição da Cemig D por meio de um ou mais transformadores de acoplamento, cuja potência é definida em função dos requisitos do Acessante para a interligação.

Quanto aos detalhes de proteção e ligação de enrolamentos desses transformadores, eles são achados nos documentos técnicos e de padrões da Cemig D. Para o caso de produtor independente ou autoprodutor, os enrolamentos são conectados em estrela solidamente aterrada no lado da Cemig D e em delta no lado do Acessante. Listam-se a seguir os requisitos mínimos de proteção para a conexão:

- é de total responsabilidade do Acessante prover proteção para os equipamentos de sua propriedade, assim como definir e implementar um esquema de proteção adequado entre o seu disjuntor de interligação com o sistema da Cemig D e suas unidades geradoras e cargas;
- o esquema de proteção instalado pelo Acessante deverá garantir a eliminação da contribuição de sua planta para todos os tipos de faltas na rede de interligação com o Sistema da Cemig D, assim como a eliminação da contribuição do Sistema Cemig D para faltas em sua planta;
- todas as funções de proteção instaladas para viabilizar a ligação do Acessante deverão ser aprovadas pela Cemig D;

- o Acessante deverá prever um esquema de proteção que desconecte o seu sistema de geração no caso de perda do Sistema Cemig D, de modo a permitir o religamento automático deste último, sendo o tempo de religamento definido no acordo operativo;
- o religamento do Acessante só poderá ser realizado com supervisão de sincronismo, após a recomposição da rede elétrica da Cemig D, e não poderá comprometer a possibilidade do religamento e as normas de segurança da operação do sistema de distribuição da Cemig D;
- os ajustes dos relés que atuam sobre o disjuntor responsável pelo paralelismo, bem como as relações dos transformadores de corrente que os suprem, devem ser definidos pelo Acessante e aprovados pela Acessada, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis;
- o paralelismo pode ser estabelecido por um ou mais disjuntores, que devem ser supervisionados por relé de verificação de sincronismo;
- os disjuntores sem supervisão do relé de *check* de sincronismo deverão possuir intertravamento que evitem o fechamento do paralelismo por esses disjuntores;
- não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monopolares entre o disjuntor de entrada e os geradores;
- deverá ser instalada proteção de retaguarda, composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, atuando na abertura do paralelismo;
- o autoprodutor que possua geração própria no mesmo local de consumo com o fim de suprir parcialmente sua carga, sem previsão de paralelismo sob qualquer regime operativo, deve incluir no projeto de suas instalações uma chave reversível de acionamento manual ou elétrico, automática ou não, com intertravamento mecânico;
- não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da Acessada e o ponto de conexão com a central geradora de energia; e
- o religamento do disjuntor ou religador instalado no ponto de conexão deverá sempre ser realizado com esquema de supervisão de linha morta, podendo ser automático ou manual, a critério do Acessante.

São as funções mínimas de proteção do Acessante:

- 21/21N - Relé de distância de fase;
- 25 - Verificação de sincronismo;
- 27 - Relé de subtensão;
- 32 - Relé direcional de potência;
- 46 - Relé de reversão ou balanceamento de corrente de fase;
- 47 - Relé de sequência de fase de tensão;
- 51V - Sobrecorrente com restrição de tensão;
- 59 - Relé de sobretensão;
- 59N - Relé de desequilíbrio de tensão;
- 67 - Relé de sobrecorrente direcional de fase;
- 67N (1 e 2) - Relé de sobrecorrente direcional de neutro;
- 81 (O/U) - Relé de frequência;
- oscilografia;

- religamento;
- ajustes das proteções de frequência; e
- ajustes das proteções de tensão.

Quanto ao sistema de medição e faturamento, há duas situações básicas: a do produtor independente e a do autoprodutor. Elas se diferem, basicamente, na sua atuação com agente, em que, no primeiro caso, o agente tem a concessão ou autorização para agir como agente gerador e, no segundo, o agente pode agir consumindo e fornecendo energia.

Como produtor independente, a medição de faturamento é responsabilidade técnica e econômica do Acessante e deve ser especificada, projetada, instalada, comissionada e interligada conforme estabelecido no Módulo 12.2 dos Procedimentos de Rede do ONS. Além disso, adicionam-se os seguintes requisitos:

- possuir Portaria de Aprovação de Modelo no Inmetro para a classe D (0,2%);
- efetuar a medição de energia em 4 quadrantes, armazenando os registros de energia; e
- efetuar o registro de fenômenos de qualidade de energia conforme estabelecido pela Cemig D.

Quando houver consumo de energia fornecida por meio da rede da Cemig D, os TCs de medição deverão ser dimensionados e especificados para as condições de fluxo direto e inverso, enquanto o Acessante deverá solicitar à CCEE a emissão do Parecer de Localização da Medição. Nesse caso, cabe à Cemig D atender aos prazos estabelecidos pelo ONS.

Como autoprodutor e no caso de novos Acessantes, aplicam-se os mesmos termos da norma relativos a produtores independentes, conforme descrito anteriormente.

A instalação dos materiais e equipamentos que compõem a subestação de medição, bem como as obras civis necessárias à sua construção devem ser executadas pelo Acessante de acordo com os requisitos estabelecidos pela Cemig D. Quanto à conservação da subestação de medição de faturamento, os Acessantes ficam obrigados a manter em bom estado de conservação os componentes de sua subestação. A Cemig D exige que o Acessante permita, a qualquer tempo, o acesso livre de seus funcionários e que lhes forneça dados e informações relativas ao funcionamento de todos os equipamentos da subestação.

Ainda, a Cemig D lista os requisitos de automação e telecomunicação para que possam controlar e supervisionar o disjuntor ou o religador a ser instalado no ponto de conexão. Portanto, deverá ser disponibilizado um canal de comunicação dedicado ou compartilhado, interligando o ponto de conexão ao COD, com disponibilidade de patamar mínimo de 80% e taxa de transmissão mínima de 30 kbps. Os equipamentos de comunicação de dados nos dois extremos são de responsabilidade do Acessante gerador, devendo possuir, no lado do COD, as interfaces e conectores pertinentes ao sistema de supervisão e controle do COD.

Os requisitos de automação dos religadores devem atender à especificação técnica 02.111-TD/SD-1002 – Requisitos de Automação para Religadores Automáticos para Redes de Distribuição Aéreas. Para o caso de Acessante conectado em média tensão a subestação existente da Cemig D, o Acessante deve garantir a integração do religador ou disjuntor a ser instalado no ponto de conexão ao sistema de automação existente na subestação. Assim, a solução dependerá do sistema de automação existente, podendo ser necessária:

- a integração do novo vão à unidade terminal existente;
- a integração do novo vão ao sistema digital existente;
- a substituição da remota existente (quando constatada obsolescência e impossibilidade de ampliação).

Independentemente da solução adotada, todos os materiais, equipamentos e serviços necessários à integração são de responsabilidade do Acessante. Portanto, o Acessante deverá arcar com as despesas de configuração das bases de dados do sistema supervisório do COD.

Quanto aos requisitos técnicos da geração, na operação interligada, a geração não pode degradar os níveis da qualidade do produto e do serviço oferecidos aos demais consumidores.

5. REQUISITOS DE QUALIDADE

Os requisitos de qualidade se aplicam tanto a Acessantes produtores independentes quanto a autoprodutores e têm o objetivo de orientar os Acessantes na especificação adequada dos equipamentos e na atenuação dos níveis de perturbações relacionadas, de forma a preservar os níveis de compatibilidade da rede elétrica como um todo. Nesse sentido, a Cemig D recomenda os critérios de qualidade do produto estabelecidos no Módulo 8 do Prodist. Sendo assim, os aspectos considerados são:

- tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicos;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variações de tensão de curta duração; e
- variações de frequência.

A medição dos indicadores de tensão em regime permanente, das Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) e do fator de potência será efetuada, prioritariamente, pelos medidores de faturamento de energia.

Para os demais itens de qualidade do produto, deverão ser realizadas campanhas de medição, também em conformidade com os procedimentos recomendados nos Procedimentos de Distribuição e Procedimentos de Rede. Esses itens incluem:

- distorções harmônicas;
- desequilíbrio de tensão; e
- flutuação de tensão.

Assim, a concessionária deve manter os níveis de tensão em seu sistema elétrico em conformidade com os limites determinados pela Aneel, nos termos estabelecidos no Módulo 8 do Prodist. A tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos Acessantes atendidos em média tensão deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão e, ainda, coincidir com a tensão nominal de um dos terminais de derivação previamente exigido ou recomendado para o transformador da unidade consumidora. Por sua vez, os detalhes e recomendações de medição de tensão, em regime permanente e nos demais, são listados pela Cemig D em documento específico (ND-5.31).

Apenas como reforço à importância de se garantir a qualidade, e no que diz respeito à usina com geradores, o fator de potência das unidades produtoras de energia deve estar compreendido entre os valores estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS. No entanto, como nos Procedimentos de Rede do ONS só são estabelecidos limites para o fator de potência de geradores com potências a partir de 10 MW, essa norma define para o fator de potência no ponto de conexão os limites mínimos de 0,90 para geradores sobre-excitados (fornecendo energia reativa) e 0,95 para geradores sub-excitados (absorvendo energia reativa). Portanto, os geradores deverão ser dimensionados para suportar essas condições de operação. Nesse sentido, esses valores têm o objetivo de fazer com que as máquinas possam contribuir para a manutenção de perfis adequados de tensão nas redes de média tensão.

O fator de potência na conexão deverá ser continuamente avaliado. Para isso, deverão ser armazenados nos equipamentos de medição os resultados das medições de energia ativa, de energia reativa indutiva e de energia reativa capacitiva, em cada um dos quadrantes, e realizado o processamento de dados adequado em sistema computacional apropriado.

As distorções harmônicas são devidas à circulação nas redes elétricas de correntes não senoidais, geradas pelo funcionamento de cargas e equipamentos cujas correntes têm formas de onda diferentes da forma de onda das tensões de alimentação. No entanto, distorções harmônicas na rede elétrica podem afetar o desempenho de equipamentos de consumidores, seja por interferência no desempenho das malhas de controle, seja pela excitação de ressonâncias existentes entre componentes indutivos e capacitivos da rede elétrica, tanto da concessionária, quanto de consumidores conectados à rede, ou, até mesmo, do próprio Acessante.

Assim, o desequilíbrio de tensão é definido como sendo a diferença entre o valor eficaz das tensões de fase do circuito, dividido pela média dos valores eficazes das tensões ou como ND-5.31 9-12 a razão entre a componente de sequência zero pela componente de sequência positiva das tensões. Faz-se importante destacar que níveis excessivos de desequilíbrio nas tensões da rede podem afetar as proteções, bem como o funcionamento de inversores e máquinas síncronas trifásicas.

Por sua vez, flutuações de tensão são variações aleatórias, repetitivas ou esporádicas do valor eficaz da tensão. São esporádicas quando ocorrem apenas eventualmente, como no caso de partidas de motores e chaveamentos de carga. Quando as flutuações ocorrem segundo um padrão repetitivo, como na operação de laminadores, por exemplo, são consideradas flutuações repetitivas.

Os níveis de flutuação de tensão ("*Flicker*") deverão ser avaliados por meio de campanhas de medição, quando as características dos equipamentos e instalações dos Acessantes o justificarem, ou quando se tornar necessário avaliar os níveis de desequilíbrio de tensão no ponto de conexão com a rede elétrica da Cemig D. Opcionalmente, caso o medidor de faturamento tenha capacidade apropriada para a medição e o armazenamento de informações relativas a

Flicker, conforme descrito neste documento, as informações obtidas por meio desse medidor podem ser utilizadas.

Conforme Prodist, as variações de tensão de curta duração são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. Entre os fenômenos relativos à qualidade do produto, as VTCDs estão entre os mais significativos, devido ao fato de grande número de equipamentos e instalações serem sensíveis às variações rápidas do valor eficaz da tensão e envolverem um grande número de perturbações, classificadas em função da amplitude e duração dos fenômenos. A avaliação das VTCDs será realizada, prioritariamente, utilizando-se funções de qualidade presentes no medidor de faturamento de energia. Também, concomitantemente à avaliação de VTCD, realizada com o medidor de faturamento, podem ser feitas medições adicionais com outros medidores, como os utilizados em campanhas de medição. Nesses casos, poderão ser realizadas campanhas de medição nas instalações do Acessante.

Os critérios para limitação das variações de frequência se baseiam nos limites estabelecidos no Prodist. Em condições normais de operação, o sistema de distribuição e as instalações de geração a ele conectadas devem operar dentro dos limites de frequência, situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Quanto aos requisitos de qualidade de serviço, a concessionária deverá garantir ao Acessante os padrões de qualidade de fornecimento estabelecidos pela Aneel para o conjunto de consumidores atendidos pela SE à qual o Acessante deverá se conectar. Por sua vez, a qualidade de serviço fornecido aos Acessantes será avaliada pelos indicadores de continuidade individuais,

6. NORMAS E PADRÕES NACIONAIS

De certa forma, a ABNT faz referência às normas internacionais e às que já estão em prática, como, por exemplo, a IEEE 1547, que fala de ilhamento intencional de sistemas voltaicos; a IEC 61215 e 61646, que falam, especificamente, de módulos fotovoltaicos; e a IEC 61724, que trata de avaliação de desempenho de PVs.

A seguir, são listadas algumas normas da ABNT que tratam de sistemas fotovoltaicos. Destaca-se que é possível notar uma evolução quanto ao tema:

- edição de 1998 – NRB 14200, que trata o assunto de acumulador chumbo-ácido estacionário ventilado para sistemas fotovoltaicos e ensaios;
- edição de 2008 – NBR 11704 –Sistemas fotovoltaicos – Classificação;
- edição 2012 – NBR IEC 62116, que trata do procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica;
- edição de 2013 – NBR 10899, que trata de terminologia de energia solar fotovoltaica;
- edição também de 2013 – NBR 16149, Sistemas fotovoltaicos – características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- edição seguinte de 2013 – NBR 16150, Sistemas fotovoltaicos – características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – procedimento de ensaio de conformidade; e
- edição de 2014 – NBR 16274 de Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

7. NORMAS E PADRÕES INTERNACIONAIS

Normas e regulamentações dedicadas à conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica variam de país para país e estão em constante evolução. Organizações técnicas mundiais, como o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e a *International Electrotechnical Commission* (IEC), elaboraram recomendações e relatórios específicos dedicados a esse assunto, os quais regem os projetos nos países a eles filiados. Esses documentos abordam tópicos relacionados à qualidade da energia, operação e segurança dos sistemas conectados à rede. Da mesma forma, outras entidades, como o *Verband der Elektrotechnik* (VDE), colaboram no intuito de tentar regulamentar o setor. A seguir, estão descritas, sucinta e objetivamente, normas específicas, internacionais e nacionais, para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede elétrica (SFCR).

7.1 IEEE 929 – 2000 *Recommended Practice For Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*

Nos Estados Unidos, diversas normas para a interconexão de geradores distribuídos já foram propostas, algumas caíram em desuso e outras permanecem até hoje. Para aplicações PV e outras baseadas em interface eletrônica por meio de inversores, o documento IEEE 929-2000 - *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic* (PV) *Systems* foi um dos primeiros e, provavelmente, é o mais utilizado. Trata-se de uma das normas mais reconhecidas, a qual serviu de base para a geração das demais. Listam-se algumas das principais recomendações presentes:

- Tensão de operação: os limites de tensão impostos para a operação dos conversores são selecionados em função da proteção contra operação em condições anormais e não como função de regulação.
- Frequência de operação: se a frequência de operação do sistema PV estiver fora dos limites pré-estabelecidos, o conversor deverá cessar sua operação.
- Distorção harmônica: a corrente nos terminais dos sistemas PV deverá possuir baixos níveis de distorção harmônica para assegurar os índices adequados de qualidade de energia para os consumidores conectados ao sistema elétrico.
- Fator de Potência: os sistemas PV deverão operar com Fator de Potência (FP) maior que 0,85 (indutivo ou capacitivo), quando a potência de saída for maior que 10% da potência nominal instalada.
- Injeção de corrente CC: correntes CC maiores que 0,5% da corrente nominal do conversor não poderão ser injetadas na rede CA.
- Aterramento: o terminal negativo dos arranjos fotovoltaicos deverá ser aterrado para a proteção de equipamentos e operadores.
- Proteção contra ilhamento: de uma maneira geral, o sistema PV não deverá operar isolado do restante do sistema elétrico.
- Reconexão após distúrbio da rede: após desconectado, o sistema PV deverá permanecer em estado de espera até que as condições de operação sejam restauradas.

O documento IEEE 929-2000 – *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic* (PV) *Systems* se aplica a sistemas PV interconectados, residenciais e outros em pequena escala. Entretanto, muitos aspectos têm sido incorporados a outras tecnologias de geração que utilizam inversores de frequência. A base da norma data de 1981, originado pelo IEEE *Standards Coordinating Committee* 21 (SCC21) para sistemas fotovoltaicos, que, posteriormente, foi expandida para incluir as células a combustível e geração dispersa de uma forma geral, além de sistemas de armazenamento de energia. A IEEE 929 tem sido, desde então, efetivamente incorporada às normas estaduais e a outras mais.

7.2 UL 1741 – *Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for use with Distributed Energy Resources*

Diretamente derivada da IEEE 929, a UL 1741, elaborada por *Underwriters Laboratories Inc*., uma importante organização de normatização nos Estados Unidos, tornou-se uma importante referência de segurança em 1999, aplicada a pequenos inversores conectados à rede elétrica. Como as outras normas UL, a 1741 está relacionada com a construção, segurança e princípios derivados do Código Elétrico Nacional (*National Electric Code* (NEC), sendo a única que incorpora requisitos de *performance* para sistemas conectados à rede, diferentemente das outras UL, em que apenas requisitos de segurança são abordados. Assim, a implementação prática da UL 1741 tem um grande impacto na viabilidade dos projetos que incorporam sistemas PV ou tecnologias com interface eletrônica.

7.3 IEEE 1547 *Interconnection of Distributed Generation*

A IEEE 1547, provavelmente o documento mais utilizado atualmente nos Estados Unidos para a interconexão de todas as formas de geração distribuída, foca-se em especificações técnicas e testes para a interconexão propriamente dita. Ela inclui requisitos gerais; resposta a condições de operação anormais; qualidade da energia gerada; ilhamento e especificações para testes; assim como requisitos de projeto, produção e interconexão com o Sistema Elétrico de Potência (SEP) em nível de distribuição em média tensão e baixa tensão.

Recentemente, em 2005, uma nova norma derivada da IEEE 1547, denominada IEEE 1547.1-2005 *Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, especifica o tipo, a produção e os testes de comissionamento que devem ser feitos para assegurar que as funções de interconexão requeridas e os equipamentos dos sistemas distribuídos estão em conformidade com a IEEE Std 1547.

Nota: Em maio de 2007, o seguinte parágrafo foi adicionado à UL 1741:

For utility-interactive equipment, these requirements are intended to supplement and be used in conjunction with the Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547, and the Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE 1547.1.

Dessa forma, em termos de requisitos de rede, a UL 1741 reconhece e faz referência à IEEE 1547.

7.4 IEC 61727 *Characteristics of Utility Interface*

Um grande esforço na direção de unificar os requisitos de rede tem sido feito pela IEC, que promove uma cooperação internacional no âmbito de padronização para questões de sistemas elétricos e eletrônicos. O comitê TC-82, *Commitee on Solar Photovoltaic Energy Systems,* está desenvolvendo um grande número de padrões para a indústria PV. Com relação aos requisitos de conexão, o TC-82 desenvolveu a norma IEC 61727, *Photovoltaic* (PV) *Systems – Characteristics of the Utility Interface*, publicada em dezembro de 2004. Essa norma se aplica a sistemas PV conectados à rede elétrica, operando em paralelo com o sistema da concessionária local, utilizando conversores estáticos CC-CA não ilhada e estabelece requisitos para a interconexão de sistemas fotovoltaicos no sistema de distribuição.

7.5 IEC 62116 Ed. 1. *Testing Procedure of Islanding Prevention Measures for Utility Interactive Photovoltaic Inverters*

Trata-se de outra norma, de 2005, diretamente relacionada com o ilhamento de sistemas PV que descreve os procedimentos de teste para os requisitos estabelecidos na IEC 61727. Apesar de pequenas diferenças, os requisitos da IEC 61727 são, de certa forma, compatíveis com os requisitos estabelecidos na IEEE 1574, especialmente na detecção de ilhamento, que é uma questão crítica.

7.6 VDE 0126-1-1 *Safety*

A Alemanha domina, hoje, o mercado PV e, portanto, as regulamentações desenvolvidas pela VDE - *Testing and Certification Institute* são de grande importância. Durante a década de 90, os então denominados dispositivos de segurança ENS, *Die selbsttätig wirkende Freischaltstelle besteht aus zwei voneinander unabhängigen Einrichtungen zurNetzüberwachung mit zugeordnete allpoligen Schaltern in Reihe,* ou Dispositivo de Desconexão Automática entre o Gerador e a Rede de Baixa Tensão Pública, foi introduzido, primeiramente, como um dispositivo externo e posteriormente agregado por *software* no sistema de controle do inversor.

De acordo com a versão anterior VDE 0126-1999, o dispositivo ENS deve ser capaz de detectar um salto de 0,5 Ω na impedância da rede em uma situação de potência equilibrada (*power-balanced situation*), o que é possível apenas utilizando métodos ativos de detecção de ilhamento, os quais provocam distúrbios e monitoram sua resposta.

Após alguns anos de experiência na área, houve uma concordância de que os requisitos são muito severos, o que levava frequentemente a desconexões errôneas ou inoportunas, afetando a produtividade, além da qualidade da energia gerada. Nessa linha, casos em que a operação próxima de vários conversores resultou em um mau funcionamento desses equipamentos também já foram reportados.

Na nova revisão da norma VDE 0126-1-1-2006, os limites para a desconexão foram relaxados para o caso de uma mudança abrupta na impedância da rede, de 0,5 para 1,0 Ω, e ainda permitiu, como requisito de anti-ilhamento, um método alternativo, muito similar ao encontrado

na IEEE 1547.1, o qual é baseado em uma carga RLC ressonante. Essas mudanças têm a intenção de contribuir aumentando a estabilidade do sistema, sem alterar a segurança.

À parte do dispositivo ENS, a norma VDE 0126-1-1 também inclui métodos para proteção contra sobre/subtensão e desvios na frequência. Descreve, ainda, procedimentos padrões de teste para avaliar o sistema de proteção, o qual deve desconectar, automaticamente, o inversor PV da rede nos casos de injeção de correntes com nível CC, correntes de falta e baixa isolação para terra.

7.7 IEC 61000 *Electromagnetic Compatibility (EMC – Low Frequency)*

A norma IEC 61000-3-2 lida com a limitação de correntes harmônicas injetadas no sistema da concessionária de energia elétrica. Ela especifica os limites das componentes harmônicas da corrente de entrada de um equipamento testado em condições específicas. Essa parte da IEC 61000 é aplicável a equipamentos elétricos e eletrônicos que possuam corrente de entrada até 16 A por fase que sejam conectados à rede de baixa tensão. Para equipamentos com correntes superiores a 16 A, mas inferiores a 75 A, a norma correspondente IEC 61000-3-12 se aplica.

A IEC 61000-3-3 aborda as limitações das flutuações de tensão e cintilação luminosa (*flicker*) resultantes no sistema de baixa tensão. Ela especifica os limites máximos das variações de tensão que podem ser causadas por um equipamento testado em certas condições e dá orientações sobre métodos de avaliação. Essa parte da IEC 61000 é aplicável a equipamentos elétricos e eletrônicos nos quais a corrente de entrada é menor ou igual a 16 A por fase, conectados ao sistema de baixa tensão entre 220 e 250 V de fase em 50 Hz. Para equipamentos com corrente superior a 16 A, mas inferior a 75 A, a norma correspondente IEC 61000-3-11 se aplica.

7.8 EN 50160 *Public Distribution Voltage Quality*

A qualidade da tensão no sistema de distribuição europeu é regulada pela EN 50160, que estabelece os principais parâmetros e seus desvios máximos permitidos no ponto de acoplamento comum do consumidor na baixa tensão e na média tensão do sistema de distribuição, em condições normais de operação. Os parâmetros da tensão de suprimento devem estar dentro de um limite especificado durante 95% do período de teste, enquanto os desvios permitidos nos 5% restantes do período são muito maiores. A EN 50160 é, principalmente, informativa, e os seguintes parâmetros são de interesse no projeto e no controle de inversores PV:

- níveis de tensão harmônica – máximo THD de tensão é de 8%;
- desbalanço de tensão para inversores trifásicos – máximo de 3%;
- variação da amplitude da tensão – máximo de ± 10%;
- variação de frequência – máximo de ± 1%;
- afundamentos de tensão – duração < 1 s com afundamento < 60%.

Para os inversores PV, a compatibilidade com esses requisitos de qualidade de tensão é importante e pode demonstrar que o inversor é capaz de operar dentro um grande número de situações de distúrbio.

7.9 Consolidação das Informações

Os inversores PV precisam se desconectar da rede quando condições anormais de tensão e frequência são detectadas na rede a qual estão conectados. Essa resposta garante a segurança do pessoal responsável pela manutenção de rede e dos consumidores, assim como evita danos a equipamentos conectados à rede, incluindo sistemas fotovoltaicos.

7.9.1 Desvios de tensão

Na Tabela 1, são ilustrados os tempos de desconexão para diferentes níveis de variação de tensão de acordo com cada norma.

Tabela 1. Tempo de desconexão para diferentes níveis de variação de tensão

IEEE 1547		IEC 61727		VDE 0126-1-1	
Tensão (%)	Tempo de desconexão	Tensão (%)	Tempo de desconexão	Tensão (%)	Tempo de desconexão
V < 50	0,16 s	V < 50	0,10 s	110 ≤ V < 85	0,2 s
50 ≤ V < 88	2,00 s	50 ≤ V < 85	2,00 s		
110 < V < 120	1,00 s	110 < V < 135	2,00 s		
V ≥ 120	0,16 s	V ≥ 135	0,05 s		

Todos os valores de tensão se referem à tensão local nominal, sendo que essas são medidas no ponto de acoplamento comum em valores eficazes (RMS). O tempo de desconexão se refere ao tempo entre a ocorrência da condição anormal e a interrupção da injeção de potência na rede. Faz-se importante ressaltar que o sistema de aquisição de dados do inversor deve permanecer conectado à rede, permitindo a medição e a coleta de dados sobre as condições da rede, para que, posteriormente, possa se reconectar. O propósito do tempo de atraso permitido é para evitar desconexões desnecessárias no caso de breves distúrbios.

7.9.2 Desvios de frequência

Na Tabela 2, são ilustrados os tempos de desconexão para desvios na frequência em relação à frequência nominal do sistema, de acordo com cada norma.

Tabela 2. Tempo de desconexão para variações em frequência

Normas	Variação na frequência (Hz)	Tempo de desconexão (s)
IEEE 1547	59,3 < f < 60,5*	0,16
IEC 61727	fn - 1 < f < fn + 1	0,2
VDE 0126-1-1	47,5 < f < 50,2	0,2

* Para sistemas com potência maior que 30 kW, o limite inferior pode ser ajustado, permitindo que o sistema de geração distribuído participe do controle de frequência do sistema ao qual está conectado. A variável fn é referente à frequência nominal do sistema.

7.9.3 Reconexão após um distúrbio

Após uma desconexão causada por uma condição anormal de tensão ou frequência, o inversor pode se reconectar apenas depois das condições estabelecidas na Tabela 3.

Tabela 3. Condições para reconexão após um desligamento

IEEE 1547	IEC 61727
88 < V < 110 (%) e 59.3 < f < 60.5 (Hz)	85 < V < 110 (%) e fn – 1 < f < fn + 1 (Hz) e Tempo mínimo de espera: 3 mim*

*O tempo mínimo estabelecido pela IEC 61727 tem o propósito de garantir a ressincronização antes da reconexão em ordem para evitar possíveis danos.

7.9.4 Qualidade da energia

A qualidade da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos e entregue ao sistema elétrico de potência é governada por práticas e normas que regulamentam os níveis de tensão, cintilação luminosa, harmônicos e fator de potência. A partir do exposto, os desvios dos padrões estabelecidos podem requerer a desconexão do sistema fotovoltaico da rede.

7.9.5 Injeção de componentes CC

A injeção de componentes de corrente CC na rede elétrica pode saturar os transformadores, levando-os a sobreaquecimentos e desconexões. Para sistemas PV convencionais com isolação galvânica, esse problema é minimizado, mas, com o crescimento da nova geração de sistemas sem transformadores, essa questão deve ser cuidadosamente analisada. Na Tabela 4, são mostrados os limites das componentes CC injetadas na rede de acordo com cada norma.

Tabela 4. Limites das componentes CC injetadas na rede

IEEE 1547	IEC 61727	VDE 0126-1-1
ICC< 0.5 (%) da corrente nominal eficaz	ICC< 1 (%) da corrente nominal eficaz	ICC< 1 A máximo tempo de desligamento 0,2 s

Para a IEEE 1547 e IEC 61727, a componente CC da corrente deve ser medida utilizando ferramentas de análise harmônica, como a transformada rápida de Fourier (FFT), e não existe um tempo máximo de desconexão estabelecido.

Além disso, durante os testes de medição, a componente CC deve estar abaixo dos limites para diferentes condições de potência de saída (1/3, 2/3 e 3/3 da potência nominal). Assim, para atender à condição da VDE 0126-1-1, o sensor de corrente deve detectar esse limiar e desconectar o conversor dentro do tempo requerido.

7.9.6 Componentes harmônicos das correntes

A corrente de saída de um sistema fotovoltaico deve possuir baixos níveis de distorção para garantir que nenhum efeito adverso afete qualquer equipamento conectado à rede elétrica. Os níveis aceitáveis de cada harmônico individual estão resumidos na Tabela 5.

Tabela 5. Limite dos componentes harmônicos na corrente de saída

IEEE 1547 e IEC 61727	
Harmônicos ímpares*	Limite de distorção
3ª – 9ª	< 4,0%
11ª – 15ª	< 2,0%
17ª – 21ª	< 1,5%
23ª – 33ª	< 0,6%
Acima da 33ª	< 0,3%
THD	< 5%

Os harmônicos pares são limitados em 25% dos limites dos harmônicos.

7.9.7 Fator de potência

Apenas a IEC 61727 menciona que o sistema PV deve ter um fator de potência médio maior que 0,9 quando a potência de saída é maior que 5% da capacidade nominal.

Na IEEE 1574, assim como na VDE 0126-1-1, não há nenhuma limitação quanto ao fator de potência. Entretanto, na IEEE 1574 é permitida a geração de reativos. Sendo assim, a condição da operação próxima do fator de potência unitário significa que o sistema não deve ajudar na regulação da tensão injetando reativos na rede elétrica.

No entanto, para instalações PV de grande porte, a concessionária ou o operador do sistema elétrico pode requerer uma participação no controle de tensão.

7.9.8 Anti-ilhamento

O ilhamento é uma condição em que um sistema de geração fotovoltaico opera isolado do restante do sistema elétrico de potência, mantendo parte da rede elétrica energizada, fornecendo energia para as cargas elétricas conectadas no interior dessa ilha, mas sem o controle direto do operador do sistema elétrico. Há muitas razões para que o ilhamento seja prevenido para qualquer tipo de geração distribuída, estando segurança e manutenção da qualidade da energia entregue ao consumidor no topo da lista. Algumas outras são:

- a Concessionária não pode controlar a tensão e a frequência na ilha, possibilitando danos a equipamentos de consumidores;
- o ilhamento pode ser perigoso para trabalhadores responsáveis pela manutenção do sistema elétrico e, até mesmo, para os consumidores, tendo em vista que o sistema continua energizado e é assumido que está desconectado de qualquer fonte de energia;
- o religamento em uma condição de ilhamento pode causar o "*retripping*" na linha ou danificar qualquer equipamento que esteja ligado à ela, devido ao fechamento fora de fase; e
- o ilhamento pode interferir no restabelecimento manual ou automático do serviço pela concessionária.

8. CONCLUSÕES

Este capítulo se ateve, basicamente, ao Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist), cujos objetivos são: estabelecer as condições de acesso aos sistemas elétricos de distribuição, compreendendo a conexão e o uso do sistema; e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, em concordância com os novos Acessantes e com os já existentes. Nesse sentido, analisaram-se as etapas, requisitos, critérios e padrões para a conexão, bem como os requisitos de qualidade e as normas e padrões nacionais e internacionais.

9. REFERÊNCIAS

[1] PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL (Prodist). Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Secção 3.7 – *Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição*. Revisão 6. 14/12/2012.

[2] Aplicação do documento 02.111-PE-001ª – Procedimentos para acesso ao sistema elétrico da CEMIG D – *Nota Técnica PE_RD-001 2012* de 06/01/2012. Disponível em: <www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20Técnicas/ND.5.30.pdf. Acesso em:10/02/2017>.

[3] 02.111-PE-001a – *Procedimentos para acesso ao sistema elétrico da CEMIG D* de 06/01/2012. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/ND.5.31.pdf. Acesso em:10/02/2017>.

[4] ND-5.31 – *Requisitos para a conexão de Acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição CEMIG D.* Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Documents/Norma_Acesso%20MT_Cemig_final_TDAT_p.pdf. Acesso em:10/02/2017>.

CAPÍTULO 10

Estudo de Malhas de Aterramento de Planta Fotovoltaica para as Condições Brasileiras

Lucas Bacha Pereira Horta – CEI SOLAR
Luis Enrique Bar Martinez – CEI SOLAR

Foto: U.S. Department of the Interior



OBJETIVO

Apresentar as diversas possibilidades para os sistemas de aterramento de usinas fotovoltaicas, analisando os aspectos específicos aplicados para a Usina Fotovoltaica Jaíba Solar.

1. INTRODUÇÃO

A implantação de sistemas de geração de energia elétrica utilizando a tecnologia fotovoltaica no país é relativamente recente. Usinas de médio e grande porte conectadas, em média ou alta tensão, às redes de distribuição das concessionárias têm que preencher uma série de requisitos técnicos em consonância com as normas da acessada e com as normas técnicas brasileiras em diversas áreas, sendo uma delas relacionada ao sistema de aterramento da instalação.

1.1 Funções do Sistema de Aterramento

O sistema de aterramento da instalação desempenha as seguintes funções básicas:

- na ocorrência de curtos-circuitos fase-terra, provê um caminho de retorno para a corrente de curto-circuito de baixa resistência de maneira a que a proteção atue dentro dos parâmetros de sensibilidade, rapidez e confiabilidade estabelecidos em projeto, de maneira a minimizar danos e riscos pessoais aos quais estará sujeita a instalação;
- garante a segurança pessoal contra choques elétricos, mantendo as tensões de toque e passo desenvolvidas durante os curtos fase-terra limitadas a valores menores do que aqueles que poderiam causar danos físicos a um elemento no interior da instalação;
- mantém uma referência de tensão para o neutro aterrado de um sistema elétrico, evitando a ocorrência de sobretensões durante a ocorrência de anomalias; e
- como parte do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), provê um caminho seguro a correntes oriundas de descargas atmosféricas que venham a atingir as edificações ou estruturas da planta, garantindo a segurança pessoal e a dos principais componentes do sistema.

1.2 Composição

Sistemas de aterramento são compostos, basicamente, por uma rede de eletrodos metálicos enterrados em forma de anéis ou grades, conectados, por intermédio de condutores, às carcaças dos equipamentos elétricos, neutro de transformadores, para-raios e sistemas de captação de SPDAs.

Também compõem o sistema de aterramento os chamados eletrodos ou condutores naturais que, por serem metálicos e possuírem características físicas e dimensionais compatíveis com os eletrodos convencionais, poderão fazer parte do sistema de aterramento. Entre eles, podemos citar as ferragens embutidas em concreto armado nas lajes e pilares de uma edificação, fundações, estruturas metálicas de galpões, tubulações metálicas enterradas ou embutidas em concreto (desde que atendidas as prescrições de segurança estabelecidas em norma).

1.3 Sistemas de Aterramento de Usinas Fotovoltaicas

Como a potência instalada em MWp de uma usina fotovoltaica é função da área ocupada para a captação da radiação solar, os empreendimentos objetos desta análise ocupam áreas de grandes dimensões, fazendo com que o custo para a implantação de uma malha de aterramento convencional, baseada apenas na utilização de uma grade composta por condutores metálicos, cabos de aço galvanizado ou de cobre nu enterrados, resulte em custos elevados de materiais e de mão de obra.

Com o objetivo de se atingir a viabilidade econômica, sem comprometer o desempenho do sistema de aterramento, neste trabalho foram aplicados critérios estabelecidos em Normas Brasileiras (ABNT), Normas Internacionais (IEEE) e critérios resultantes de extensa pesquisa em bibliografia e uma série de estudos publicados abordando o assunto.

2. A UFV JAÍBA SOLAR

A UFV Jaíba Solar trata-se de uma instalação de pesquisa onde serão efetuados estudos de desempenho e de desenvolvimento de tecnologias e de equipamentos fotovoltaicos voltados para o mercado brasileiro, detentor de um enorme potencial de aplicação desse tipo de energia alternativa.

2.1 Localização

A UFV Jaíba Solar localiza-se no município de Jaíba, na região noroeste de Minas Gerais, ocupando uma área total de cerca de 76.000 m².

2.2 Características Elétricas Principais

Potência Nominal da Planta.....2.754 kWp
Tensão de Saída dos Inversores ..... 300 V - 3F - 60Hz
Tensão de Conexão ao Sistema da Acessada .....13.800 V - 3F - 60Hz
Acessada..... Cemig Distribuição S.A.

O parque gerador da UFV empregará várias tecnologias de captação da luz solar, tendo instalados no pátio equipamentos com formas construtivas distintas, fazendo com que o sistema de aterramento apresente soluções adaptadas ao melhor aproveitamento dessas características e também à distribuição dos equipamentos no local.

Nos itens a seguir, abordaremos mais detalhadamente as principais características dos elementos componentes da instalação.

2.3 Equipamentos Geradores Fotovoltaicos

2.3.1 Painéis do tipo fixo

Estes painéis serão montados em linhas contínuas de grande extensão, pouco espaçadas entre si, cujos suportes (mesas) e fundação serão construídos em perfis de aço galvanizado aparafusados.

As mesas terão fundações a cada 3 m dispostas em linha, com 6 m entre linhas, cravadas diretamente no solo a uma profundidade de 1,50 m.

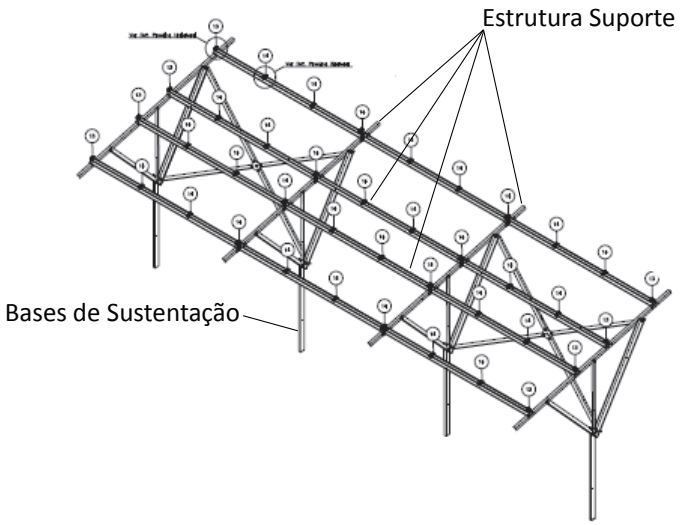


Figura 1. Estrutura suporte dos painéis tipo Fixo

Sabendo-se que essa estrutura é composta por um conjunto metálico totalmente interconectado, com a soma das seções dos quatro perfis longitudinais igual a 800 mm² e com cada perfil base medindo 636 mm², podemos afirmar que ela está apta a fazer parte do sistema de aterramento, como um elemento natural a ele pertencente.

Quando conectadas à malha principal, as bases metálicas cravadas no solo atuarão como hastes de aterramento, e os perfis longitudinais como condutores de interligação. Durante a ocorrência de um curto-circuito fase-terra, a estrutura terá seu potencial elevado como o da malha, passando a injetar corrente no solo, como indicado na figura a seguir.

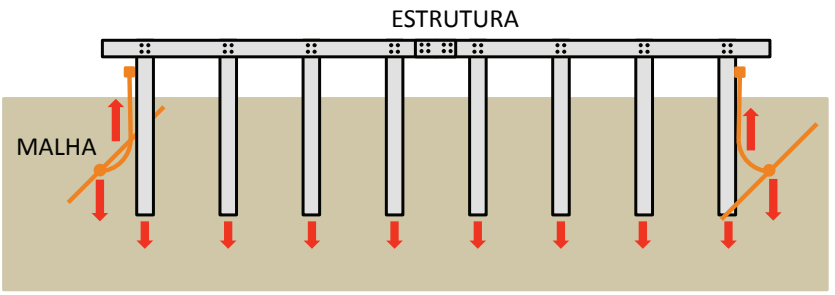


Figura 2. Comportamento durante a ocorrência de curto fase-terra

É bom salientar que cada perfil e cada base receberá apenas uma parcela da corrente de curto-circuito, devido às inúmeras ramificações e caminhos paralelos providos pela malha de aterramento geral.

2.3.2 Painéis do tipo móvel basculante manual

Nos painéis do tipo Basculante, o ângulo de inclinação das mesas pode ser alterado manualmente ao longo do ano, de maneira a conseguir o melhor alinhamento com o percurso aparente do Sol.

Com relação ao comportamento, esse será semelhante ao das estruturas do tipo fixo, apenas apresentando as seguintes diferenças construtivas:

- Os perfis metálicos de sustentação da estrutura serão encapsulados em concreto, tornando menor a resistência equivalente desse eletrodo quando comparado ao cravado diretamente. O concreto absorve a umidade do terreno, o que, aliado ao maior diâmetro da fundação, contribui substancialmente para a redução da resistividade.
- De maneira a melhorar a condução de corrente entre a estrutura móvel e a fixa, nos eixos onde ocorre o pivotamento, serão instaladas cordoalhas flexíveis de cobre.

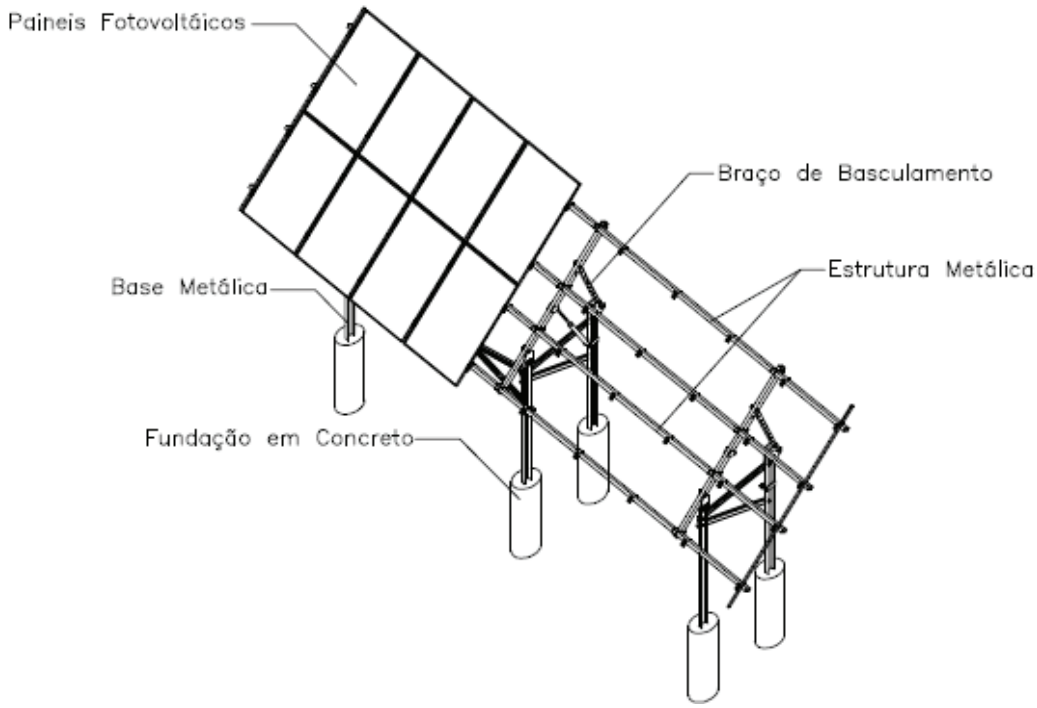


Figura 3. Estrutura do tipo Basculante

A utilização dessa solução implicará em uma expressiva economia em material e mão de obra para a implantação do sistema de aterramento nos locais onde esse tipo de equipamento for instalado.

2.3.3 Painéis móveis motorizados de um e de dois eixos

Estes equipamentos serão montados em bases de concreto e, tendo em vista a área de abrangência das sombras produzidas, serão instalados a distâncias maiores entre si.

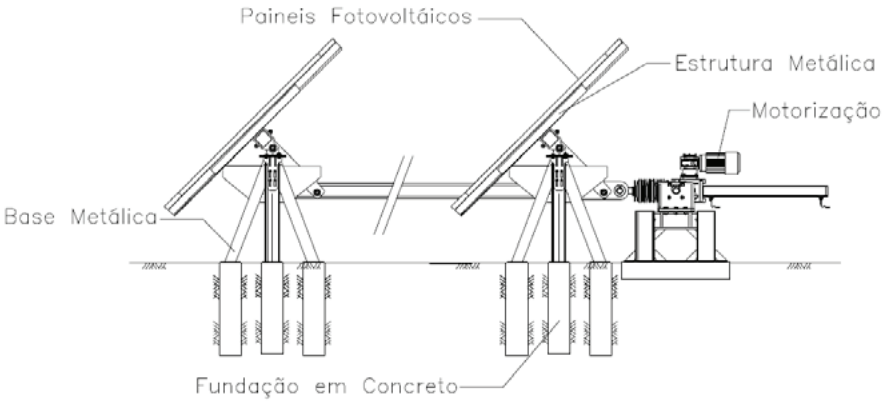


Figura 4. Estrutura do tipo Móvel de Um Eixo

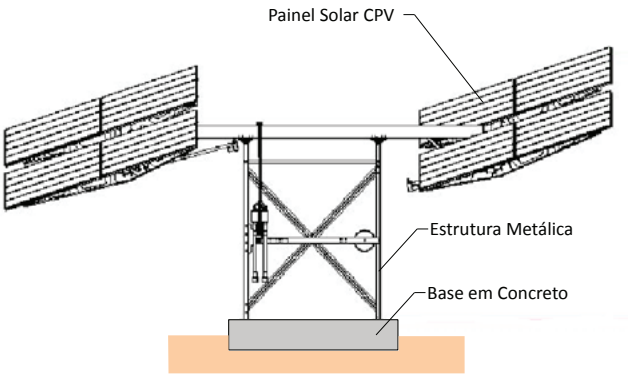


Figura 5. Estrutura do tipo Motorizado de Dois Eixos

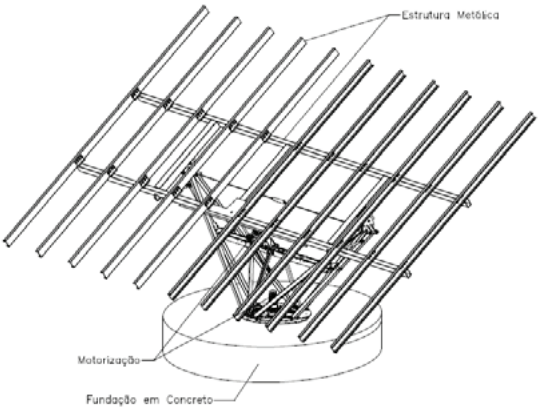


Figura 6. Estrutura do tipo Motorizado de Dois Eixos

3. MALHA DE ATERRAMENTO DO PÁTIO DE EQUIPAMENTOS

Nos itens a seguir serão descritas as características e procedimentos para o dimensionamento, projeto e construção da Malha de Aterramento do Pátio de Equipamentos da UFV Jaíba Solar.

3.1 Medições de Resistência e Determinação da Resistividade e Estratificação do Solo

Como já abordado anteriormente, em função da grande área ocupada, também se espera que o terreno apresente uma não uniformidade nas características de resistividade e estratificação do solo ao longo de sua extensão.

Portanto, para atender aos critérios de medição constantes da NBR 7117 – Medição de Resistividade Pelo Método dos Quatro Pontos (Wenner), a área foi subdividida em setores nos quais foram efetuadas as medições, como mostrado a seguir.

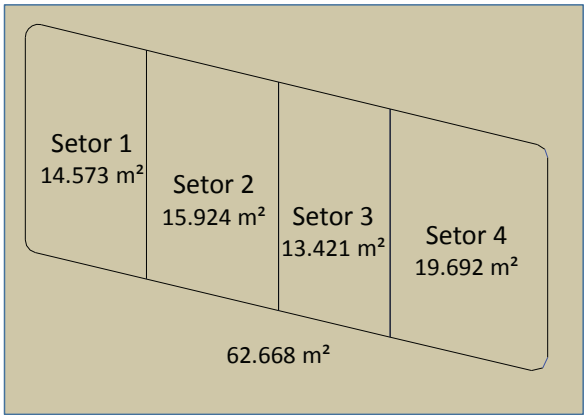


Figura 7. Setorização do Pátio de Equipamentos

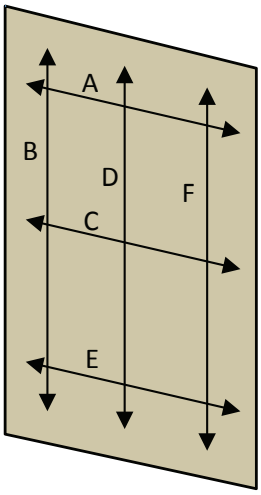


Figura 8. Eixos de Medição por setor

A partir dos dados de resistência, obtiveram-se os valores da resistividade e da estratificação do solo nos quatro setores, como mostrado na tabela a seguir.

Tabela 1. Resistividade e estratificação do solo no Pátio de Equipamentos

Setor	p1 (Ωm)	H1 (m)	p2 (Ωm)	H2 (m)	p3 (Ωm)	H3 (m)
1	5.323	2,8	143	∞	–	–
2	1.945	1,3	198	∞	–	–
3	1.588	2,7	586	∞	–	–
4	5.229	0,9	2.171	19	17	∞

Como esperado, o solo não apresentou homogeneidade em suas características e esse fator tende a agravar-se com o aumento da área ocupada com as instalações.

Uma característica importante a ser levada em consideração no dimensionamento é a não utilização de brita no piso do pátio das instalações, diferentemente de uma subestação de transmissão ou de distribuição, na qual, durante uma falta à terra, a brita atuaria como um elemento limitador das correntes circulantes pelo indivíduo. No entanto, tendo em vista a grande área ocupada, a utilização desse material se torna impraticável em função do alto custo.

Dessa forma, como as tensões de passo e de toque-limite são relativas à resistividade da primeira camada de solo e sabendo que essa pode variar substancialmente ao longo do terreno, é de fundamental importância o conhecimento do seu comportamento para o estabelecimento das diretrizes de dimensionamento.

3.2 Premissas para o Dimensionamento da Malha

As soluções adotadas no dimensionamento da malha foram baseadas nas seguintes premissas:

- conhecimento do comportamento da resistividade ao longo do terreno, principalmente dos valores referentes à primeira camada de solo, a qual determina os limites de tensão de toque e passo em cada local;
- uso intensivo das fundações e elementos construtivos dos equipamentos instalados, atuando como eletrodos de aterramento e condutores de interligação;
- pátio de equipamentos dividido em setores com características de resistividade do solo distintas;
- resistências de aterramento distintas em cada setor, função da resistividade do solo e da forma construtiva em cada local;
- operação das malhas de cada setor em um circuito paralelo, resultando em uma única resistência equivalente;
- operação da malha geral em paralelo com o sistema multiaterrado da acessada;
- subdivisão da corrente de curto-circuito entre os elementos de aterramento pertencentes ao sistema de distribuição e a malha de aterramento das instalações;
- mesmo valor de elevação de potencial da malha de aterramento em todos os setores;

- subdivisão da corrente de curto-circuito na malha em função das resistências de aterramento de cada setor;
- tempo de operação da proteção estabelecido em um segundo;
- Não utilização de camada de brita no pátio de equipamentos;
- limites máximos de potenciais de toque e passo estabelecidos em função das características do terreno em cada setor;
- desenvolvimento no solo de potenciais resultantes das correntes circulantes e da forma construtiva da malha em cada setor; e
- análise dos resultados e verificação do atendimento aos limites de tensão estabelecidos e do valor mínimo da resistência de aterramento da malha.

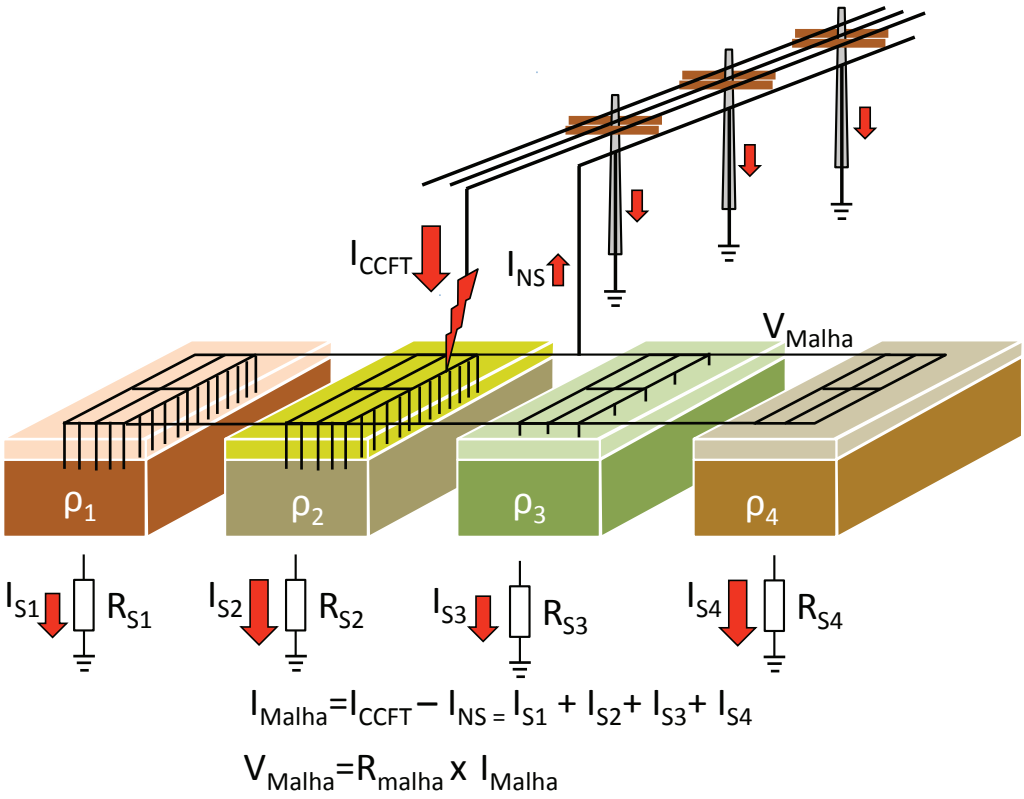


Figura 9. Representação esquemática da solução adotada para cálculo

3.3 Elementos Componentes da Malha de Aterramento Geral

A malha geral de aterramento da UFV Jaíba Solar será composta, basicamente, por condutores de cobre nu enterrados e por condutores e eletrodos naturais de aterramento compostos pelas estruturas de montagem e mesas dos painéis fotovoltaicos.

3.3.1 Malha de aterramento de condutores de cobre nu

Esta malha empregará cerca de 5.100 m de condutores de cobre nu de 50 mm² de seção nominal, enterrados a uma profundidade de 50 cm para os condutores internos e 60 cm para o anel externo que circunda o pátio.

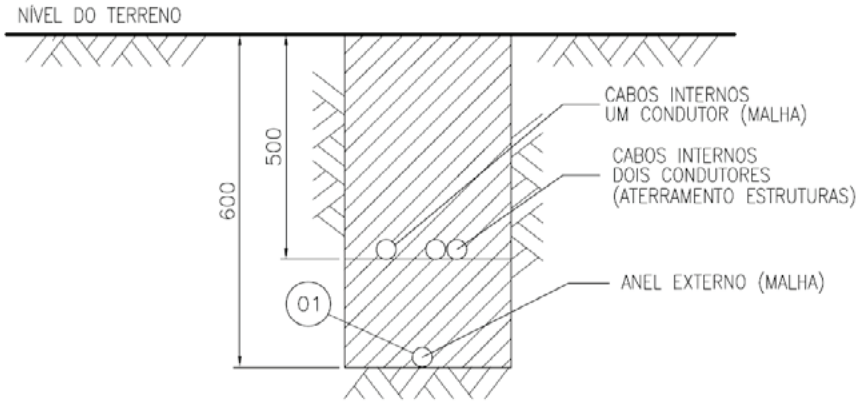


Figura 10. Instalação dos condutores enterrados no solo

Para as conexões de aterramento dos equipamentos, serão utilizados 1.100 m de cabos parcialmente enterrados compondo as derivações a partir da malha geral.

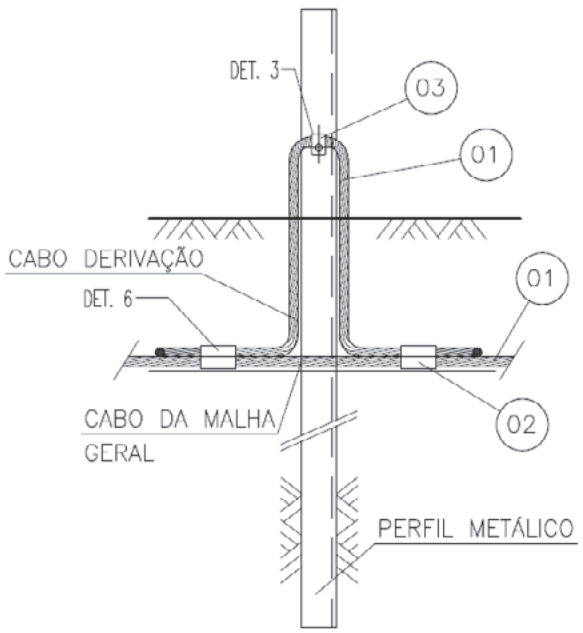


Figura 11. Malha Geral e Derivação

Na formação da grade ou nas derivações para aterramento dos equipamentos, as conexões entre condutores de cobre nu enterrados serão efetuadas por conectores a compressão, fabricados também em cobre, o que permitirá a aplicação enterrada.

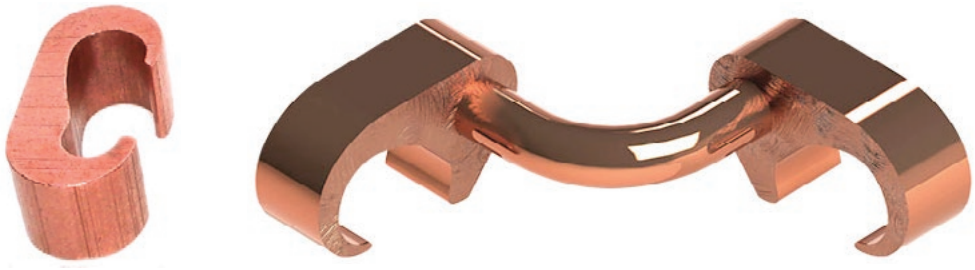


Figura 12. Conectores a compressão em Cobre

Esses conectores, quando efetuada a sua compressão, aplicando-se 12 toneladas, segundo o fabricante, sofrem uma deformação que torna o conjunto conector-cabo uma massa de cobre única, com características físicas idênticas em condutividade, temperatura de fusão e resistência à corrosão.



Figura 13. Aspecto da conexão após a execução da compressão

Ressaltamos que a compressão deverá, obrigatoriamente, utilizar as ferramentas e as matrizes correspondentes aos conectores empregados, ambos designados por seu fabricante. Essas ferramentas deverão pertencer ao rol de equipamentos disponibilizados pelo montador.

3.3.2 Malha de aterramento das edificações

As edificações existentes, CT-01; 02; e 03 e o Edifício de Controle terão suas malhas de aterramento projetadas para atender aos requisitos da NBR 5419. Todas as estruturas metálicas, carcaças de equipamentos, neutro de transformadores (onde aplicável), instalados interna ou externamente às edificações, bem como o sistema captor do SPDA, serão aterrados pela malha da edificação que será conectada à malha geral, conforme descrito a seguir.

- A partir da malha geral, derivarão cabos de cobre nu de 50 mm² que, aflorando no piso da sala ou nas paredes das canaletas de concreto, serão conectados às barras de terra dos painéis de baixa e média tensão, carcaças de equipamentos principais, leitos para cabos, eletrodutos metálicos, carcaça e neutro de transformadores elevadores.

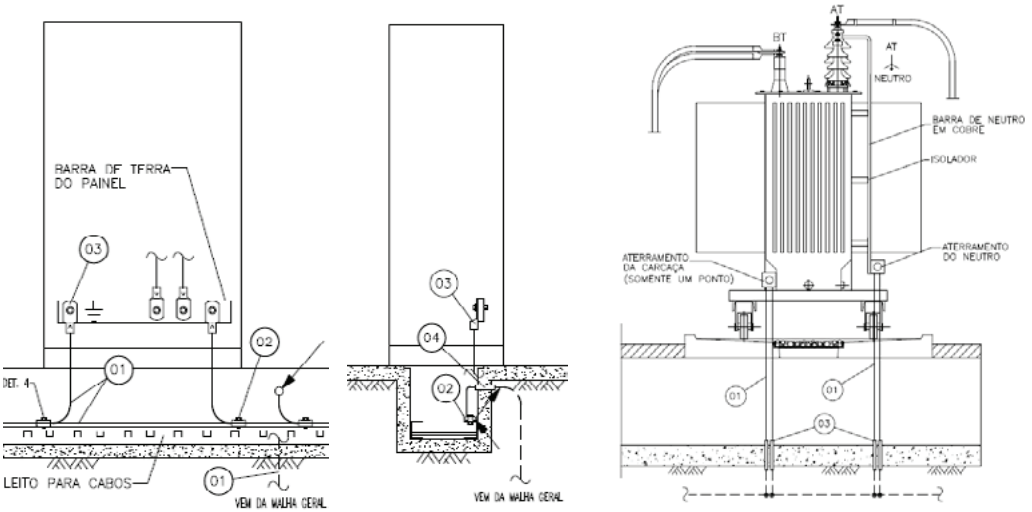


Figura 14. Aterramento de painéis e transformadores

A passagem dos cabos de cobre nu pelas estruturas de concreto armado exigirá a isolação desses das ferragens, evitando a corrosão destas últimas. Para tanto, os cabos de cobre serão instalados em tubos de PVC de pequeno diâmetro.

- No interior das edificações, serão instaladas Barras de Equalização de Potencial (BEP), em cobre, com a finalidade de aterramento das seguintes estruturas:
  - Armadura do concreto, empregando cabos de aço galvanizado embutidos, que, a partir de suas derivações, será feito o aterramento de estruturas metálicas diversas, marcos de portas e janelas, guarda-corpos, suportes ou qualquer outra estrutura metálica não elétrica.
  - Carcaças de painéis elétricos de menor porte, eletrodutos expostos, suportes de equipamentos e outras estruturas aparentes elétricas, empregando cabos de cobre nu fixados às paredes dos recintos.

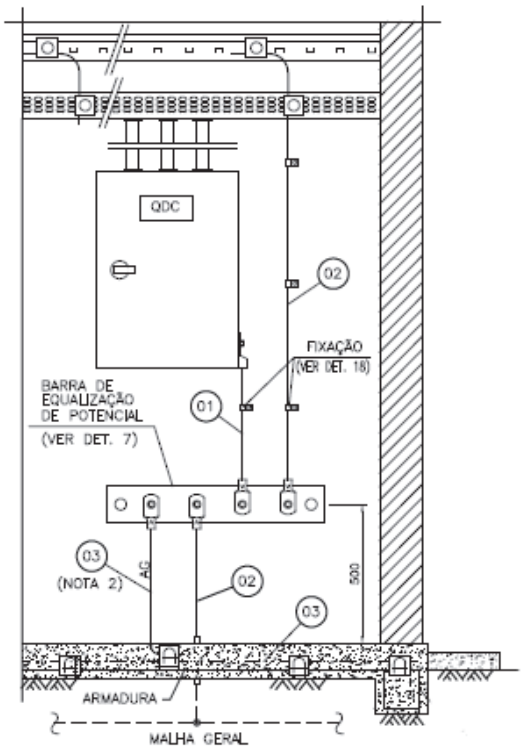


Figura 15. Barra de Equalização de Potencial (BEP)

- O Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) das edificações será conectado à malha por meio de derivações, posicionadas de acordo com a localização de suas descidas.

Esse sistema será composto por:

- Sistema de captação: anel em fita de alumínio na parte superior da edificação ao qual serão conectados elementos captores, também fabricados em alumínio.
- Sistema de descidas: também utilizarão fitas em alumínio fixadas às paredes de alvenaria até o ponto em que se conectarão com o cabo de cobre da malha de aterramento.
- Sistema de aterramento: composto pela própria malha geral, sendo que, na derivação, para cada descida, será cravada no solo uma haste de aterramento, com núcleo de aço revestido de cobre, instalada no interior de uma caixa de inspeção circular, em cimento agregado, com tampa em ferro fundido.

3.3.3 Aterramento dos painéis fotovoltaicos do tipo fixo

Como já descrito no item 2.3.1, esses painéis serão montados em linhas contínuas de grande extensão, pouco espaçadas entre si, cujos suportes (mesas) e fundação serão construídos em perfis de aço galvanizado aparafusados.

As mesas terão fundações a cada 3 m em linha e 6 m entre linhas, cravadas diretamente no solo a uma profundidade de 1,50 m.

Com a utilização dessas estruturas como elementos naturais componentes da malha, será gerada uma substancial economia em sua implantação.

Levando em consideração a disposição física dos equipamentos no pátio, a maior facilidade na execução de valas e a instalação dos condutores de aterramento, definiram-se módulos compostos, cada um, por certo número de linhas de painéis solares.

Esses módulos serão circundados por um anel externo, constituído por cabos de cobre nu de 50 mm², enterrados a uma profundidade de 50 cm, interligados entre si com conectores a compressão.

A partir do anel circundante, utilizando condutores de derivação, as bases das duas extremidades de cada linha de painéis serão conectadas e aterradas.

O sistema assim formado – anéis de cabo de cobre nu, conectados nas extremidades de cada linha de painéis, às bases metálicas enterradas e todas interligadas pelas ferragens de suporte dos painéis –, durante a ocorrência de uma falta à terra, atuarão como condutores e eletrodos de dispersão da corrente de curto-circuito no terreno e na limitação das tensões de passo e toque a valores seguros. As figuras 16, 17 e 18, a seguir, ilustram a situação.

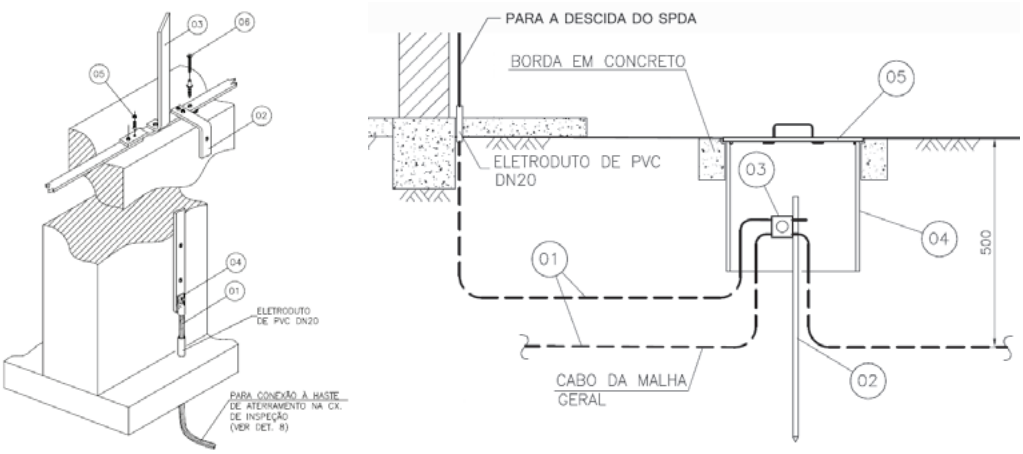


Figura 16. Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA)

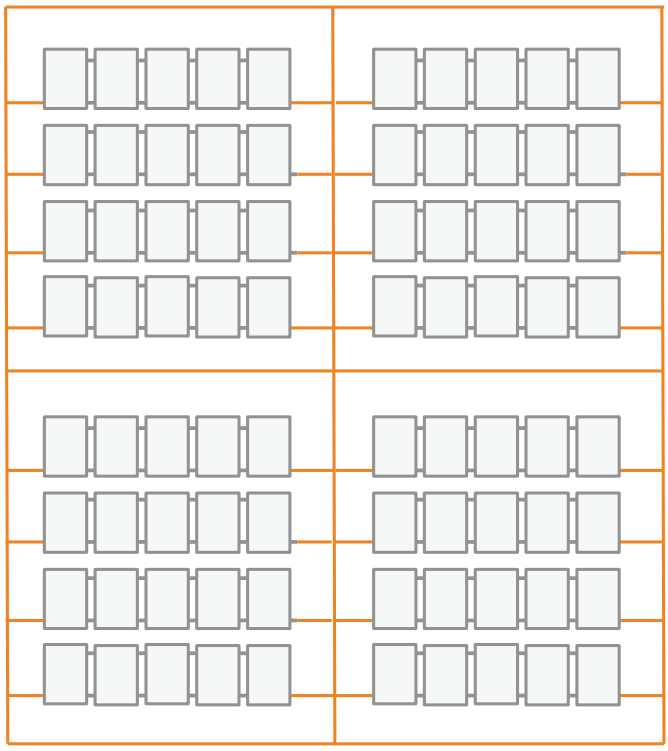


Figura 17. Módulos típicos da malha de aterramento – Planta

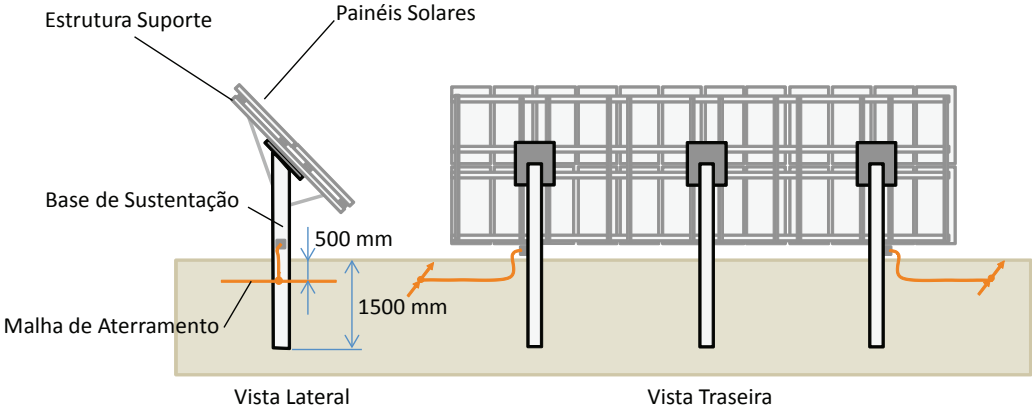


Figura 18. Disposição dos equipamentos, suportes e malha de aterramento – Vistas

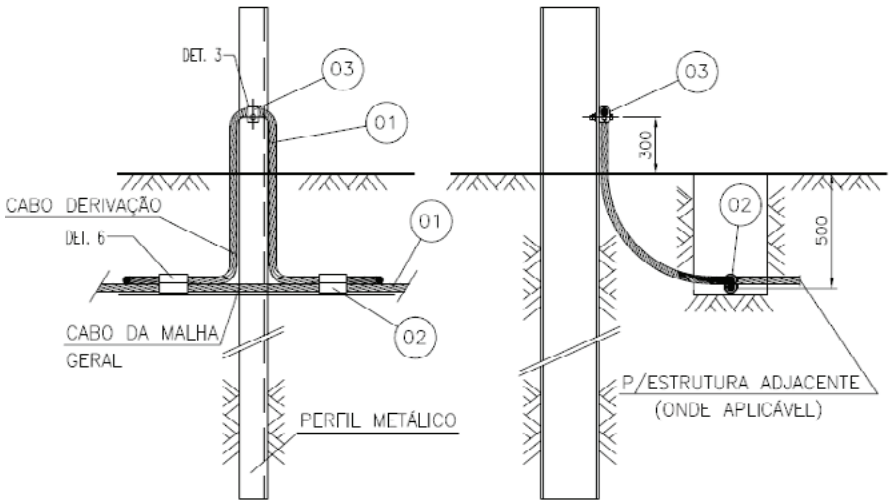


Figura 19. Execução das conexões

3.3.4 Aterramento dos painéis fotovoltaicos móveis tipo basculante e motorizado de um eixo

Equipamentos basculantes de ajuste manual

Para os equipamentos basculantes manuais, a estrutura metálica suporte, assim como no caso anterior, será conectada à malha em duas extremidades. Para garantir a equalização de potencial e a continuidade elétrica da parte móvel, em todas as junções móveis serão instaladas cordoalhas de cobre estanhado.

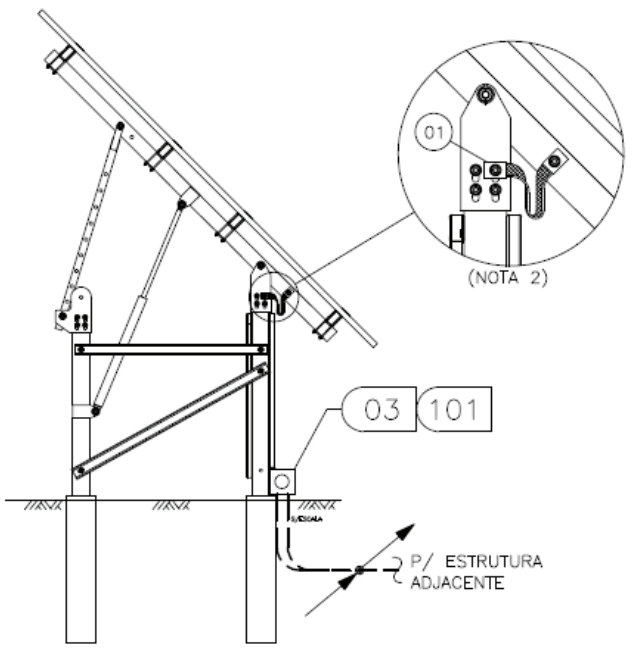


Figura 20. Aterramento de estrutura móvel tipo basculante manual

Equipamentos de ajuste motorizado

Neste caso, cada conjunto móvel de painéis, à esquerda e à direita do eixo de movimentação, terá os suportes metálicos de cada extremidade aterrados.

Novamente, para garantir a equalização de potencial e a continuidade elétrica da parte móvel, em todos os mancais, serão instaladas cordoalhas de cobre estanhado.

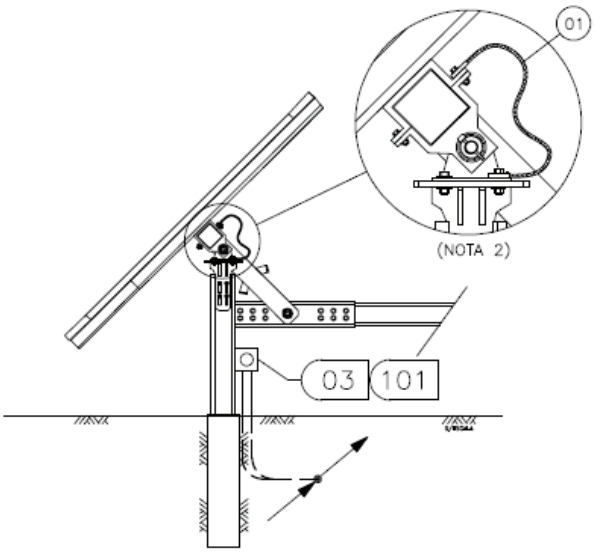


Figura 21. Aterramento em uma das extremidades de estrutura móvel motorizada

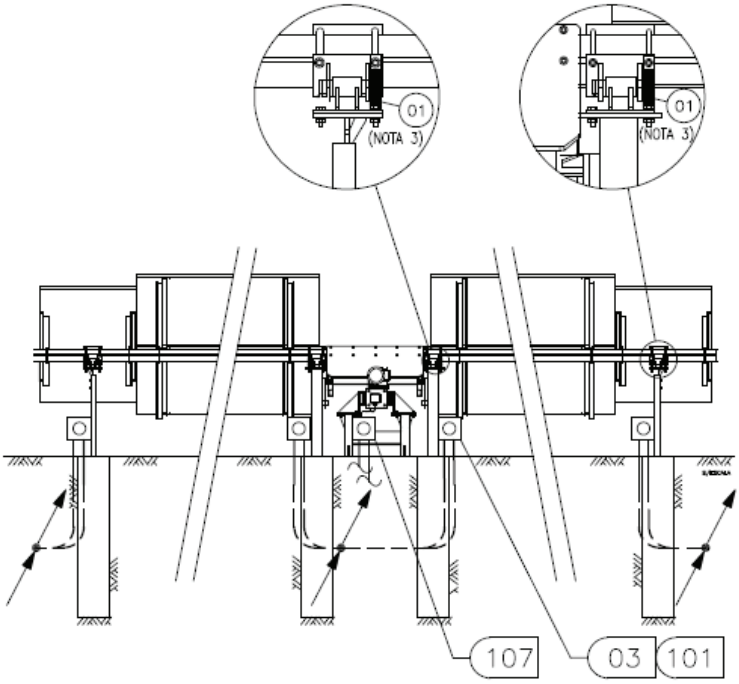


Figura 22. Vista traseira do conjunto com o aterramento dos dois suportes de cada braço, o aterramento do suporte da motorização e a cordoalha entre a parte fixa e a móvel

3.3.5 Aterramento dos painéis fotovoltaicos móveis de dois eixos

Tendo em vista a maior complexidade de movimentação destes equipamentos, apenas as bases de fixação serão conectadas à malha de terra.

O fabricante dos equipamentos deverá prover meios de garantir a continuidade elétrica entre as partes móveis e fixa nas estruturas, de maneira a garantir a segurança dos elementos de operação e manutenção, bem como a dos visitantes da planta.

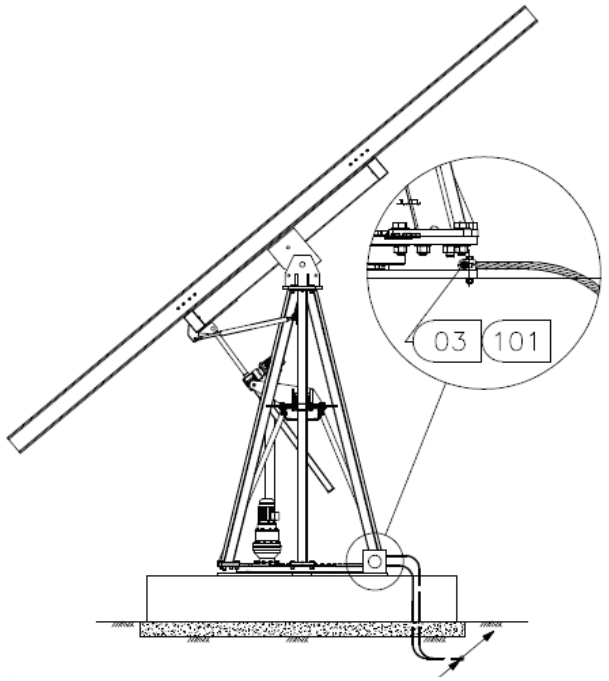


Figura 23. Conexão da base fixa de equipamento móvel

4. CONCLUSÕES

Para os locais onde os equipamentos são do tipo fixo ou móvel basculante, com as fundações cravadas diretamente ou encapsuladas em concreto, podemos afirmar que o sistema de aterramento terá um custo reduzido, em materiais e mão de obra, quando comparado a uma malha convencional, tendo em vista a grande densidade de eletrodos e condutores naturais providos pelas próprias estruturas.

Por sua vez, nos locais onde os equipamentos estão mais distanciados, para evitar o sombreamento, possuindo bases individuais, permanece a necessidade de estarem conectados a uma malha convencional, pois a área de influência de suas bases no controle dos potenciais é limitada e restrita à sua proximidade.

Ressalta-se que é de vital importância o conhecimento das propriedades físicas do terreno, principalmente quando não for usado qualquer elemento de cobertura, como brita, concreto ou outros materiais, tendo em vista a importância da resistividade da primeira camada do solo na determinação dos limites admissíveis de tensões de toque e passo.

Assim, tendo em vista o grau de complexidade que esse tipo de instalação pode apresentar, o desenvolvimento de uma ferramenta de *software* que possa trabalhar com estratificações do solo, tanto horizontais como verticais, e também que facilite a introdução do grande número de dados necessários, poderá contribuir para a obtenção de resultados mais próximos da realidade, permitindo a redução de custos e uma melhor análise e solução para o problema ora apresentado.

Portanto, apesar de todas as medidas tomadas para que a operação da planta seja feita de maneira segura, no quesito aterramento e proteção contra choques elétricos advindos de curtos-circuitos fase-terra, salientamos a necessidade do uso de Equipamentos de Proteção Individual Elétrica para operadores, elementos de manutenção, pesquisadores e visitantes que se encontrem nas instalações.

5. REFERÊNCIAS

[1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 5419-1*: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 1: Princípios gerais. Rio de Janeiro, 2015.

[2] _____. *NBR 5419-2*: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 2: Gerenciamento de risco. Rio de Janeiro, 2015.

[3] _____. *NBR 5419-3*: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida. Rio de Janeiro, 2015.

[4] _____. *NBR 5419-4*: Proteção contra descargas atmosféricas Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura. Rio de Janeiro, 2015.

[5] _____. *NBR 7117*: Medição de Resistividade Pelo Método dos Quatro Pontos (Wenner). Rio de Janeiro.

[6] _____. *NBR 15751*: Sistemas de aterramento de subestações – Requisitos. Rio de Janeiro, 2013.

[7] IEEE Std-80-2000. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. New York.

[8] HE, Jinliang; ZENG, Rong; ZHANG, Bo. *Methodology and Technology for Power System Grounding*. Departament of Electrical Engineering, Tsinghua University, China, 2012.

[9] ZACHARIAS, G. Datsios; MIKROPOULOS, Pantelis. *Safe grounding system design for a photovoltaic power station*. Cagliari, Italy, 2012.

[10] CHARALAMBOS A.; Member IEEE; NIKOLAOS D. Kokkinos; and CHRISTOFIDES Nikolas. *External Lightning Protection and Grounding in Large-Scale Photovoltaic Appplications*. Nicosia, Cyprus, 2013.

[11] ENRIQUE, Eduardo H.; HADZISMAJLOVIC, Ibro; SHEN, Ben. *Considerations in the Design of Grounding System for Solar Farms*. Vancouver, Canada, 2014.

[12] BURNDY – Sistema de Conexões HYGROUND. Disponível em: <*http://www.burndy.com/docs/default-source/PDF's/brndy_hygroundrefguide.pdf?sfvrsn=0*>.

CAPÍTULO 11

Estudo Comparativo para Estruturas Metálicas Aplicadas a Plantas Solares Fotovoltaicas

Tiago Aparecido do Nascimento – CEI SOLAR
Nara Rúbia Dante de Godoy – CEI SOLAR
Lucas Bacha Pereira Horta – CEI SOLAR

Foto: http://www.ladwpnews.com/clients/1475/448087.jpg



OBJETIVO

Este capítulo tem como objetivo descrever, de forma geral, as características das estruturas metálicas, suas respectivas fundações aplicadas ao segmento de energia fotovoltaica e os principais fatores a serem avaliados na definição do tipo de estrutura metálica a ser utilizada.

São apresentados também os principais critérios para avaliação técnica referente a cada tipo de estrutura metálica, de forma que essas possam garantir a sua qualidade.

É apresentada ainda uma breve discussão sobre a evolução desse mercado no Brasil.

1. ESTADO DA ARTE

1.1 Estruturas

As estruturas metálicas para usinas fotovoltaicas são divididas, em um primeiro nível, de acordo com a forma de aproveitamento solar, podendo ter as seguintes características:

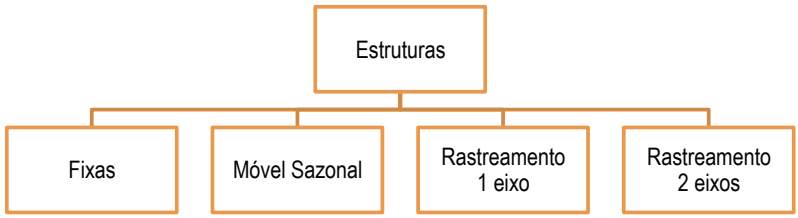


Figura 1. Características das estruturas

Dado que o sol tem uma trajetória determinada para cada localização, as estruturas metálicas permitem alcançar a irradiação solar de forma diferente. No entanto, existem muitas formas de exploração que envolvem a aplicação dos modos de estrutura apresentados acima.

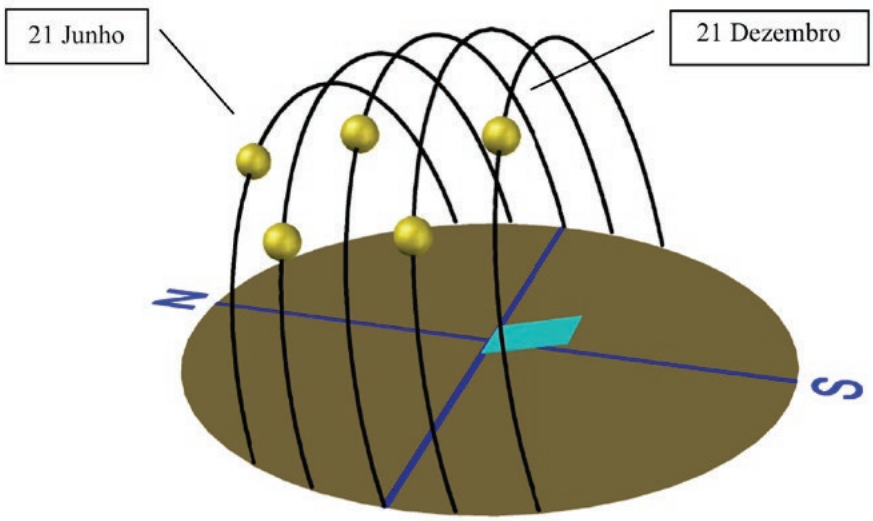


Figura 2. Trajetórias solares. Caso exemplo da planta Jaíba Solar

As principais características operacionais que devem ser respeitadas e consideradas pela engenharia da estrutura metálica são as seguintes:

1. Assegurar a orientação dos módulos fotovoltaicos: em estruturas fixas ou seguidores, a missão principal é conseguir a orientação de módulos fotovoltaicos como estabelecido pelo projeto.
2. Resistir aos efeitos das ações externas: gravidade e vento são elementos que se aplicarão na estrutura e, quanto a isso, é importante que a resistência mantenha a sua integridade.
3. Resistir aos efeitos da corrosão: os elementos da estrutura têm de ser concebidos levando em consideração a ação dos elementos atmosféricos, tais como a umidade, que ocasionará um ataque sobre as superfícies metálicas das estruturas.

1.1.1 Estrutura fixa

Este tipo de solução estrutural é uma das mais difundidas e aplicadas, devido à sua simplicidade e baixo custo, tanto na construção quanto na operação e manutenção.

A razão para esta solução é devido à existência de um ângulo constante em que se maximiza a captura de energia solar e, portanto, a potência de saída durante um determinado período do dia.

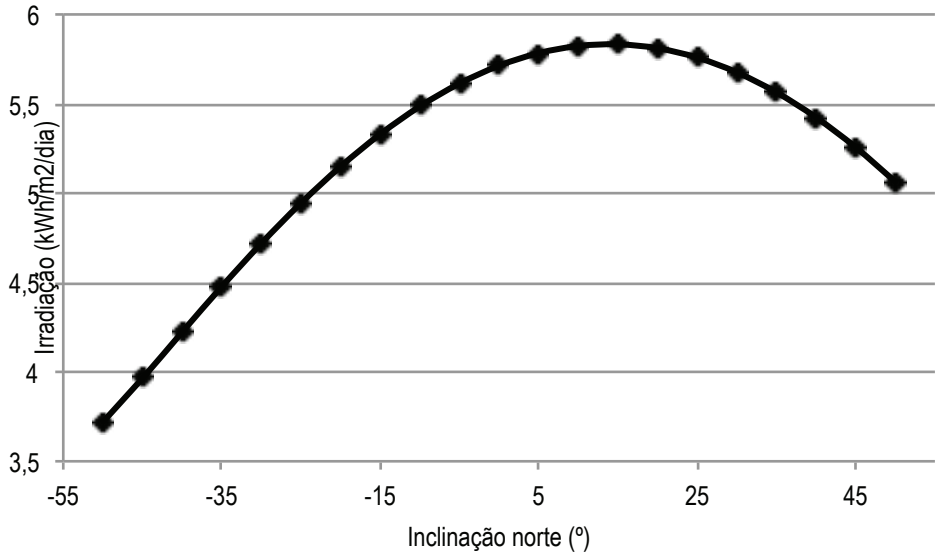


Figura 3. Irradiação no plano de ângulo constante

A principal desvantagem do uso de um ângulo fixo durante todo o ano é que, na maioria das situações, encontramos ângulos de incidência, maiores ou menores, envolvendo a perda de irradiação direta por desorientação.

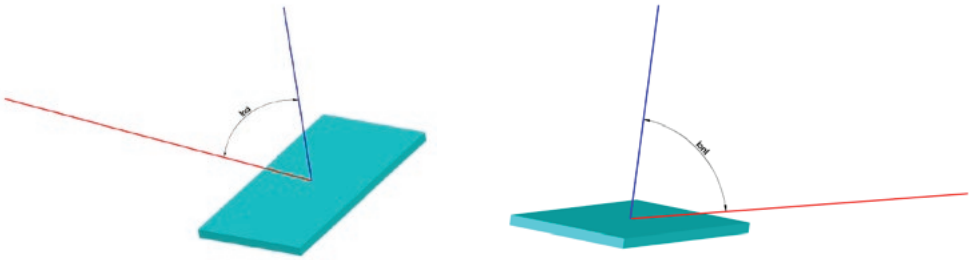


Figura 4. Ângulo de incidência entre o módulo (azul) e o raio solar (vermelho)

As estruturas metálicas são responsáveis pela manutenção da inclinação fixa durante todo o ano. Existem inúmeras soluções estruturais, tanto do ponto de vista de geometria como de materiais. Porém, não é possível definir uma solução de forma geral, pois, em cada caso, deve ser estudada a opção que oferece mais benefícios e maior retorno para o investimento.



Figura 5. Exemplo de estrutura fixa – Conergy



Figura 6. Exemplo de estrutura fixa – Proinso

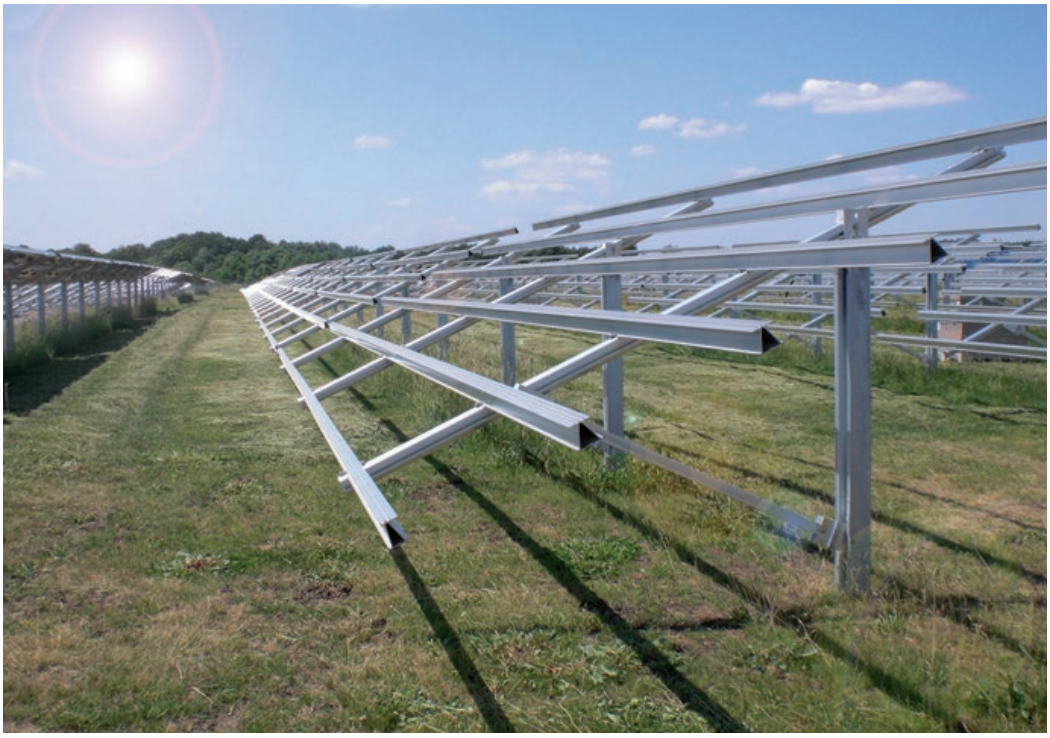


Figura 7. Exemplo de estrutura fixa – Schletter



Figura 8. Exemplo de estrutura fixa – UFV La Maja Aresol



Figura 9. Exemplo de estrutura fixa – UFV Cantalejo Aresol

1.1.2 Estrutura sazonal

As estruturas com ângulo variável são uma primeira evolução de estruturas com ângulo fixo. Da mesma forma que há um ângulo constante durante todo o ano que maximiza a absorção solar para o caso das estruturas fixas, há um ângulo ideal para cada mês, a ser aplicado nas estruturas sazonais. Veja, na figura a seguir, o exemplo dessa variação angular para o projeto Jaíba Solar.

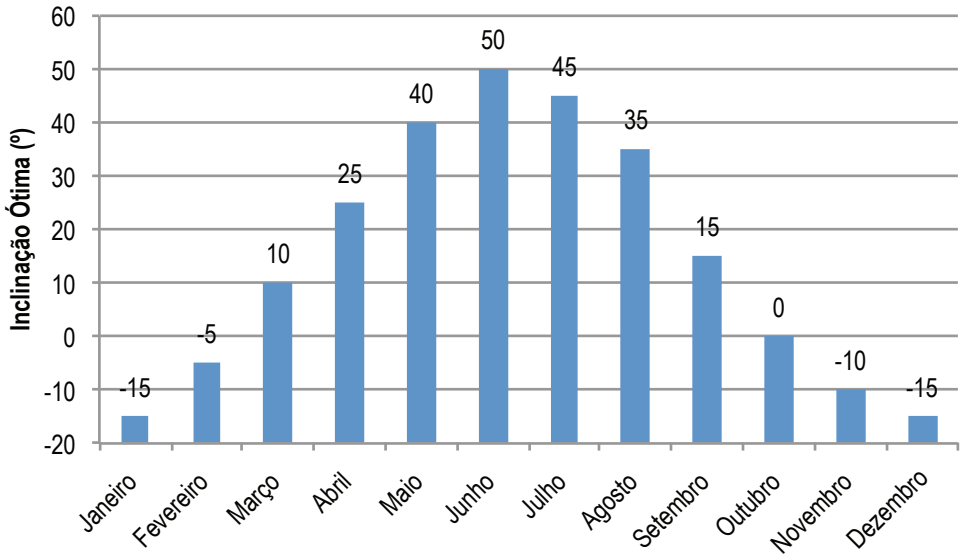


Figura 10. Ângulo ótimo mensal. Caso Jaíba – INPE

Desse modo, o projeto apresentado é interessante porque o ângulo da estrutura pode variar ao longo do ano. Nesse caso, o número de posições alteradas está diretamente relacionado com a complexidade da estrutura, refletindo proporcionalmente nos custos de implantação e manutenção, pois também implica em contratação de pessoal para modificar o ângulo das estruturas, entre outros.

Os sistemas que incorporam um modo automático (mecânico e elétrico) para a modificação dos ângulos passam a ser considerados seguidores. No entanto, existem outras soluções, de tipo manual (mecânico), que facilitam essa tarefa, mas que, de qualquer forma, implica em custos adicionais.

O número de soluções comerciais para a estrutura sazonal é menor, pois a sua aplicação é reduzida para menos casos do que nas demais estruturas. Essa aplicação reduzida se deve ao fato de que o custo de implantação, operação e manutenção é superior ao custo das estruturas fixas. Por sua vez, o ganho de rendimento não é tão significativo, na maioria dos casos. No entanto, em relação à complexidade, diz-se que está em um nível intermediário entre as estruturas fixas e os seguidores.



Figura 11. Exemplo de estrutura móvel – UFV Rincón Aresol



Figura 12. Exemplo de estrutura móvel – Schletter

1.1.3 Estrutura seguidor de um eixo

Os sistemas de seguidores de um de eixo têm como principal característica a rotação do sistema completo em torno de um eixo de direção específico. Existem três eixos usados para esse tipo de estrutura: o eixo polar, eixo horizontal e eixo vertical.

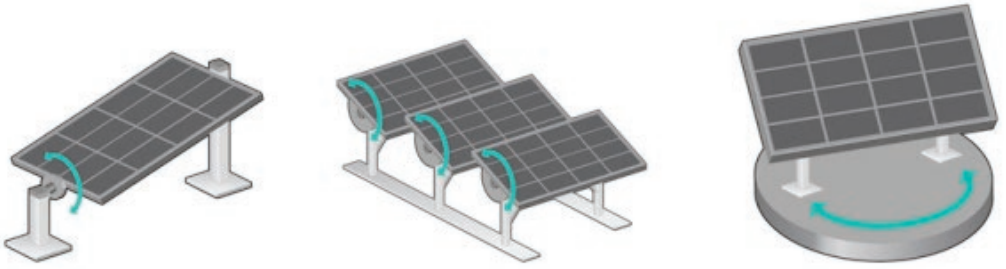


Figura 13. Aproveitamento de estruturas solares de um eixo. Eixo polar, horizontal e vertical

Em geral, o uso de sistemas de seguidores a um eixo tem maior volume de aplicação por ser mais simples e menos oneroso do que os sistemas de rastreamento de dois eixos. No entanto, a definição do melhor tipo de seguidor tem que levar em conta os aspectos econômicos globais, considerando a melhor captação da radiação solar, que, por sua vez, depende da localização geográfica.

Esses sistemas não são recomendados para soluções de aplicação em que os ângulos dos eixos fixos tenham incidência com variação maior que 2º.

Além disso, esse sistema geralmente precisa ser instalado em espaçamentos maiores entre equipamentos e ter uma análise de sombreamento para estabelecer uma solução ideal para o projeto que possa ter o aproveitamento ideal de espaço.

Seguidor de um eixo polar

O primeiro seguidor de um sistema de eixo é do tipo polar. É baseado na geometria das trajetórias solares, sendo interessante a colocação de um plano que gira em torno de um eixo inclinado com direção norte-sul, de acordo com a latitude do lugar.

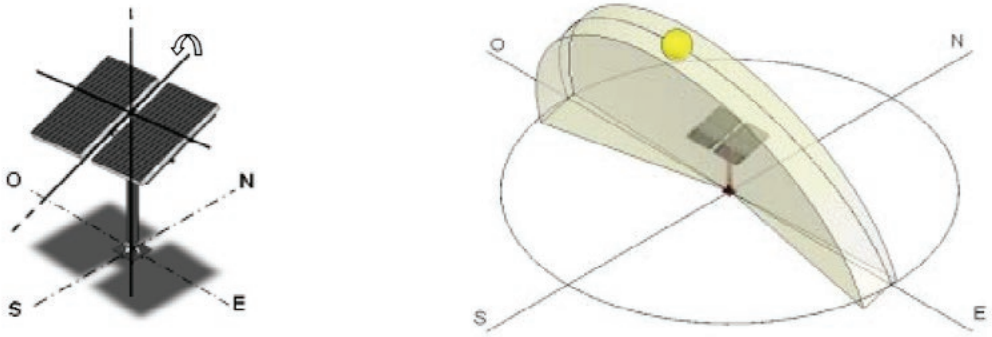


Figura 14. Aproveitamento um eixo polar

No entanto, existe uma variação do ângulo de declinação solar, que atinge 23,45 °, nos solstícios de verão e inverno, e quase 0 º, nos equinócios de primavera e outono. Esse fator pode influenciar o rendimento do sistema e deve ser levado em consideração na engenharia.

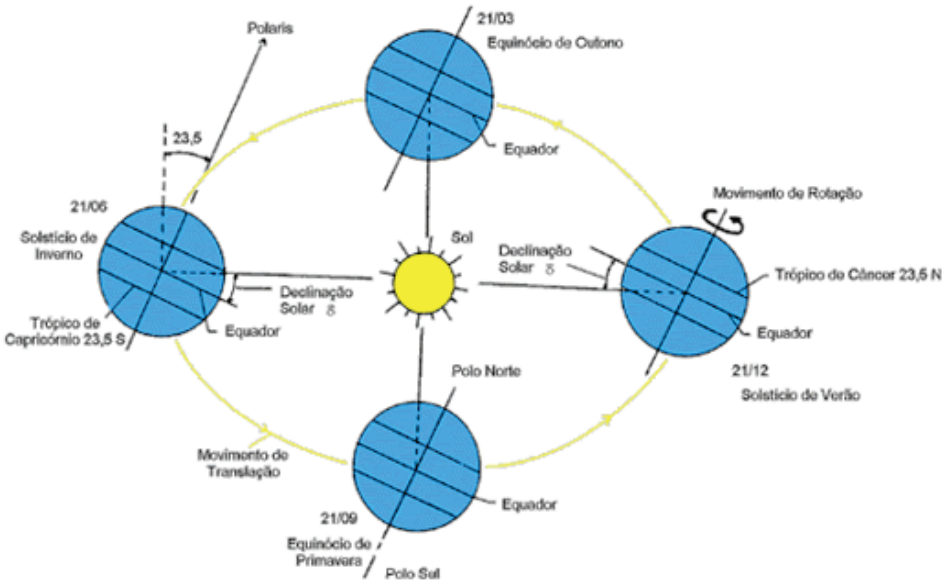


Figura 15. Trajetórias solares

No âmbito do mercado solar, existem inúmeras soluções para todos os tipos de monitoramento e, portanto, também para o caso de seguidores polares. Uma dessas soluções está descrita na Figura 16 a seguir.



Figura 16. Estruturas solares a um eixo polar



Figura 17. Exemplo de estrutura a um eixo polar

Observa-se, nesse caso, que o fabricante de estruturas consegue desenvolver a inclinação do eixo de acordo com a latitude do local de implementação. Para isso, tem-se um suporte frontal e uma estrutura em "V" invertida na parte de trás. Já o eixo móvel parte do suporte frontal e vai até o suporte "V" invertido na parte traseira da estrutura. A razão para a utilização de multiestrutura é garantir a estabilidade do todo.



Figura 18. Estrutura solar a um eixo polar corrigido – Aresol

Desenvolvido dentro do grupo Aresol, o seguidor apresentado pela Figura 18 tem como diferencial a correção do ângulo de inclinação de seu eixo polar, dependendo da época do ano. Isso quer dizer que o seu eixo, inicialmente colocado em um ângulo igual ao valor de latitude, vai aumentando a inclinação, quando está mais próximo da ocorrência do solstício de inverno, e reduzindo, quando se aproxima o solstício de verão.

Seguidor de um eixo horizontal

Seguidor de um eixo horizontal é o segundo tipo de seguidor de um eixo apresentado. Ele é caracterizado quando se trata de uma linha paralela ao plano horizontal conforme demonstrado na figura a seguir.

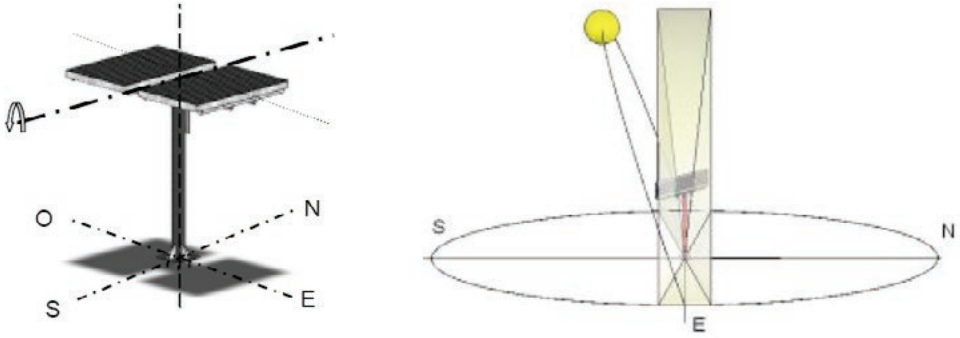


Figura 19. Aproveitamento de um eixo horizontal

É importante salientar que a estrutura de um eixo horizontal pode cobrir até 90 graus de orientação norte-sul ou na direção leste-oeste. A solução que é mais amplamente utilizada é a direção norte-sul, pois maximiza a absorção da irradiação solar em comparação com os demais ângulos. No entanto, para um determinado local, os apoios podem ser colocados em outra direção, como o leste-oeste, sempre estudando vantagens e desvantagens. Ou seja, deve ser definida a solução que melhor atenda às características técnicas do projeto.

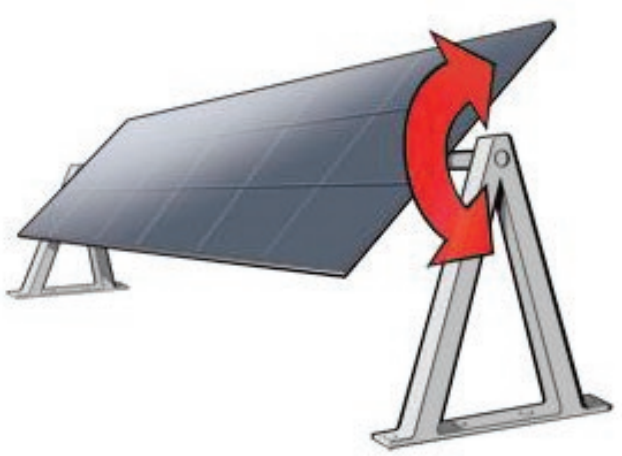


Figura 20. Aproveitamento de estruturas solares a um eixo horizontal



Figura 21. Exemplo de estrutura a um eixo horizontal



Figura 22. Exemplo de estrutura a um eixo horizontal – Mecasolar



Figura 23. Exemplo de estrutura a um eixo horizontal – Clavijo

Seguidor de um eixo vertical

O último modelo de seguidor de um eixo é do tipo vertical. Consiste em uma estrutura que gira de acordo com o movimento do azimute solar.

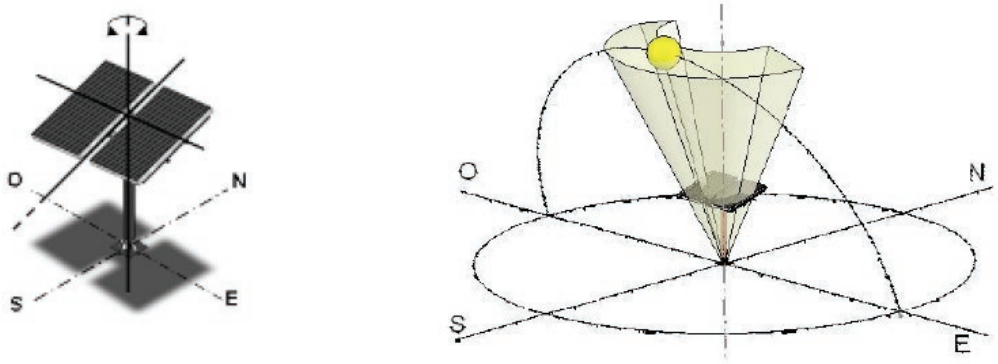


Figura 24. Aproveitamento um eixo vertical

O eixo que define a rotação como vertical é perpendicular ao plano horizontal.

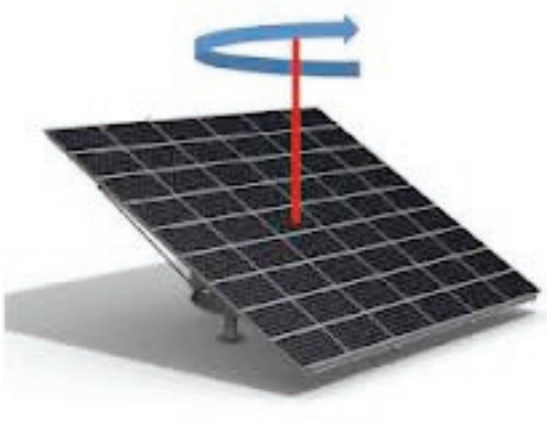


Figura 25. Aproveitamento de estruturas solares a um eixo vertical

É importante notar que, como no seguidor de um eixo horizontal, você deve definir uma inclinação dos módulos que serão fixos durante todo o movimento do seguidor. Esse valor deve ser calculado levando-se em consideração os dados das posições solares e valores de irradiação solar, de uma forma que seja maximizado o aproveitamento energético.

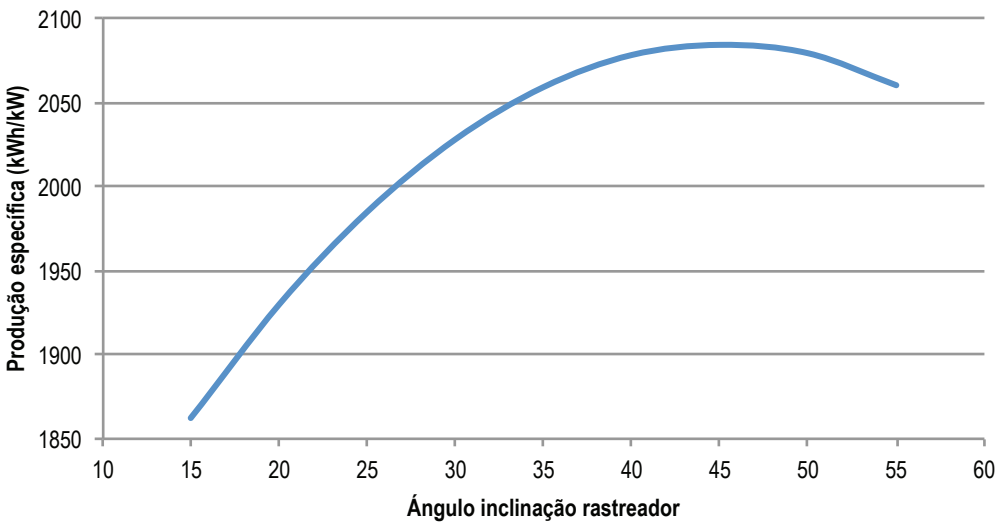


Figura 26. Maximização do aproveitamento do ângulo inclinação rastreador para o projeto Jaíba

No caso de Jaíba, observa-se que, para maximizar a produção do seguidor, seria necessária uma inclinação de 45 °.



Figura 27. Exemplo de estrutura a um eixo vertical



Figura 28. Rastreador de 1 eixo vertical – UFV Rincón - Aresol

1.1.4 Estrutura seguidores de dois eixos

Este tipo de estrutura, denominada também como *tracker*, permite que os módulos estejam sempre orientados perpendicularmente ao sol durante todas as horas do dia. Os ângulos que definem a posição solar são (A) azimute e de elevação (h):

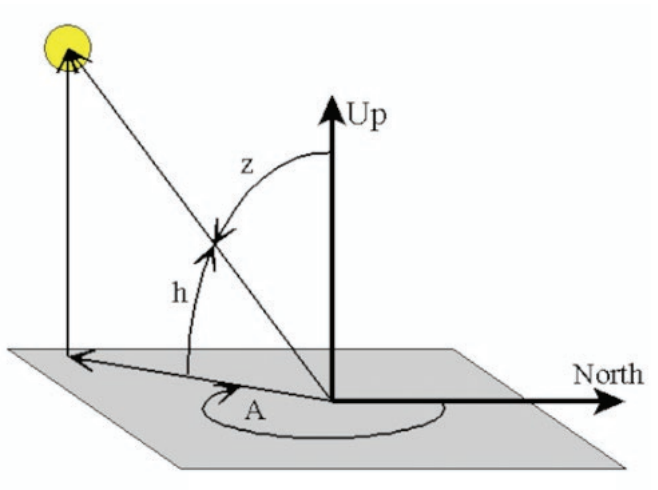


Figura 29. Esquema de explicação de ângulos solares

Estruturas com acompanhamento de dois eixos possuem essa denominação porque eles executam um movimento no ângulo do azimute e o outro na elevação, para garantir sempre a orientação para o sol.

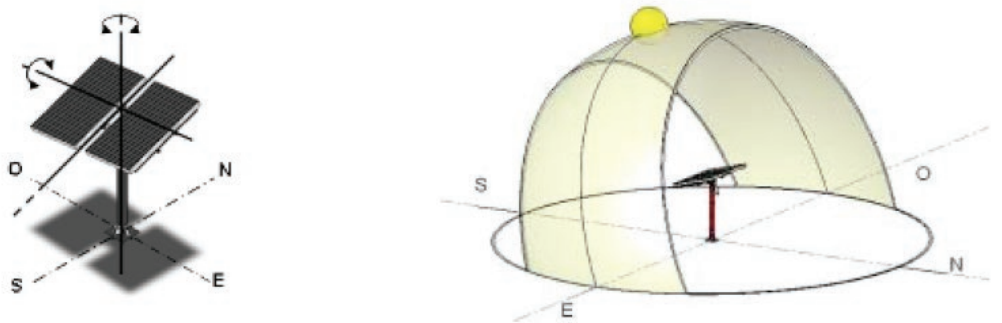


Figura 30. Aproveitamento dois eixos

Dado que é um sistema que é orientado perfeitamente ao longo do dia, essa é a solução que recebe a maior radiação solar, maximizando a relação de produção específica (kWh/kW).



Figura 31. Esquema da estrutura solar de dois eixos

Existem muitos tipos de *trackers* de dois eixos, mas a maioria deles tem uma morfologia semelhante.



Figura 32. Partes da estrutura solar de dois eixos

Destaca-se que o seguidor tem um poste sobre o qual apoia a estrutura inteira. Na parte superior, fica o sistema mecânico que permite a varredura de azimute. Geralmente, todos os sistemas têm um tubo de torque para o desempenho do ângulo de rotação em elevação. O tubo do torque é usado porque utiliza de uma geometria (círculo), que trabalha melhor diante dos esforços de torção mecânica. Fixados no tubo, estão os reforços de perfil, que unem o sistema inteiro até o último elemento, denominado grelha. A grelha é uma rede de vigas de aço em que módulos são suportados, e o seu tamanho varia de acordo com o número de módulos para instalar. As alternativas de engenharia mecânica para a execução do rastreamento são muito amplas, podendo ser por meio de sistemas mecânicos, por engrenagem e por sistemas hidráulicos.

Fabricantes com mais experiência estão evoluindo seus projetos com melhoria significativa nos aspectos referentes à necessidade de manutenção. Atualmente, pode-se dizer que esse problema, que, na fase da tecnologia imatura, teve um impacto importante, foi reduzido ao mínimo, oferecendo seguidores que requerem manutenção de forma regular e simples.



Figura 33. Exemplo de estrutura solar de dois eixos – UFV Lasesa Aresol



Figura 34. Exemplo de estrutura solar de dois eixos – UFV Lasesa Aresol

Além de seguidores que utilizam os ângulos de azimute e elevação para definir seus movimentos, existem outras soluções com base em outro fundamento. É o caso, por exemplo, dos rastreadores de dois eixos com forma de seguidor de um eixo horizontal, adicionando uma função para a inclinação dos módulos. São soluções que permitem estruturas inferiores e, portanto, o uso de menos material durante o projeto, uma vez que o estresse diminui, reduzindo o tamanho e as ações do vento.



Figura 35. Rastreador de dois eixos – Exosun

Os rastreadores de dois eixos são utilizados também na tecnologia de concentração (CPV), em função da necessidade de se ter uma orientação quase perfeita em direção ao sol para garantir a melhor concentração. No entanto, os rastreadores de um eixo também podem servir para a concentração, como é o caso de espelhos parabólicos.



Figura 36. Estrutura de rastreador – CPV Emcore



Figura 37. Estrutura de rastreador – CPV Semprius

2. FUNDAÇÕES

As soluções de fundação para estruturas fotovoltaicas são divididas em duas: fundações profundas e superficiais.

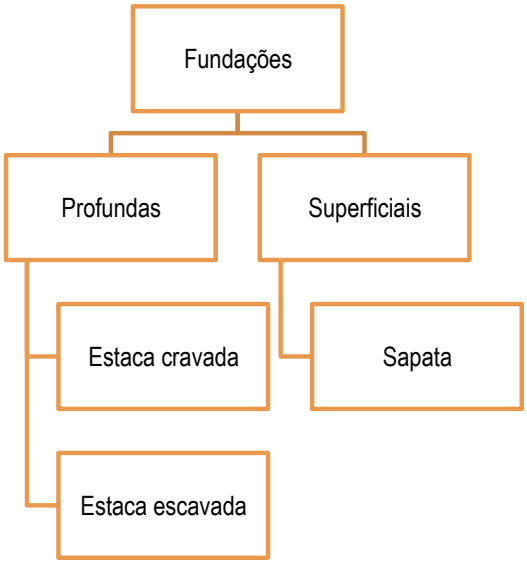


Figura 38. Tipos de fundações

A diferença entre fundações superficiais e profundas é a relação entre superfície horizontal e profundidade, com fundações rasas de superfície, mas com área horizontal maior, enquanto que a fundação profunda implica em uma área horizontal inferior, mas com maior profundidade.

A utilização de fundações profundas, normalmente, é recomendada e aplicada onde as camadas superiores da Terra não têm força suficiente, embora existam outros cenários, como a existência de forças horizontais elevadas, devido ao vento, onde as fundações profundas permitem uma solução muito mais econômica e segura.

A nível de execução, as fundações profundas são mais rápidas, principalmente em terrenos com maior incidência de rochas, porque não requerem um processo de escavação mais ampla, como é o caso das sapatas.

As fundações são constituídas por concreto e aço, em sua generalidade, embora nos casos de estaca cravada não seja necessária a inclusão de concreto.

2.1 Estaca Cravada

Estaca cravada consiste em colocar as fundações no solo por meio de golpes, de tal forma que parte do perfil estará acima, e parte, abaixo do nível do solo.

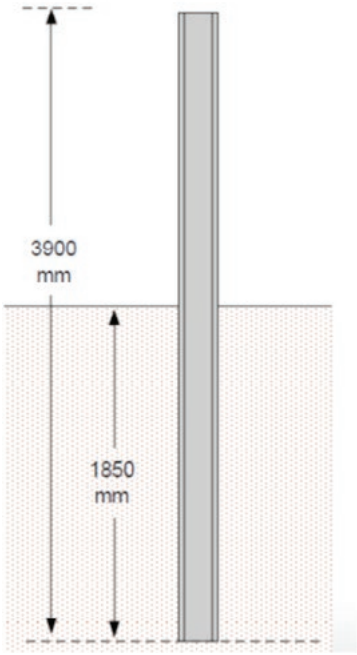


Figura 39. Esquema geral de estaca cravada

As estacas podem ser de aço ou concreto. No caso de aplicações fotovoltaicas, quando utilizadas estacas cravadas, normalmente, essas são de aço. A principal vantagem dessa solução é seu baixo preço e execução rápida, mas, por outro lado, não é recomendável fazer a batida de perfis metálicos porque suas características construtivas podem ser alteradas, afetando a resistência e durabilidade. No entanto, isso não é considerado um problema técnico, desde que se execute o trabalho de acordo com as práticas recomendadas, utilizando equipamentos desenvolvidos especificamente para cravação de estacas metálicas e respeitando os limites de aplicação de esforço previstos no dimensionamento da estrutura.

As estacas cravadas podem ser usadas em áreas que não apresentam grande resistência à penetração, caso contrário, a instalação é inviável.

As figuras a seguir apresentam uma série de imagens mostrando soluções de estacas cravadas de metal.



Figura 40. Maquinaria para execução de estacas cravadas



Figura 41. Postes para as estacas cravadas



Figura 42. Estrutura bi-poste mediante estacas cravadas



Figura 43. Estrutura mono-poste mediante estacas cravadas

Alguns fabricantes oferecem soluções que variam um pouco em relação à estaca cravada convencional. É o caso do parafuso de Mecascrew que se difere das soluções convencionais, por obter um formato de aplicação por meio de rotação em vez de por impacto, reduzindo ao mínimo os danos causáveis. Porém, é uma estaca de custo muito mais elevado devido à complexidade de sua fabricação.



Figura 44. Estaca rotação – Mecasolar



Figura 45. Acabamento estaca rotação – Mecasolar

2.2 Estaca Escavada

Uma variação da estaca é a escavada. A grande diferença é que há necessidade de uma escavação prévia à implementação da estaca e, geralmente, são fundações em concreto armado.

Esta solução é usada, frequentemente, em terrenos de pouca resistência, ou em que o solo de maior resistência está em camada mais profunda. No caso das estacas cravadas, elas têm um bom comportamento de forças laterais e forças verticais de compressão ou tração. Além disso, não tendem a ter problemas devido à resistência do solo no final da fundação, bem como o atrito existente na superfície lateral.

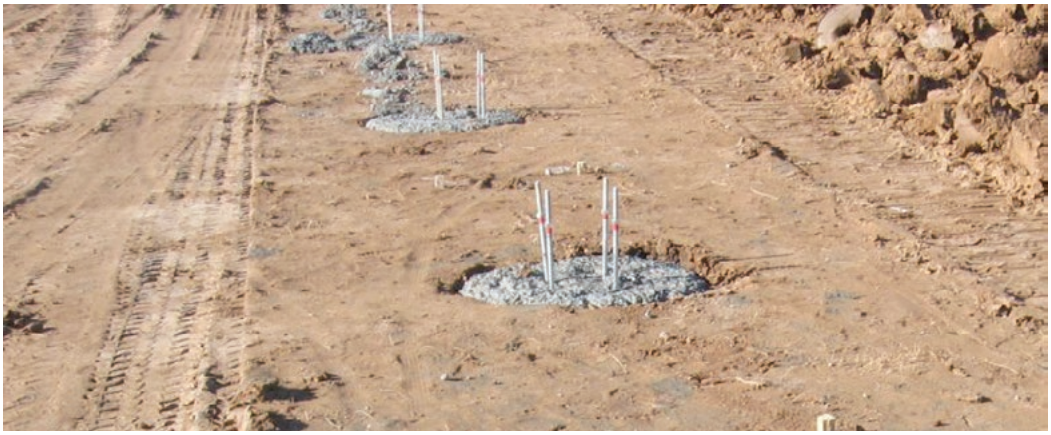


Figura 46. Estaca escavada concreto

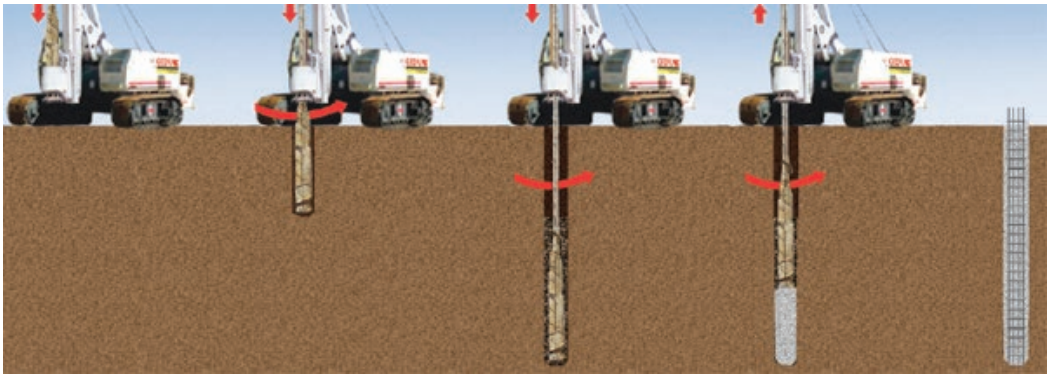


Figura 47. Execução da estaca escavada concreto

2.3 Sapata

A sapata é um tipo de fundação de superfície utilizada, normalmente, em tecnologia solar fotovoltaica com rastreadores de dois eixos e em estruturas em geral.

Há casos em que se utiliza a sapata de concreto sem armadura, apesar de não ser recomendado, porque o aço tem a importante função de garantir a integridade da estrutura e de trabalhar a tração.

Durante a execução da fundação, são inseridos os elementos necessários para a fixação da estrutura metálica na base de concreto. Esses elementos são chamados de chumbadores:



Figura 48. Armadura da sapata



Figura 49. Enchimento do concreto

Outra forma de utilização das sapatas é sobre o solo.



Figura 50. Sapata superficial

Essa solução é normalmente usada quando o solo inferior tem pouca resistência, ou em casos nos quais foi feita a estabilização do solo, por exemplo, com cal. Nesse caso, é possível pré-fabricar as sapatas em outro local que não seja a usina e transportá-las para montagem no parque solar. A sapata da Figura 50 é conhecida como sapata corrida, pois são 3 pontos de apoio no mesmo elemento de fundação (mesma sapata).

As sapatas são a solução clássica em obras verticais, como edifícios, onde se trabalha sob forças verticais. Em tecnologia solar, a existência de forças horizontais faz com que a dimensões desse tipo de fundação sejam muito grandes.

3. ESTUDO DE MATERIAIS E REQUISITOS DAS ESTRUTURAS

3.1 Corrosão Atmosférica

Para áreas nas quais o clima é do tipo tropical, é muito importante que sejam adotadas medidas que impeçam a redução da vida útil das estruturas metálicas devido à corrosão.



Figura 51. Corrosão nas estruturas metálicas

A norma ISO 9223 divide os ambientes corrosivos em cinco níveis, dependendo do tempo de umidificação (TDH), de conteúdo de sulfatos (µg/Nm^3) e cloretos (µg/Nm^3) no ar.

O tempo de umidade é definido como o número de horas em que a umidade relativa do ar é maior do que 80% e a temperatura superior a 0°C.

Para a proteção de estruturas e outros componentes da planta, pode ser analisada a possibilidade de se aplicar tratamentos de aço galvanizado ou anodizado de alumínio. As partes usinadas e os elementos de fixação também devem receber tratamento. Em geral, o objetivo desses tratamentos é garantir a funcionalidade das estruturas, pelo menos, durante os 25 anos de vida útil previstos para a planta.

No caso de tratamentos de galvanização, o regulamento em ISO 14713 define diferentes taxas de corrosão de zinco em função do ambiente corrosivo. No caso do ambiente C3, quantifica-se a corrosão do zinco em 0,7 a 2 mícrons, por ano.

3.2 Corrosão das Fundações

A corrosão das fundações pode ser determinada em função do solo e da água.

Tabela 1. Parâmetros de análise de agressividade química da água e do solo

Tipo de meio agressivo	Parâmetros	Tipo de exposição		
		Ataque fraco	Ataque médio	Ataque forte
Água	pH	6, 5-5, 5	5, 5-4, 5	< 4.5
	CO_2 agressivo (mg CO_2l)	15-40	40-100	> 100
	Íon amônio (mg NH_4^+l)	15-30	30-60	> 60
	Íon magnésio (mg Mg^{2+}l)	300-1.000	1.000-3.000	> 3.000
	O íon sulfato (mg SO_4^{2+}l)	200-600	600-3.000	> 3.000
Solo	Acidez Baumann-barranco	> 20	–	–
	O íon sulfato (mg SO_4^{2-}/kg seco solo)	2.000-3.000	3.000-12.000	> 12.000

Em função dos parâmetros encontrados no solo, é importante adotar as medidas para prevenir a corrosão das fundações para que possam ser mantidas as propriedades estruturais de projeto. No caso de fundações metálicas, o tratamento de superfície é geralmente suficiente, desde que a espessura do tratamento seja devidamente calculada em função da agressão antecipadamente prevista. No caso de utilização do concreto, a utilização de aditivos químicos melhora o comportamento anticorrosão.



Figura 52. Corrosão no concreto

3.3 Condições Geotécnicas

Para definição da melhor estrutura, é recomendado que seja realizado o ensaio denominado *Standard Penetration Test* (SPT), que se trata de um ensaio largamente utilizado na construção civil. No Brasil, ele é normatizado pela ABNT, na NBR 6484, "Solo – sondagens de simples reconhecimento com SPT – Método de ensaio", norma que prescreve o método de execução de sondagens de simples reconhecimento de solos e que tem por finalidade determinar:

a. os tipos de solo em suas respectivas profundidades de ocorrência;
b. a posição do nível-d'água; e
c. os índices de resistência à penetração (N) a cada metro.

Os resultados dos ensaios podem ser suficientes para determinação e dimensionamento das fundações e podem também indicar a necessidade de estudos mais aprofundados.

Carga do Vento

A importância da ação da gravidade sobre a concepção de uma estrutura solar não é tão importante quanto as ações do vento ou da neve, desde que o peso dos módulos não exceda 15 kg/m^2. Para países com clima tropical, como Brasil, a ação de neve não é um fator a ser considerado para os cálculos.

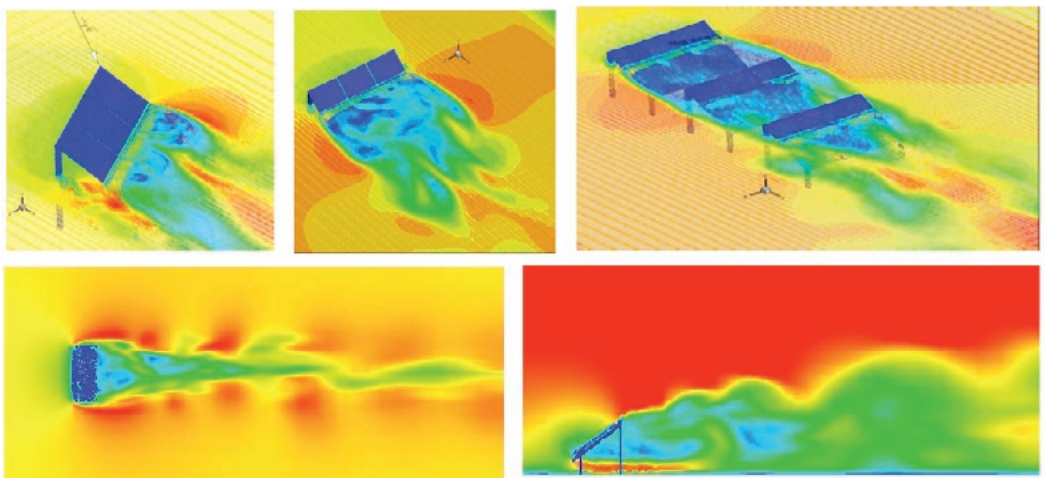


Figura 53. Simulação do efeito do vento em uma estrutura solar

Por sua vez, é muito importante que haja uma definição correta do efeito do vento, pois, na maioria dos casos, é o fator principal para o dimensionamento de estruturas e fundações de um parque solar. As ações do vento em estruturas são quantificadas na forma de pressão (kN/m^2 - kg/m^2) em uma direção normal à superfície em que atua, como pressão ou sucção.

Os projetistas e fabricantes de estruturas solares que melhor conhecem o efeito do vento conseguem ser mais competitivos para oferecer soluções otimizadas para o mercado. No entanto, o custo para se obter esse conhecimento é considerado elevado, porque estamos falando em fazer simulações em túneis de vento ou *softwares* de simulação muito especializados.

Outra maneira de abordar o problema é aplicar as normas gerais relacionadas, porém, normalmente, elas não se adaptam perfeitamente às características do setor fotovoltaico e podem acabar influenciando no dimensionamento das estruturas.

Abaixo está uma série de imagens, nas quais é possível ver as consequências da ação do vento em sistemas fotovoltaicos. Podem até se tratar de situações naturais excepcionais, mas, muitas vezes, podem ser o resultado de um projeto em que foi subestimado o efeito do vento, ou por falta de informações ou até para a redução de custos.



Figura 54. Colapso de estrutura solar I



Figura 55. Colapso de estrutura solar II



Figura 56. Colapso de estrutura solar III



Figura 57. Colapso de estrutura solar IV

O processo de cálculo geral da ação do vento é determinado em conta no projeto de estruturas de acordo com as devidas normas. As normas a serem consideradas são a NBR 6123 e a Eurocode 1.

O primeiro aspecto a considerar é a velocidade básica do vento (V_0). É definida como a máxima velocidade de uma rajada de 3 segundos, que pode ser excedida em média uma vez a cada 50 anos, a 10 m acima do solo, em campo aberto.

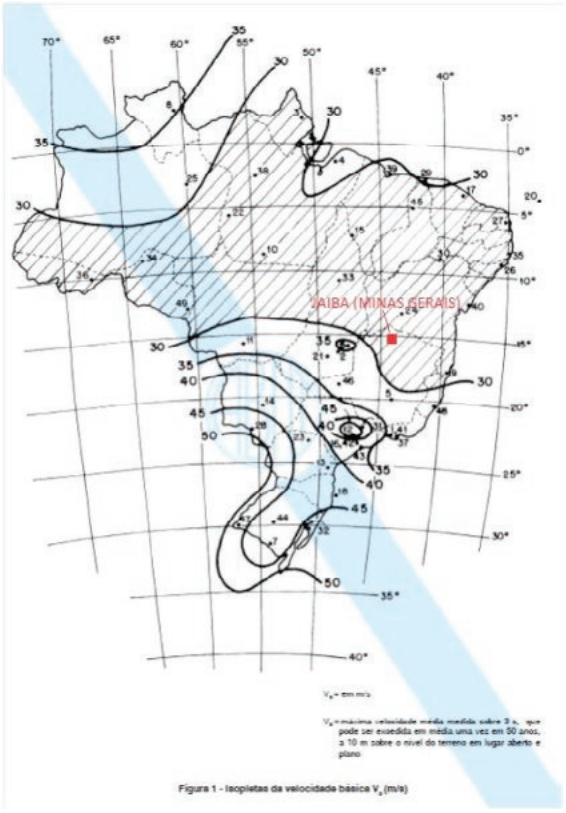


Figura 58. Velocidade básica vento para o projeto Jaíba – NBR 6123

A velocidade básica do vento a 10 metros em um terreno plano é simplesmente uma referência, existem alguns fatores que modificam essa velocidade do vento na altura necessária e de acordo com a topografia e a geometria existente. Na NBR 6123 são apresentados três fatores:

- S_1 – fator topográfico.
- S_2 – a rugosidade do terreno, dimensões do edifício e altura acima do solo.
- S_3 – fator de estatística.

Com todos esses parâmetros, você pode calcular a pressão dinâmica do vento:

$$q = 0{,}613 \cdot V_k^2 = 0{,}613 \cdot (V_0 \cdot S_1 \cdot S_2 \cdot S_3)^2$$

A pressão dinâmica do vento vai ser modificada pela morfologia da estrutura usando o coeficiente de pressão conhecida (c_p). A prática mais comum é, primeiramente, buscar a semelhança entre a estrutura metálica que está sendo projetada com padrões geométricos existentes na legislação. Dada a grande variedade de geometrias existentes, é impossível que a norma possua todas as alternativas, assim, o projetista tem, muitas vezes, de presumir-se que a geometria

é semelhante. Por exemplo, se assumirmos uma instalação de estrutura fixa, no caso de vento horizontal, no sentido da sucção, a primeira linha atua protegendo a seguinte, porém as normas só consideram o caso de um módulo isolado.

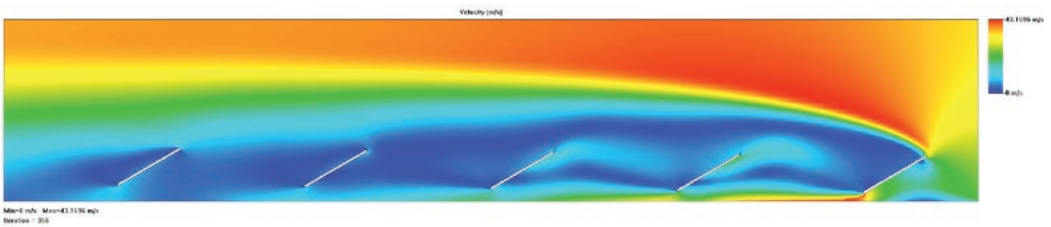


Figura 59. Simulação de vento em estrutura fixa de três fileiras

O cálculo de geometrias complexas torna-se complicado e caro porque a única solução é recorrer a túneis de vento ou programas de simulação numérica de tipo CFD.

Nesse momento, recomenda-se que seja feita a análise com a tabela 7.6 da legislação Eurocode 1 (EN 1991-1-4: 2005) para a definição das cargas de vento em geometrias de tipo módulo fotovoltaico. No entanto, e dependendo da experiência do projetista, podem ser aplicados outros recursos anteriormente descritos, como a simulação por computador.

4. DISPONIBILIDADE E ACESSIBILIDADE DE MATERIAIS NO MERCADO

Em geral, todas as estruturas solares são resolvidas com o uso de aço ou alumínio. As diferenças entre esses materiais são claras:

a. A densidade ou peso específico do aço é muito maior do que a do alumínio. Também, a montagem de perfis de alumínio tende a ser mais rápida em campo porque a estrutura é muito leve, além de outros fatores que serão abordados posteriormente.
b. Os tratamentos são diferentes, no aço tende a ser um banho em zinco (galvanizado), enquanto no caso de alumínio são aplicados tratamentos anodizados.
c. A resistência dos materiais também é diferente, bem como seu comportamento às variações de temperatura.
d. Quanto ao preço: pode se considerar que o alumínio é um pouco mais caro do que o aço, embora, na verdade, os preços flutuam e essa relação pode inverter.

Empresas que utilizam o alumínio em seus projetos possuem máquinas específicas para a criação de perfil. As soluções propostas tendem a ser um pouco mais caras do que o aço, mas, no entanto, têm mais facilidade de montagem, pois sistemas de montagem rápida e fácil podem ser considerados no projeto dos perfis.



Figura 60. Exemplo de perfis de alumínio

A possibilidade de fazer o projeto da geometria dos perfis implica também em soluções muito mais otimizadas em relação à resistência mecânica de acordo com a experiência do fabricante e os cálculos específicos do setor.

Por outro lado, para a utilização do aço como um material, temos a seguinte vantagem: não requer um processo de fabricação de perfis, porque o mercado oferece o acesso aos perfis de aço com uma vasta gama de soluções. Além disso, o uso do metal de folha para a geração do tipo retangular fechado de perfis é uma solução muito barata e que não exige máquinas complexas.



Figura 61. Exemplo de perfis performados a frio aço ao carbono

Como desvantagem do aço, é importante destacar que muitos dos perfis-padrão não desenvolvem toda a sua funcionalidade, no caso de ser usado em estruturas solares, não sendo projetadas exclusivamente para este tipo de sistema.



Figura 62. Exemplo perfis normalizados aço ao carbono

Muitas vezes, a solução não é apenas um dos materiais. Aço e alumínio são aplicados de forma combinada para garantir o melhor custo-benefício do conjunto. Muitos fabricantes de estruturas utilizam aço nas partes onde os esforços são maiores, enquanto nas áreas do conjunto de módulos utilizam-se perfis de alumínio.

A imagem a seguir é um exemplo de estrutura solar onde os dois materiais são usados. O perfil do pilar é um laminado a quente de aço ao carbono, enquanto que os demais elementos estruturais são perfis de alumínio.



Figura 63. Exemplo estrutura mista aço e alumínio – FS Schletter

5. EVOLUÇÃO DO MERCADO NACIONAL E VARIÁVEIS RELEVANTES

5.1 Evolução do Mercado Nacional

Percebe-se uma grande alteração no mercado de fornecimento de estruturas metálicas no Brasil. Durante a análise inicial de mercado para fornecimento de estruturas para o projeto Jaíba Solar, realizada em 2014, foi identificado, naquele momento, que aquisição das estruturas de fabricação nacional não era economicamente viável, conforme mostra a Tabela 2.

Tabela 2. Comparativo de orçamento de estruturas

	Fornecedores Brasileiros				Importados					
	FOTOVOLTEC	WEG	EMAP	HARTBAU	MECA	METALOGALVA	SOUFER/ MADREMAX	SCHLLETER	CLAVIJO	GREEN SOURCE
CIF value	0,749	0,771	0,805	0,752	0,289	0,289	0,580	0,252	0,263	0,383
II					0,041	0,040		0,035	0,037	0,054
IPI					0,017	0,016	0,029	0,014	0,015	0,022
PIS					0,005	0,005	0,010	0,004	0,005	0,007
COFINS					0,026	0,026	0,052	0,022	0,023	0,034
ICMS					0,046	0,046		0,040	0,042	0,061
AFRM					0,007	0,007		0,006	0,006	0,009
Total Duties/Tax	0,000	0,000	0,000	0,000	0,140	0,140	0,091	0,122	0,128	0,185
% duties/tax	0,000	0,000	0,000	0,000	0,484	0,484	0,156	0,484	0,484	0,484
Total value in Brazil	0,749	0,771	0,805	0,752	0,430	0,429	0,671	0,374	0,391	0,568

O ponto que chama a atenção para o período apresentado acima é que as empresas nacionais especializadas em fabricação de estruturas ainda não haviam entrado nesse mercado. Por isso, as cotações foram realizadas com empresas de outro segmento que, eventualmente, iriam terceirizar a fabricação, fazendo com que o custo ficasse, naturalmente, mais elevado.

A partir de então, o mercado de energia fotovoltaica sofreu vários incentivos e expansão no Brasil, resultando no aumento da demanda, o que levou os fornecedores de estruturas metálicas a se especializarem e a fornecerem as soluções completas para estruturas fotovoltaicas.

Atualmente, é possível identificar uma grande evolução de concorrência no mercado de estruturas, no qual se destacam dois fatores que explicam essa evolução: I) incentivos para o setor e o consequente crescimento da demanda e II) a desaceleração da economia em um contexto geral no país, o que fez com que empresas de grande porte do setor de estruturas se reestruturassem para atender também ao mercado de energia fotovoltaica, que normalmente demanda de estruturas mais leves e de menor complexidade.

Quanto à qualidade de fabricação das estruturas, não há dúvidas de que é possível nacionalizar a fabricação em bons níveis de qualidade. A grande questão é que os variados tipos de solução apresentados anteriormente podem gerar uma variação de preço que não está relacionada com a capacidade de fabricação, e, sim, com as exigências do cliente.

5.2 Impactos da Variação Cambial

Outro fator que tem grande influência na tomada de decisão para nacionalização ou importação das estruturas é a variação cambial. Em 2014, durante as primeiras cotações, o dólar era cotado na casa de R$ 2,20 e chegou a ultrapassar R$ 4,00 no final de 2015 e início de 2016.

A figura a seguir representa a variação cambial no período de jan/2014 a mar/2017, chegando a um pico de variação de 87%, em jan/2016.



Figura 64. Variação cambial 2014 a 2017 – fonte: *www.uol.com.br*

Observa-se que, no período analisado, tivemos dois extremos de variação e, nos últimos 12 meses, há uma tendência de estabilização da taxa de câmbio, próximo da casa de R$ 3,20. Nessa faixa cambial, as estruturas nacionais e importadas concorrem de forma similar, quando se analisa o custo total, podendo haver ainda outros fatores que podem influenciar na decisão, como, por exemplo, a possibilidade de melhores condições de financiamento para estruturas nacionais.

6. CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO DAS ESTRUTURAS

A definição dos requisitos de avaliação das estruturas a serem projetadas e fabricadas para uma usina fotovoltaica são extremamente relevantes, considerando o longo período de vida útil da usina, na qual se espera um baixo custo de manutenção, e a integridade das estruturas e painéis solares durante toda a operação. A seguir, serão demonstrados os principais itens de verificação, durante a definição das características das estruturas.

6.1 Normas e Procedimentos Adotados

As estruturas devem ser avaliadas sempre levando em consideração, no mínimo, as normas aplicáveis. Há casos em que o cliente pode exigir processos e procedimentos específicos e, para esses casos, toda documentação técnica de contratação das estruturas deve contemplar as exigências de forma clara. Para garantir o mínimo necessário, sugere-se que sejam consideradas as seguintes normas:

Tabela 3. Normas para projeto das estruturas do projeto Jaíba

Abreviação	Nome
NBR 8800	Projeto de Estruturas de Aço em Edifícios
NBR 8681	Ações e segurança nas estruturas
NBR 6120	Cargas para o cálculo de estruturas de edificações
NBR 6123	Forças devidas ao vento em edificações
EN 1991-1-4	Eurocode 1. Ações estruturas. Ações do vento
NBR 15421	Projeto de estruturas resistentes a sismos – Procedimento
NBR6323	Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido – Especificação
NBR14643	Corrosão atmosférica – Classificação da corrosividade de atmosferas
ISO 14713	Proteção contra a corrosão do ferro e do aço em estruturas
ISO 1461	Galvanizados por imersão a quente
EN 1991	Eurocode 9. Desenho estruturas alumínio
EN ISO 7599	*Anodizing of aluminium and its alloys. General specifications for anodic oxidation coatings on aluminium*

6.2 *Check List* de Avaliação para Estuturas

Para garantir uma boa verificação durante o processo de aquisição das estruturas, é importante avaliar os diversos critérios técnicos envolvidos. Para estruturar a avaliação, é necessário que se tenha um *check list* no qual todos os dados técnicos e todas as documentações sejam verificados no momento mais adequado.

6.2.1 Critérios gerais

Os critérios de avaliação apresentados na tabela abaixo são as informações gerais a serem verificas em qualquer projeto de estrutura para uma planta solar.

Tabela 4. *Check list* de características gerais

CHECK LIST DE AVALIAÇÃO DE ESTRUTURAS METÁLICAS							
Nº	Descrição	Unidade	Exemplo Especificação	Aplicabilidade por tipo de estrutura			
1	Características gerais			Fixa	Sazonal	"Seguidor 1 eixo"	"Seguidor 2 eixos"
1.1	Tipo estrutura / Sistema	–	Fixa / Sazonal / Seguidor	Sim	Sim	Sim	Sim
1.2	Separação entre postes	m	≤4	Sim	Sim	Sim	Sim
1.3	Ângulo de inclinação dos módulos	º	15	Sim	Sim	Sim	Sim
1.4	Comprimento módulo fotovoltaico	mm	1.638 - 1.650	Sim	Sim	Sim	Sim
1.5	Largura módulo fotovoltaico	mm	982 - 992	Sim	Sim	Sim	Sim
1.6	Espessura do marco módulo fotovoltaico	mm	40	Sim	Sim	Sim	Sim
1.7	Espaçamento perfis apoio módulos	mm	1.000-670-1.000	Sim	Sim	Sim	Sim
1.8	Espaçamento entre módulos	cm	≤2	Sim	Sim	Sim	Sim
1.9	Número de módulos fotovoltaicos por mesa	Un	≤ 42	Sim	Sim	Sim	Sim
1.10	Área de painéis por mesa	m^2	Indicar	Sim	Sim	Sim	Sim
1.11	Altura mínima da menor cota dos módulos em relação ao chão	m	1	Sim	Sim	Sim	Sim
1.12	Declividade do solo na direção leste-oeste	%	4%	Sim	Sim	Sim	Sim
1.13	Peso dos módulos fotovoltaicos	kg	20	Sim	Sim	Sim	Sim
1.14	Pressão dinâmica do vento	Pa	≥552	Sim	Sim	Sim	Sim
1.15	Coeficiente força pressão (efeito descendente)	–	≥0,7	Sim	Sim	Sim	Sim
1.16	Coeficiente força sucção (efeito ascendente)	–	≥1,4	Sim	Sim	Sim	Sim
1.17	Efeito temperatura (térmico) a considerar no desenho	ºC	≥40	Sim	Sim	Sim	Sim
1.18	Tipo de rastreador		1 eixo	Não	Não	Sim	Sim
1.19	Altura do rastreador	m	Indicar	Não	Não	Sim	Sim
1.20	Aço galvanizado a quente		ISO 1461	Sim	Sim	Sim	Sim
1.21	Resistência mecânica (indicar o esforço mecânico aplicado ao solo)		Considerar peso dos módulos e carga de vento	Sim	Sim	Sim	Sim
1.22	Resistência química (indicar o material do rastreador)		Considerar agressividade do ambiente classe C3 (ISO 14713)	Sim	Sim	Sim	Sim
1.23	Velocidade mínima vento fora de serviço	km/h	≥ 140	Sim	Sim	Sim	Sim
1.24	Elementos de fixação das estruturas		INOX / GEOMET 321 ISO 10683 EN 13858 ASTM FII36 ASTM FII36M	Sim	Sim	Sim	Sim
1.25	Instalação do inversor na estrutura		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim	Sim

6.2.2 Critérios para estruturas móveis

Avançando um pouco mais nos critérios de avaliação das estruturas, podemos detalhar as características relacionadas, quase em sua totalidade, a estruturas móveis de 1 ou 2 eixos. É importante observar que alguns dos critérios ainda são aplicáveis a estruturas fixas e sazonais. A tabela a seguir detalha os itens de análise para os eixos verticais e horizontais das estruturas.

Tabela 5. *Check list* de características de estruturas móveis

CHECK LIST DE AVALIAÇÃO DE ESTRUTURAS METÁLICAS							
Nº	Descrição	Unidade	Exemplo Especificação	Aplicabilidade por tipo de estrutura			
2	Características eixo horizontal			Fixa	Sazonal	"Seguidor 1 eixo"	"Seguidor 2 eixos"
2.1	Alinhamento		N-S	Sim	Sim	Sim se horizontal	Sim
2.2	Rastreamento		E-W	Não	Sim	Sim se horizontal	Sim
2.3	Curso mínimo do eixo horizontal	º	≥ 60º	Não	Sim	Sim se horizontal	Sim
2.4	Precisão do rastreamento azimutal	º	≤ 2º	Não	Não	Sim se horizontal	Sim
2.5	Atuador elétrico com variador de frequência		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se horizontal	Sim
2.6	Sensor do posicionamento absoluto (inclinômetro absoluto)		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se horizontal	Sim
2.7	Trava elétrica		Par controlado	Não	Não	Sim se horizontal	Sim
2.8	Trava hidráulica		Indicar	Não	Não	Sim se horizontal	Sim
2.9	Bloqueio mecânico de manutenção		Exigido. Indicar conformidade	Não	Sim	Sim se horizontal	Sim
2.10	Segurança 1 - Movimento para posição horizontal quando receber sinal de excesso de vento		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se horizontal	Sim
2.11	Segurança 2 - Sensor de posição do giro do rastreador (fim de curso)		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se horizontal	Sim
3	Características eixo vertical (Azimut)						
3.1	Rotação mínima	º	≥ 400	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.2	Precisão do rastreamento	º	≤ 2	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.3	Curso mínimo do eixo horizontal		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.4	Sensor do posicionamento absoluto (codificador absoluto)		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.5	Trava elétrica		Par controlado	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.6	Trava hidráulica		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.7	Bloqueio mecânico de manutenção		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.8	Segurança 1 - Movimentação para posição horizontal quando receber sinal de excesso de vento		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se vertical	Sim
3.9	Segurança 2 - Sensor de posição do giro do rastreador (fim de curso)		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim se vertical	Sim

6.2.3 *Check list* de elétrica

Os parâmetros relacionados ao conjunto elétrico das estruturas móveis são importantes, visto que em muitos casos a engenharia e o fornecimento são realizados pelo mesmo fornecedor das estruturas. A tabela a seguir ilustra os principais itens de verificação da disciplina de elétrica.

Tabela 6. *Check-list* de sistemas elétricos

CHECK LIST DE AVALIAÇÃO DE ESTRUTURAS METÁLICAS							
Nº	Descrição	Unidade	Exemplo Especificação	Aplicabilidade por tipo de estrutura			
4	Painel elétrico			Fixa	Sazonal	"Seguidor 1 eixo"	"Seguidor 2 eixos"
4.1	Alimentação		380 V- 60 Hz	Não	Não	Sim	Sim
4.2	Quadro		IP 65	Não	Não	Sim	Sim
4.3	Proteção elétrica		Disjuntor e diferencial	Não	Não	Sim	Sim
4.4	Sistema automático de controle por rastreador		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim	Sim
4.5	*Display* de visualização para configuração		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim	Sim
4.6	Portas de comunicação abertas		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim	Sim
4.7	*Software* do posicionamento astronômico		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim	Sim
4.8	Conectores rápidos para motores		Exigido. Indicar conformidade	Não	Não	Sim	Sim
4.9	Consumos		Indicar	Não	Não	Sim	Sim

6.2.4 *Check list* de fundação

As fundações também precisam ser avaliadas durante a análise, pois podem influenciar no custo global do empreendimento. A tabela a seguir ilustra os principais itens de verificação para as fundações das estruturas.

Tabela 7. *Check list* de fundações

CHECK LIST DE AVALIAÇÃO DE ESTRUTURAS METÁLICAS							
Nº	Descrição	Unidade	Exemplo Especificação	Aplicabilidade por tipo de estrutura			
5	Características da fundação			Fixa	Sazonal	"Seguidor 1 eixo"	"Seguidor 2 eixos"
5.1	Tipo de fundação		Indicar				
5.2	Esforço axial máximo da estrutura com a fundação (em tração e compressão)	kg	≤3.100,00	Sim	Sim	Sim	Sim
5.3	Esforço horizontal máximo da estrutura com a fundação	kg	≤1.200,00	Sim	Sim	Sim	Sim
5.4	Momento fletor máximo da estrutura com a fundação	kg·m	≤1.800,00	Sim	Sim	Sim	Sim
5.5	Cobrimento mínimo do perfil na fundação	cm	≥7	Sim	Sim	Sim	Sim

6.2.5 *Check list* de documentações e garantia

O *check list* ainda deve contemplar a verificação das normas e procedimentos exigidos e adotados, bem como as garantias e treinamentos, oferecidos pelo fornecedor, e todas as documentações técnicas que serão disponibilizadas durante e após o fornecimento. A tabela a seguir ilustra os principais itens de verificação.

Tabela 8. *Check list* de documentações e garantia

CHECK LIST DE AVALIAÇÃO DE ESTRUTURAS METÁLICAS							
Nº	Descrição	Unidade	Exemplo Especificação	Aplicabilidade por tipo de estrutura			
6	Certificados e padrões			Fixa	Sazonal	"Seguidor 1 eixo"	"Seguidor 2 eixos"
6.1	Projeto de Estruturas de Aço em Edifícios	NBR 8800	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.2	Ações e segurança nas estruturas	NBR 8681	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.3	Cargas para o cálculo de estruturas de edificações	NBR 6120	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.4	Forças devidas ao vento em edificações	NBR 6123	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.5	Eurocode 1. Ações estruturas. Ações do vento	EN 1991-1-4	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.6	Projeto de estruturas resistentes a sismos - Procedimento	NBR 15421	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.7	Galvanização de produtos de aço ou ferro fundido - Especificação	NBR6323	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.8	Corrosão atmosférica – Classificação da corrosividade de atmosferas	NBR14643	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.9	Proteção contra a corrosão do ferro e do aço em estruturas	ISO 14713	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.10	Galvanizados por imersão a quente	ISO 1461	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.11	Eurocode 9. Desenho estruturas alumínio	EN 1991	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
6.12	*Anodizing of aluminium and its alloys. General specifications for anodic oxidation coatings on aluminium*	EN ISO 7599	Verificar atendimento na proposta	Sim	Sim	Sim	Sim
7	Garantia de produto e garantia de desempenho						
7.1	Garantia dos equipamentos		≥ 10 anos	Sim	Sim	Sim	Sim
7.2	Garantia da estrutura		≥ 25 anos	Sim	Sim	Sim	Sim
7.3	Assistência técnica		conforme garantia	Sim	Sim	Sim	Sim
8	Documentação						
8.1	Especificação Técnica Detalhada		Exigido	Sim	Sim	Sim	Sim
8.2	Catálogo de Informações do Produto		Exigido	Sim	Sim	Sim	Sim
8.3	Manual de Instalação		Exigido	Sim	Sim	Sim	Sim
8.4	Manual Operação e Manutenção		Exigido	Sim	Sim	Sim	Sim
8.5	Notas de Segurança e Precaução		Exigido	Sim	Sim	Sim	Sim
8.6	Idiomada da documentação		Português e Inglês	Sim	Sim	Sim	Sim

7. CONCLUSÕES

Pode-se concluir que há uma grande influência das estruturas metálicas em um projeto fotovoltaico, e que a definição do tipo de estrutura a ser instalada deve ser estudada para cada caso, sendo que não é possível se definir qual o tipo de estrutura mais viável, pois essa definição está atrelada às variáveis, como, por exemplo, o local de implantação, a capacidade de investimento, o fator de capacidade esperado para o empreendimento, entre outras.

Além disso, fatores externos, como a variação cambial e a conjuntura econômica, podem influenciar de forma significativa no preço das estruturas e na contratação local ou externa. Dessa forma, é extremamente necessário levar a fundo os estudos de projeto e análises de mercado para definição da melhor solução global para o empreendimento.

8. REFERÊNCIAS

[1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *NBR 6120* – Cargas para o cálculo de estruturas de edificações, 1980.

[2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *NBR 6123* – Forças devidas ao vento em edificações, 1988.

[3] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *NBR 6323* – Produto de aço ou ferro fundido revestido de zinco por imersão a quente, 1990.

[4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *NBR 8681* – Ações e segurança nas estruturas – Procedimentos, 2003.

[5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *NBR 8800* – Projeto de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios, 2008.

[6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *NBR 14643* – Corrosão atmosférica – Classificação da corrosividade de atmosferas, 2001.

[7] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS: *NBR 15421* – Projetos de estruturas resistentes a sismos - Procedimentos, 2006.

[8] EUROPEAN STANDARD: *EN 1999-1-1* – Eurocode 9: Design of aluminium estructures – Part1-1: General rules, 2009.

[9] EUROPEAN STANDARD: *EN 1991-1-4* – Eurocode 1: Actions on structures – Part 1-4: General actions – Wind actions, 2010.

[10] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION: *ISO 1461* – Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles – Specifications ans test methods, 2009.

[11] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION: *ISO 7599* – Anodizing of aluminium and its alloys - General specifications for anodic oxidation coatings on aluminium, 2010.

[12] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION: *ISO 14713* – Zinc coatings – Guidlines and recommendations for the protection against corrosion of iron and steel in structures, 2009.

CAPÍTULO 12

Desenvolvimento de Caixa de Junção Inteligente para Plantas Solares

Luís Guilherme Monteiro de Oliveira – CEI SOLAR
Daniel Pereira de Carvalho – Universidade Federal do Triângulo Mineiro
Gustavo Malagoli Buiatti – Alsol Energias Renováveis S.A.

Foto: http://static3.elblogverde.com/wp-content/uploads/2009/09/panel-solar-fotovoltaico.jpg



OBJETIVO

Apresentar o desenvolvimento de uma caixa de junção de combinação inteligente para qualquer tipo de tecnologia de módulo fotovoltaico ou inversor a serem utilizados em plantas solares e suas futuras expansões ou em usinas já existentes.

1. INTRODUÇÃO

Um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) é composto por diversos componentes, destacando-se: módulos fotovoltaicos; chaves seccionadores CC; proteção contra sobretensões CC; caixa de combinação/junção (*String Box*); inversores; aterramento; disjuntores CA dos inversores; proteção contra sobretensões CA; disjuntor-geral de baixa tensão da planta solar; e um sistema de monitoramento remoto e estação meteorológica. A Figura 1 apresenta um diagrama esquemático unifilar de componentes que compõem um SFCR.

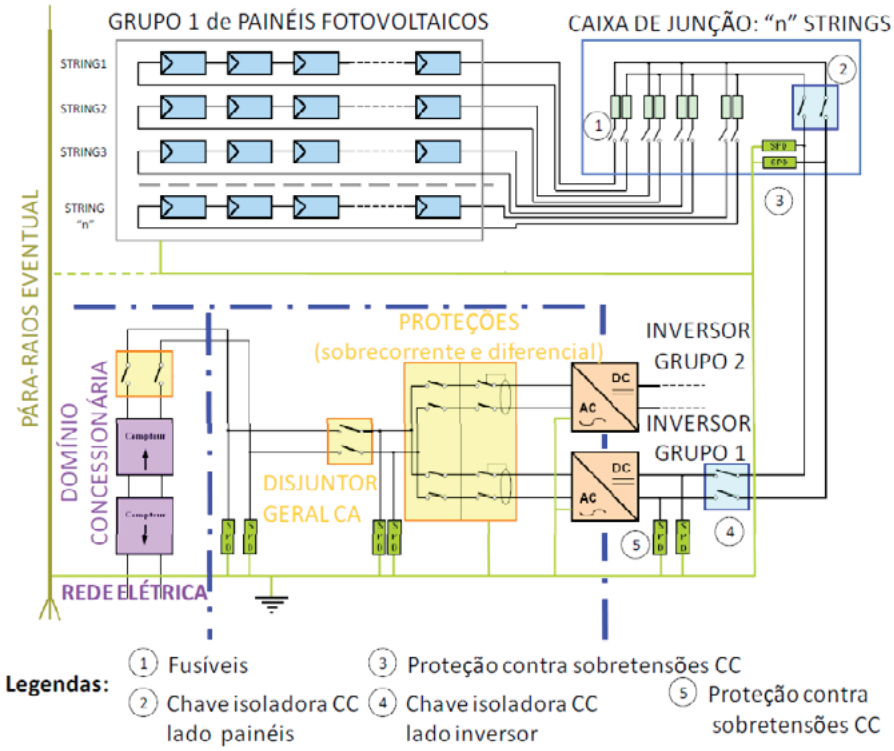
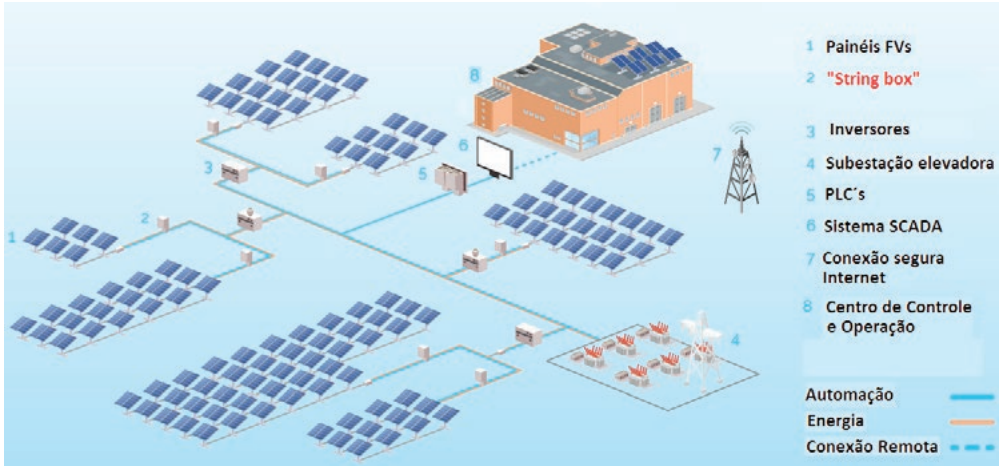
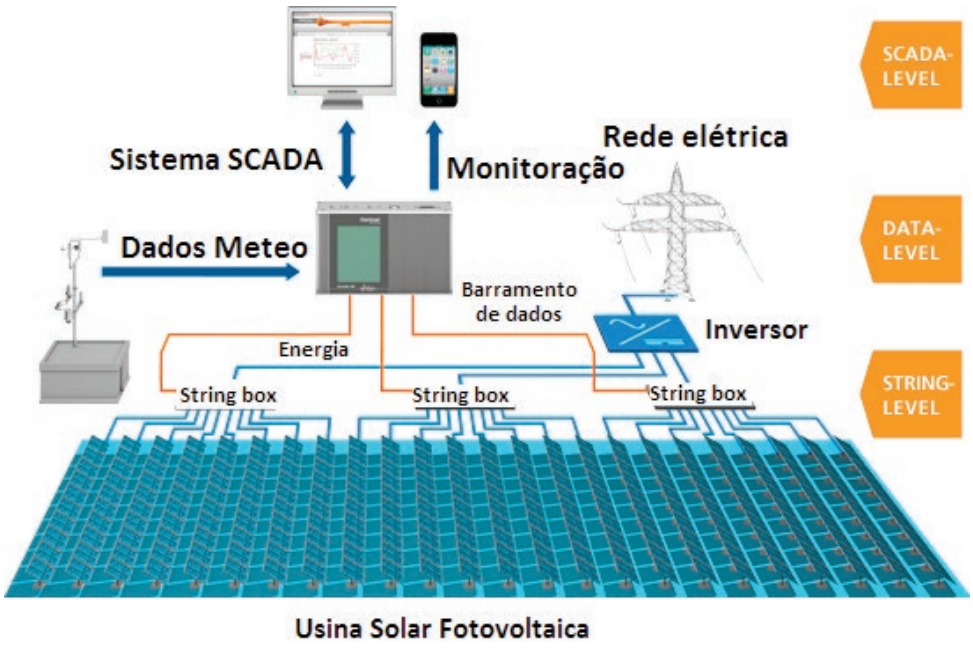


Figura 1. Componentes que compõem um SFCR

O SFCR apresentado na Figura 1 está conectado à rede de baixa tensão, porém, em plantas de elevada potência, a conexão é realizada em média ou alta tensão e sua configuração é, praticamente, a mesma, com exceção da presença de um transformador elevador (subestação elevadora) entre o ponto de conexão da rede elétrica e os inversores. A Figura 2 (a) e (b) apresentam um esquemático com os principais componentes de um SFCR de grande porte e o fluxo de informação e energia da usina solar.



(a)



(b)

Figura 2. Esquemáticos com os principais componentes de um SFCR de grande porte e o fluxo de informação e energia da usina solar

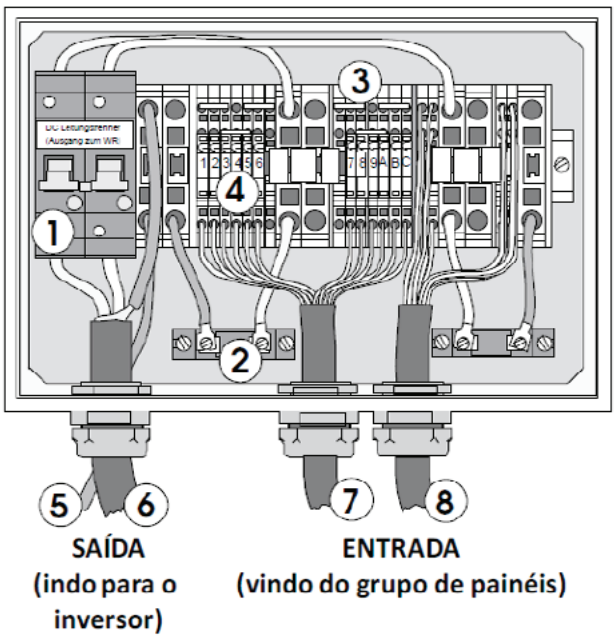
Durante a operação de uma planta fotovoltaica de grande porte, o seu monitoramento contínuo é uma característica essencial para a verificação do seu desempenho e para a sua rentabilidade, como destaca [4].

Normalmente, os inversores são incorporados com funções de monitoramento e disponibilização de informações acerca da produção de energia, tanto no lado CC quanto no lado CA do sistema. Especificamente no caso de inversores centrais, essas informações se referem a um grupo inteiro de fileiras (*strings*) conectadas em paralelo por meio da caixa de combinação (denominada de *string box*), também chamada de caixa de junção.

Recentemente, alguns fornecedores de caixas de junção têm adicionando algumas funcionalidades, como: medição de tensão do barramento, medição de corrente para cada arranjo FV e, consequentemente, a potência gerada por cada arranjo e interfaces de comunicação remota (RS-485, GSM/GPRS, Ethernet, etc.).

Essas funções fornecem dados sobre a produção de energia, informações que auxiliam nas manutenções preventivas e corretivas. Entretanto, os aplicativos computacionais utilizados para esse fim, fornecidos pelo fabricante da caixa de junção, podem gerar incompatibilidade no monitoramento das partes constituintes do sistema, caso o fornecedor não seja o mesmo dos inversores, o que pode ser um problema para plantas maiores construídas em diversas etapas.

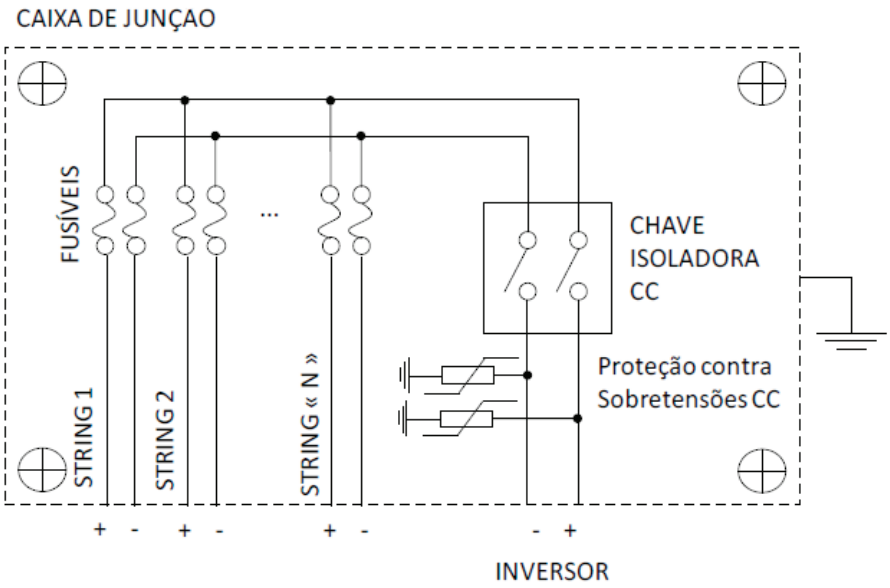
A caixa de combinação comumente utilizada nesses sistemas é a apresentada na Figura 3, com a configuração clássica desse dispositivo evidenciando os equipamentos que a compõe: fusíveis e/ou diodos de anti-retorno (*by-pass*), proteção de sobretensão CC e uma chave seccionadora/isoladora CC. Assim, a Figura 4 (a) e (b) mostra o esquema elétrico de uma caixa de junção clássica sem diodos de anti-retorno. Já a Figura 5 apresenta alguns exemplos de *string boxes* instaladas em usinas solares.



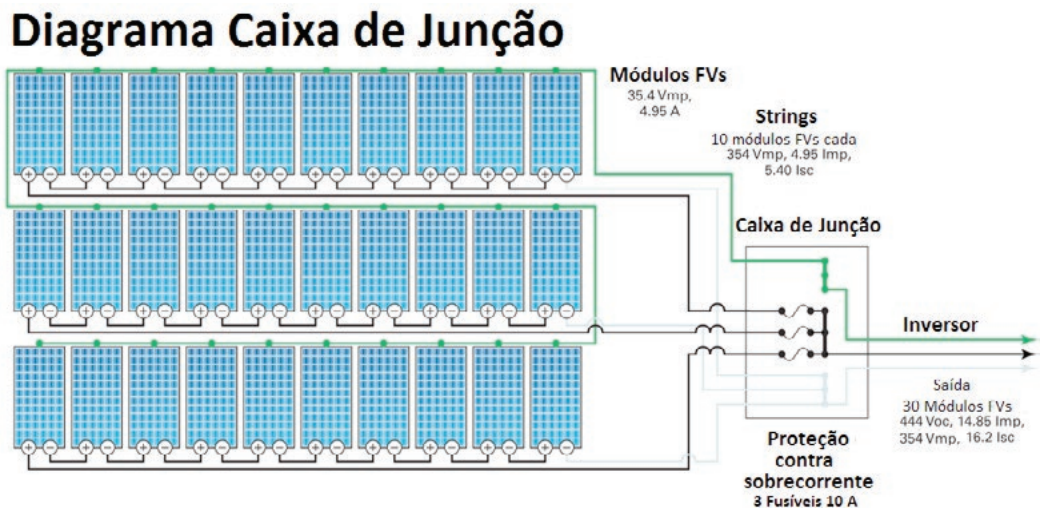
Dentro da caixa de junção:
1. Chave isoladora CC
2. Proteção sobretensão CC
3. Bornes de cada string
4. Fusíveis e/ou diodos anti-retorr

Externo à caixa de junção:
5. Pára-raios
6. Cabo blindado principal CC
7. Cabos positivos das strings
8. Cabos negativos das strings

Figura 3. Caixa de junção clássica para agrupamento de *strings* de painéis fotovoltaicos



(a)



(b)

Figura 4. Esquema elétrico de uma caixa de junção clássica sem diodos de antirretorno



Figura 5. Exemplo de *strings boxes* instaladas em usinas solares fotovoltaicas

Diante de tal fato, um dos grandes problemas relacionados às plantas fotovoltaicas de grande potência ocorre no momento da expansão do sistema, pois, para cada fase de expansão, pode ocorrer mudança de fornecedores e equipamentos. Assim sendo, é necessário verificar se a comunicação remota do novo fornecedor é compatível com o sistema anterior, ou se ele pode integrar todas essas informações no *software* já disponível.

Este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma caixa de combinação inteligente para qualquer tipo de tecnologia de módulo fotovoltaico ou inversor a serem utilizados em plantas solares e suas futuras expansões ou em usinas já existentes. Para tal, foi desenvolvido um protocolo de comunicação padrão, um *software* específico (em língua portuguesa) em conformidade com os padrões brasileiros e uma série de funcionalidades e inovações contidas no equipamento, conforme destacadas a seguir:

- Monitoramento contínuo das condições dos conjuntos de módulos FVs que formam cada *string* utilizando técnica de diagnóstico de falhas, com a opção de eliminar ou reutilizar sensores de corrente contidos na usina solar e reutilizando o diodo de anti-retorno ou eliminando-os completamente.
- Comunicação remota e em tempo real com um servidor da operadora da planta, com protocolo a ser definido pela operadora e com *Graphical User Interface* (GUI), em português, e desenvolvido nos mesmos padrões das outras interfaces já existentes.

De forma a ilustrar a estrutura da caixa de combinação inteligente proposta neste projeto, a Figura 6 apresenta o circuito eletrônico, o circuito chaveado constituído de elementos ativos e passivos controlados ou não (em vermelho), o sistema de aquisição de dados e de comunicação (em verde), devidamente protegidos contra interferências eletromagnéticas e em conformidade com as normas de compatibilidade eletromagnética.

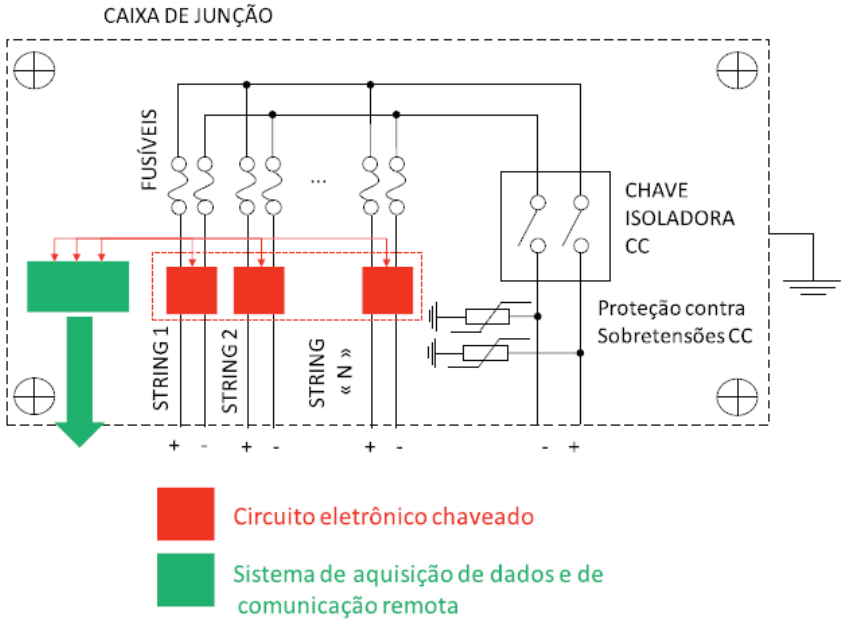


Figura 6. Esquema elétrico geral da caixa de combinação inteligente desenvolvida

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para o desenvolvimento da caixa de junção inteligente compreendeu as etapas a seguir.

2.1 Concepção de um Circuito Eletrônico e Sistema de Aquisição de Dados para a Caracterização das Curvas de Potência das *Strings* Fotovoltaicas

Nesta etapa, foi desenvolvido o circuito chaveado capaz de caracterizar, periodicamente, as curvas características de corrente *versus* tensão (potência *versus* tensão) de cada *string*, reduzindo ao máximo o número de componentes, com o objetivo de reduzir os custos associados à implementação do circuito.

O desenvolvimento do circuito de caracterização foi dividido em três partes principais, são elas: circuito de caracterização I-V, circuito de chaveamento dos arranjos FV e unidade de controle e aquisição de dados.

O circuito de caracterização I-V é o circuito de potência responsável por realizar a caracterização do arranjo fotovoltaico. Foram consideradas diferentes técnicas para implementação desse circuito e optou-se por utilizar a técnica da carga capacitiva. Nas sessões posteriores, serão apresentados as diferentes técnicas estudadas, o projeto detalhado do circuito e a descrição de sua operação.

O circuito de chaveamento é o circuito responsável por desconectar os arranjos FVs do barramento CC do inversor e conectá-los ao circuito de caracterização I-V. Nas sessões posteriores serão apresentados o projeto detalhado e a descrição da operação desse circuito.

Por fim, o circuito da unidade de controle e aquisição de dados é responsável por realizar o condicionamento dos sinais (por exemplo, a tensão do conjunto de *strings*) provenientes do circuito de caracterização I-V, para que eles possam ser digitalizados e enviados a um processador digital de sinais (ex: *Digital Signal Processor* (DSP)) e, posteriormente, para que os sinais de controle sejam enviados para o circuito de chaveamento dos arranjos FV.

Cabe salientar que, durante o desenvolvimento desta etapa, foi analisado o impacto do circuito adicional na operação do inversor que está conectado logo após a caixa de junção (ver Figura 1), pois o seu funcionamento não deve ser alterado. Além disso, foram realizadas simulações computacionais do circuito (utilizando o *software* Matlab) e, posteriormente, validações em campo (em uma planta real) também foram realizadas, conforme descrito a seguir.

2.2 Montagem e Integração do Sistema dentro de uma Caixa de Combinação Comercial e Teste de Aquisição das Curvas em Sistema Real e Operativo em Uberlândia

Esta etapa teve como objetivo realizar a validação do circuito que caracteriza a curva de potência de cada *string* em sistemas FVs reais e que se encontravam em operação, em seu decorrer, foram realizados ajustes e adicionadas novas funcionalidades no protótipo desenvolvido na etapa A. O principal produto desta etapa foi o sistema de *hardware* que oferece suporte às técnicas de diagnóstico de falhas em *strings*.

Esta etapa do projeto consistiu em integrar o que foi desenvolvido com os componentes usuais de uma caixa de junção (conectores fotovoltaicos de tipo MC4, fusíveis, chave seccionadora CC e proteção contra sobretensões CC, ver Figuras 1 a 6). Cabe salientar que a caixa de combinação desenvolvida está em conformidade com as normas vigentes, ou seja, grau de proteção (IP65 ou IP67) e resistente às condições de operação (ampla faixa de variação de temperatura, esforços mecânicos, etc.).

2.3 Desenvolvimento e Validação da Técnica de Diagnóstico de *Strings* Defeituosas ou operando abaixo do Esperado

Após a verificação e validação experimental do correto funcionamento do circuito que caracteriza a curva de potência de cada *string*, a terceira etapa do projeto consistiu na utilização dessa informação para fins de diagnóstico de avarias e alarmes indicando presença de sombra, sujeira ou defeitos (*hot spots*). Nesta etapa, uma nova técnica inovadora e original foi aplicada.

2.4 Definição de Sistema de Comunicação Remoto e Elaboração de *Software* de Operação e Monitoramento do Sistema

Concomitantemente à etapa anterior, foi desenvolvida a parte de comunicação remota, juntamente com a interface GUI de operação e monitoramento do sistema de acordo com os protocolos de comunicação e as especificações da operadora, sempre utilizando o protótipo desenvolvido.

3. TÉCNICAS PARA A CARACTERIZAÇÃO DA CURVA I-V PARA UMA *STRING* FV

O elemento básico que converte diretamente a luz solar em energia elétrica é a célula solar [5]. As células solares são conectadas em um arranjo denominado módulo solar [6] e estes, por sua vez, podem ser conectados em série, para elevar a tensão, e em paralelo, para elevar a corrente, formando os arranjos fotovoltaicos [7]. Diferentes tecnologias de módulos FVs possuem respostas diferentes à variação de irradiância, temperatura e massa de ar [8-10]. Para que se possa avaliar o desempenho dos arranjos fotovoltaicos em distintas condições de operação, deve-se conhecer a sua curva característica I-V.

A curva característica I-V de um módulo ou arranjo FV (fotovoltaico) descreve a capacidade de conversão de energia em função da irradiância e da temperatura. Ela representa as combinações de corrente e tensão nas quais o módulo ou arranjo FV pode ser operado – considerando-se temperatura de célula e irradiância constantes. A Figura 7(a-e) mostra as curvas I-V típicas, assim como a curva potência-tensão (P-V) para diferentes condições de operação. Os pontos notáveis, de suma importância para qualquer aplicação fotovoltaica, ou seja, corrente de curto-circuito (Isc), tensão de circuito-aberto (Voc), tensão (Vmpp) / corrente (Impp) e potência máxima (Pmáx) no ponto de máxima potência, estão apresentados na Figura 7(e).

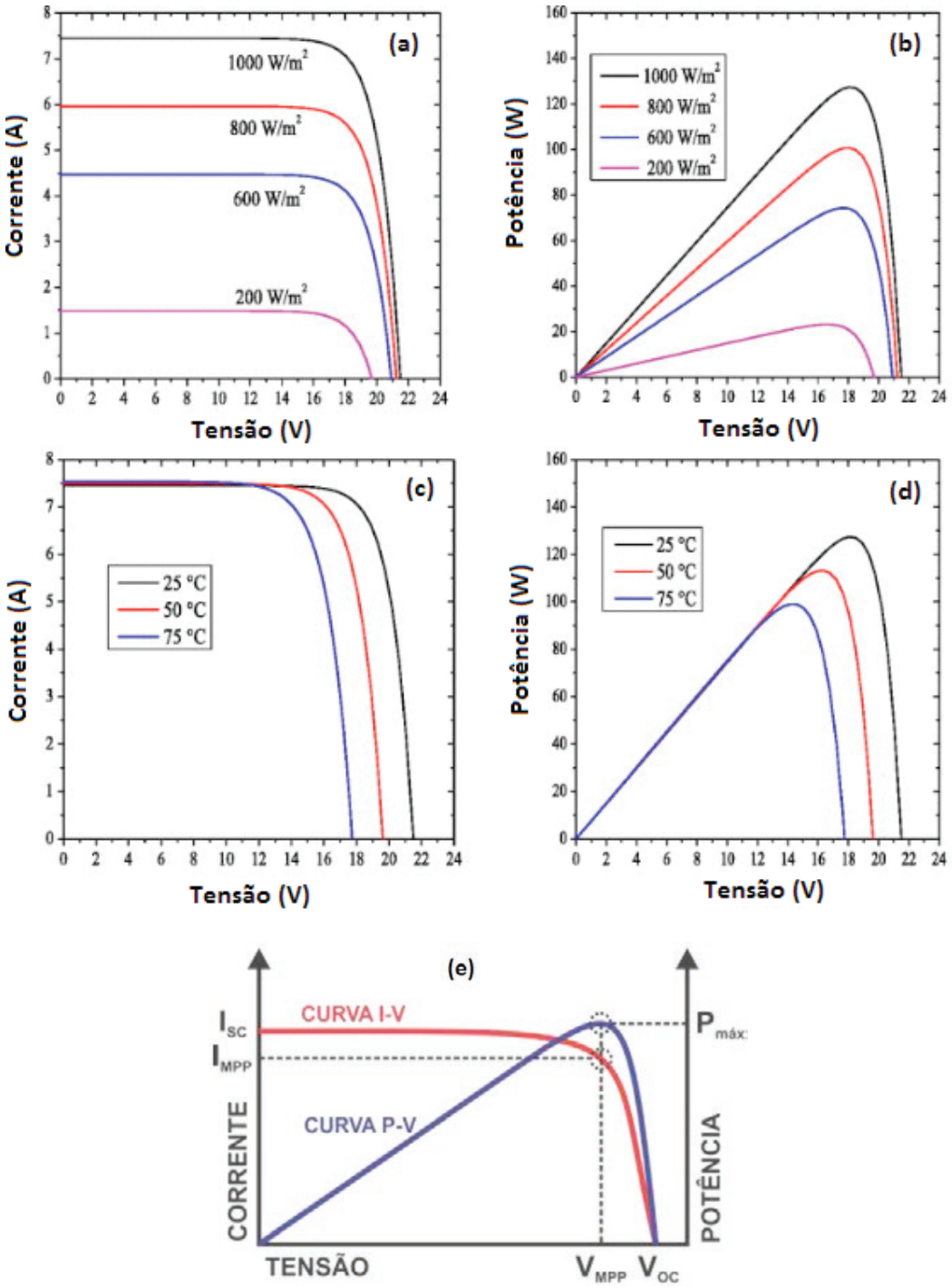


Figura 7. (a) curvas características I x Vs para diferentes níveis de irradiância; (b) curvas características P x Vs para diferentes níveis de irradiância; (c) curvas características I x Vs para diferentes níveis de temperatura; (d) curvas características P x Vs para diferentes níveis de temperatura; (e) curva IxV / PxV e seus pontos notáveis

Deve-se monitorar a curva I-V dos arranjos FV por diferentes razões. Por exemplo, como ferramenta de garantia de qualidade, pode-se determinar o ponto de máxima potência nas condições reais de operação e então extrapolar esses dados para as condições-padrão de teste (*Standard Test Conditions*[1] – STC) [11], bem como compará-lo com a potência nominal ou analisar se ele corresponde às especificações acordadas em contrato. Além disso, a curva I-V pode ser utilizada como uma ferramenta de manutenção e diagnóstico fornecendo informações para detecção de inconformidades como: células danificadas, pontos quentes (*hot spots*), sombreamento, entre outras.

O princípio básico para realizar a caracterização de um arranjo fotovoltaico é controlar a corrente fornecida entre zero, tensão de circuito aberto (V_{OC}), e a corrente de curto-circuito (I_{SC}). Diferentes métodos foram propostos para realizar a caracterização, dentre eles destacam-se: resistor variável, carga capacitiva, carga eletrônica, amplificadores e fontes de alimentação de quatro quadrantes, conversores CC/CC e carga indutiva.

Os principais fatores que devem ser considerados ao selecionar um método de caracterização são o custo, a quantidade de medições, a velocidade de aquisição dos dados, a precisão e a repetibilidade. Uma revisão detalhada de diferentes métodos de caracterização pode ser encontrada em [12]. A seguir, é apresentada uma descrição, sucinta e objetiva, de um dos métodos mais utilizados, o qual foi escolhido para o desenvolvimento da caixa de junção.

3.1 Método da Carga Capacitiva

A carga capacitiva é um dos métodos mais utilizados em equipamentos comerciais para caracterização da curva I-V de módulos e arranjos FV, métodos *off-line*, em campo [18]. Sua utilização é recomendada por diversos guias e padrões internacionais para medição de arranjos FV de 2 kWp até 50 kWp, segundo [4, 19]. Assim, a Figura 8 mostra uma das diferentes topologias de circuito para a caracterização da curva I-V, utilizando o método da carga capacitiva.

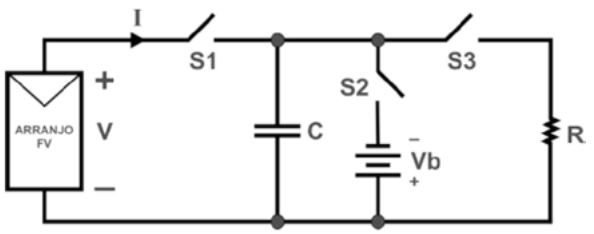


Figura 8. Circuito de medição da curva I-V pelo método da carga capacitiva

1 Irradiância -> 1000 W/m², temperatura da célula de 25 ºC e distribuição espectral AM=1,5.

Em [20], é desenvolvida uma carga capacitiva portátil que implementa as chaves utilizando IGBTs e a carga como um arranjo série-paralelo de capacitores e resistores. Segundo [14], o valor da capacitância é diretamente proporcional à corrente Isc e inversamente proporcional à Voc: quanto menor o valor da capacitância, maior deve ser a velocidade com que o sistema é amostrado para garantir a precisão e confiabilidade da curva amostrada. Entretanto, devido à redução dos custos dos sistemas de aquisição, esse não é um problema na atualidade. Portanto, para se obter uma curva I-V confiável, deve-se utilizar capacitores de alta qualidade, de baixa resistência série e perdas reduzidas.

Além disso, esse método pode ser adaptado em conversores CC/CC clássicos de forma invasiva, com pequena alteração de *hardware* e *software* [21], ou, até mesmo, de forma não invasiva em conversores CC/CC de potência a capacitores comutados e que podem fazer o uso de um amortecedor de oscilações (*snubber* dissipativo, do tipo RCD). Ou seja, é possível realizar o controle da tensão e da corrente na entrada do inversor fotovoltaico [22].

Finalmente, esta seção apresentou, de forma sucinta e objetiva, o método de carga capacitiva e sua topologia de circuito elétrico/eletrônico amplamente utilizado na caracterização de curvas I-V de arranjos fotovoltaicos e, portanto, o mesmo foi adotado no desenvolvimento da caixa de junção. Entretanto, após a revisão do estado da arte, conclui-se que, atualmente, existe uma gama de métodos e topologias que podem ser aplicados no desenvolvimento de equipamentos portáteis, para a realização de medições periódicas em campo, assim como existem métodos que podem e devem ser implantados na maioria dos inversores fotovoltaicos presentes no mercado atual, possibilitando a caracterização de curvas I-V em tempo real e com alto valor agregado em termos de funcionalidades adicionais às já comumente existentes.

4. PROJETO DO CIRCUITO DE CARACTERIZAÇÃO I-V

Como descrito na seção anterior, a carga capacitiva é um dos métodos mais utilizados em equipamentos comerciais para caracterização da curva I-V de módulos e arranjos FV, métodos *off-line*, em campo [18]. Sua utilização é recomendada por diversos guias e padrões internacionais para medição de arranjos FV de 2 até 50 kWp, [4, 19], razão pela qual esse método foi selecionado para o circuito de caracterização I-V da caixa de junção inteligente desenvolvida neste projeto. A Tabela 1 mostra os principais parâmetros utilizados para o projeto do caracterizador de curvas I-V de arranjos FVs, e a Figura 9 mostra o esquemático de um circuito de carga capacitiva ideal composto do arranjo FV, uma chave e um capacitor.

Tabela 1. Principais parâmetros utilizados para o projeto do caracterizador de curvas I-V de arranjos FVs

Parâmetros de Projeto	
Tecnologia	Carga capacitiva
Tensão máxima	1.200 V
Corrente máxima	10 A

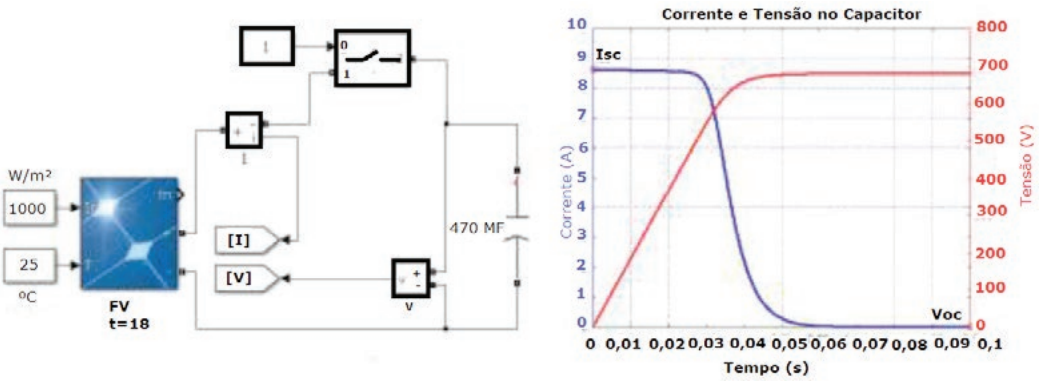


Figura 9. Carga capacitiva ideal e formas de onda I e V

Considerando que o capacitor, apresentado na Figura 8, encontra-se, inicialmente, descarregado (tensão nula em seus terminais), e a chave é fechada no instante t_0, o arranjo FV começa a carregar o capacitor com sua corrente de curto-circuito Isc. Assim, a partir desse momento, a tensão no capacitor começa a aumentar, deslocando o ponto de operação I-V de I=Isc, V=0 até a tensão de circuito aberto I=0, V=Voc, quando a carga do capacitor termina. A Figura 10 mostra o diagrama esquemático do circuito de carga capacitiva utilizado para caracterização de arranjos FVs na caixa de junção inteligente desenvolvida.

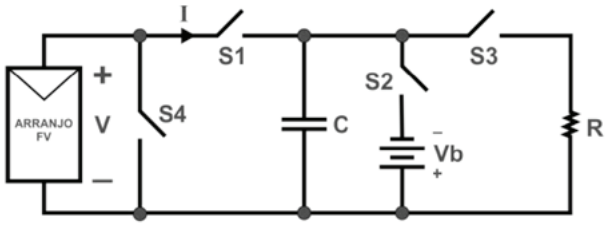


Figura 10. Diagrama esquemático do circuito de caracterização de arranjos FV utilizando o método da carga capacitiva aplicado à caixa de junção inteligente desenvolvida

A operação desse circuito ocorre da seguinte maneira. No início da medição, o capacitor é descarregado (tensão nula em seus terminais) por meio do resistor R fechando-se a chave S3. Em seguida, a chave S3 é aberta e a chave S1 é fechada, ou seja, o arranjo FV começa a carregar o capacitor com a corrente de curto-circuito Isc. A partir desse momento, a tensão no capacitor começa a aumentar e a corrente começa a diminuir, movendo o ponto de operação I-V de I=Isc e V=0 até a tensão de circuito aberto I=0 e V=Voc, quando a carga do capacitor termina. Alternativamente, pode-se, antes de iniciar a operação de carga do capacitor pelo módulo ou arranjo FV, fechar a chave S2 para carregar o capacitor com uma tensão negativa compensando as quedas de tensão nas chaves e outros componentes do circuito. Esse procedimento pode ser utilizado para garantir que a curva I-V contenha o ponto I=Isc e V=0. Por sua vez, a chave S4 pode ser utilizada para realizar uma leitura mais precisa de Isc.

Assumindo que o arranjo FV possui a curva característica I-V ideal (Figura 11), o tempo de carga do capacitor t_c irá depender apenas da capacitância C e dos valores de Isc e Voc, podendo ser calculado de acordo com a Equação 1.

$$t_C = \left(\frac{V_{OC}}{I_{SC}}\right) \times C \tag{1}$$

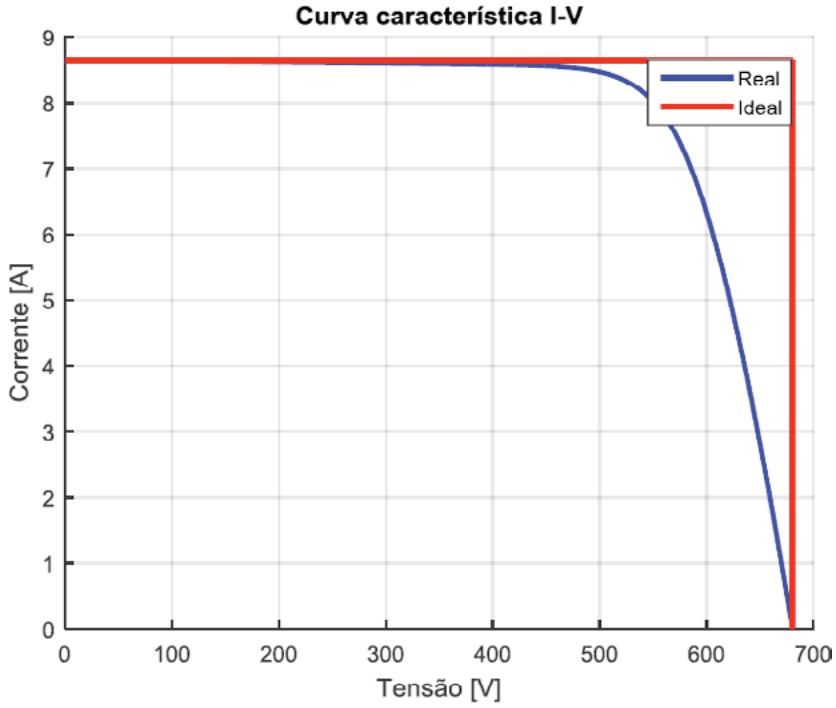


Figura 11. Curva característica I-V real (em azul) e ideal (em vermelho)

Em curvas características I-V reais, a corrente diminui com o aumento da tensão, como indicado na Figura 11, e o tempo de carga será ligeiramente superior ao calculado utilizando a Equação 1. Mesmo assim, o valor calculado fornece uma aproximação suficientemente boa para o projeto.

O valor da capacitância deve ser escolhido para que o tempo de carga do capacitor seja pequeno o suficiente para que as condições operacionais (irradiância e temperatura) possam ser consideradas constantes durante todo o processo de caracterização. Segundo [4], o tempo de carga deve ficar entre 20-100ms. Portanto, além de permitir que as condições operacionais possam ser consideradas constantes, esse pequeno tempo reduz o tamanho e o calor gerado pelos componentes eletrônicos.

É importante ressaltar que, na prática, nem sempre é possível calcular uma capacitância que atenda a toda a faixa de operação do arranjo FV. Como resultado, é comum obter tempos de carga de centenas de milissegundos, o que ainda pode ser considerado razoável.

4.1 Projeto do Circuito de Medição de Corrente

Existem duas técnicas para se medir corrente: medição direta e medição indireta. A medição indireta de corrente é baseada em propriedades físicas como as leis de Ampere e Faraday ou no efeito Hall sem que haja nenhuma conexão elétrica direta entre o circuito monitorado e o circuito de medição. Por exemplo, ao se colocar uma bobina em torno de um condutor percorrido por uma corrente, aparecerá, em seus terminais, uma tensão induzida proporcional à corrente no condutor. Essa técnica é tipicamente utilizada para medições de correntes elevadas na faixa de 100 A até 1.000 A. Entretanto, esse método, exige a utilização de sensores relativamente caros e não é indicado para medições de pequenas correntes.

A medição direta de corrente é baseada na lei de Ohm e consiste em colocar um resistor (resistor *shunt*) em série com a carga, a tensão gerada no resistor *shunt* é proporcional à corrente da carga. A tensão no resistor *shunt* pode ser medida por amplificadores diferenciais como os monitores de corrente *shunt* (*Current Shunt Monitors* – CSMs), amplificadores operacionais (OP AMPS), amplificadores de diferença (*Difference Amplifiers* – DAs) ou amplificadores de instrumentação (*Instrumentations Amplifiers* – IAs). Essa técnica é considerada invasiva uma vez que o resistor *shunt* e o circuito de medição estão diretamente conectados ao circuito de medição. O resistor *shunt* também dissipa potência, o que pode ser um problema para muitas aplicações. Sendo assim, essa técnica é indicada para aplicações com correntes inferiores a 100 A.

Considerando as características de projeto e operação do caracterizador de curvas I-V, optou-se por utilizar a técnica de medição direta de corrente, pois as correntes medidas são relativamente pequenas, por volta de 10 A; não existe a necessidade imediata de isolação galvânica; e, por não utilizar sensores especializados, essa técnica possui o custo menor.

O resistor *shunt* pode ser posicionado de duas formas no circuito, entre a fonte de alimentação e a carga ou entre a carga e a terra. O primeiro é chamado medição *high-side* enquanto o segundo, medição *low-side.*

A principal vantagem da medição *low-side* é que a tensão em modo comum é próxima do terra, o que permite a utilização de amplificadores operacionais com alimentação unipolar (*single-supply*) e entrada e saída *rail-to-rail*. As desvantagens desse método são os distúrbios inseridos no potencial de terra da carga (resistor *shunt*) e a impossibilidade de detecção de curto-circuito da carga. A Figura 12 ilustra um sistema de medição de corrente *low-side* típico.

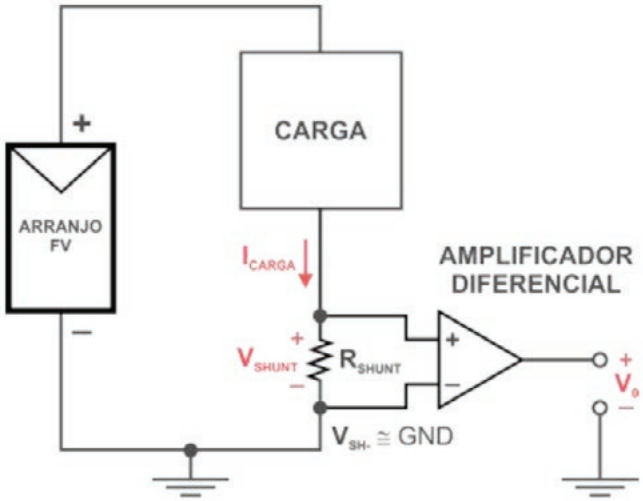


Figura 12. Medição de corrente *low-side*

A medição de corrente *high-side* monitora, diretamente, a corrente fornecida pela fonte de alimentação, o que permite que curtos na carga sejam detectados. O problema desse método é que a tensão em modo comum deve incluir a tensão da fonte o que exige o uso de DAs ou CSMs, que permitem uma tensão de modo comum muito superior à tensão de alimentação. A seguir, a Figura 13 ilustra um sistema de medição de corrente *high-side* típico.

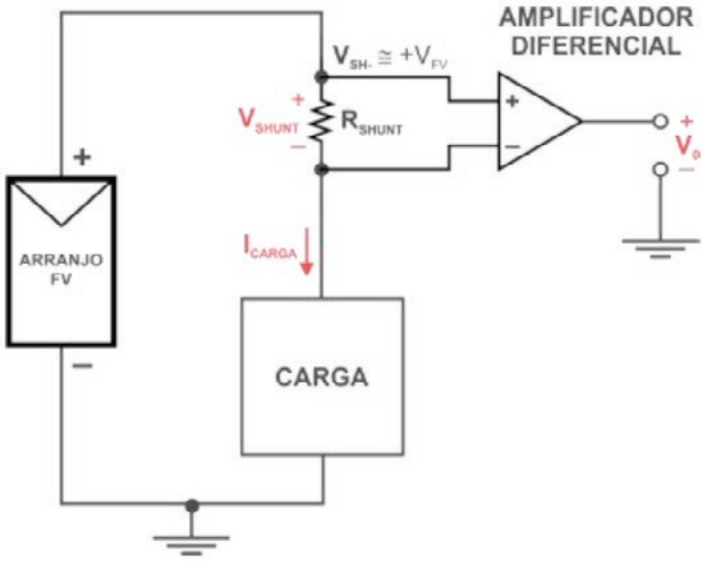


Figura 13. Medição de corrente *high-side*

4.2 Direcionalidade

Dependendo da aplicação, a corrente da fonte de alimentação pode fluir em apenas um sentido, unidirecional, ou nas duas direções, bidirecional. Projetos de circuitos de medição unidirecionais são mais simples, já que a tensão de saída não precisa indicar a direção do fluxo de corrente. Caso seja necessário um projeto bidirecional, a solução mais comum é adicionar uma tensão de referência – tensões de saída acima da tensão de referência indicam que a corrente está em um sentido, enquanto que tensões abaixo da tensão de referência indicam que a corrente está no sentido oposto. A Figura 14 demonstra o conceito de direcionalidade da corrente.

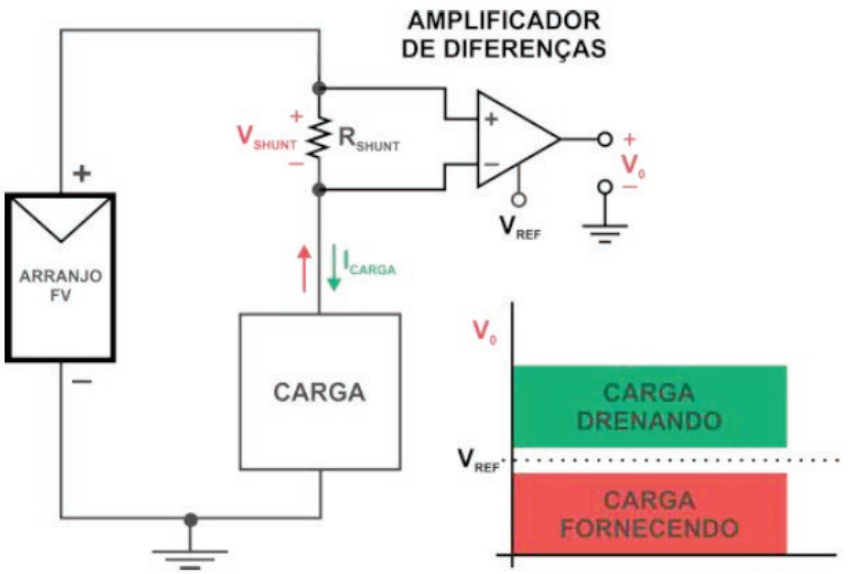


Figura 14. Direcionalidade da corrente

Soluções para cargas com corrente bidirecional incluem a maioria dos DAs, IAs e CSMs. A folha de dados do dispositivo indica se este pode ser utilizado em sistemas bidirecionais. Nesse sentido, uma indicação da bidirecionalidade do dispositivo é a disponibilidade de uma entrada de referência.

Finalmente, para se realizar a medição de corrente, optou-se por aplicar a técnica que utiliza um amplificador de instrumentação *low-side*, pois o arranjo FV pode se encontrar relativamente distante do sistema de medição, o que pode adicionar uma resistência entre o terra do circuito de medição e o terra do arranjo, provocando erros de medição.

5. PROJETO DO CIRCUITO DE MEDIÇÃO DE TENSÃO

Assim como na medição de corrente, pode-se realizar a medição de tensão utilizando a técnica de medição direta ou indireta. Exemplos de medição indireta de tensão é a utilização de transformadores de potencial, para tensões em CA, ou a utilização de sensores de efeito Hall. A medição direta de tensão também é baseada na lei de Ohm e consiste em utilizar um divisor resistivo em paralelo com a fonte.

Assim, considerando as características de projeto e operação do caracterizador de curvas I-V, optou-se por utilizar a técnica de medição direta de tensão, pois as tensões não medidas são muito elevadas, por volta de 1.000 V; não existe a necessidade imediata de isolação galvânica; e, por não utilizar sensores especializados; essa técnica apresenta um custo menor. A Figura 15 mostra a utilização do divisor resistivo para medição da tensão, e seu cálculo é realizado por meio da Equação 2.

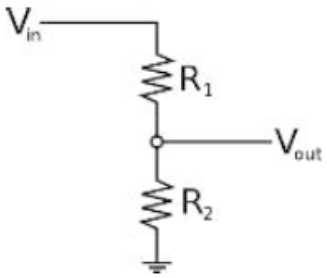


Figura 15. Medição de tensão utilizando divisor resistivo

$$\frac{V_{in}}{V_{out}} = 1 + \frac{R_1}{R_2} \tag{2}$$

Pode-se notar, pela Equação 2, que a relação entre as tensões é diferente da relação de resistores. Por exemplo, para uma relação de tensão de 1.000:1 é necessária uma relação de resistências de 999:1. Quando se trabalha com resistores discretos é necessário selecionar os resistores dentro de um conjunto de resistores-padrão [34]. A Tabela 2 ilustra algumas combinações possíveis.

Tabela 2. Relações de tensão utilizando resistores-padrão

Relação de tensão desejada	R_1/ R_2	R_2 (E24/96)	R_1 (E24/96)	Relação de tensão obtida	Erro nominal
10:1	9	9K1	82K	10.01	+0,1%
100:1	99	4K75	470K	99.95	-0,05%
1000:1	999	1K0	1M0	1001	+0,1%
1000:1	999	6K81	6M8	999.5	-0,05%
10000:1	9999	1K0	10M	10001	+0,01%

Tendo selecionado os valores nominais, a próxima consideração é a tolerância necessária. A tolerância do divisor resistivo é simplesmente a soma das tolerâncias dos resistores utilizados. É importante salientar que as tolerâncias dos resistores não precisam ser necessariamente as mesmas. Normalmente, é mais barato utilizar tolerâncias menores no resistor de baixa tensão. Por exemplo, utiliza-se o resistor de alta tensão R1 com tolerância de 1% e o resistor de baixa tensão R1 com 0,1%, o que dá uma tolerância de 1,1% para todo o divisor.

6. PROJETO DO CIRCUITO DE CONDICIONAMENTO DE SINAIS

A função do circuito de condicionamento de sinais é adequar os níveis de tensão e corrente para níveis que possam ser tratados de forma segura nos sistemas digitais. O circuito projetado possui três canais analógicos, um para ler a tensão do arranjo FV, outro para ler a corrente de carga do banco de capacitores e outro para expansão. A Figura 16 mostra o diagrama do circuito elétrico do circuito de condicionamento de sinais. Já a Figura 17 mostra o *layout* da placa de circuito impresso.

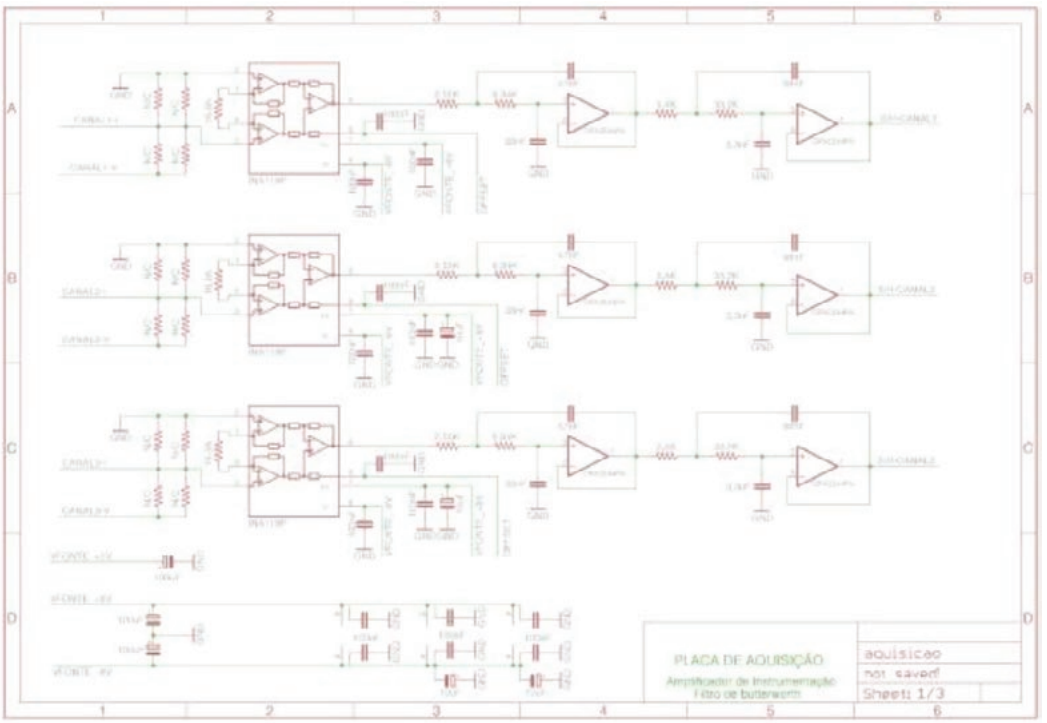


Figura 16. Esquema elétrico do circuito de condicionamento de sinais

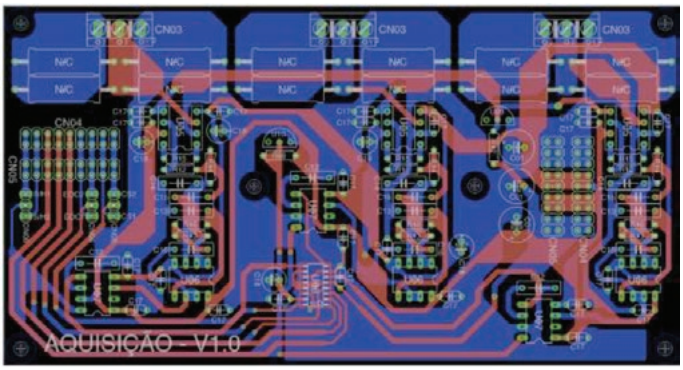


Figura 17. *Layout* da placa de circuito impresso do circuito de condicionamento de sinais

7. VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL DO CIRCUITO DE CARACTERIZAÇÃO I-V

Os testes experimentais foram realizados com o objetivo de verificar o desempenho e a operação do circuito projetado, permitindo identificar pontos para adequação do projeto. Para a realização dos testes experimentais, foram utilizados os seguintes equipamentos:

- arranjo FV composto por 8 módulos FVs do fabricante Yingli Solar, modelo YL245P-29b;
- multímetro digital de bancada HP 34401A;
- sistema de instrumentos virtuais Virtualbench, fabricado pela *National Instruments*.

A Figura 18 mostra imagens da instrumentação utilizada. Por sua vez, a Figura 19 mostra (a) bancada de testes estruturada para a realização de testes; (b) detalhe do *software* do sistema de aquisição de dados e do tratamento dos sinais; (c) protótipo do circuito de carga capacitiva evidenciando os capacitores utilizados como carga. Já a Figura 20 mostra o esquema elétrico do circuito de carga capacitiva, enquanto a Figura 21 mostra o *layout* da placa de circuito impresso.

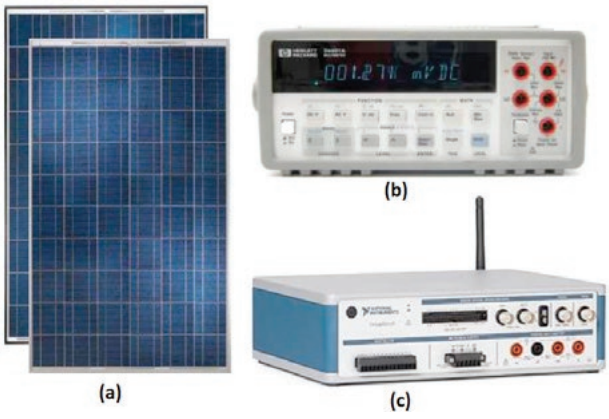


Figura 18. Módulos FVs Yingli Solar modelo YL245P-29b; Multímetro digital de bancada HP 34401A; Virtualbench

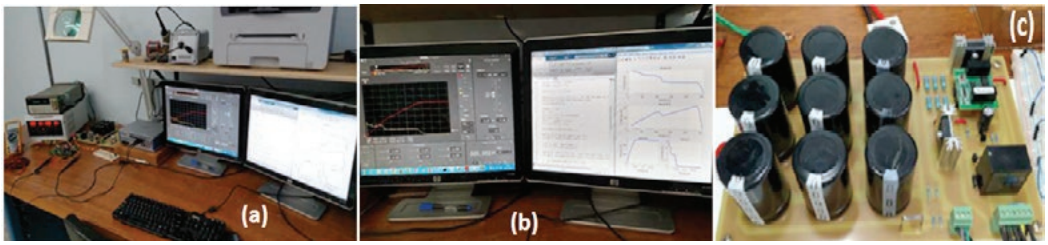


Figura 19. (a) bancada de testes estruturada para a realização de testes; (b) detalhe do *software* do sistema de aquisição de dados e do tratamento dos sinais; (c) protótipo do circuito de carga capacitiva evidenciando os capacitores utilizados como carga

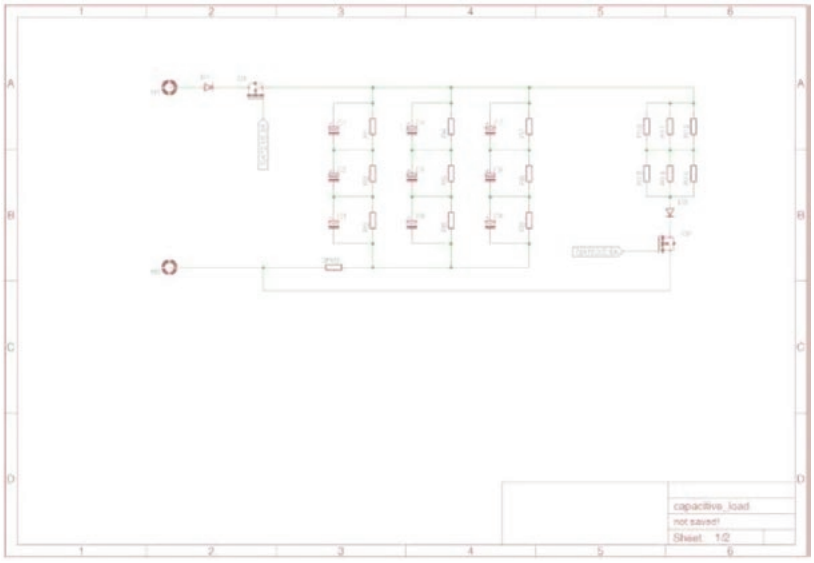


Figura 20. Esquema elétrico do circuito de carga capacitiva

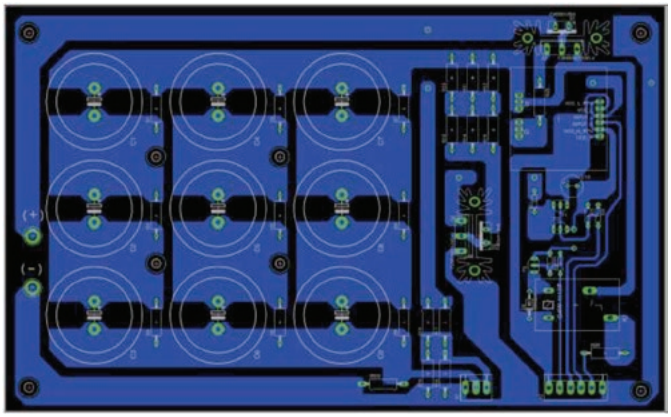


Figura 21. *Layout* da placa de circuito impresso do circuito de carga capacitiva

7.1 Resultados

A Figura 22 sintetiza os resultados obtidos utilizando o circuito de carga capacitiva. A curva foi obtida utilizando uma frequência de amostragem de 20.000 Hz. Em seguida, os pontos obtidos foram filtrados utilizando um filtro de média móvel com janela de 32 pontos.

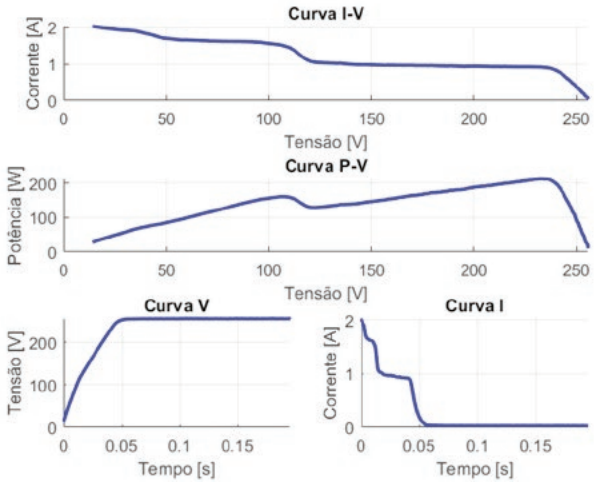


Figura 22. Curvas I-V e P-V obtidas utilizando o circuito de carga capacitiva

Conforme apresentado na Figura 22, o circuito de carga capacitiva se demonstrou uma solução técnica e economicamente viável para implementação de sistemas de análise de arranjos FVs.

8. SISTEMA DE MONITORAMENTO

O sistema de monitoramento pode ser dividido em três módulos básicos, ou seja: módulo de controle, módulo do multiplexador de arranjos FVs e o módulo de medição. A Figura 23 apresenta um diagrama do sistema de monitoramento.

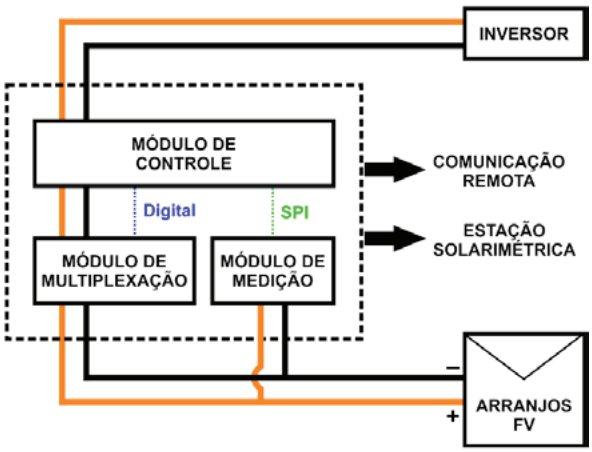


Figura 23. Diagrama do sistema de monitoramento

O módulo de controle é composto por uma unidade microprocessada e memória de massa, pelo circuito de caracterização do arranjo FV (carga capacitiva e circuito de condicionamento de sinais), barramentos para comunicação com sistema do usuário (Ethernet, RS485, RS232, etc.) e barramentos digitais para comunicação com módulos externos.

O módulo multiplexador de arranjos FV é constituído por um conjunto de chaves e por um barramento digital. Ele é responsável por desconectar os arranjos FV do barramento CC, permitindo que ele seja analisado pelo módulo de controle.

O módulo de medição é composto por um sensor de corrente (resistor *shunt*), um circuito de condicionamento de sinal, um conversor AD e por um barramento de comunicação digital com o módulo de controle. Sua função é medir a corrente fornecida individualmente por cada arranjo FV. A seguir, cada um dos módulos serão descritos com mais detalhes.

8.1 Unidade de Controle e Aquisição de Dados

Como já descrito, a Unidade de Controle e Aquisição de Dados é composta por uma unidade microprocessada e memória de massa, pelo circuito de caracterização do arranjo FV (carga capacitiva e circuito de condicionamento de sinal), barramentos para comunicação com sistema do usuário (Ethernet, RS485, RS232, etc.) e barramentos digitais para comunicação com módulos externos.

8.1.1 Processador digital

Tradicionalmente, requerimentos *real-time* e não *real-time* são administrados em diferentes processadores localizados em chips diferentes. Microcontroladores são usualmente utilizados para tarefas de tempo real, enquanto os microprocessadores realizam tarefas menos críticas e de alto nível. Essa arquitetura tem uma intercomunicação entre os chips e sofre de recursos diversos de *hardware* duplicado por estarem presentes em ambos os chips.

Na arquitetura multicore heterogênea, diferentes "cores" estão localizadas em um mesmo processador (chips), o que permite uma comunicação entre "cores" rápida e eficiente, além de compartilhar os periféricos. Essa arquitetura é ideal para aplicações com requerimentos *real-time*/críticos, em que um núcleo roda um sistema operacional convencional e suporta a interface de usuário, enquanto o outro roda um RTOS para tarefas de controle *real-time*.

Para o desenvolvimento desse projeto, foi selecionada a segunda arquitetura e optou-se por utilizar o processador NXP/Freescale Vybrid™ Cortex™A5 (500MHz) / M4 (167MHz), que possui as seguintes características:

- 32 KB (A5) /16 KB (M4) *Instruction and* 32 KB (A5) / 16 KB (M4) *Data Level* 1 *caches*;
- 512 KB L2 *Cache* (A5);
- *Floating Point* VFPv4;
- NEON *Support*;
- 256 MB DDR3 (16Bit) or 128 MB DDR3 w ECC (8+2Bit);
- 512 MB NAND FLASH (8 Bit);

- 4x I2C;
- 4x SPI (+2x QSPI);
- 5x UART;
- 2x SDCard;
- Até 101 GPIOs;
- 1x USB 2.0 *high speed host*;
- 1x USB 2.0 *high speed* OTG;
- 10/100 Mbit *Ethernet with* IEEE1588;
- RMII *for second Ethernet* PHY *on custom carrier-board*;
- 17x PWM;
- 12x *Analog Input*;
- 2x CAN.

Para diminuir o custo e aumentar a velocidade do projeto, foi utilizado o *Single Board Computer* (SBC) Colibri VF61 em conjunto com a placa de suporte Viola. O Colibri VF61 é um computador em módulo com conector SODIMM baseado no *system-on-chip* NXP/Freescale Vybrid. A CPU Cortex A5 tem um pico de processamento de 500 MHz e um núcleo adicional M4 com processamento de 167 MHz. O módulo apresenta uma relação custo-benefício excelente, fornecendo desempenho de processamento gráfico, mas mantendo o consumo de energia mínimo.

O Colibri VF61 é ideal para aplicações de interface homem-máquina e máquinas industriais, controle seguro de equipamentos de infraestrutura e manufatura, conversão de energia (*drivers* e inversores), conectividade *wireless*, controle de equipamentos operados por bateria como robôs e veículos industriais. Devido ao suporte multicore, Colibri VF61 pode ser utilizado em uma variedade de aplicações de tempo real. Assim, a Figura 24 apresenta placa SBC Colibri VF61 utilizada no projeto.



Figura 24. Placa SBC Colibri VF61

A Placa de suporte Viola é direcionada para aplicações sensíveis a custo e que exigem um pequeno fator de forma. Medindo apenas 74 mm x 74 mm, a Viola é uma das menores e mais baratas soluções equivalentes a *Single Board Computers* (SBC) presentes no mercado.

Apresentando recursos semelhantes ao Raspberry Pi e BeagleBoard, a Viola é voltada especificamente para os mercados de equipamentos industriais e embarcados que precisam de soluções com disponibilidade e suporte garantidos por um longo ciclo de vida. A placa de suporte Viola é projetada para ser usada com os computadores em módulo Colibri T20 e T30

(baseados nos SoCs NVIDIA ® Tegra ™ 2/Tegra™ 3), Colibri VF50 e VF61 (baseados nos SoCs NXP®/Freescale ® Vybrid ™ VF50 e VF61) e Colibri iMX6 (baseados nos SoCs NXP®/Freescale ® i.MX 6). Ela suporta as interfaces-padrão apresentadas pelos módulos Colibri usando uma combinação de conectores, *slots* de cartão e *pin headers*.

As interfaces de comunicação presentes incluem USB 2.0 host/client e 100 Mbit Fast Ethernet. O suporte para interfaces industriais comuns, incluindo I2C, SPI, UART e GPIO faz a Viola ser perfeitamente adequada para aplicações industriais e embarcadas. A Figura 25 apresenta a placa de suporte Viola utilizada no projeto.

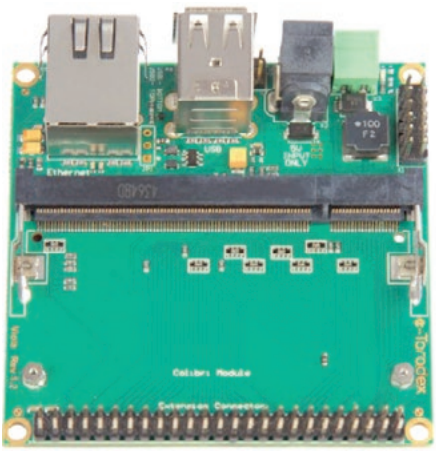


Figura 25. Placa de suporte Viola

Para sistema operacional convencional, optou-se por utilizar o Linux Embarcado. O Linux Embarcado é o uso do kernel Linux em uma placa eletrônica, cujo principal elemento é o SoC. O SoC é um chip eletrônico que reúne todos os elementos básicos de um sistema computacional, como CPU, memória principal (RAM), memória secundária (ROM/FLASH) e alguns periféricos. Atualmente, um SoC contém, internamente, diversos periféricos dos mais variados tipos, como I2C, SPI, UART, CAN, enfim, a lista pode ser enorme.

O kernel Linux em conjunção com outros *softwares* são gravados na memória *flash* ou outra mídia de armazenamento presente na placa, como, por exemplo, um cartão SD. Esta combinação forma um sistema operacional completo e funcional.

Os componentes básicos de um Linux Embarcado são:

- bootloader;
- kernel;
- rootfs;
- toolchain.

O bootloader reside em uma memória de programa protegida em um SoC ou outra mídia de armazenamento presente na placa. Ele, usualmente, é o primeiro *software* a rodar depois que se liga a placa ou depois de um *reset*. O bootloader é responsável por carregar o kernel na memória principal do sistema. Ele pode receber parâmetros de configuração por meio de arquivo ou linha de comando. Também, é possível passar parâmetros e comandos ao kernel por meio do bootloader.

O kernel é o Linux em si e é responsável por gerenciar todos os periféricos internos ao SoC e fora dele, a memória principal e secundária do sistema, bem como deve oferecer mecanismos de acesso a *hardwares* para *softwares* em espaço de usuário, por meio de chamadas de sistema (*system calls*). Ele coordena todos os processos para que não haja conflitos por recursos do sistema e muitas outras tarefas.

O rootfs (*root file system*) é um conjunto de programas e bibliotecas organizados em uma hierarquia predefinida. Está relacionado intimamente com a ideia que temos sobre distribuições baseadas em GNU/Linux, pelo fato de eles proverem programas e bibliotecas já prontos para uso. Por essa razão, temos rootfs feitos por distribuições, como Debian, Ubuntu, Fedora, Arch e outras. No Debian, há portas para ARMEL, ARMHF, MIPS, PowerPC, Sparc, etc. O rootfs pode ser construído e gravado com vários tipos de sistemas de arquivos próprios para memória NAND, como cramfs, JFFS2 e muitos outros. Hoje em dia, podem ser usados sistemas de arquivos projetados para HDs em memórias FLASH como ext2, ext3 e ext4.

Uma toolchain é um conjunto de *softwares* de ferramentas de desenvolvimento. Uma toolchain cruzada (como arm-linux-gnueabihf-gcc) roda em um sistema *host* de uma arquitetura específica, tal como x86, mas produz código binário que executará em uma arquitetura diferente, como ARM, por exemplo. Esse processo é chamado de compilação cruzada (*cross compile*) e é a maneira típica de construir *software* embarcado. Uma toolchain pode ser considerada o elemento central de um Linux Embarcado. A partir dela, todos os outros elementos serão gerados. Dessa forma, se você escolhe uma toolchain cruzada para armhf, bootloader, kernel e todos os *softwares* terão que ser compilados para armhf.

Sistemas operacionais de tempo real ou *Real Time Operating Systems* (RTOS) são uma categoria especial de sistemas operacionais. Eles são voltados para aplicações nas quais é essencial a confiabilidade e a execução de tarefas em prazos compatíveis com a ocorrência de eventos externos.

Para sistema operacional de tempo real, optou-se por utilizar MQX RTOS. O MQX é fornecido gratuitamente pela NXP para utilização com seus dispositivos. Ele possui uma arquitetura modular que inclui implementações das pilhas TCP/IP e USB, além de diversas *stacks*.

8.2 Caracterizador de Curvas

Como já destacado anteriormente, a carga capacitiva é um dos métodos mais utilizados em equipamentos comerciais para a caracterização da curva I-V de módulos e arranjos FV. Sua utilização é recomendada por diversos guias e padrões internacionais para medição de arranjos FV de 2 até 50 kWp, razão pela qual este método foi selecionado para o circuito de caracterização I-V.

A operação desse circuito ocorre da seguinte maneira: no início da medição, o capacitor é descarregado (tensão nula em seus terminais) por meio do resistor R, fechando-se a chave S3. Em seguida, a chave S3 é aberta, e a chave S1 é fechada. Ou seja, o arranjo FV começa a carregar o capacitor com a corrente de curto-circuito Isc. A partir desse momento, a tensão no capacitor começa a aumentar e a corrente, diminuir, movendo o ponto de operação I-V de I=Isc e V=0 até a tensão de circuito aberto I=0 e V=Voc, quando a carga do capacitor termina.

Alternativamente, pode-se, antes de iniciar a operação de carga do capacitor pelo módulo ou arranjo FV, fechar a chave S2 para carregar o capacitor com uma tensão negativa compensando as quedas de tensão nas chaves e outros componentes do circuito. Esse procedimento pode ser utilizado para garantir que a curva I-V contenha o ponto I=Isc e V=0. Já a chave S4 pode ser utilizada para realizar uma leitura mais precisa de Isc. A Figura 26 apresenta o circuito caracterizador de curvas de arranjos FVs.

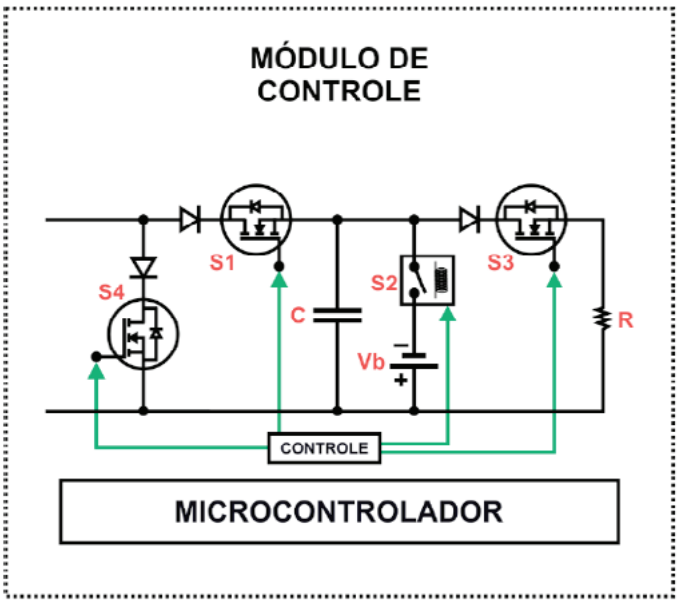


Figura 26. Circuito caracterizador de curvas de arranjos FVs

Cabe salientar que, devido às diferenças entre a placa de aquisição de dados e as entradas analógicas do microcontrolador adotado, foi necessário reprojetar os circuitos de condicionamento tanto para o sinal de tensão quanto para o sinal de corrente, conforme está descrito na próxima seção.

8.2.1 Circuito de condicionamento de sinais

Considerando as características de projeto e a operação do caracterizador de curvas I-V, optou-se por utilizar a técnica de medição direta de corrente – resistor *shunt* –, pois as correntes medidas são relativamente pequenas e não existe a necessidade imediata de isolação galvânica. Assim, por não utilizar sensores especializados, o custo dessa técnica é sensivelmente menor.

O resistor *shunt* foi montando utilizando a topologia de medição *low-side*, pois a tensão em modo comum é próxima do terra, o que permite a utilização de amplificadores operacionais com alimentação unipolar (*single-supply*) e entrada e saída *rail-to-rail*.

Para melhorar a precisão do circuito, foram utilizados dois estágios de ganho. O primeiro estágio, mostrado na Figura 27, foi especificamente projetado para medir correntes pequenas, variando de 25 mA até aproximadamente 0,5 A.

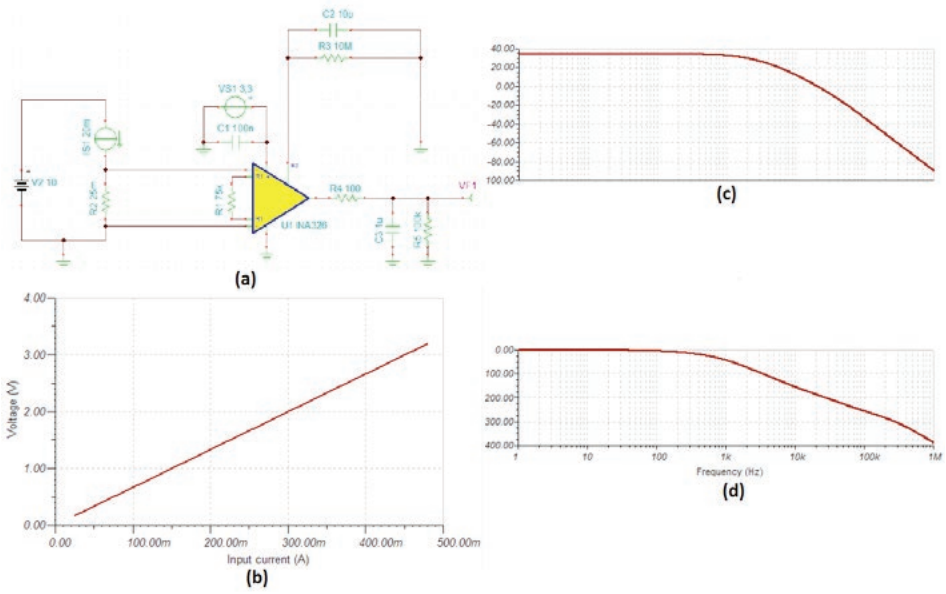


Figura 27. (a) Circuito de condicionamento de sinais – corrente estágio 01; (b) Resposta do circuito de condicionamento de sinais – corrente estágio 01; (c) / (d). Resposta em frequência do circuito de condicionamento de sinais – corrente estágio 01

O segundo estágio é responsável por medir correntes maiores, variando de aproximadamente 0,5 A até 12 A. Seu diagrama esquemático e reposta em frequência podem ser vistos na Figura 28.

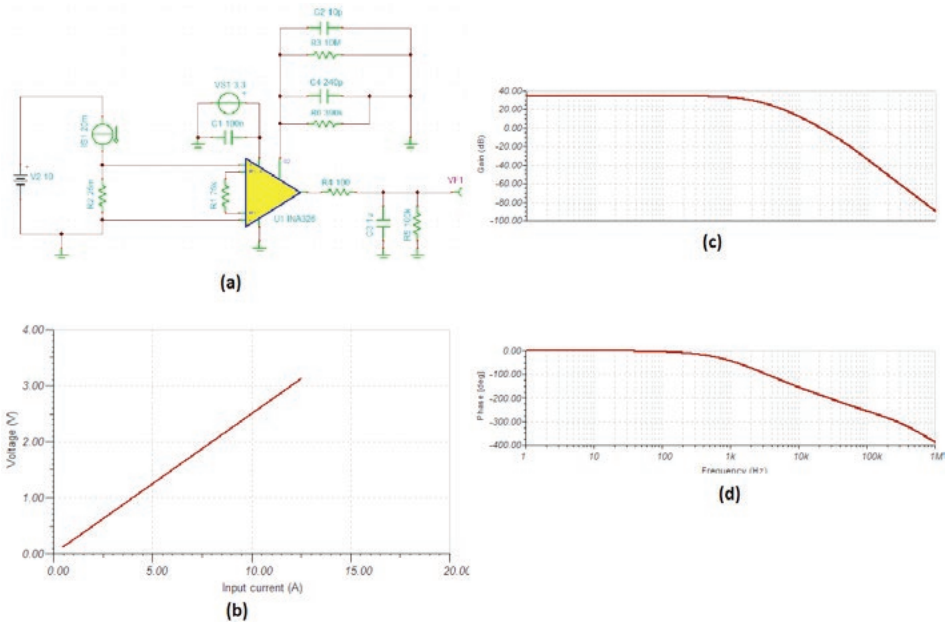


Figura 28. (a) Circuito de condicionamento de sinais – corrente estágio 02; (b) Resposta do circuito de condicionamento de sinais – corrente estágio 02; (c) / (d). Resposta em frequência do circuito de condicionamento de sinais – corrente estágio 02

Considerando as características de projeto e operação do caracterizador de curvas I-V, optou-se por utilizar a técnica de medição direta de tensão, pois as tensões não medidas são muito elevadas, por volta de 1.000 V; não existe a necessidade imediata de isolação galvânica; e, por não utilizar sensores especializados, o custo desta técnica é menor. Assim, como na medição de corrente, optou-se por dividir a leitura em dois estágios. O primeiro estágio coleta tensões entre 2 V e 30 V. Já o segundo estágio coleta tensões entre 30 V e 1.200 V, sendo ambos os circuitos apresentados na Figura 29 (a) / (b).

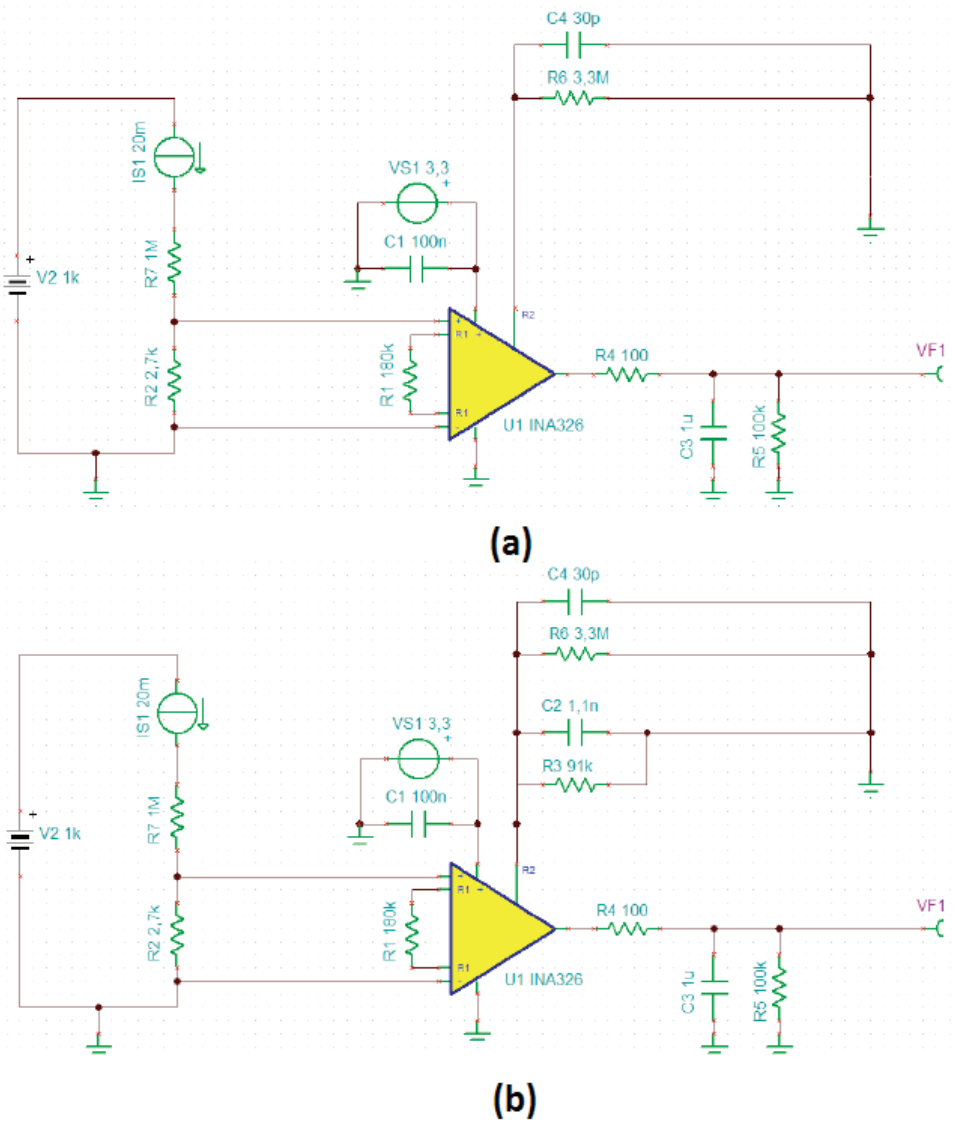


Figura 29. (a) Circuito de condicionamento de sinais – tensão estágio 01; (b) circuito de condicionamento de sinais – tensão estágio 02

Cabe salientar que nos Anexos são apresentados os diagramas esquemáticos dos circuitos da unidade de controle e aquisição de sinais.

8.3 Projeto do Circuito da Placa Multiplexadora

A placa multiplexadora é um circuito externo à Unidade de Controle e Aquisição de Dados e é responsável por conectar/desconectar os arranjos FV do barramento CC do inversor. Cada módulo multiplexador pode controlar 2 arranjos FVs. A quantidade de arranjos FVs pode ser aumentada encadeando até 8 módulos FVs em série. A comunicação com o módulo de controle se dá por meio de um barramento digital serial.

Para aumentar a eficiência energética do sistema, o módulo multiplexador utiliza um arranjo de duas chaves em paralelo, chave eletrônica (Mosfet) e relé, para conectar um arranjo FV ao barramento CC do inversor, conforme apresenta a Figura 30. Assim, devem ser adotados procedimentos para conexão e desconexão de um arranjo FV ao barramento CC do inversor.

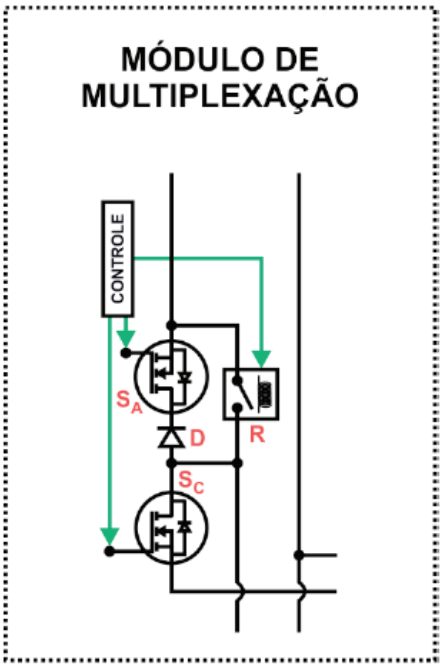


Figura 30. Arranjo com duas chaves para comutação dos arranjos FV

Para conectar um arranjo FV ao barramento CC, assume-se que tanto o Mosfet quanto o relé estejam abertos. Assim, uma vez que ambas as chaves estão abertas, inicia-se a conexão do arranjo FV fechando o Mosfet e, após a estabilização da corrente, o processo de conexão é finalizado com o fechamento do relé. As chaves devem permanecer assim até o procedimento de desconexão.

Para se desconectar um arranjo FV do barramento CC, assume-se que tanto o Mosfet quanto o relé estejam fechados. O procedimento de desconexão é inverso ao de conexão, ou seja, inicia-se com a abertura do relé e finaliza-se com a abertura do Mosfet. É de extrema importância que seja adicionado um tempo morto entre a abertura do relé e da chave, uma vez que o relé é uma chave mecânica e demora um tempo relativamente elevado para abrir. A partir do exposto, a Figura 31 apresenta a montagem do circuito da placa multiplexadora.

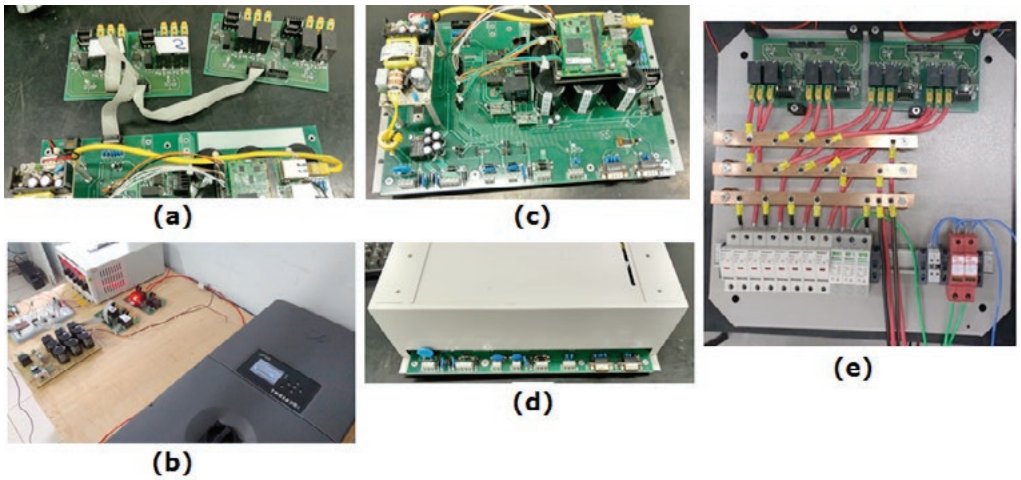


Figura 31. (a) conexão com placa de controle e aquisição de dados; (b) teste do circuito eletrônico da placa multiplexadora; (c) placa de controle na base da caixa de proteção; (d) placa de controle montada na caixa de proteção; e (e) painel elétrico da unidade terminal remota

8.4 Projeto do Modem GPRS

GPRS é uma sigla que significa *General Packet Radio Service*. Seu propósito é facilitar a interconexão entre redes móveis e redes de comutação de pacotes e, principalmente, prover acesso à internet. Esta tecnologia abriu espaço para uma gama de novos serviços, entre eles *Multimedia Messaging Services* (MMS) e serviços de ação a distância, como sistemas de vigilância e monitoramento eletrônico. Os tipos de tráfego que mais se beneficiam de GPRS são:

- transmissão não frequentes, como serviços de mensagem (SMS e MMS);
- frequência de pequenos blocos de dados, com uma taxa inferior ou igual a 500 bytes por minuto, como um *browser* de internet;
- baixa frequência de grandes blocos de dados, com poucas transações por hora; e
- taxa de transmissão assíncrona entre *downlink* e *uplink* (referentes ao envio e recebimento de mensagens), usados em *browsers*.

Diferentemente do conceito de chamada usado na telefonia, redes GPRS utilizam o modelo cliente-servidor existente em redes de computadores. O dispositivo pode ser configurado como um cliente que faz requisições a um servidor, que pode estar localizado dentro de uma intranet ou internet.

O projeto do modem GPRS teve como principais premissas a confiabilidade, baixo custo e rapidez de desenvolvimento. Assim, optou-se por utilizar um módulo GPRS com pilha TCP/IP, interpretador de *scritps*, conector SIM *card* e antena integrados ao módulo. Além disso, para que o projeto pudesse ser desenvolvido de forma rápida, optou-se também por disponibilizar apenas interfaces de comunicação RS232.

Para a implementação do modem GPRS, foi utilizado o módulo GPRS GC864, fabricado pela Telit. A família de módulo GM862 é composta pelos seguintes módulos: GC864-GPS, GC864-QUAD e GC864-QUAD V2. Essa família de módulos pode ser utilizada para serviços de comunicação digital nas redes GSM 850 MHz e 900 MHz, DCS 1.800 MHz e PCS 1.900 MHz, sendo que o módulo GC864-GPS ainda possui um receptor GPS integrado de 20 canais. A Figura 32 mostra o módulo de comunicação GPRS GC864-QUAD e, para controlar a comunicação entre o módulo GPRS e a unidade terminal remota, o microcontrolador AVR ATMEGA48L.

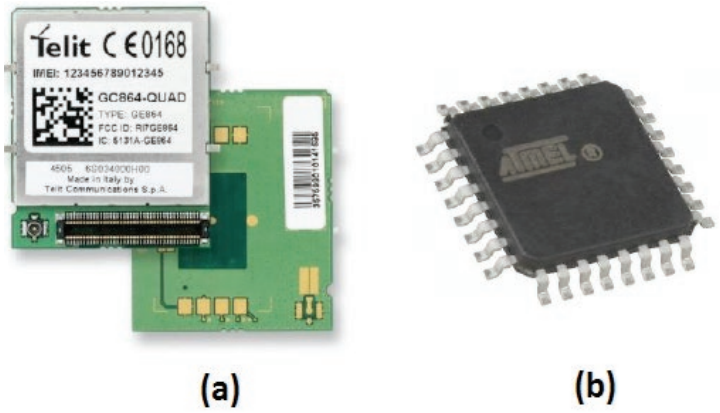


Figura 32. (a) Módulo de comunicação GC864-QUAD; (b) ATMEGA48L encapsulamento TQFP32

Os microcontroladores AVR foram desenvolvidos na Noruega, em 1995, e são produzidos pela ATMEL. Apresentam ótima eficiência de processamento e núcleo compacto (poucos milhares de portas lógicas), possuem uma estrutura RISC avançada, com mais de uma centena de instruções e uma arquitetura voltada à programação C, a qual permite produzir códigos compactos. Por causa de sua arquitetura, o desempenho do seu núcleo de 8 bits é equivalente ao desenvolvido por microcontroladores de 16 bits.

As principais características dos microcontroladores AVR são:

- executam poderosas instruções em um simples ciclo de *clock* e operam com tensões entre 1,8 e 5,5 V, com velocidades de até 20 MHz. Estão disponíveis em diversos encapsulamentos (de 8 até 64 pinos);
- possuem alta integração e grande número de periféricos com efetiva compatibilidade entre toda a família AVR;
- possuem vários modos para redução do consumo de energia;
- possuem 32 registradores de propósito geral, memória de acesso *load/store* e a maioria das instruções é de 16 bits;
- possuem memória de programação Flash programável in-system, SRAM e EEPROM, para desenvolvimentos rápidos e flexibilidade de projeto;
- facilmente programados e com *debug in-system* via interface simples, ou com interfaces JTAG compatível com 6 ou 10 pinos;
- possuem custo acessível e um conjunto completo e gratuito de *softwares*.

Os principais componentes da família AVR são:

- **tinyAVR® - ATtiny** – microcontroladores de propósito geral de até 8 kbytes de memória Flash, 512 bytes de SRAM e EEPROM;
- **megaAVR® - ATmega** – microcontroladores de alto desempenho com multiplicador por *hardware*, com até 256 kbytes de memória Flash, 4 kbytes de EEPROM e 8 kbytes de SRAM;
- **picoPower™ AVR** – microcontroladores com características especiais para economia de energia;
- **XMEGA" ATxmega** – microcontroladores XMEGA 8/16 bits que dispõem de novos e avançados periféricos com aumento de desempenho, *Direct Memory Access* (DMA) e sistema de eventos;
- **AVR32 (não pertence às famílias acima)** – microcontroladores de 32 bits com arquitetura RISC projetada para maior processamento por ciclos de clock, conjunto de instruções para *Digital Signal Processing* (DSP) com *Single Instruction, Multiple Data* (SIMD) com soluções *System-ona-chip* (SoC) e completo suporte ao Linux.

9. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DA TÉCNICA DE DIAGNÓSTICO DE FALHAS EM ARRANJOS FOTOVOLTAICOS

9.1 Fundamentos de Análise de Sistemas em Tempo Discreto

9.1.1 Sistemas em tempo discreto

Como mencionado anteriormente, a UTR obtém sinais analógicos de tensão e corrente utilizando divisores resistivos e resistores *shunt*, respectivamente, e converte-os em valores digitais para que esses valores possam ser analisados pelo processador. Ao se fazer a distinção entre o sinal analógico e os valores digitais (cujo conjunto representa um sinal digital), estabelecem-se os conceitos de sinais em tempo contínuo e sinais em tempo discreto. Um sinal analógico é uma função de valores reais s (t) definida para a variável contínua t (geralmente chamada de tempo) para todos os valores reais de t no intervalo $-\infty < t < +\infty$; diz-se, portanto, que s (t) é um sinal no domínio do tempo contínuo. Um sinal digital é uma sequência s (n) de valores discretos limitados para cada índice n inteiro no intervalo $-\infty < n < +\infty$; diz-se então que s (n) é um sinal no domínio do tempo discreto. Todos os algoritmos de processamento de um relé digital podem ser estudados na forma de sistemas discretos.

Um sistema, qualquer que seja o domínio ao qual ele pertence, é matematicamente definido como uma transformação inequívoca que mapeia uma quantidade de entrada x em uma quantidade de saída y. No domínio de tempo discreto, a entrada e a saída do sistema são sequências, o que significa que um sistema de tempo discreto transforma uma sequência de entrada x (n) em uma sequência de saída y (n) inequivocamente. De fato, uma transformação em tempo discreto pode ser vista como um algoritmo que processa as amostras da sequência de entrada de maneira a gerar as amostras da sequência de saída.

Do ponto de vista matemático, uma transformação pode ser expressada por meio da Equação 3 descrita a seguir.

$$y(n) = T\{x(n)\} \tag{3}$$

A sequência de saída y (n) é também chamada de resposta do sistema T à sequência de entrada x (n).

A análise de um sistema genérico e sua relativa transformação é geralmente bem complexa, a não ser que restrições apropriadas sejam introduzidas para limitar os graus de liberdade do próprio sistema, definindo assim classes de transformações apropriadas. A classe mais importante é a classe dos sistemas lineares, à qual pertence a grande maioria dos algoritmos empregados no campo das medições de sistemas digitais.

9.1.2 Estabilidade e causalidade

A seção anterior definiu uma importante classe de sistemas em tempo discreto ao introduzir as restrições de linearidade e invariância ao deslocamento. Duas novas restrições serão agora apresentadas, sendo elas a estabilidade e a causalidade, que levam à definição de dois novos conjuntos de sistemas lineares invariantes ao deslocamento, os quais são muito importantes no estudo de filtros digitais.

Um sistema é estável quando, para qualquer sequência de entrada de amplitude limitada, gera-se uma sequência de saída que também é limitada em amplitude. A condição necessária e suficiente para garantir que um sistema linear e invariante ao deslocamento é a estabilidade que sua resposta h (n) à sequência amostra unitária satisfaça a seguinte condição (Equação 4):

$$\sum_{k=-\infty}^{+\infty} |h(k)| = S < \infty \tag{4}$$

Um sistema é causal se sua saída y (n) para todo $n = n_0$ depende das amostras de entrada para $n < n_0$ somente. Por essa razão, se x1(n) e x2(n) forem duas sequências de entrada de um sistema causal, tomadas de tal maneira que $x1(n) = x2(n)$ para $n < n_0$, então as sequências de saída do sistema y1(n) e y2(n) serão tais que $y1(n) = y2(n)$ para $n < n_0$.

Sistemas lineares invariantes ao deslocamento e causais possuem a propriedade de que sua resposta à sequência amostra unitária seja zero para $n < 0$. Por esse motivo, uma sequência com zero amostras para $n < 0$ é chamado causal.

9.2 Teorema da Amostragem: Transformação Domínio do Contínuo para o Domínio do Tempo Discreto

Equipamentos digitais com funcionalidades de medição são fortemente baseados em técnicas de processamento digital de sinais. Isso significa que os sinais de entrada são convertidos em uma sequência de valores por meio de uma operação de amostragem realizada em determinados instantes de tempo, com um período de amostragem constante.

De acordo com as análises expostas na seção anterior, essa operação de amostragem resulta em uma transformação de domínio, do domínio de tempo contínuo (no qual o sinal analógico original s (t) é definido), para o domínio de tempo discreto (no qual a sequência de dados amostrados s (n) é definida).

Um dos principais objetivos da teoria de Processamento Digital de Sinais, portanto, é decidir se a informação associada com o sinal original s (t) foi corretamente transferida para a sequência resultante s (n) depois da transformação de domínio realizada pela operação de amostragem, ou, caso essa informação não tenha sido corretamente transferida, qual o grau de modificação e quais tipos de erros a operação de amostragem introduz no processo.

De um ponto de vista bastante intuitivo, a operação de amostragem não deixa de alterar o sinal original s (t). Entretanto, ainda a partir desse ponto de vista intuitivo, é possível afirmar que, se um número suficiente de amostras for obtido, a informação associada com o sinal original ainda pode ser extraída da sequência de dados amostrados s (n). Isso pode ser observado na Figura 33 e na Figura 34 que, respectivamente, mostram um sinal em tempo contínuo s (t) e a sequência de dados amostrados s (n), cujos resultados foram obtidos amostrando-se s (t) com uma taxa de amostragem de 40 amostras/período.

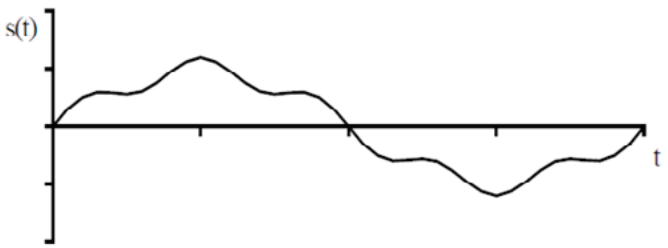


Figura 33. Exemplo de um sinal em tempo contínuo

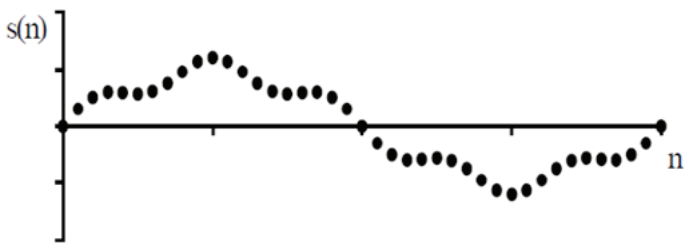


Figura 34. Sequência obtida por meio de amostragem apropriada do sinal da Figura 33

O sinal original s (t) pode ser facilmente reconhecido na sequência de dados amostrados representada na Figura 34. Todavia, se o mesmo sinal s (t) for amostrado a uma taxa de amostragem bastante inferior, de apenas 10 amostras/período, como mostrado na Figura 35, o sinal original não pode mais ser reconhecido na sequência de amostras de dados.

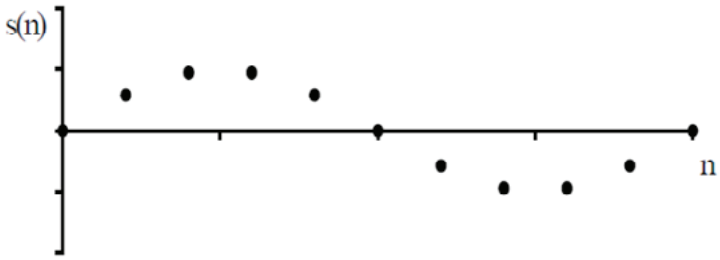


Figura 35. Sequência obtida por meio de amostragem incorreta do sinal da Figura 33

Essa abordagem meramente intuitiva é confirmada por considerações matemáticas que serão detalhadas as seguir.

9.2.1 Domínio do tempo e domínio da frequência

Existem muitos exemplos de informações que são definidas em função de elementos básicos. Por exemplo, existem infinitos pontos em um plano, mas todos esses pontos podem ser descritos utilizando apenas dois números reais (as coordenadas x e y do plano cartesiano); qualquer ponto sobre a superfície da Terra pode ser descrito utilizando valores de latitude e longitude; todas as cores visíveis podem ser representadas utilizando três números reais, sendo eles os valores das componentes de vermelho, verde ou azul (RGB), etc.

Essas representações concisas de entidades são possíveis por existirem elementos básicos sobre os quais elas podem ser definidas. Assim, todos os outros elementos são definidos como somas ponderadas dos elementos básicos. Essa representação define, portanto, a noção de espaço vetorial, que é estudada pela área da Matemática chamada de Álgebra Linear. Um espaço vetorial possui uma série de propriedades algébricas úteis que permitem medir relações entre os elementos, mas a noção que define o espaço vetorial é a existência de elementos básicos capazes de gerar (por somas ponderadas desses elementos) todos os outros elementos do espaço.

O estudo da Álgebra Linear demonstra que todo espaço vetorial possui uma base, mas nem sempre essa base é única. Por exemplo, a mesma cor pode ser definida na base RGB ou na base CMY (ciano, magenta e amarelo) ou ainda na base HSV (*hue*, *saturation*, *value*, ou seja, matiz, saturação e intensidade), etc. Em outro exemplo, é convencionado utilizar como base dos pontos do plano os vetores unitários na direção crescente do eixo x e do eixo y, porém quaisquer outros vetores perpendiculares poderiam ser usados como base. Aliás, os vetores sequer precisariam ser perpendiculares; quaisquer dois vetores não paralelos poderiam ser utilizados, apesar de bases ortonormais possuírem vantagens algébricas.

Tendo em vista os conceitos de espaço vetorial e base, é possível afirmar também que qualquer sinal analógico ou digital pode ser definido como uma soma ponderada de elementos básicos. Isso quer dizer que todas as infinitas possibilidades de sinais formam um espaço vetorial. E, assim como se observa em outros espaços vetoriais, várias bases são possíveis para gerar todos os elementos do espaço, sendo algumas bases mais vantajosas do que outras. As bases mais comuns são o Impulso Unitário Deslocado e as senoides. Quando representamos um sinal expandindo-o como a soma ponderada de Impulsos Unitários Deslocados, dizemos que esse sinal está representado no domínio do tempo; e, quando utilizamos senoides, dizemos que o sinal está representado no domínio da frequência.

Independentemente de qual domínio é utilizado para representar um sinal, a informação contida na representação é a mesma. Na verdade, em se tratando de processamento digital de sinais, o mais comum é que se salte de uma representação para outra, conforme a conveniência: ora analisa-se o sinal no domínio do tempo, que mostra o valor do sinal a cada momento do tempo, ora observa-se o sinal do domínio da frequência, no qual o conteúdo espectral do sinal (as frequências e amplitudes das senoides que compõem o sinal) é evidenciado.

O espectro de um sinal que consiste de uma onda senoidal pura possui uma única linha localizada na frequência dessa senoide. A soma de duas senoides corresponde a duas linhas no domínio da frequência. Como a soma das componentes de um sinal é ponderada, as alturas dessas linhas irão refletir essa ponderação. Para melhor visualização, as representações no domínio do tempo e no domínio da frequência estão dispostas na Figura 36.

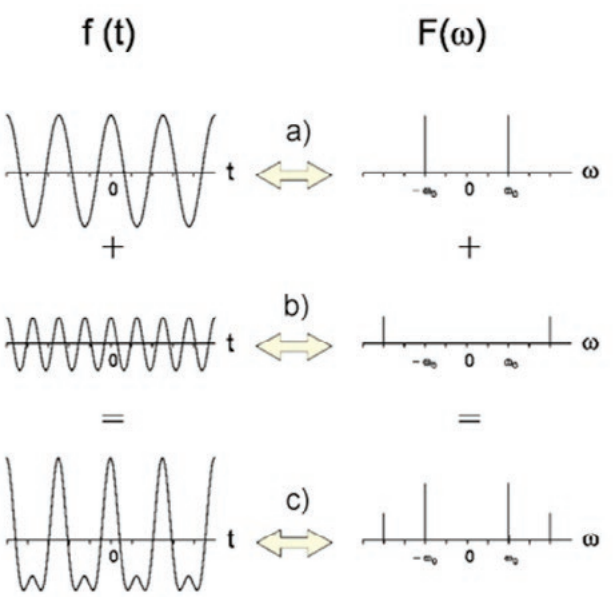


Figura 36. Representações de sinais no domínio do tempo (à esquerda) e no domínio da frequência (à direita). O sinal mostrado em (c) é a soma dos sinais (a) e (b)

Para cada sinal mostrado (a, b e c) na Figura 36 há a representação à esquerda, no domínio do tempo, e à direita, no domínio da frequência. Em (a), o sinal representado no domínio do tempo (à esquerda) é uma função senoidal f(t) cuja frequência é de ω0 radianos por segundo. Em (b), o sinal no domínio do tempo é uma onda senoidal com maior frequência e menor amplitude do que a observada em (b); essas características são observadas também no domínio da frequência, em que a linha relativa à senoide possui altura menor e encontra-se à direita de ω_0. Finalmente, em (c) é mostrado, no domínio do tempo, um sinal que é formado pela soma das senoides mostradas em (a) e (b); no domínio da frequência, pode-se observar que as duas componentes espectrais estão presentes na representação (notar a amplitude e a frequência de cada componente), evidenciando o fato de que os sinais são formados por somas ponderadas de componentes senoidais.

Vale mencionar que, nas representações no domínio da frequência mostradas na Figura 36, o gráfico indica a presença de frequências negativas. A noção de frequência negativa não se manifesta no mundo real, sendo apenas decorrência da representação de funções senoidais a partir de exponenciais complexas, e, em última instância, carrega a informação da fase da componente senoidal [45].

9.2.2 A transformada de Fourier e o teorema da amostragem

Como mencionado anteriormente, a mesma informação contida em um sinal pode ser representada no domínio do tempo e no domínio da frequência, bem como foi exposto que é conveniente saltar da representação de um domínio para outro. A ferramenta matemática que permite essa mudança de representação de um sinal é a Transformada de Fourier. A partir de um sinal representado no domínio do tempo, a Transformada de Fourier permite calcular o espectro do sinal, ou seja, a representação desse sinal no domínio da frequência. Alternativamente, partindo de uma representação no domínio da frequência, é possível obter a representação do sinal no domínio do tempo utilizando a Transformada inversa de Fourier.

A Transformada de Fourier em tempo discreto de uma sequência x (n) pode ser definida como mostrado na Equação 5.

$$\left(e^{j\omega}\right) = \Sigma_{n=-\infty}^{+\infty} x(n) e^{-j\omega n} \tag{5}$$

É importante notar que X (ejw), caso seja convergente, resulta em uma função de ω que é contínua ou geralmente contínua, e que também é periódica em ω com um período de 2π. A periodicidade da função pode ser observada pelo fato de que ej (w+2π) = ejwk. Assim, a Transformada de Fourier, em tempo discreto, possui uma operação inversa, que transforma X (ejω) de volta para x (n), como mostrado na Equação 6.

$$x(n) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\pi}^{\pi} X\left(e^{j\omega}\right) e^{j\omega} d\omega \tag{6}$$

A conclusão sobre a periodicidade da Transformada de Fourier de uma sequência em tempo discreto é muito importante, pois demonstra que a Transformada de Fourier, caso possa ser calculada, será periódica com período igual a 2π em ω. Isso indica uma primeira fonte de modificação da informação associada a um sinal, ao efetuar a transformação do domínio de tempo contínuo para o domínio de tempo discreto por meio de uma operação de amostragem. Toda sequência obtida pela amostragem de um sinal em tempo contínuo exibirá um espectro periódico (Transformada de Fourier) com um período de a 2π em ω, independentemente de qual seja o espectro do sinal em tempo contínuo. Isso leva, portanto, à conclusão de que a transformação do domínio de tempo contínuo para o domínio de tempo discreto operada por uma operação de amostragem sempre modifica a informação associada ao sinal amostrado.

Uma questão importante que a teoria de Processamento Digital de Sinais precisa responder é: se, como e sob quais condições a informação original ainda pode ser recuperada de uma sequência de dados amostrados?

Partindo novamente de um ponto de vista intuitivo, a informação original ainda está disponível na sequência de dados amostrados se as modificações introduzidas pela operação de amostragem introduzirem redundâncias em relação à informação original desde que não interfiram na informação original de maneira destrutiva. Essa consideração é compatível com o fato de que a Transformada de Fourier de uma sequência é periódica se, como será mostrado a seguir, os diferentes períodos do espectro forem réplicas distintas do espectro do sinal amostrado. Nesse caso, a informação associada com o sinal amostrado pode ser pensada como sendo associada, sem modificações, com um único período do espectro da sequência de dados amostrados.

Além da noção intuitiva mostrada acima, a análise matemática do teorema da amostragem e suas consequências confirmam as evidências da influência da amostragem sobre a recuperação da informação do sinal original e permitem inclusive definir regras para que a operação de amostragem sempre seja apropriada, ou seja, não introduza modificações que levam à perda de informação do sinal amostrado.

9.2.3 Ajustes de curvas

É bastante comum em engenharia a realização de testes de laboratório para a validação de sistemas reais. Os resultados são obtidos na forma de pontos cujo comportamento demonstra o relacionamento de uma variável independente (ou explicativa) com uma ou mais variáveis dependente (ou resposta). Ao se plotar esses pontos em um gráfico, obtém-se um diagrama denominado diagrama de dispersão, como apresentado na Figura 37

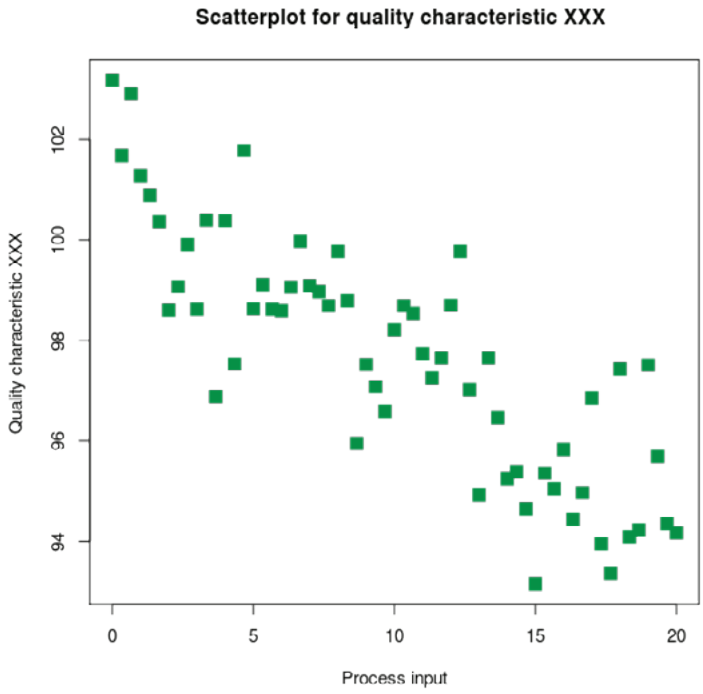


Figura 37. Gráfico de dispersão

De modo geral, deseja-se obter uma expressão ou função que descreva matematicamente esse conjunto de pontos. É pouco provável que, dado um conjunto de pontos experimentais, exista uma curva que passe exatamente por cada ponto e que descreva fielmente o sistema analisado.

"Ajuste de curvas" é um método que consiste em encontrar uma curva que se ajuste a uma série de pontos e que possivelmente cumpra uma série de parâmetros adicionais. O ajuste de curvas pode envolver tanto interpolação, em que se faz necessário um ajuste exato aos dados, quanto suavização, na qual é construída uma função "suave" que se ajusta aos dados aproximadamente.

Devido a erros de medição, alteração de condições de variáveis dependentes durante o experimento, entre outras, nem sempre uma função polinomial interpoladora dos pontos fornecidos é a melhor solução. Muitas vezes, uma curva que melhor se ajusta a esses pontos, levando em consideração a existência de erros que, em geral, não são previsíveis, pode levar a melhores resultados.

Uma das vantagens de se obter uma curva que se ajusta adequadamente a esses pontos é a possibilidade de prever os valores da função (variável dependente) para valores da variável explicativa que estão fora do intervalo fornecido. Ou seja, é possível fazer uma extrapolação com uma precisão razoável.

Por exemplo, conhece-se os dados de consumo anual de carga elétrica de uma cidade. A partir desses dados conhecidos, pode-se fazer projeções para o futuro e, com isso, fazer-se um planejamento para que a cidade seja suprida de forma adequada nos anos subsequentes. A ideia é ajustar uma curva que melhor se ajuste aos dados disponíveis. Sendo assim, conhecida a equação da curva, pode-se determinar valores fora do intervalo conhecido.

Os custos operacionais e a confiabilidade a longo prazo são fatores-chaves para a redução do custo total de vida útil de um sistema fotovoltaico. Neste contexto, os métodos de caracterização e diagnóstico são cada vez mais importantes na identificação e compreensão das falhas e modos de degradação que afetam os módulos e arranjos fotovoltaicos, assim como o desenvolvimento de novas ferramentas e testes para avaliar a confiabilidade e a vida útil dos módulos FV.

As curvas I-V podem fornecer diversas informações sobre a condição e propriedades elétricas de geradores FV, por exemplo, corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, *fill-factor*, resistência série e paralelo, fator de idealidade equivalente do diodo, além de indicar a presença de sombreamentos e poeira/sujidades.

Nesse sentido, esta seção propõe dois métodos de diagnóstico de defeito, ambos são baseados na técnica de caracterização I-V. O primeiro método baseia-se na análise espectral da potência enquanto o segundo utiliza a derivada segunda da curva I-V. Nas próximas seções, serão apresentados os dois métodos citados.

9.3 Detecção de Falhas utilizando Técnica de Análise Espectral de Potência

A técnica de análise espectral de potência é frequentemente utilizada para avaliar a condição de sistemas eletrônicos de potência. Como exemplos, pode-se destacar a detecção de barras quebradas em motores de indução trifásicos em sistemas industriais e de tração, falhas em IGBTs em inversores de frequência, entre outros.

Embora as curvas características I-V dos arranjos FV não sejam periódicas e nem uma função direta do tempo, é possível, considerando os efeitos discutidos anteriormente, tratá-las como uma onda periódica.

Para que se possa realizar a análise espectral utilizando os algoritmos tradicionais de Transformada de Fourier, a curva característica I-V passa por uma etapa de pré-processamento. Devido a ruídos e erros presentes no processo de amostragem das curvas, não é possível garantir que para cada valor de tensão exista um único valor de corrente correspondente. Assim, é necessário remover do conjunto de dados de entrada valores duplicados de tensão.

Além disso, para que o algoritmo da Transformada de Fourier funcione adequadamente, é necessário um conjunto de pontos no qual (V_0, I_0), (V_1, I_1), ..., (V_{i-1}, I_{i-1}), (V_i, I_i), em que i é o número de amostras – sendo necessário que sejam igualmente espaçados. Para se obter um conjunto de pontos igualmente espaçados, optou-se por utilizar o algoritmo de interpolação Spline cúbica.

Já para realizar a análise espectral, optou-se por utilizar a curva PxV, pelo fato de não apresentar descontinuidades, minimizando os efeitos do espalhamento espectral, conforme apresenta a Figura 38.

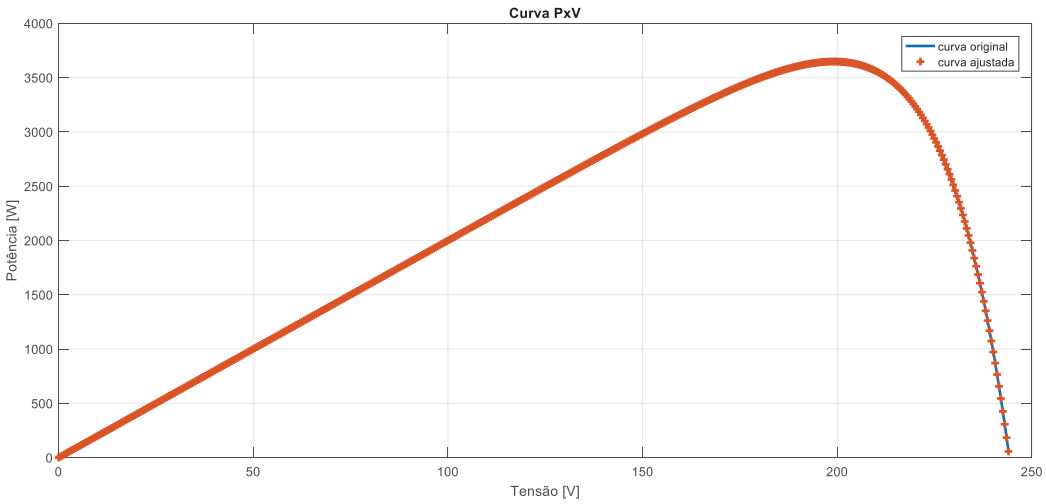


Figura 38. Resultado do pré-processamento

Antes de se realizar o cálculo da Transformada de Fourier, a curva P-V é modificada adicionando ao seu final uma cópia invertida da forma de onda original. Esse procedimento faz com que a forma de onda analisada possua simetria de quarto de onda com valor médio zero. A Figura 39 mostra a curva P-V original e a curva utilizada no cálculo da transformada.

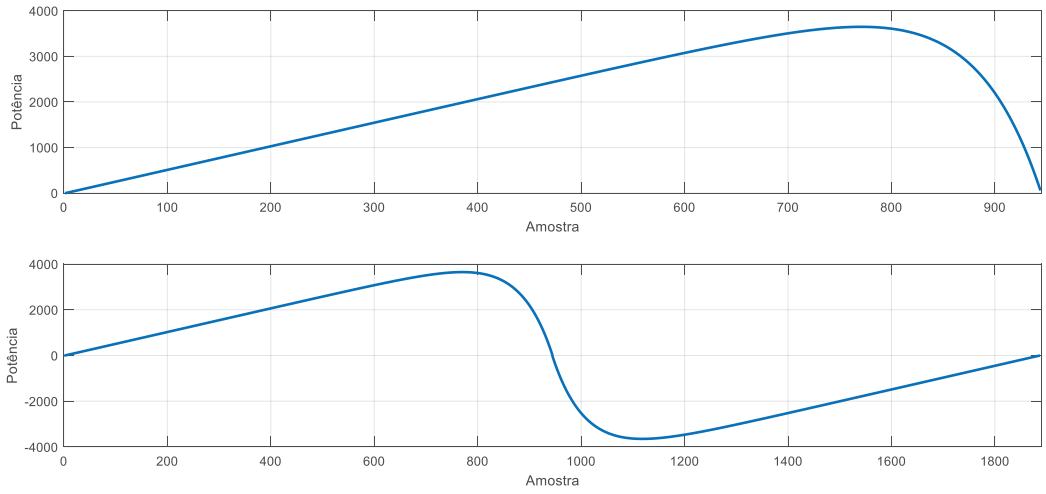


Figura 39. Curva P-V original e curva utilizada para cálculo da Transformada de Fourier

A Figura 40 mostra o espectro de uma curva PxV para um arranjo FV em condições normais de operação. Os testes foram realizados utilizando dez módulos conectados em série a uma temperatura de 300 K e taxa de amostragem de 10 [kHz]. Por sua vez, a Figura 41 apresenta o espectro de um arranjo FV operando em condições de sombreamento parcial.

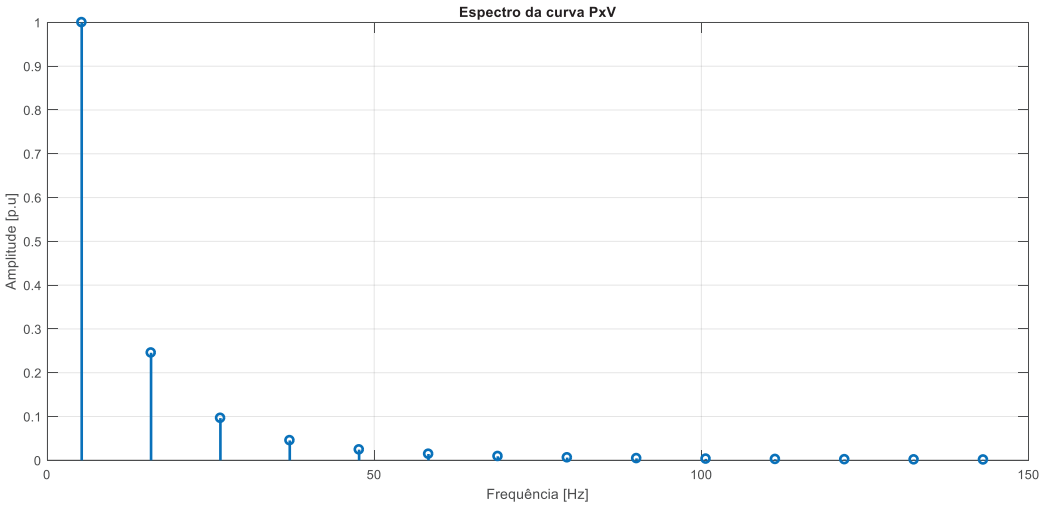


Figura 40. Componentes espectrais para um arranjo FV em condições normais de operação

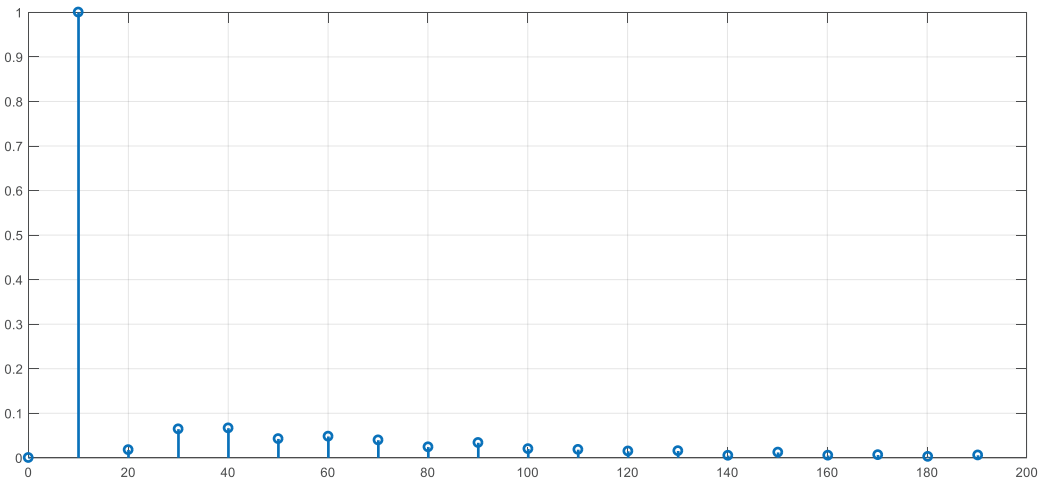


Figura 41. Componentes espectrais para um arranjo FV operando em condições de sombreamento parcial

Como todo sinal limitado no tempo, o conteúdo espectral da forma de onda da curva PxV possui infinitos harmônicos. Para facilitar a análise, optou-se por normalizar a amplitude das harmônicas em função da amplitude da fundamental e limitar a análise às componentes com pelo menos 0,1% da amplitude da fundamental.

A análise dos componentes espectrais para o arranjo FV em condições normais de operação mostra um comportamento decrescente das amplitudes, ou seja, a amplitude de harmônicos superiores sempre é menor que a amplitude dos harmônicos de ordem inferior. Já na análise do espectro para o arranjo em condições de sombreamento parcial, observa-se uma oscilação nas amplitudes dos harmônicos, o que indica a presença do defeito.

9.4 Testes do Algoritmo de Detecção de Defeitos utilizando Análise Espectral

Para avaliar os componentes do espectro em função dos defeitos em módulos e arranjos FVs, foram realizadas 19 medições reais. Nas medições de 1 a 5 e na medição 19, o arranjo está operando em condições normais de operação – como exemplo, as figuras 42 e 43. Já nas medições de 6 a 18, os arranjos estão operando em condição de sombreamento parcial. Portanto, espera-se uma oscilação no conteúdo espectral – como exemplo, as figuras 44 e 45.

Curva 1: Condições normais de operação.

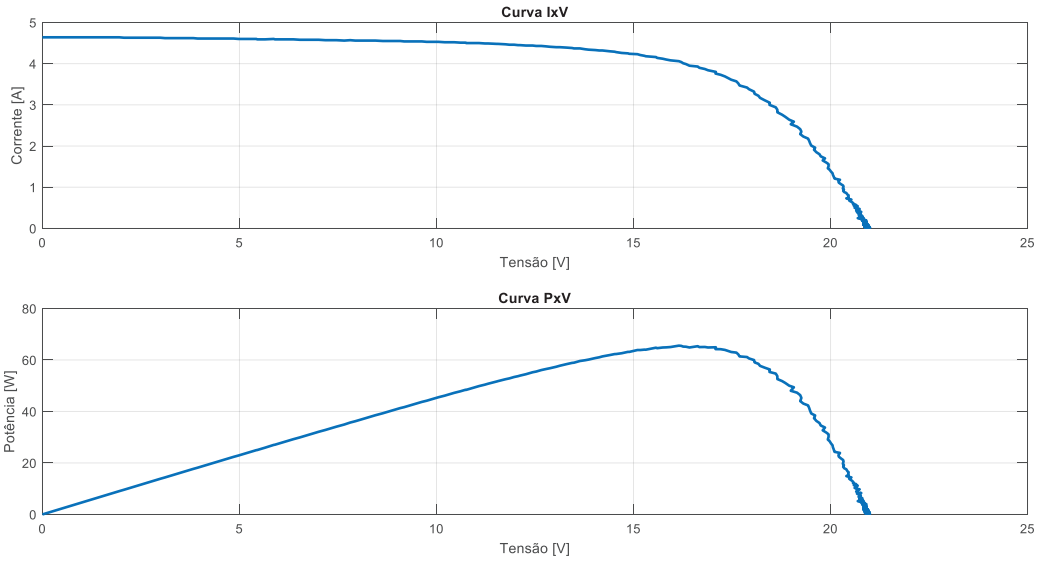


Figura 42 . Curva de teste 1: Condições normais de operação

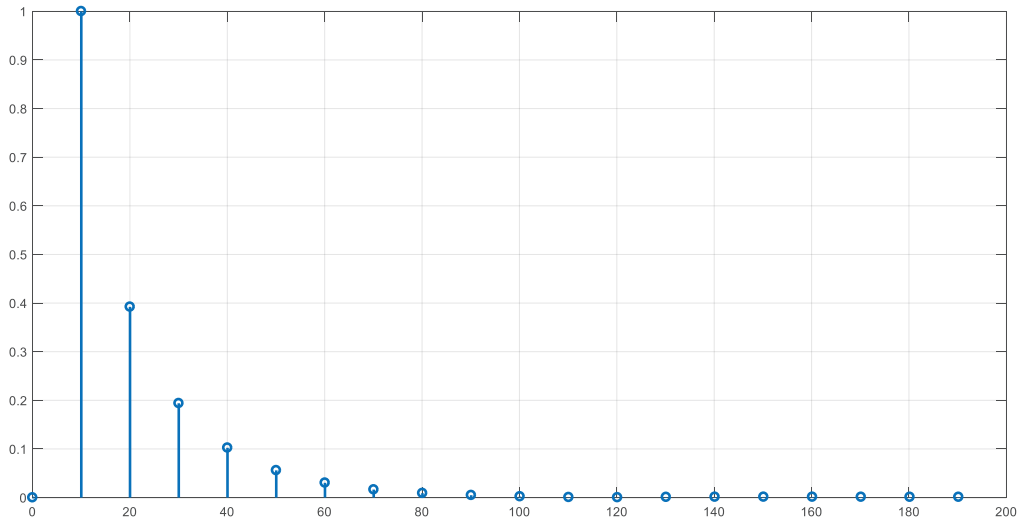


Figura 43. Curva de teste 1: Método de diagnóstico Fourier

Número de oscilações: 0.

Curva 6: Condições de sombreamento parcial de operação.

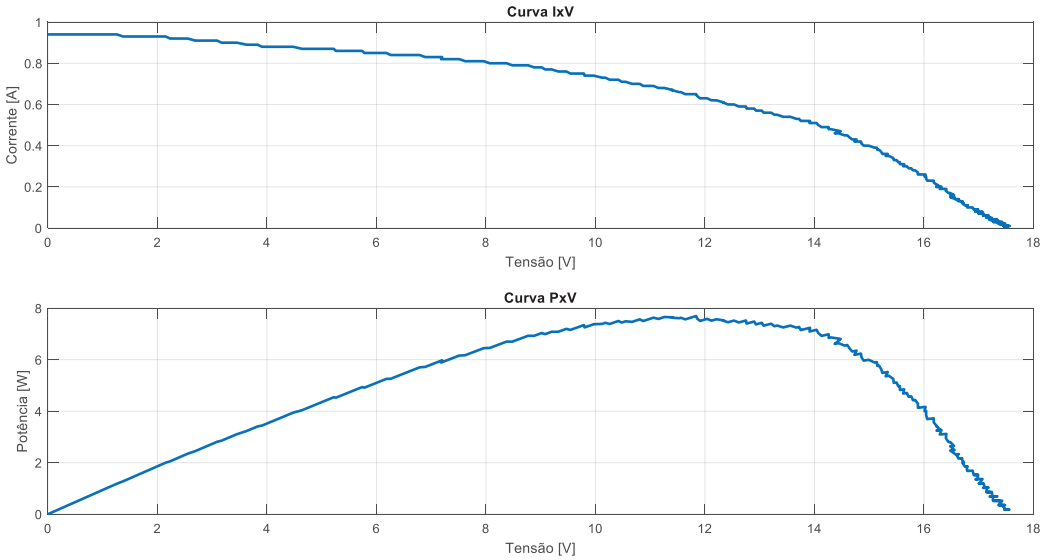


Figura 44. Curva de teste 6: Condições de sombreamento parcial de operação.

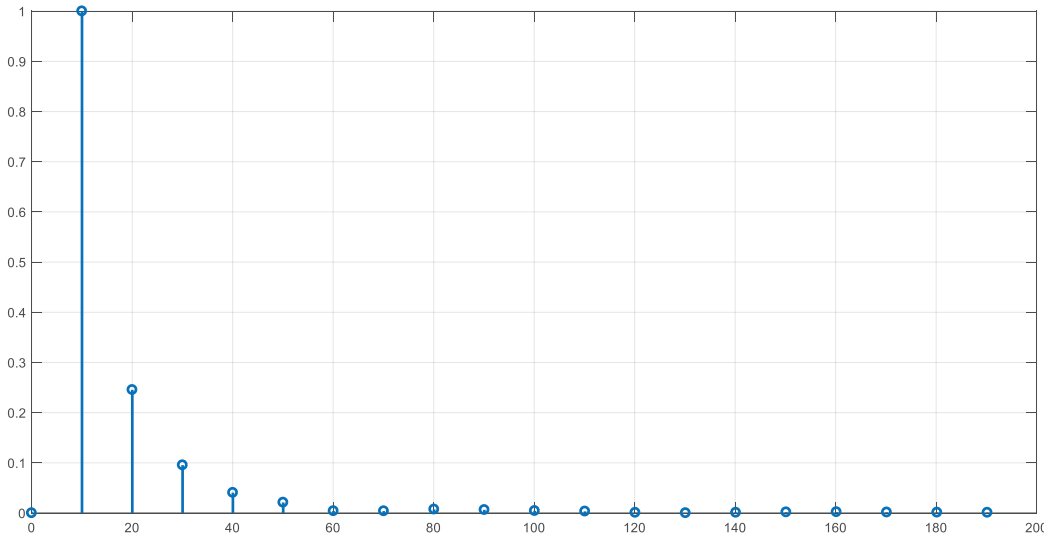


Figura 45. Curva de teste 6: Método de diagnóstico Fourier

Número de oscilações: 2.

Os resultados preliminares mostram que a análise espectral é um método promissor para o diagnóstico de falhas de arranjos fotovoltaicos. Toda uma família completa de curvas P-V considerando diferentes faixas de irradiação e temperatura foram analisadas e validadas em condições normais de operação, sendo observado que as amplitudes estão sempre decrescendo, pelo menos, até que a amplitude normalizada de 10^{-3} seja alcançada (mesmo em condições com bastante ruído). Além disso, medidas experimentais também validaram a técnica.

Na presença de defeito (ou sombra), oscilações irão ocorrer antes da amplitude considerada, concluindo-se que existe um problema (fato este também verificado experimentalmente, com outras avaliações exaustivas já previstas).

Como o presente método lida com frequências muito mais baixas que a frequência de amostragem, foi verificado que o efeito do ruído é minimizado e, portanto, não irá influenciar os resultados.

9.5 Detecção de Falta utilizando o Método da Derivada Segunda

O método de detecção utilizando a derivada segunda tem como base a aproximação da curva I-V por um conjunto de polinômios de segundo grau utilizando o método dos mínimos quadrados. A Figura 46 mostra um ajuste de curva utilizando polinômio de segundo grau pelo método dos mínimos quadrados, no qual cada ponto é calculado com base em uma janela de 101 pontos.

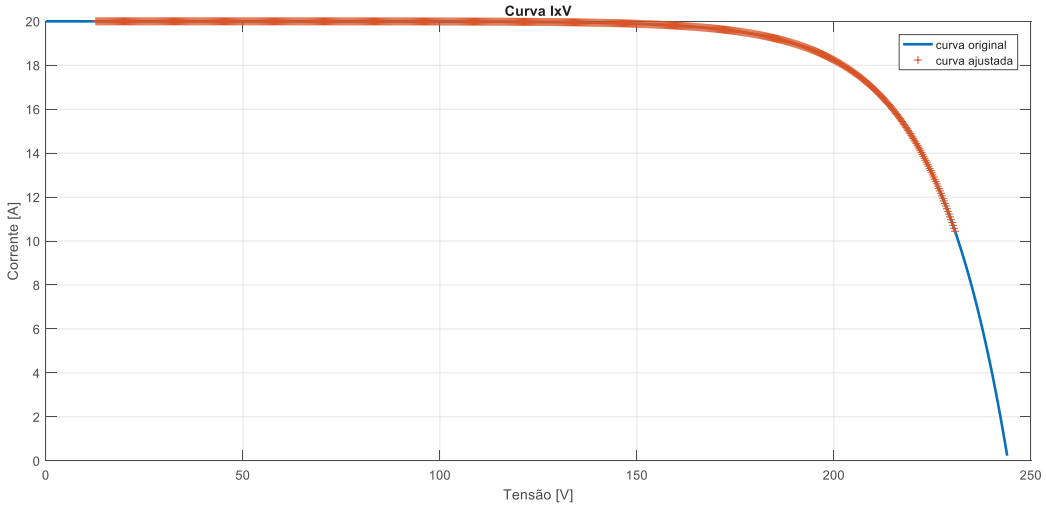


Figura 46. Aproximação da curva I-V utilizando métodos dos mínimos quadrados com janela de 101 pontos

Optou-se por utilizar a aproximação polinomial de 2ª ordem devido à facilidade de se obterem as derivadas de primeira e segunda ordem. Sendo assim, o polinômio interpolador é apresentado pela Equação 7 a seguir:

$$P(x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2 \tag{7}$$

sua derivada de primeira ordem é dada pela Equação 8.

$$\frac{\partial P}{\partial x} = a_1 + a_2 x \tag{8}$$

Por sua vez, a derivada de segunda ordem é dada pela Equação 9.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial^2 x} = a_2 \tag{9}$$

A Figura 47 e a Figura 48 mostram, respectivamente, o ajuste e a curva da segunda derivada de uma curva P-V para um arranjo em condições normais de operação. A Figura 49 e a Figura 50 mostram, respectivamente, o ajuste e a curva da segunda derivada de uma curva P-V para um arranjo operando em condição de sombreamento parcial.

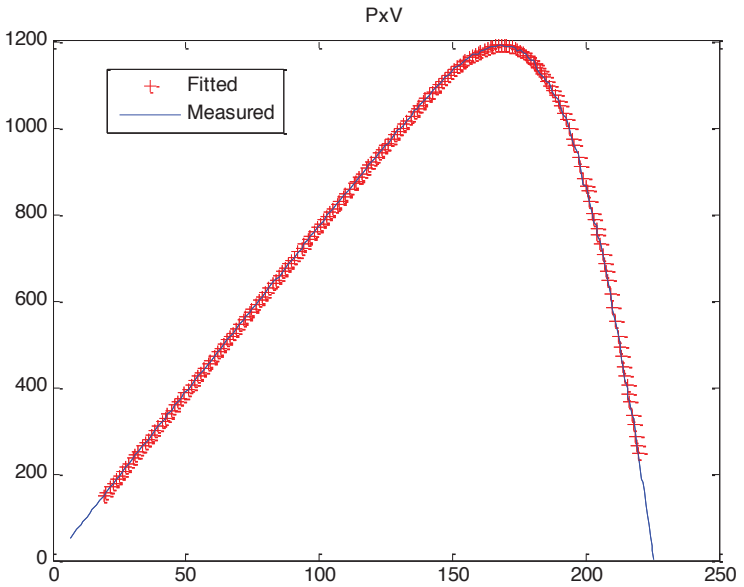


Figura 47. Ajuste de uma curva P-V em condições normais de operação

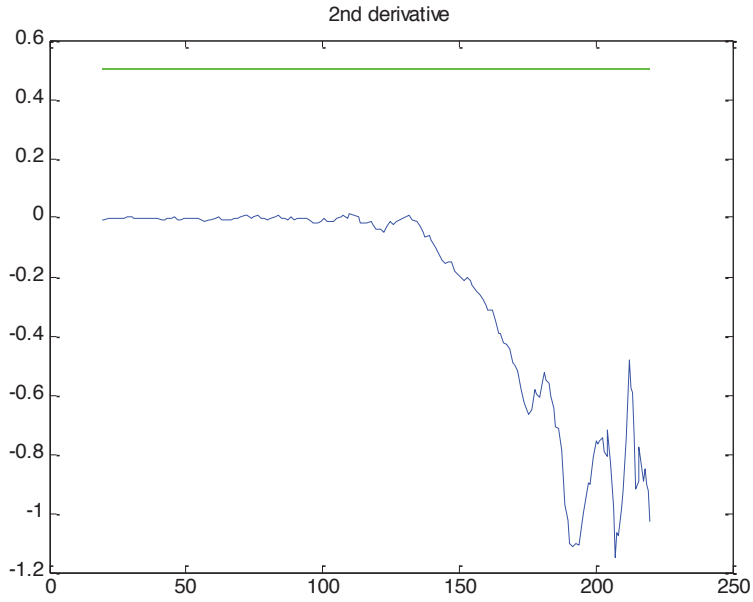


Figura 48. Segunda derivada da curva P-V em condições normais de operação

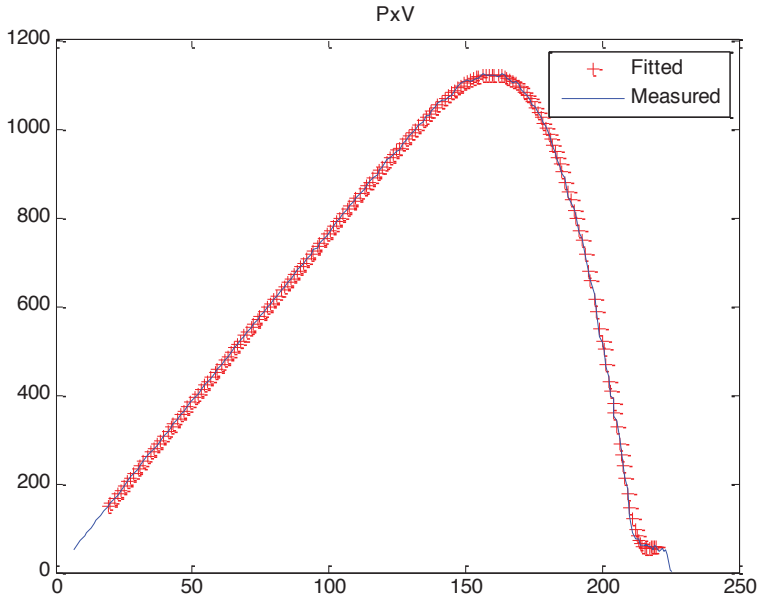


Figura 49. Ajuste de uma curva P-V operando com sombreamento parcial

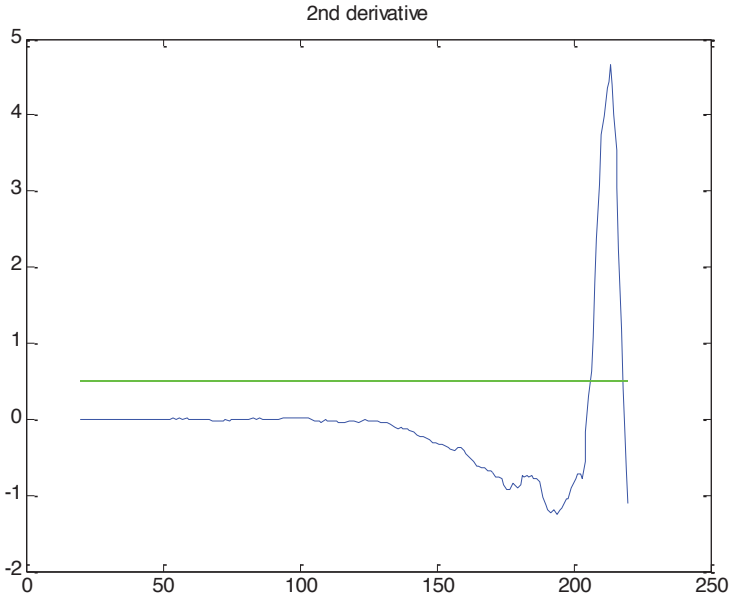


Figura 50. Derivada segunda da curva P-V operando com sombreamento parcial

Comparando a Figura 48 e a Figura 50, observa-se que o valor da derivada segunda sempre é inferior ao limiar estabelecido na primeira e apresenta pontos com valor superior ao limiar na segunda.

Entretanto, para que o algoritmo possa ser utilizado, ainda é necessário investigar alguns pontos, dentre eles destaca-se a sensibilidade ao ruído, a melhor frequência de corte para o filtro e, por fim, a relação entre o limiar e a potência do arranjo FV. Quanto ao desenvolvimento da caixa junção, as duas técnicas foram aplicadas e estão sendo testadas em campo por meio de usinas fotovoltaicas em operação.

10. CONCLUSÕES

Neste capítulo foi apresentado todo o desenvolvimento técnico da caixa de junção inteligente, sendo que as principais técnicas, métodos e componentes utilizados foram expostos. Na atualidade, a caixa de junção está em operação e realizando testes em UFVs de forma a comprovar a sua eficácia e robustez na detecção e diagnósticos de falhas em *strings* FVs de UFVs. As Figuras 51 e 52 apresentam a caixa de junção acoplada a 3 pequenas UFVs residenciais (capacidade instalada total: 6,57 kWp) na sede da Alsol, em Uberlândia (MG).



Figura 51. Telhado Sede da Alsol com 3 pequenas UFVs



Figura 52. Inversores das 3 UFVs na sede da Alsol conectados à caixa de junção

Conforme mostram as figuras 51 e 52, a caixa de junção inteligente foi acoplada às UFVs na sede da Alsol Energias Renováveis S.A.. A empresa vem realizando testes de precisão e confiabilidade dos métodos de diagnóstico de falhas desenvolvido e, já apresentado nas seções anteriores, com três distintos fabricantes, modelos de inversores e módulos fotovoltaicos.

Cabe salientar que a caixa de junção operou 10 dias em cada sistema, com o início dos testes em 1º de fevereiro de 2017, totalizando 30 dias de testes no total. Após a realização desses 3 testes, em diferentes UFVs, a caixa foi transferida para uma UFV comercial Algar Telecom, também localizada em Uberlândia (MG), com capacidade instalada total de 85,68 kWp. A Figura 53 apresenta a UFV e o local onde foi instalada a caixa de junção (círculo vermelho).



Figura 53. A caixa de junção instalada (círculo vermelho) na UFV comercial Algar Telecom

Os testes de precisão e confiabilidade do método de diagnóstico de falhas que foram realizados na UFV comercial Algar Telecom tiveram início em abril de 2017. Eles foram realizados alternando entre 2 *strings* de um mesmo MPPT (rastreamento do ponto de máxima potência) do inversor de 12 kW e terão duração de 30 dias. A Figura 54 apresenta as *strings* e o inversor que foram testados.

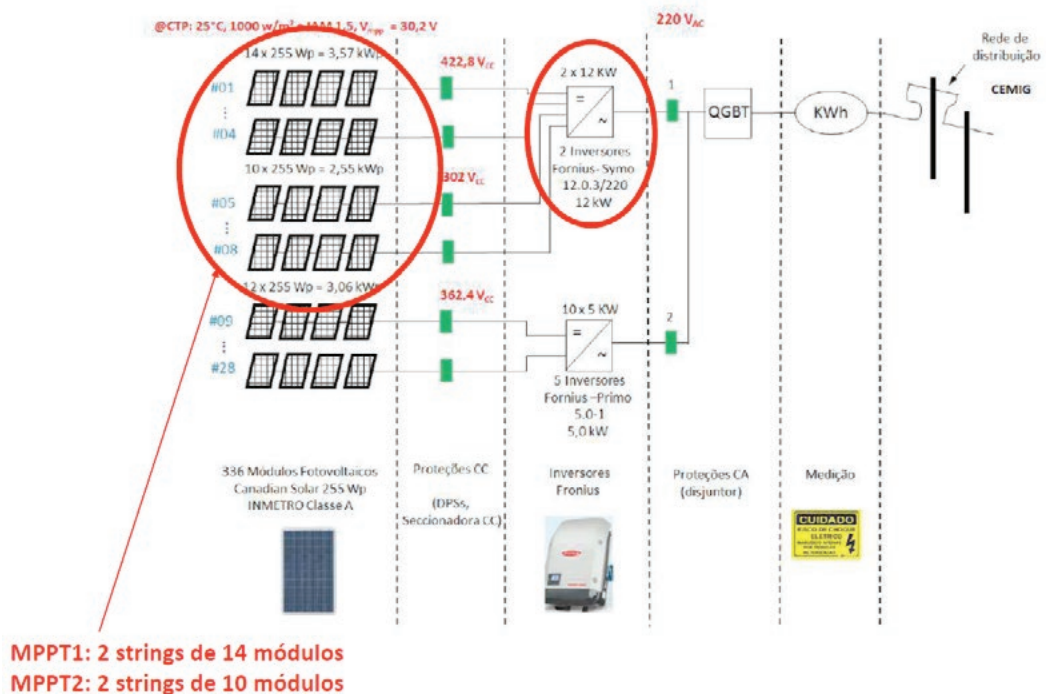


Figura 54. *Strings* nas quais será testada a caixa de junção acoplada à UFV comercial Algar Telecom

Finalmente, os testes que estão sendo realizados com a caixa de junção inteligente integrada às UFVs mencionadas fornecerão informações importantes sobre a sua operação em condições de campo (real), deverão também obter dados operacionais para a realização de pesquisas e avaliação de sua robustez de forma a comprovar sua confiabilidade técnica e possibilidade de inserção e utilização no mercado fotovoltaico brasileiro.

11. REFERÊNCIAS

[1] DA COSTA, W. T.; FARDIN, J. F.; and NETO, V. B. M. Identification of photovoltaic model parameters by Differential Evolution. *IEEE International Conference on Industrial Technology* (ICIT), vol., n.º, pp.931-936, 14-17, March 2010.

[2] SERA, D.; TEODORESCU, R.; and RODRIGUEZ, P.; Rodriguez. PV panel model based on datasheet values. IEEE *International Symposium on Industrial Electronics*. ISIE 2007., vol., no., pp. 2.392- 2.396, 4-7 June 2007.

[3] *Renewable Energy Data Book* – U.S. Department of Energy – 2013. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/ 62580.pdf>.

[4] BLAESSER, G.; MUNRO, D.. *Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Photovoltaic Plants*. Document C. Initial and Periodic Tests on PV plants. Joint Research Centre Ispra. European Commission. 1995.

[5] VILLALVA, M. G; GAZOLI, J. R.; and FILHO E. R.; Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol.24, no.5, pp.1198-1208, May 2009.

[6] MASTERS, G.M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & sons, 2004, pp. 468.

[7] RAMAPRABHA, R. and MATHUR, B. L. MATLAB Based Modeling to Study the Influence of Shading on Series Connected SPVA. *Emerging Trends in Engineering and Technology* (ICETET), 2009 2nd International Conference on , vol., no., pp.30-34, 16-18 Dec. 2009.

[8] del CUETO J. A. Comparison of energy production and performance from flat plate photovoltaic module technologies deployed at fixed tilt. *Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2002, p. 1523–6.

[9] MEYER, E. L., VAN DYK, E. E. Degradation analysis of silicon photovoltaic modules. *Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. 2000, p. 2272–5.

[10] VAN DYK, E. E.; MEYER, E. L.; SCOTT, B. J.; O'CONNOR, D. A.; WESSELS, J. B. Analysis of photovoltaic module energy output under operating conditions in South Africa. *Proceedings of the 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 1997, p. 1197–2000.

[11] *International Electrotechnical Commission*, IEC 60904-1:2006 – Measurement of photovoltaic current-voltage characteristic, April 2005.

[12] DURÁN, E.; PILIOUGINE, M.; SIDRACH-DE-CARDONA, M.; GALÁN, J.; and ANDÚJAR, J. M. Different methods to obtain the I-V curve of PV modules: a review. in *Proceedings of the 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (PVSC '08), San Diego, Calif, USA, 2008.

[13] MALIK, A. Q.; DAMIT, Salmi Jan Bin Haji. Outdoor testing of single crystal silicon solar cells. *Renewable Energy*, Volume 28, Issue 9, July 2003, Pages 1433-1445, ISSN 0960-1481. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481(02)00255-0>.

[14] MAHMOUD, Marwan M. Transient analysis of a PV power generator charging a capacitor for measurement of the I–V characteristics. *Renewable Energy*, Volume 31, Issue 13, October 2006, Pages 2198-2206, ISSN 0960-1481, http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2005.09.019.

[15] VAN DYK, E. E.; GXASHEKA, A. R.; MEYER, E. L. Monitoring current–voltage characteristics and energy output of silicon photovoltaic modules. *Renewable Energy*, Volume 30, Issue 3, March 2005, Pages 399-411, ISSN 0960-1481. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2004.04.016>.

[16] VAN DYK, E. E.; GXASHEKA, A. R.; MEYER, E. L. Monitoring current-voltage characteristics of photovoltaic modules. In *Photovoltaic Specialists Conference*, 2002. Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE , vol., no., pp.1516-1519, 19-24 May 2002 doi:10.1109/PVSC.2002.1190899.

[17] WILLOUGHBY, A. A.; OMOTOSHO, T. V.; AIZEBEOKHAI, A. P. A simple resistive load I-V curve tracer for monitoring photovoltaic module characteristics. In *Renewable Energy Congress* (IREC), 2014 5th International, vol., no., pp.1-6, 25-27 March 2014 doi: 10.1109/IREC.2014.6827028.

[18] NEUENSTEIN, H.; ALBERS, K. *On-site power checks.Photon International.* (May), 70–74, 2004.

[19] IEC. *Crystalline silicon photovoltaic (PV) array – Onsite measurement of I-V characteristics*, International Standard 61829, 1995.

[20] MUÑOZ, J. and LORENZO, E. *Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays*. Solar Energy, vol. 80, no. 11, pp. 1489–1497, 2006. View at Publisher · View at Google Scholar.

[21] BUIATTI, G. M. *Method and apparatus for obtaining information enabling the determination of the maximum power point of a power source*. EPO 09 165145.5 (Depositada em 10 de julho de 2009).

[22] BUIATTI, G. M. *Apparatus for controlling the current going through an inductor of an energy conversion device*. EP2515423 A1 (Requerimento em 24 de outubro de 2012).

[23] SAHBEL, Anwar; HASSAN, Naggar; ABDELHAMEED, Magdy M.; ZEKRY, Abdelhalim. *Experimental Performance Characterization of Photovoltaic Modules Using DAQ*. Energy Procedia, Volume 36, 2013, Pages 323-332, ISSN 1876-6102. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.037>.

[24] KUAI, Y. and YUVARAJAN, S. An electronic load for testing photovoltaic panels. *Journal of Power Sources*, vol. 154, no. 1, pp. 308–313, 2006.

[25] BÖHM, M.; SCHEER, H. C.; WAGEMANN, H. G. *Solar simulator measurement system for large area solar cells at standard test conditions, Energy Conversion and Management*. Volume 25, Issue 1, 1985, Pages 105-113, ISSN 0196-8904. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/0196-8904(85)90077-9>.

[26] HECKTHEUER, L. A.; KRENZINGER, A.; PRIEB, C. W. M. *Methodology for Photovoltaic Modules Characterization and Shading Effects Analysis*. J. Braz. Soc. Mech. Sci. 2002, vol.24, n.1, pp. 26-32. Available from: ISSN 0100-7386. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1590/S0100- 3862002000100004>.

[27] FERNÁNDEZ-RECHE, J.;CAÑADAS, I.; SANCHÉZ, M.; BALLESTRÍN, J.; YEBRA, L.; MONTERREAL, R.; RODRÍGUES, J.; GARCÍA, G.; ALONSO, M.; CHENLO, F. *PSA Solar furnace: A facility for testing PV cells under concentrated solar radiation, Solar Energy Materials and Solar Cells*. Volume 90, Issue 15, 22 September 2006, Pages 2480-2488, ISSN 0927-0248. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2006.03.030>.

[28] DE BLAS, M. A.; TORRES, J. L.; PRIETO, E.; GARCÍA, A. *Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices*. Renewable Energy, Volume 25, Issue 3, March 2002, Pages 371-380, ISSN 0960-1481. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/S0960-1481(01)00056-8>.

[29] BUIATTI, G. M. *Method for obtaining information enabling the determination of a characteristic of a power source*. US9086716 B2 (Concedido em 21 de julho de 2015).

[30] BUIATTI, G. M. *Apparatus for obtaining information enabling the determination of the maximum power point of a power source*. US20120139504 A1 (Requerimento em 7 de junho de 2012).

[31] KEMET Technologies, *Introduction to capacitors technologies*, 2013. Disponível em: <http://www.kemet.com/Lists/TechnicalArticles/Attachments/6/What%20is%20a%20Capacito r.pdf>. Acesso em: sdetembro 2015.

[32] Cornell Dubilier: *Aluminum Electrolytic Capacitor Application Guide*. Disponível em: <http://www.cde.com/resources/catalogs/AEappGUIDE.pdf>. Acesso em: setembro 2015.

[33] TDK Corp: *Electrolytic capacitors – general technical information*. December 2014. Disponível em: <http://de.tdk.eu/blob/185386/download/5/pdf-generaltechnicalinformation.pdf>. Acesso em: agosto de 2015.

[34] TT Electronics: *Fixed Resistors – Resistors for High Voltage Applications*. November 2014. Disponível em: <https://www.digikey.com/Web%20Export/Supplier%20Content/ttelectronics- elwyn-985/pdf/elwyn-an-resistors-for-hi-voltage.pdf?redirected=1, accessed on August 2015>.

[35] EVOX-RIFA Corp: Electrolytic capacitors application guide. Disponível em: <http://www.evoxrifa.com/europe/technotes_electrolytics.htm, accessed on September 2007>.

[36] KARKI. *Understanding Operational Amplifier Specifications*. White Paper: SLOA011, Texas Instruments, 1998.

[37] TOBEY, Graeme Huelsman. *Operational Amplifiers: Design and Applications*. McGraw- Hill, 1971.

[38] FRANCO. *Design with Operational Amplifiers and Analog Integrated Circuits*. 3rd Edition, McGraw-Hill, 2001.

[39] FREDERIKSEN. *Intuitive Operational Amplifiers: From Basics to Useful Applications*. Revised Edition, McGraw-Hill, 1988.

[40] UNGRAD, H; WINKLER, W; WISZNIEWSKI, A. *Protection techniques in electrical energy systems*. Marcel Dekker Inc., New York, 1995.

[41] MARKS, J. R. *Introduction to Shannon sampling and interpolation theory*. Springer, New York, 1991.

[42] SIEMENS, A. G. *Power engineering guide.* 6th edn, Erlangen, Germany, 2010.

[43] AREVA T&D Protection and Control .Protective relays application guide. UK, 3rd ed. 1987.

[44] HALL, Prentice. *The FFT, Fundamentals and Concepts*. New Jersey, 1985.

[45] WALKERS, James S. *Fast Fourier Transforms*. CRC Press, NY, NY, 1996.

[46] D'ANTONA, Gabriele. *Digital Signal Processing for Measuring Systems*. Springer, 2005. p. 60.

[47] *Windowing: Optimizing FFTs Using Window Functions (Tutorial*). National Instruments. Disponível em: <http://www.ni.com/white-paper/4844/ - visitado em 12/setembro/2012>.

[48] SCHILLING, Robert J.; HARRIS, Sandra L. *Fundamentals of Digital Signal Processing Using Matlab*. CL Engineering, 2nd edition, 2011.

CAPÍTULO 13

Aspectos Gerais do Projeto Básico e Executivo da Planta Jaíba Solar

Maria Tereza Diniz Carneiro – CEI SOLAR
Nara Rúbia Dante de Godoy – CEI SOLAR
Lucas Bacha Pereira Horta – CEI SOLAR

Foto: U.S. Air Force photo



OBJETIVO

Os objetivos deste capítulo são, de forma geral, relatar os motivos pelos quais se chegou à configuração da planta Jaíba Solar e quais as variáveis analisadas para esta definição, de forma a apresentar, portanto, a metodologia utilizada para a elaboração do Projeto Básico e Executivo, o qual é elaborado da seguinte forma:

a. Apresenta a justificativa da configuração inicial do projeto, de acordo com as condições locais da planta, tecnologias disponíveis, estratégias de aquisições, estratégias de construção, estratégias de operação e manutenção e a própria estratégia deste tipo de projeto, que tinha como principal premissa pesquisar o funcionamento e a viabilidade de diferentes tecnologias em Minas Gerais, porém otimizando ao máximo o custo do projeto.
b. Apresenta, também, mudanças que ocorreram, como alteração tecnológica, forma de contratação, disponibilidade de suprimento no Brasil, condições do mercado, impactos durante o projeto, entre outras.

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento dos projetos de energia solar fotovoltaica normalmente se divide em diferentes fases, as quais estão delimitadas no tempo (este foi o mesmo esquema seguido para o caso da Central Fotovoltaica Jaíba Solar - 3 MW):

1. Projeto Básico – nesta fase, realizam-se as definições mais importantes do projeto, atendendo a vários aspectos, como potência instalada em módulos e inversores, tecnologias, avaliação prévia de produção elétrica, climatologia local, avaliação de opções de *layout* em função da disposição de tecnologias e a análise de sombreado, etc. Ao finalizar esta fase, obtêm-se especificações e requerimentos necessários para poder iniciar as negociações com os fornecedores, para verificar quais equipamentos se ajustam melhor às características do projeto.
2. Projeto Executivo – após definir as especificações básicas do projeto, selecionam-se os fabricantes dos diferentes equipamentos que serão instalados na Central. Nesta fase, normalmente definem-se os fornecedores dos principais equipamentos, módulos fotovoltaicos, inversores, estrutura metálica e de média tensão. Durante o fechamento dos contratos, o Projeto Básico deve ser modificado para se amoldar aos equipamentos que serão instalados.
3. Projeto Construtivo – após o fechamento dos contratos de compra dos principais equipamentos, passa-se a realizar o projeto de construção, o qual deve ser um projeto detalhado, o qual deve ser seguido durante a execução das obras. O projeto de construção se realiza, normalmente, em conjunto com a empresa construtora, a fim de atender a suas melhores propostas para o projeto e seus processos de construção.
4. Construção – trata-se da execução em si das atividades de implantação, fase em que o projeto passa do papel para a realidade. Trata-se da fase mais longa e com maior dispêndio de recursos.

5. **Testes, Comissionamento e Início de Atividades** – após a construção do projeto, serão realizados os testes necessários à confirmação de funcionamento da Central e feita a conexão desta com a rede elétrica. É necessário que as instalações geradoras de energia cumpram com o especificado no projeto, e que a conexão com a rede esteja conforme o indicado pela companhia elétrica, principalmente no que diz respeito à regularização e proteção.
6. **Operação e Manutenção** – com a Central em funcionamento, trata-se de realizar atividades para otimizar a produção, assegurando a vida útil normal desse tipo de instalações, de forma que se possa obter, pelo menos, vinte e cinco anos de vida útil.

2. CONDIÇÕES LOCAIS E JUSTIFICATIVAS DA CONFIGURAÇÃO INICIAL

2.1 Localização e Climatologia

O projeto UFV Jaíba Solar fica no município de Jaíba, localizado ao norte do Estado de Minas Gerais (Brasil).

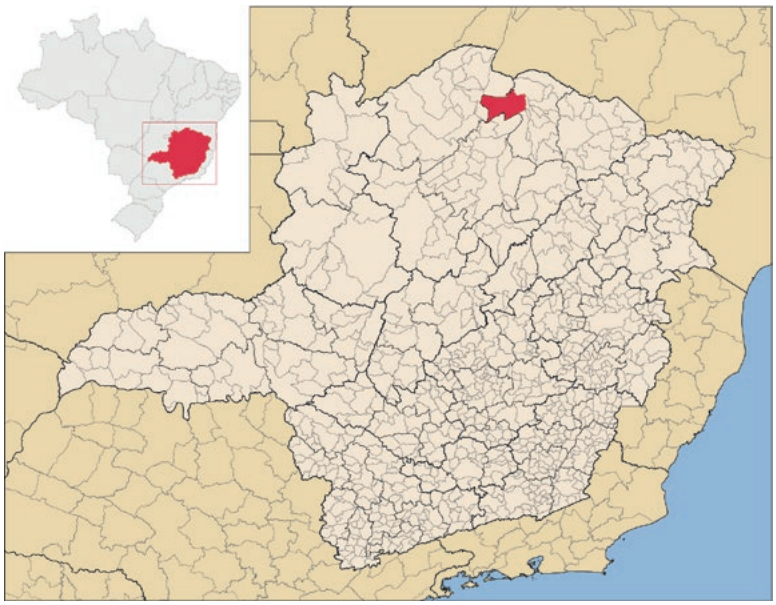


Figura 1. Município Jaíba, Minas Gerais (Brasil) – Wikipedia

As coordenadas geográficas do projeto são 15,350º sul (-) e 43,646 Oestes (-) em elipsoide WGS84. As coordenadas UTM (m) são X: 645820 e Y: 8302400 com elipsoide SIRGAS2000 Fuso 23.

A climatologia do local é do tipo tropical. Há uma estação seca, na qual não existe presença de chuva, e outra estação úmida, na qual chove bastante, havendo grande volume de água.

Os níveis de irradiação local no solo são os mais altos do estado de Minas Gerais, além disso também se encontram nas primeiras colocações a nível nacional. Conforme dados do *Solar and Wind Energy Resource Assesment* - Instituto Nacional Pesquisas Espaciais (Swera-Inpe), no local do projeto existe um valor de irradiação global horizontal de 5,667 kWh/m^2 dia.



Figura 2. Mapa de irradiação global horizontal do Brasil – Swera-Inpe

A seguir, podemos ver o diagrama solar de Jaíba, no qual se representa a posição solar durante todo o ano (azimute e elevação). As posições solares adquirem o espectro completo de valores de azimute possíveis (0 a 359º), o que é bastante importante na hora de definir e especificar os sistemas de seguimento solar.

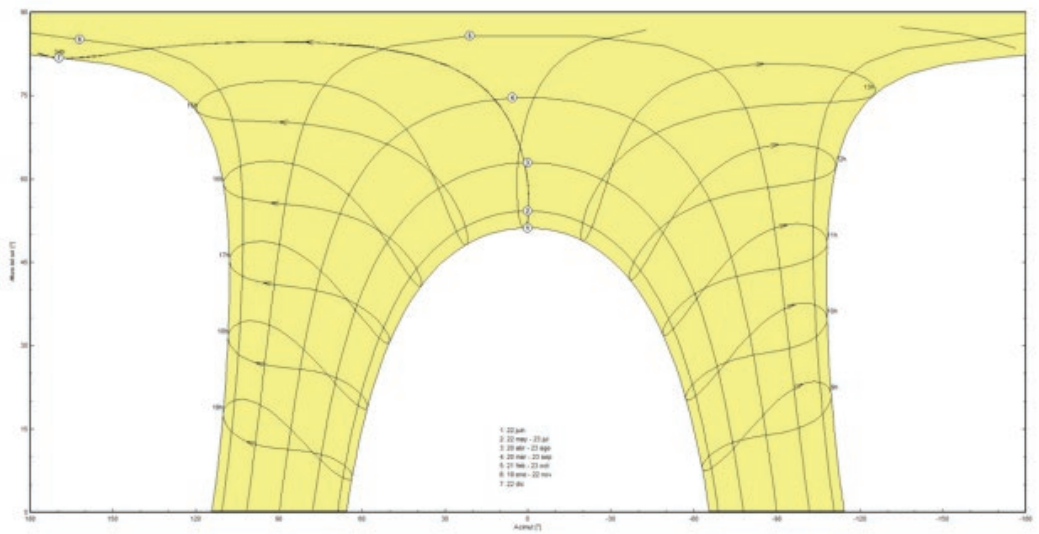


Figura 3. Diagrama solar Jaíba – PVSYST

2.2 Topografia

Para se realizar um projeto desse tipo, é necessário dispor de informação topográfica da zona de implantação, bem como de desenho do parque, localização de edifícios, sistema de drenagem, entre outros, para assim poder tomar algumas decisões em relação à obra civil a realizar.

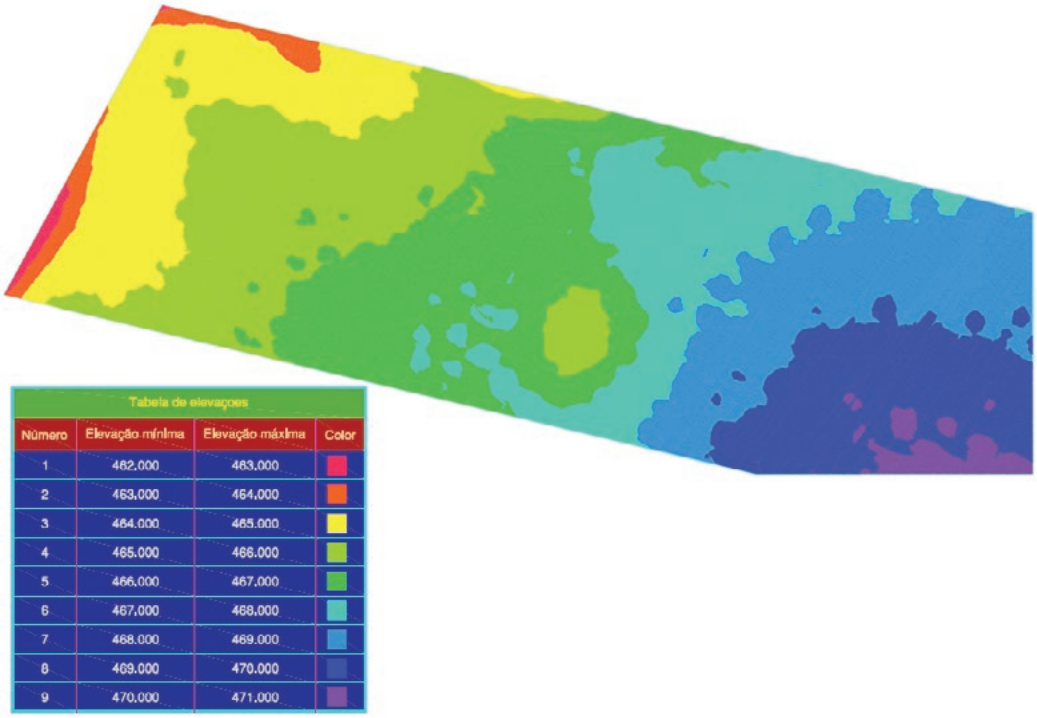


Figura 4. Topografia UFV Jaíba Solar

A partir dos pontos obtidos no terreno, gera-se uma superfície para a análise e trabalho, a qual tem o seguinte aspecto, conforme pode ser visualizado na Figura 4.

A partir da análise, é possível perceber que se trata de uma parcela sem grandes desníveis, em torno de 8 metros entre os pontos mais altos e os mais baixos. Além disso, afere-se que o terreno está inclinado na direção leste-oeste com um valor aproximado de 3%, sendo a zona oeste mais plana, enquanto a zona leste é mais inclinada (a de maior cota).

Existe uma pequena depressão, de aproximadamente um metro de profundidade na zona central, que afeta, de certa forma, a implantação das estruturas. Por isso, desde o início do planejamento do projeto, propôs-se nivelar essa área para que a parcela tenha uma superfície contínua, e, assim, evitar problemas nas estruturas e sombras excessivas.

2.3 Geotecnia

Um dos estudos iniciais de vital importância é o estudo geotécnico. Foram realizados vinte e seis furos de sondagem na parcela onde se realizará o projeto para caracterizar o terreno, recolhendo-se amostras para serem analisadas em laboratório e realizando-se ensaios de perfuração tipo SPT.

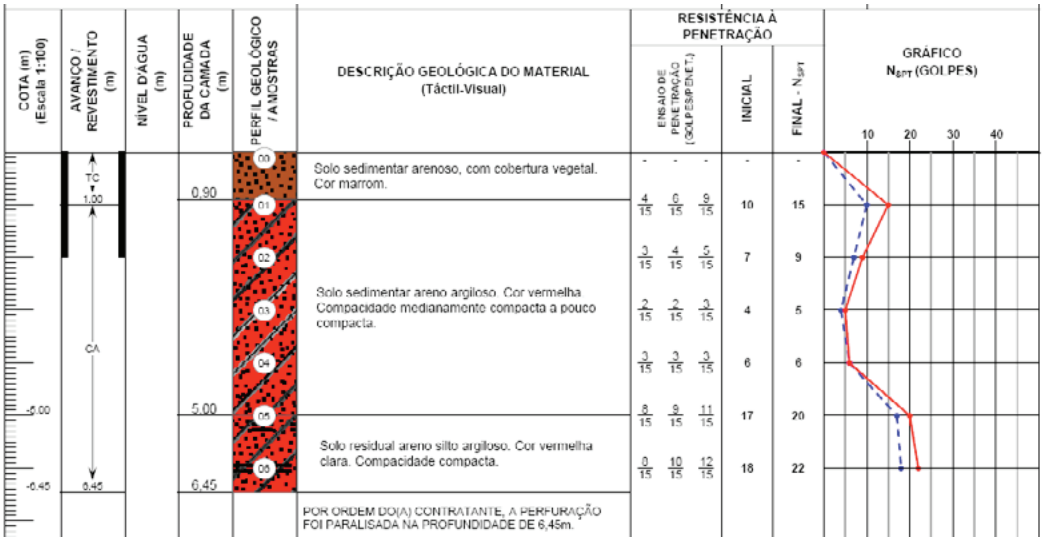


Figura 5. Estudo geotécnico

O estudo geotécnico mostra o seguinte perfil do terreno, dividido-o em três camadas:

1. Primeira camada: solo sedimentar arenoso, com cobertura vegetal, cor marrom (até 1 metro de profundidade).
2. Segunda camada: solo sedimentar argiloso, cor vermelha, compacidade medianamente compacta a pouco compacta (até 4 metros de profundidade).
3. Resto: solo residual areno-silto-argiloso, cor vermelha clara, compacidade compacta.

Em geral, trata-se de um terreno que não apresenta grandes dificuldades em relação à execução das fundações. Em vista disso, não são necessários ensaios adicionais, nem soluções especiais. Além disso, a composição dos estratos permite uma rápida absorção de água, graças à sua permeabilidade, não sendo necessária a instalação de um grande sistema interno de drenagem na Central.

Atualmente, como prática habitual, na hora de propor a melhor solução de sistema de fixação das estruturas metálicas ao terreno, os fabricantes exigem que sejam realizadas provas de esforço, de forma que possa ser comprovada em campo a capacidade deste de ser submetido a esforços similares aos que suportará em operação da Central. Motivo pelo qual, além das provas geotécnicas, também se realizaram provas de esforço das fundações, para observar o comportamento do terreno com estacas moldadas *in loco*.



Figura 6. Provas de esforços dos alicerces (fundações)

Como se observa Figura 6, os ensaios consistem em submeter a estaca que será utilizada a um grande esforço, analisando a força transmitida e a deformação correspondente. Os resultados das provas devem atender aos requisitos exigidos de forma a propiciar o suporte estrutural necessário para a execução da obra.

2.4 Tecnologias Disponíveis

A central utiliza a tecnologia fotovoltaica para realizar a conversão de energia solar em energia elétrica. O conceito básico consiste na instalação de superfícies captadoras de irradiação solar que geram eletricidade, isso ocorre em função do seu posicionamento, ou seja, dependendo do nível recebido de irradiação.

Comercialmente, existem infinidades de materiais e soluções para o aproveitamento da energia solar. Para fins de pesquisa neste projeto, considerou-se a tecnologia convencional, mediante silício cristalino, e a tecnologia de concentração, mediante materiais compostos. Essa decisão se deu em função de ser a tecnologia policristalina a que demonstrava, em 2011, data da proposta do projeto, a maior expectativa de crescimento em escala econômica no país, assim como no restante do mundo. Além disso, as tecnologias CPV se despontavam como possibilidade de projeção, não havendo nenhuma pesquisa e utilização aplicada no Brasil. Outros projetos da Chamada 013 já propunham teste em outras tecnologias, como silício amorfo e *thin-film.* Dessa maneira, optou-se por priorizar pesquisa de formas de utilização da tecnologia policristalina e CPV em vez de serem feitos testes de diversas outras tecnologias.

Dessa forma, foram definidos 6 subsistemas na Central, testando diferentes formas de utilização da tecnologia fotovoltaica, como demonstrado a seguir.

Em relação às estruturas metálicas utilizadas para suportar e orientar as superfícies captadoras de irradiação solar, o projeto Jaíba Solar se configurou da seguinte forma:

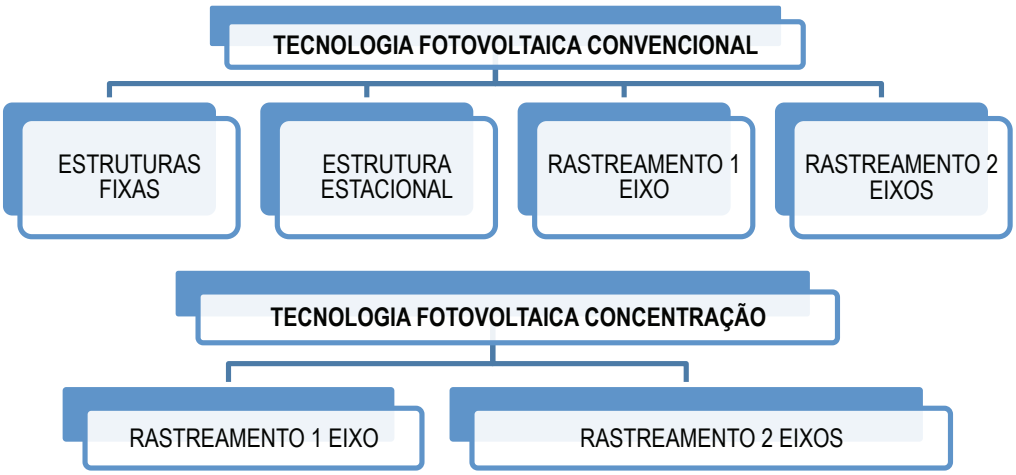


Figura 7. Esquema estruturas solares

O desenvolvimento da energia solar fotovoltaica tem experimentado um rápido crescimento nos últimos 15 anos, e é por isso que a escolha dos sistemas tem evoluído conforme a implementação de centrais fotovoltaicas no mundo inteiro.

A tendência mundial é cada vez mais contrária à utilização de seguidores solares de dois eixos, nos quais se otimiza a captação de irradiação solar, porém necessita de sistemas de seguimento e de maior superfície de ocupação. Além disso, como não houve experiência no Brasil, é importante verificar nas condições locais a *performance* dessa tecnologia.

Também, os projetos de grandes centrais de energia solar fotovoltaica estão focados em sistemas de estrutura fixa com inversores centrais. Entretanto, observa-se recentemente uma inclinação para utilização de inversores tipo de *string*, pelo fato de ele incluir uma quantidade menor de cabos, facilitando a operação e manutenção das centrais, e por promover uma rápida reposição destes, caso falhem. Devido a esse fato, esta alternativa está se convertendo em uma das opções mais populares. Mais uma vez, a intenção do projeto é experimentar em caso real as duas opções e avaliar, com custos reais de implantação, o custo benefício de cada uma.

Cabe mencionar que o custo dos materiais e da instalação dos sistemas de rastreamento de um eixo estão caindo. Sendo assim, é necessário analisar a energia gerada esperada, em conjunto com os custos, para se confirmar qual seria o tipo de estrutura mais viável.

No entanto, visto que a tecnologia fotovoltaica no Brasil é incipiente, e que há necessidade de se explorar as diferentes tecnologias para propiciar a inserção da tecnologia fotovoltaica no país, planeja-se ter como um dos objetivos da central UFV Jaíba Solar o esclarecimento referente à viabilidade técnica e econômica de cada subsistema, aplicado às condições brasileiras. Sendo assim, a configuração foi definida da seguinte forma:

a. estrutura fixa com inversores centrais com módulos convencionais;
b. estrutura fixa com inversores string com módulos convencionais;
c. estrutura estacional com módulos convencionais;
d. rastreadores de um eixo com módulos convencionais;
e. rastreadores de dois eixos com módulos convencionais;
f. tecnologia de concentração.

Por definição, os sistemas de concentração estão associados ao conceito de seguimento, pois, para serem capazes de concentrar a irradiação solar, precisam conseguir se posicionar corretamente em relação à esfera solar.

Como já foi mencionado anteriormente, os inversores centrais com estrutura fixa comporão a maior parte da central, enquanto que o resto de sistemas e tecnologias a ser explorados serão limitados a uma potência instalada de 100 kW, um tamanho no qual se pode obter preços razoáveis pelo fornecimento de materiais e sua montagem e que permite uma comparação entre os subsistemas para que se possa considerar qual seria o mais viável.

Além disso, a disposição de módulos fotovoltaicos considerados é a de dois módulos verticais, pois otimiza o espaço ocupado e simplificam as tarefas de montagem e manutenção.

2.5 Arranjo

A distribuição e configuração da Central Solar se define em função das superfícies captadoras de irradiação, sendo que a Central terá diferentes tipos de tecnologia fotovoltaica (convencional e de concentração), assim como sistemas de seguimento (fixa, estacional, seguimento de um eixo e seguimento de dois eixos).

Para os sistemas de estrutura fixa, analisa-se o impacto da orientação dos módulos para maximizar a produção energética. Nesse sentido, a figura seguinte mostra a influência da inclinação dos módulos orientados ao norte em captação de irradiação, na qual se observa um máximo de 5,83 kWh/m^2 em 15º de inclinação:

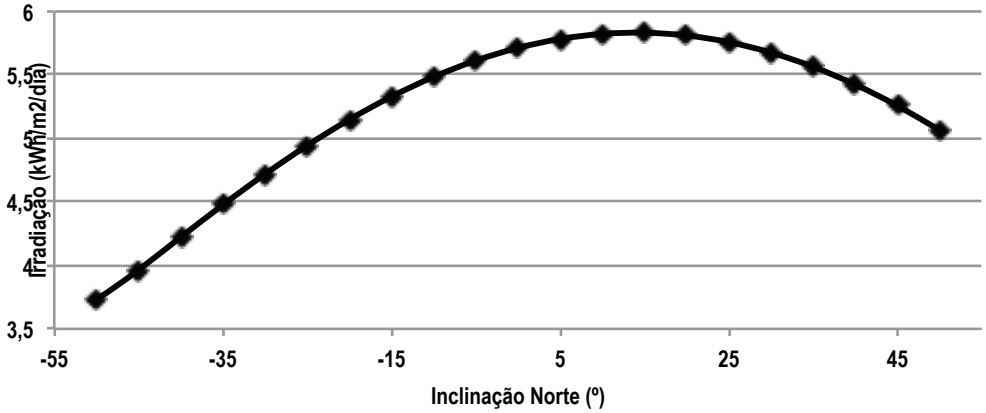


Figura 8. Inclinação ótima de módulos FV com estrutura fixa

Um dos outros sistemas a serem analisados é a estrutura estacional, a qual, no sentido conceitual, é quase igual ao sistema de estrutura fixa, pois não possui um sistema de seguimento automático. No entanto, esse sistema tem a capacidade de modificar seu ângulo de inclinação manualmente, de forma que se pode estabelecer três ângulos de inclinação diferentes, nos quais a estrutura se posicionará dependendo do mês do ano.

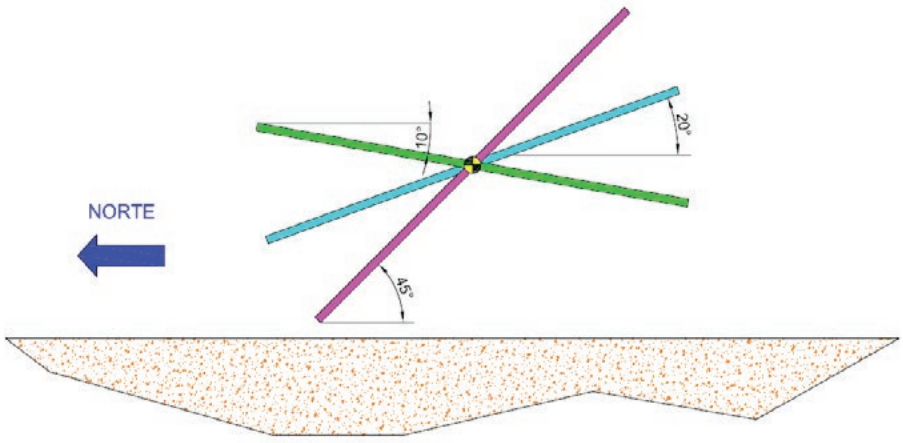


Figura 9. Conceito de estrutura de inclinação variável

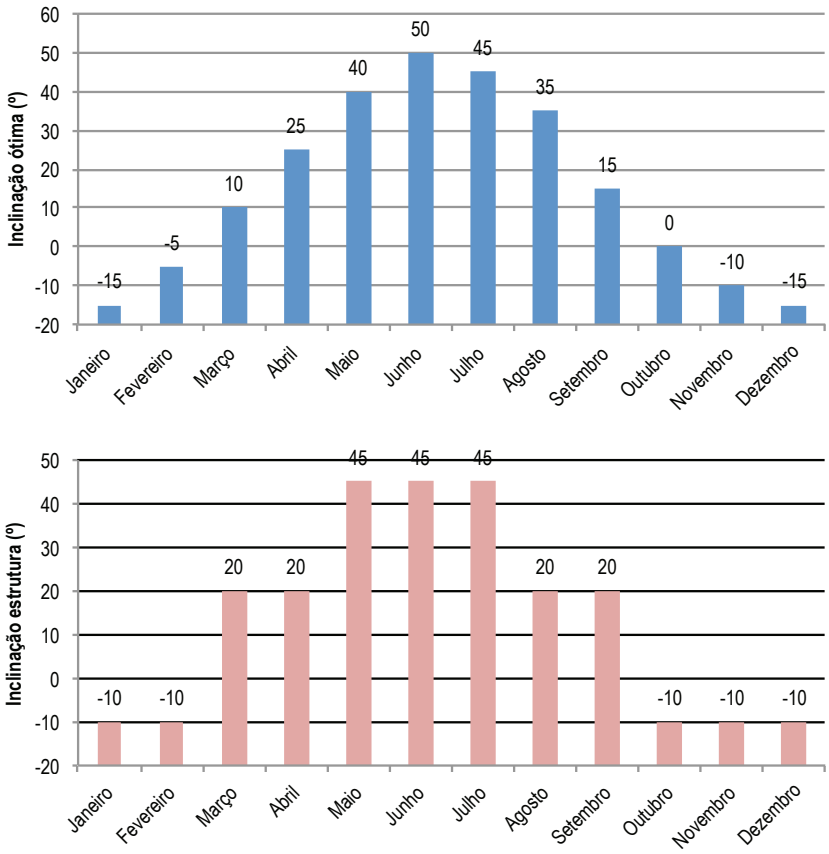


Figura 10. Ângulos ótimos mensais e escolhidos para a estrutura estacional

Para a definição de três ângulos da estrutura estacional, analisou-se a inclinação ótima dos módulos fotovoltaicos, na qual se maximiza a absorção de irradiação. A partir desses valores encontrados, são estabelecidos os valores dos ângulos a serem adotados dependendo do mês do ano (10º Sul, 20º Norte e 50º Norte). Com esse tipo de solução de estrutura estacional, estima-se um incremento da captação de irradiação em 5% com relação à estrutura fixa.

Os rastreadores e sistemas de concentração não necessitam de nenhum estudo adicional em relação à orientação ótima, pois são sistemas que se posicionam automaticamente em direção ao sol para aumentar a captação de irradiação.

O seguinte passo, para todos e cada um dos sistemas, é fazer o estudo de sombras, para a definição da localização dos diferentes componentes e da separação que tem que haver entre eles para evitar perdas por sombreamento, as quais podem prejudicar o rendimento da instalação.

Estabelece-se como critério principal de desenho que nenhum elemento produza sombras sobre as superfícies de captação quando a posição solar se encontrar em valores superiores a de 15º de elevação. É evidente que evitar 100% o efeito do sombreamento é impossível, mas utilizando-se o critério dos 15º de elevação se consegue que esse efeito se limite a momentos de baixa irradiação. A análise do sombreamento deve ser realizada mediante procedimentos geométricos, respeitando a tipologia de cada componente e prestando especial atenção aos rastreadores. São gerados esquemas de sombreamento como os que se vê nesta figura e, a partir deles, definem-se os *layouts* das centrais.

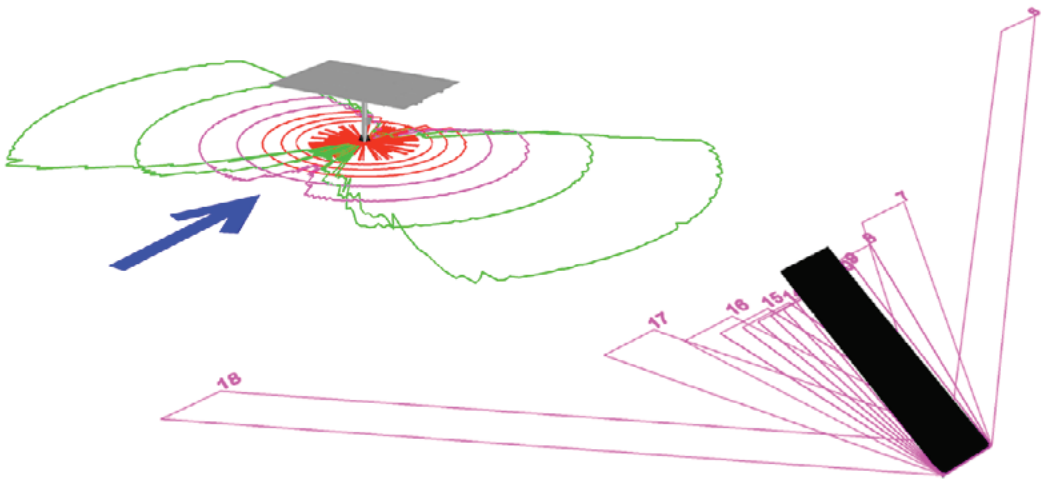


Figura 11. Sombreamento: distância entre filas

Nas diferentes fases do projeto, a configuração da central se estabelece localizando-se os sistemas de estrutura fixa na zona oeste da Central, enquanto os CPV e os seguidores se localizam na zona leste. Como já foi dito anteriormente, a topografia da Central mostra a zona mais alta na parte leste, provocando maiores produções de sombras em elementos com dimensão de maior altura. No entanto, para estabelecer esse *layout,* também devem ser seguidas outras questões, tais como:

a. A zona oeste, por ser mais plana, é mais apropriada para situar as estruturas fixas, já os seguidores, que são mais adaptáveis às zonas com inclinações variáveis, são localizados na zona leste.

b. O ponto de conexão fica mais próximo da zona oeste da Central, e, ainda que a entrada/saída de linha de transmissão da Central se realize por um único ponto, a localização da maior parte da potência da Central na zona oeste permite reduzir a quantidade de metros de cabos, reduzindo o custo de investimento, além de incrementar a produção elétrica, motivada pela redução de perdas.

Para estruturar a Central e facilitar o acesso à revisão e inspeção de cada um dos elementos, decide-se agrupar os diferentes sistemas, separando-os por vias de acesso, ficando da seguinte forma:

- Grupo A – estrutura fixa, tecnologia convencional.
- Grupo B – estrutura fixa e estrutura estacional, tecnologia convencional.
- Grupo C – seguidores de 1 eixo e de 2 eixos, tecnologia convencional. Tecnologia concentração.

A estrutura fixa está dividida em duas partes, pois esse é o sistema com maior potência instalada e maior área ocupada. Já a estrutura estacional se anexa à estrutura fixa Grupo B na zona sul, a fim de evitar sombreado excessivo quando adquire a inclinação de +45º Norte. Por sua vez, o Grupo C é o mais heterogêneo, e sua configuração é variável em função dos sistemas a serem instalados, atendendo à estratégia de sombreado, anteriormente comentada.

2.6 Estratégia de Construção

Em relação ao cronograma e sequência para a instalação, apresenta-se a seguir o gráfico de Gantt, no qual podemos observar as tarefas e atividades definidas para a construção da Central.

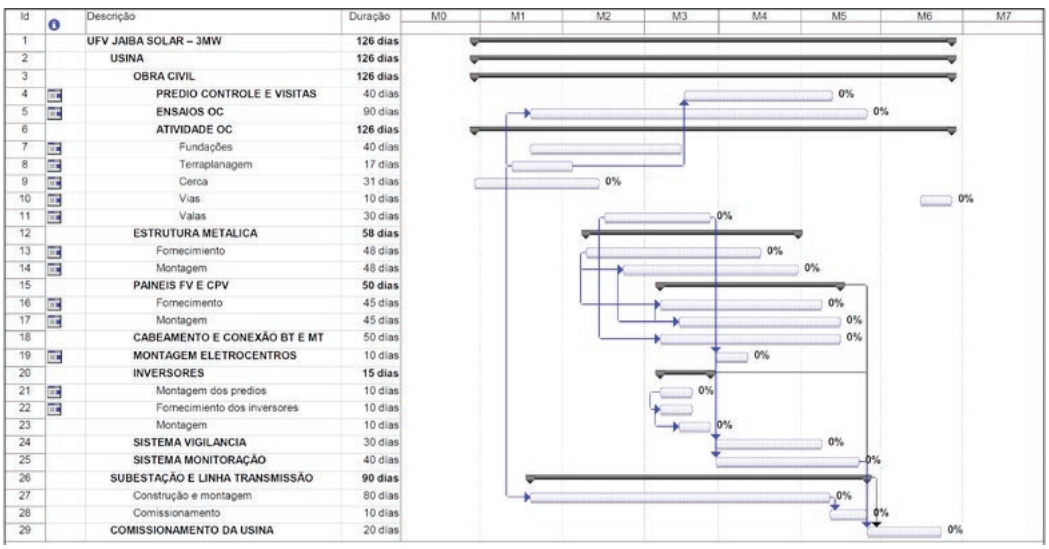


Figura 12. Gráfico Gantt para a construção

Os trabalhos de execução da instalação têm que começar no início da estação seca, de forma que durante essa época todo o trabalho seja realizado na sua totalidade. Dessa forma, a Central estaria concluída na época da estação úmida, durante a qual se poderia realizar trabalhos de acabamento e dar início às atividades dos equipamentos.

Em relação à obra civil, os primeiros trabalhos a serem feitos são a instalação do canteiro de obras e da cerca perimetral, para iniciar o serviço de terraplanagem do terreno. Sabe-se que a execução das fundações é o trabalho de obra civil mais longo neste tipo de projeto e deve estar finalizada para que se iniciem os trabalhos de instalação das estruturas fixas e dos rastreadores. Por isso, define-se que a execução das fundações comecem junto com os trabalhos de terraplanagem.

Por sua vez, a execução das valas elétricas para a instalação dos cabos é planejada conforme o prazo de conclusão das primeiras fundações, de forma a se evitar os possíveis problemas pelo incorreto posicionamento das fundações.

O último trabalho da parte de obra civil são as vias, as quais serão executadas ao final do processo de construção para assegurar que os caminhões ou outros equipamentos de serviços não produzam defeitos em seus acabamentos.

Para otimizar prazos, muitas das atividades são realizadas ao mesmo tempo. Este é o caso de montagem de estruturas e módulos. Esse tipo de trabalho pode ser realizado devido ao tamanho da obra que se está planejando (3 MW), no qual várias equipes podem trabalhar em diferentes frentes sem que uns interfiram no trabalho dos outros, porém outras atividades, como a montagem de eletrocentros ou o início das atividades da Central, necessitam que outras atividades tenham sido finalizadas para que depois possam ser iniciadas.

Em relação à conexão à rede, primeiramente, tem que ser executada a subestação de proteção localizada na mesma central e a linha de transmissão, serviços que podem ser feitos em paralelo com outras atividades da construção, próximos ao comissionamento da conexão, momento em que todos os trabalhos elétricos da central na parte de alta tensão têm que estar finalizados e revisados.

Estima-se que uma obra com o porte de 3 MW seja executada em aproximadamente seis meses. Entretanto, é necessário estar atento quanto à localização e acesso à Central, que podem dificultar o prazo da logística, além do prazo de entrega dos equipamentos, que devem seguir uma sequência de instalação, conforme mencionado acima.

Existem várias formas de contratação para instalação de UFVs, como a *turnkey* ou "chave na mão", na qual o fornecedor é responsável pelo fornecimento de todos os materiais e equipamentos, bem como pela execução dos serviços civis, de montagem dos equipamentos e comissionamento. Trata-se de uma forma muito comum no desenvolvimento dos projetos de centrais solares, e normalmente implica que todos os equipamentos, incluindo módulos fotovoltaicos, inversores, etc, sejam comprados pelo construtor.

O ponto positivo desse tipo de contratação é que toda a central é entregue como um pacote, e cabe ao contratante somente verificar a qualidade da instalação e do desempenho dos equipamentos de geração. Entretanto, esse tipo de contratação tem como ponto negativo a pouca flexibilidade na mudança do projeto, o que, caso ocorra, implicaria em custos adicionais. Além é claro, da questão do valor, pois esse tipo de contratação geralmente se revela mais caro.

No caso deste Projeto, optou-se pela contratação de diferentes empresas para a execução das obras civis, fornecimento de equipamentos e montagem dos equipamentos, sendo a gestão feita pela executora CEI Solar com apoio de consultoria externa especializada em desenvolvimento e construção de parques solares, conforme a seguiur:

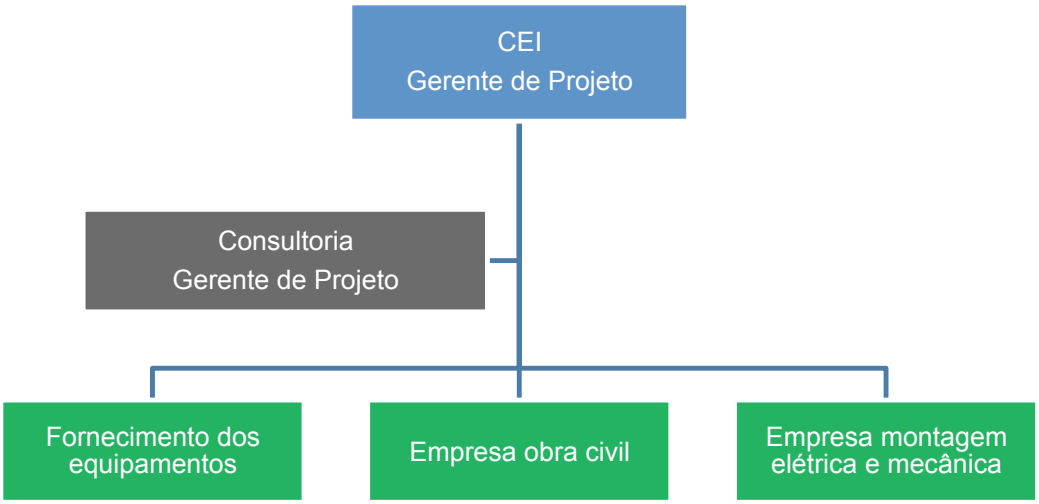


Figura 13. Esquema de construção

Um dos motivos pelo qual se optou por esse tipo de contratação foi o fato de tratar-se de um Projeto de P&D, no qual um dos principais pontos é a aquisição de conhecimento e desenvolvimento de profissionais, o que seria minimizado no caso de uma contratação EPC.

2.7 Estratégia de Aquisições

Para que a execução desse tipo de projeto seja satisfatória, destaca-se a disponibilidade de equipamentos no momento da instalação, uma vez que, nesse caso, os recursos estarão mobilizados e um dos objetivos principais da construção será reduzir ao máximo o tempo da obra, para otimizar os custos em geral.

Portanto, é necessário que o cronograma esteja assertivo em relação aos prazos de entrega, e que o acompanhamento com o fornecedor seja efetivo. Deve-se ainda atentar-se para os prazos de logística, uma vez que muitas plantas estão em lugares isolados e de difícil acesso. Por fim, cabe ainda a análise dos termos e condições referentes à entrega dos equipamentos, principalmente pelo fato de a grande maioria dos equipamentos serem importados.

No caso deste Projeto, a estimativa de fornecimento incluía aproximadamente 15 fornecedores, sendo, portanto, de fundamental importância a gestão e coordenação entre as entregas de cada um deles. Além disso, a maior parte dos equipamentos da usina vêm de fora do Brasil, principalmente da China e da Europa.

Esse tipo de implantação de projeto é relativamente novo no Brasil. Devido a isso, bem como por outras razões citadas anteriormente, optou-se por adotar uma estratégia de suprimentos em duas fases, com a utilização de um porto seco.

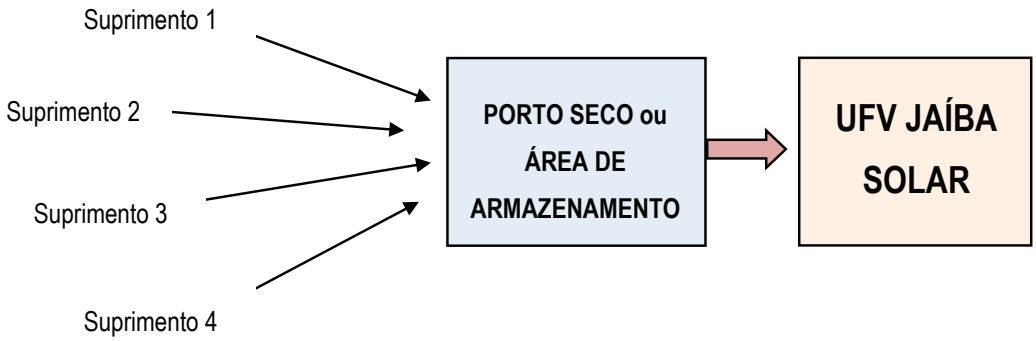


Figura 14. Estratégia de aquisições

a. Transporte de equipamentos até um porto seco ou área de armazenamento próxima ao local da central: é importante estabelecer uma área para armazenamento dos equipamentos antes do seu transporte para o local das obras.

Em função da localização da Central e da distância aos portos comerciais mais próximos, pré-selecionou-se o Porto Seco Sul de Minas (Varginha, Minas Gerais). Outra alternativa seria a locação de um galpão de armazenagem próximo a Jaíba.

b. Transporte de equipamentos desde um porto seco ou área de armazenagem até a obra em Jaíba: deve se assegurar de que todos os materiais estejam dentro do Brasil, deixando toda a responsabilidade, em relação a transporte internacional e prazos de entrega, nas mãos do fabricante, para posteriormente se converter em uma atividade interna, a qual sempre é mais fácil administrar a nível nacional do que em um entorno internacional.

Esta opção acrescenta um custo de armazenamento e gestão, além do incremento que o fabricante de equipamentos aplica a uma entrega CIF deste tipo, porém reduz o risco de sobrecusto na obra.

Além disso, essa medida também diminui a responsabilidade da gestão de materiais a um nível regional (Minas Gerais), o que pode ser resolvido mediante transporte convencional, como caminhão. Vale recordar que as demoras de importação em portos marítimos implicam custos por armazenamento de contêiner, os quais são muito mais altos que em um porto seco.

Outra vantagem desse tipo de procedimento de aquisição é o controle de materiais e sua entrega na obra, permitindo reduzir ao máximo o armazenamento de materiais em Jaíba, facilitando, portanto, a gestão da obra, e estabelecer prazos de entrega sem depender de um agente externo.

Atendendo ao processo de construção anteriormente explicado, e considerando o esquema de aquisição proposto, estrutura-se a entrega de equipamentos na Central. Sendo assim, inicia-se com envios periódicos de estrutura metálica, para coincidir com envios de módulos fotovoltaicos, os quais serão instalados na Central conforme as estruturas metálicas forem montadas.

Os módulos fotovoltaicos e as estruturas metálicas são uns dos equipamentos que geram maior volume de tráfego de contêineres. O restante dos equipamentos pode ser entregue periodicamente conforme cronograma de instalação, já que seu volume é muito menor.

2.8 Estratégia de Operação e Manutenção

A finalidade deste tipo de projeto é a geração de energia, finalizando com a sua venda no sistema elétrico brasileiro. Portanto, a estratégia de operação e manutenção tem que conseguir maximizar a disponibilidade e a entrega de energia, minimizando o custo associado à sua produção.

A operação do projeto UFV Jaíba Solar se planeja como uma Central totalmente autônoma, a qual pode ser controlada e monitorada desde um centro de controle, localizado em Belo Horizonte ou em outra grande cidade.

Todos os equipamentos instalados e considerados para o projeto dispõem de um sistema de comunicação, portanto, se estabelece uma rede interna na Central com seus devidos protocolos, que permitem enviar e receber informações através da Internet, desde um ponto remoto. Veja a seguir, na Figura 15, o esquema projetado para o controle da Central.

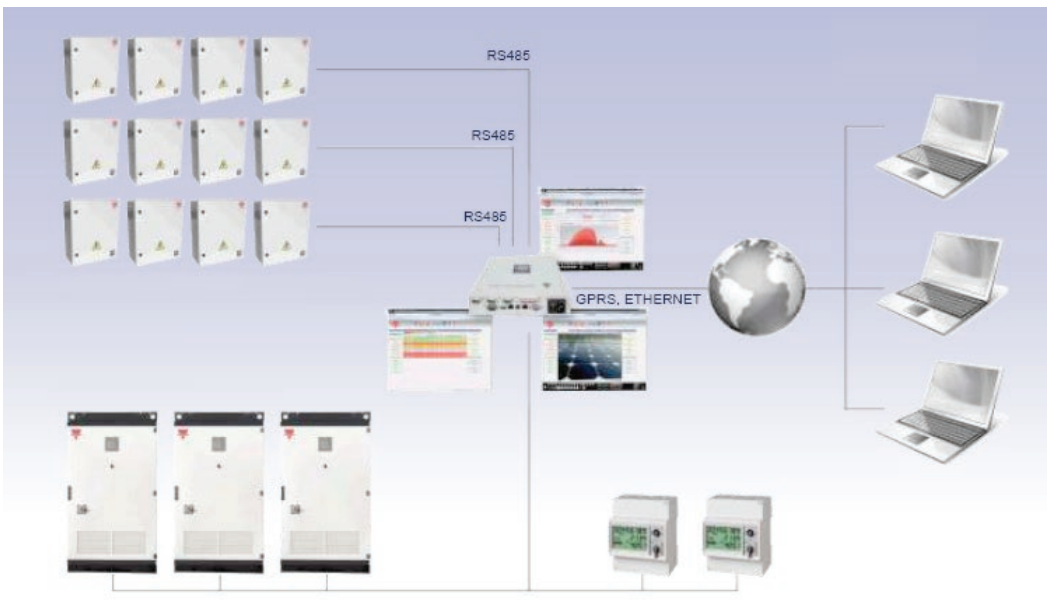


Figura 15. Esquema de controle e monitorização UFV Jaíba Solar 3 MW

A execução do projeto se planeja com medição de irradiação nos planos das superfícies captadoras, de forma que seja possível detectar o desvio existente em algum sistema determinado, analisando a taxa de produção elétrica e a irradiação solar recebida.



Figura 16. Exemplo Scada Central

Os trabalhos de manutenção são divididos em dois: atividades de manutenção preventiva e atividades de manutenção corretiva.

a. Como o próprio nome diz, as tarefas preventivas são aquelas que se realizam antes que ocorra algum problema, com a finalidade de evitar um mal maior no futuro. Dentre as atividades de manutenção preventivas consideradas necessárias destacam-se: a limpeza de módulos fotovoltaicos, revisão termográfica de módulos fotovoltaicos, revisão e manutenção dos seguidores solares ou corte de vegetação.
b. No caso da manutenção corretiva, trata-se de realizar tarefas como a substituição de módulos danificados, troca de inversores ou consertos de seguidores solares. Em geral, são consideradas atividades que tratam de resolver problemas esporádicos e não previstos.

O projeto inclui um Sistema de Vigilância e Segurança (SVS) da planta solar, que tem como principais objetivos: monitoração e transmissão de imagens e alarmes, detecção de intrusos, controle de acesso à planta e proteção antifurto dos painéis solares.

Para o monitoramento e transmissão de imagens, a planta estará munida de um circuito fechado de televisão (CFTV) que gerará as imagens por meio de seis câmeras dome, distribuídas pela área do parque e pelos locais de proteção/controle, e enviará à unidade de vídeo gravações para armazenamento, análise e transmissão. A proteção contra intrusos se dará a partir da instalação de uma rede perimetral de barreiras de micro-ondas e a utilização de sensores infravermelhos de presença nas áreas e/ou principais locais. A proteção contra furto de painéis solares da planta se dará a partir da utilização de sensores duplos de fibra ótica plástica, os quais estarão ligados aos painéis por meio de cabeamento de fibra ótica. Os alarmes gerados pelo sistema de segurança (controle perimetral, sensores de presença, sistema antifurto, etc.) serão transmitidos até uma central de alarmes, a qual colherá todos os eventos produzidos pelo sistema e os enviarão à equipe de segurança por meio de canais seguros e confiáveis.

2.9 Estratégia de Pesquisa e Viabilidade

O objetivo principal deste Projeto é que, por meio dos estudos da geração da central Jaíba Solar 3 MW, seja possível se conhecer o funcionamento de diferentes tecnologias de energia solar fotovoltaica no Brasil, de forma a incentivar a inserção dessa fonte de energia no Brasil. Em todo caso, vale ressaltar que a melhor forma de entender o impacto dos projetos é convertê-los em centrais de geração de eletricidade, combinando o conceito de pesquisa com o de comercialização.

Devido à natureza do projeto e das características de sua operação, assegura-se que muitas das atividades de análise e investigação poderão ser realizadas a distância, ou seja, o pesquisador pode estar nos próprios centros de pesquisa e universidades. O acesso remoto permite o envio de toda a informação necessária através da Internet, sem a necessidade de uma presença física em Jaíba.

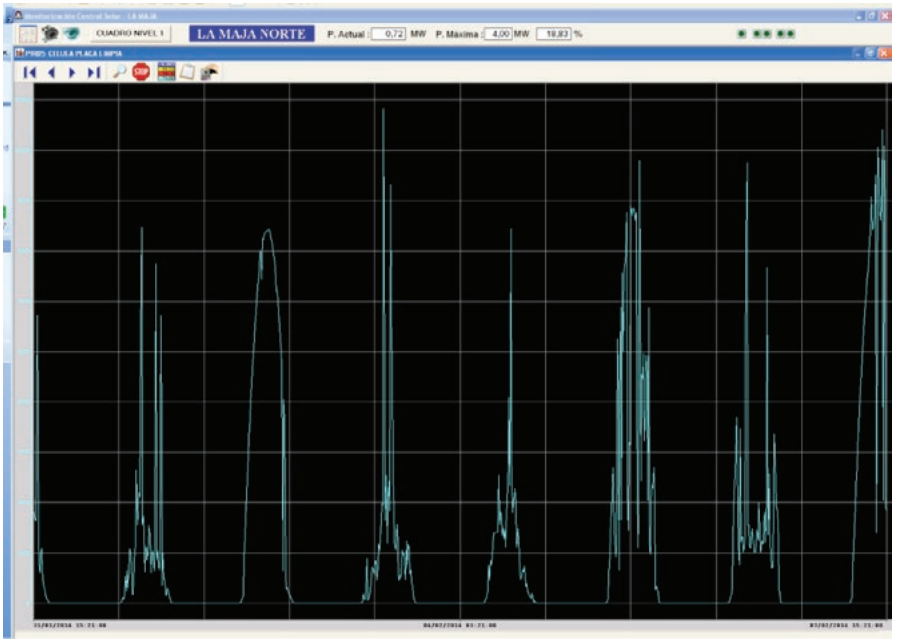


Figura 17. Exemplo descarga dados remotos Central

Em todo caso, foi desenhado um projeto com um edifício de controle e visitas, o qual será suficientemente equipado para atender aos investigadores durante a realização de suas atividades e também às pessoas que queiram conhecer a tecnologia.

Com a informação proveniente do desenvolvimento, construção, operação e manutenção do projeto (incluindo o lucro pela venda de energia e os custos associados de O&M), é possível confirmar ou não as estimativas iniciais sobre o estudo de viabilidade e ter o estudo real da viabilidade de cada uma das tecnologias, para assim poder selecionar quais têm possibilidades para serem competitivas no setor de geração de energia do sistema elétrico brasileiro, bem como definir sob quais condições.

3. ALTERAÇÕES DA CONFIGURAÇÃO INICIAL

3.1 Cronologia

O tempo necessário para o desenvolvimento de um projeto de engenharia desse tipo e potência pode ser de aproximadamente cinco meses. Nesse prazo, estão consideradas a definição do Projeto Básico, a seleção dos principais fornecedores para o desenvolvimento do Projeto Executivo e a contratação do suprimento dos equipamentos. O Projeto inicialmente foi planejado conforme esse prazo, e tínhamos a premissa de ter as contratações de equipamentos feitas por meio de processo licitatório pela executora.

Entretanto, como o processo de contratação dos equipamentos foi interrompido e descontinuado por determinação da Proponente do projeto, desde a elaboração do Projeto Básico original até a última versão do Projeto Executivo, passaram-se 36 meses, conforme se observa na figura abaixo:

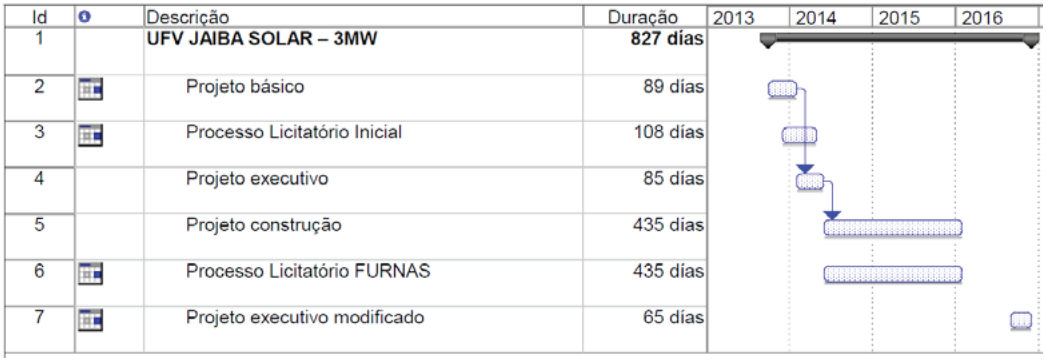


Figura 18. Cronologia Projeto UFV Jaíba Solar – 3 MW

Cabe mencionar que, devido ao longo prazo, houve dificuldades na conclusão do Projeto Executivo pelo fato de a tecnologia solar fotovoltaica, mesmo já estando em fase de amadurecimento, estar em contínuo desenvolvimento.

Para entender um pouco melhor o desenvolvimento do projeto realizado, descreve-se a seguir as principais atividades realizadas:

- PROCESSO 1. Projeto Básico (outubro de 2013 a janeiro de 2014): trata-se do primeiro desenho do projeto, ainda com poucas definições, porém já serve para ir esclarecendo algumas de suas questões específicas e gerar uma ideia inicial.
- PROCESSO 2. Processo Licitatório Inicial (dezembro de 2013 a abril de 2014): em paralelo com os projetos Básico (primeiro) e Executivo (depois), realiza-se um processo, no qual se faz uma consulta à indústria solar, para solicitar equipamentos para serem instalados na Central fotovoltaica. Neste processo licitatório, fecham-se acordos com fabricantes, a partir dos quais são fechados pré-contratos. Esta fase é fundamental, pois é somente a partir da definição dos principais equipamentos que o Projeto Executivo poderá ser concluído.

- **PROCESSO 3. Projeto Executivo** (fevereiro de 2014 a maio de 2014): depois de concluído o Projeto Básico, com os sistemas e fabricantes definidos como resultado da licitação inicial, procede-se à criação do Projeto Executivo, que finalmente se construirá.
- **PROCESSO 4. Projeto Construção** (abril de 2014 a janeiro de 2016): concluído o Projeto Executivo, começa outra fase, na qual se prepara a documentação necessária para a contratação da construção do parque solar.
- **PROCESSO 5. Processo Licitatório Furnas** (junho de 2014 a janeiro de 2016): trata-se de uma alteração do escopo do Projeto, o qual foi planejado considerando que em maio de 2014 o Projeto executivo estaria concluído, para então prosseguirmos com a fase de instalação. Entretanto Furnas determinou que os equipamentos já licitados precisariam ser novamente licitados por meio de processo de contratação pública. Essa alteração implicou a revisão das especificações e novo processo de contratação.
- **PROCESSO 6. Projeto Executivo Modificado** (setembro de 2016 a novembro de 2016): devido ao desaparecimento dos fornecedores de sistemas de concentração CPV, necessita-se desenhar o projeto com um único sistema de concentração.

3.2 Alteração da Tecnologia

Um dos aspectos que impôs uma modificação fundamental no projeto foi a definição de potência, uma vez que o Projeto submetido para a Aneel previa a instalação de 3 MW.

Por definição, existem duas potências nos sistemas solares: a potência instalada em módulos e a potência instalada em inversores. A diferença está em os módulos serem etiquetados com as características elétricas que possuem em condições normais ou de teste, enquanto que, na operação normal desses módulos, é muito pouco provável que se alcancem essas condições. Entretanto, os inversores se dimensionam para as condições de operação, é por isso que a potência de inversores é menor que a de módulos. Entre os Projetos básico e executivo realizou-se uma consulta a Aneel sobre este assunto, a qual obteve a seguinte resposta: a potência que deve ser considerada é a potência instalada em módulos.

Um dos problemas encontrados durante o desenvolvimento do projeto foi a pronta disponibilidade dos módulos fotovoltaicos. A tecnologia fotovoltaica evolui muito rapidamente, praticamente toda semana aparecem modelos melhores, com melhor eficiência e novos parâmetros de fabricação. Isso significa que, se durante o ano de 2010 os módulos utilizados eram de 72 células e de 180 Wp, esses modelos passaram a 60 células e 255 Wp em 2014, e de 72 células e 310 Wp em 2017. A definição de um modelo de módulo de 255 Wp em 2014 para um projeto a ser executado neste ano, e o correspondente atraso em seu desenvolvimento constataram que quanto mais se atrasava o início da construção da Central, mais complicações os fabricantes tinham para fornecer materiais dentro das condições econômicas desejadas, já que muitos deles deixam de fabricar esses tipos de módulos, os quais passam a ser encontrados unicamente em estoque e, por isso, custam mais caro.

Os painéis fotovoltaicos são compostos de células fotovoltaicas, as quais implicam a maior parte dos processos de fabricação da tecnologia. Ao longo do tempo, a eficiência das células tem sido otimizada, já que, pela mesma área de captação e quantidade de material, a po-

tência tem aumentando. A existência de módulos de diferentes potências de um fornecedor se deve ao fato de que em seu processo de fabricação das células o resultado de potência não é igual, de forma que os fabricantes agrupam as células em função da potência para obter módulos fotovoltaicos de maior ou menor potência. Cabe salientar que, para um modelo de módulo de qualquer fornecedor, a potência nominal poderá variar dentro de um intervalo de ±6%, já que todas as células desse modelo de módulo são produzidas na mesma linha de fabricação.

Outra alteração importante se refere aos sistemas de concentração solar, que se revelam cada vez menos viáveis, já que o custo do material fotovoltaico convencional (seu principal concorrente) reduz de forma contínua. Além disso, os sistemas de seguimento necessários para o funcionamento correto dos sistemas de concentração são muito caros, o que piora a sua situação em relação aos convencionais fixos ou os de seguimento de um eixo.

Tudo isso se vê refletido nos fabricantes de sistemas CPV, pois, entre as fases do Projeto Executivo modificado e do Projeto Executivo (processos 1 e 6), algumas das empresas selecionadas inicialmente para o fornecimento de equipamentos não vendiam mais este tipo de produto, devido, principalmente, à falta de demanda do mercado (ficavam relegadas a projetos de investigação ou a casos muito específicos).

3.3 Estratégia de Contratação

O formato de contratação considerado para a construção do projeto consiste na clássica concorrência competitiva mediante a licitação de provedores.



Figura 19. Diagrama de fluxo para a seleção de fornecedores

Desde o início do projeto, cria-se uma série de especificações para os diferentes equipamentos e serviços que vão ser adquiridos para a construção do projeto, atendendo a questões técnicas, qualidade, garantias e condição de fornecimento.

Para a realização dessas especificações, realiza-se uma consulta sobre soluções tecnológicas do mercado e vários fabricantes e também sobre as características específicas deste projeto em relação à climatologia, caráter de pesquisa ou similares. Portanto, essa dupla visão busca obter a melhor solução comercial existente que se adapte aos requerimentos específicos do projeto.

Uma vez criadas as especificações, elas são enviadas aos diferentes fabricantes (RFQ), para que estes façam suas propostas técnica e econômica, atendendo aos requisitos indicados. Dependendo do fabricante, é necessário fazer a revisão de algumas das propostas, por falta de informação ou informação incorreta, o que gera atraso.

Ao receber as propostas das diferentes empresas avalia-se tecnicamente, verificando se essas empresas cumprem com os requisitos indicados nas especificações, para que, posteriormente, sejam avaliadas economicamente.

Cabe mencionar que nem todos os equipamentos são submetidos a processos licitatórios, devido ao fato de seu valor econômico não ser significativo ou simplesmente pela falta de concorrência no mercado. Sendo assim, esse tipo de processo não faz sentido. Dentre outros, cabe ressaltar o caso dos sistemas de concentração CPV, para os quais se planeja um processo de cotação simples.

3.3.1. Processo de licitação

Conforme escopo e cronograma, a executora iniciou o processo de licitação dos principais equipamentos para estabelecer os equipamentos que vão definir a configuração do projeto, ou seja, módulos fotovoltaicos, inversores e estrutura metálica. Trata-se de uma licitação de tipo interna ou privada, na qual concorrem empresas selecionadas, às quais se enviam as devidas informações para que possam participar.

No momento da licitação inicial, os módulos comerciais existentes no mercado eram de 245 Wp, 250 Wp, 255 Wp e 260 Wp de potência, tanto em material monocristalino quanto em policristalino.

Para a seleção de inversores, prioriza-se a busca de soluções em potências de 500 kW (inversores centrais) e 12.5 kW e 10.0 kW (inversores *string*).

Um dos objetivos específicos do projeto era analisar a viabilidade para o fornecimento de estrutura metálica fabricada no Brasil, e é por isso que se estabelecem duas linhas de trabalho em relação às estruturas (fixa, estacional, seguidor de 1 eixo e seguidor de 2 eixos):

1. Estrutura comercial – como ocorre no caso de módulos fotovoltaicos e inversores, nesse caso também se geram especificações que devem atender às soluções comerciais existentes na estrutura metálica.
2. Fabricação de estrutura – no caso da estrutura fixa e estacional, cria-se um projeto a partir do qual um fabricante de estrutura metálica possa apresentar uma proposta. Dessa forma, busca-se explorar a via de fornecimento por meio de empresas dedicadas ao fornecimento de perfis e soluções metálicas, entendendo-se que não se acrescenta nenhuma dificuldade ao fornecimento desse tipo de estruturas solares em relação ao trabalho que normalmente desenvolvem.

De acordo com o processo licitatório citado anteriormente, criam-se as especificações correspondentes, as quais são enviadas a um amplo grupo de fornecedores nacionais e internacionais (mais de 25).

Os resultados do processo de licitação são os seguintes:

Módulos fotovoltaicos

Dos 16 fornecedores que nos enviaram propostas técnicas, foi feita uma análise técnica, a partir da qual foram classificados os equipamentos com base na especificação definida, conforme apresentado a seguir:

Tabela 1. Classificação técnica dos fornecedores para fornecimento de painéis

Fornecedor	*Rating* Técnico
Atersa	244
Yingli	244
Hanwha	243
Sensotec	243
GES	238
Barranda	237
Canadian Solar	237
WEG	235
ET Solar	231
Renesola	228
Orange	221
Solaria	221
Jinko Solar	221
SS Solar	216
Linyang	211
REC	125

Com base na avaliação técnica e nas negociações com os fornecedores, a Yingli foi selecionada para o fornecimento de módulo fotovoltaico de 255 Wp e do material silício policristalino.

Inversores

Foram solicitadas propostas para fornecimento de inversores centrais e *string*. Assim, foram recebidas 6 propostas técnicas para fornecimento de inversores centrais e 10 para inversores *string,* conforme tabela a seguir.

Tabela 2. Fornecedores que ofertaram propostas de inversores

Fornecedor para Inversores Centrais (500 kW)	Fornecedor para Inversores *String*
ABB	ABB
Ingeteam	Ingeteam
Gamesa Electric	Helios Systems
Helios Systems	Jema
Jewa	WEG
	Aros
	Solaredge
	Fronius
	Power Electronics

Inversores centrais

Dentre os 4 fornecedores aprovados tecnicamente, optou-se pelo fornecedor que apresentou melhores condições de funcionamento dos inversores centrais em altas temperaturas. A questão da temperatura ambiente foi uma exigência desde o princípio do projeto, devido à climatologia do lugar.

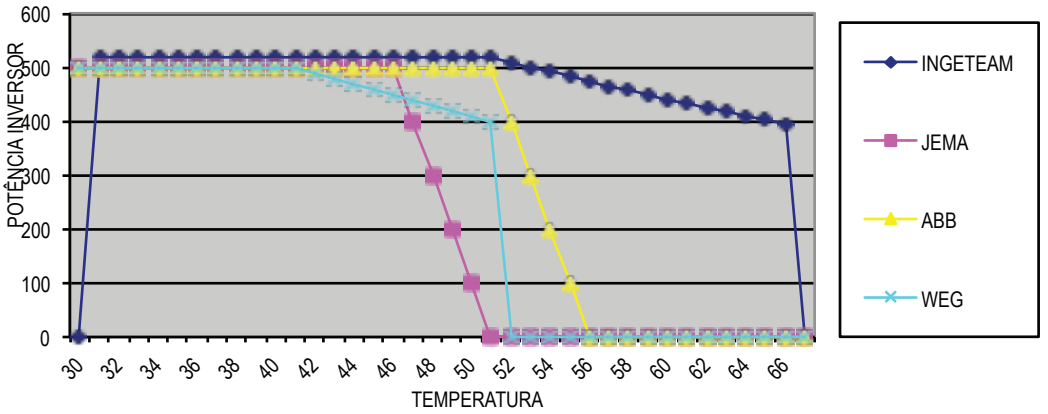


Figura 20. Comportamento temperatura inversores centrais

Inversores *string*

Dentre os 10 fornecedores avaliados, foram selecionados 2 fornecedores para fornecimento dos inversores *string*, sendo que um dos selecionados é o mesmo fornecedor dos inversores centrais, o que vai permitir fazer uma comparação entre os dois tipos.

Inversor nacional

Considerando a importância do desenvolvimento da indústria local, identificou-se a existência de uma empresa local reconhecida internacionalmente por seus produtos em diferentes áreas do setor da eletrônica de potência. Nesse sentido, foi avaliada a possibilidade de fornecimento de um inversor nacional.

Entretanto, a experiência da empresa em inversores fotovoltaicos, no momento da licitação inicial, era praticamente nula, e os inversores não passaram na prova técnica. No entanto, devido ao potencial e experiência que a empresa apresenta, além de ser um dos fabricantes nacionais desse tipo de equipamentos, decidiu-se conceder a ela a experimentação do desenvolvimento de um inversor de 50 kW, a ser implantado em um setor da planta.

Estruturas metálicas

Foram avaliadas 8 propostas de fornecimento para estrutura metálica, e foi selecionado um fornecedor estrangeiro, principalmente, por ser um dos poucos que pode fornecer quatro tipologias de estruturas metálicas necessárias (estrutura fixa, estacional, seguidor de um eixo e seguidor de dois eixos), cumprindo com os requisitos exigidos, além de apresentar um valor econômico dentro do previsto no orçamento.

Tabela 3. Fornecedores classificados tecnicamente para o fornecimento de estrutura metálica

Fornecedor Estrutura Fixa
WEG
Mecasolar
Metalogalva
Shletter
Soufer (Madremax)
Hartbau
Emap
Fotovoltec

Em relação aos fabricantes nacionais, vale ressaltar que, naquela época, seus produtos dobravam ou, até mesmo, triplicavam o preço da oferta selecionada, além disso, não ofereciam um histórico que assegurasse seus produtos. Por tudo isso, foram descartados.

A partir dos resultados da primeira licitação, juntamente com os outros equipamentos escolhidos pela outra via, firmam-se a estrutura e o desenho do Projeto Executivo.

3.3.2. Licitação Furnas

Devido à alteração na forma de contratação do projeto, sendo a responsabilidade pela contratação dos principais equipamentos transferida da executora CEI Solar para Furnas, decidiu-se que os principais equipamentos seriam contratados via processo licitatório interno da Furnas. Dessa forma, ocorreram impactos significativos no projeto, uma vez que o processo de seleção mencionado anteriormente não poderia continuar.

Na cronologia do processo de seleção de equipamentos para uma instalação solar fotovoltaica, o inversor é o que ocupa o primeiro lugar e, a partir dele, selecionam-se módulos fotovoltaicos e estruturas metálicas. Assim, incluir os inversores no processo licitatório implicaria a necessidade de esperar a contratação de inversores, revisar e redesenhar o Projeto Executivo, para, posteriormente, lançar o projeto licitatório de módulos e estruturas, eletrocentros, quadros e cabos.

Dessa forma, decidiu-se licitar os módulos fotovoltaicos, a estrutura metálica fixa, eletrocentros, quadros e cabos.

No caso das estruturas metálicas, na época, não havia disponibilidade de fornecimento local para seguidores, sendo, portanto, um processo de contratação externa. Conforme a configuração do projeto, e, pelo fato de a contratação ser externa, sua contratação seria feita pela executora.

Após decidir não licitar inversores, puderam passar por licitação paralelamente os quadros, eletrocentros e cabeamento. Para que tudo seja viável, procura-se que a licitação pública não atrase muito os prazos do projeto, pois a perda de tempo neste tipo de obra pode torná-la inviável.

Em relação às especificações, mantém-se a estrutura da licitação inicial, embora acrescente muita informação em relação aos requisitos administrativos devido à natureza pública da contratação.

As especificações em formato final foram entregues à área técnica responsável de Furnas em outubro de 2014, sendo que o processo de licitação se iniciou em setembro de 2015. Ainda, os quadros de CC e CA foram lançados à licitação em janeiro de 2016.

Em fevereiro de 2016, põe-se à licitação o pacote de eletrocentro, no qual se acrescenta a subestação de proteção e os inversores centrais. Finalmente, decidiu-se licitar os inversores centrais exigindo uma série de requerimentos específicos para assegurar em 100% que a configuração do projeto não iria sofrer modificações de fundamental importância. Ressalta-se, portanto, a importância de se seguir uma cronologia para contratação de equipamentos de forma a se evitar retrabalhos e atrasos na conclusão do Projeto Executivo.

No caso das estruturas metálicas, muitas empresas internacionais que anteriormente participaram da licitação inicial não puderam concursar por não disporem de sede social em território nacional brasileiro, por isso a concorrência diminuiu bastante, obtendo-se um preço que superava em 150% do valor obtido no processo inicial de licitação com a oferta do fornecedor selecionado no processo anterior para a parte de estrutura fixa.

3.3.3. Licitação construção

Foram realizadas especificações para a construção da central, no que se refere à contratação dos serviços de obra civil e de montagem mecânica e elétrica da central. Foram feitas consultas a algumas empresas pela executora, mas não houve avanço em relação à contratação devido à não conclusão do processo licitatório de Furnas dos equipamentos. Assim, os pacotes de construção propostos nesta fase foram os seguintes:

- Obra civil – responsável pela contratação dos serviços de terraplanagem, cerca perimetral, fundações, valas e vias interiores, incluindo a construção do prédio de controle e visitas.
- Montagem das estruturas metálicas – serviço de montagem das estruturas fixas, rastreadores e CPV, incluindo montagem dos módulos das diferentes tecnologias.
- Montagem elétrica – responsável pelos trabalhos de conexão, configuração e comissionamento dos equipamentos elétricos, da parte de corrente contínua, baixa tensão e alta tensão.

O ideal é se ter um único fornecedor para todos os pacotes. Porém, no caso deste Projeto, tinha-se como ideia otimizar os custos quebrando os pacotes de contratação.

3.4 Disponibilidade de Suprimento no Brasil

Um dos objetivos do projeto é avaliar a capacidade da indústria brasileira para produzir equipamentos e fornecer serviços para este tipo de projeto.

Em relação aos fornecedores de módulos fotovoltaicos, nota-se que a maior parte dos fabricantes de células fotovoltaicas se concentra na China e no sudeste asiático. Apesar de a principal matéria prima (sílica) para a fabricação desses equipamentos ser abundante no Brasil, o processo de purificação e dopagem das células de silício ainda não é feito em território brasileiro, pois os custos de produção nesses outros países é reduzido, principalmente devido aos baixos preços de energia, consequência da pouca exigência regulatória em relação à contaminação atmosférica, bem como por causa da baixa remuneração da mão de obra. Por isso, desde o princípio, planeja-se que o fornecimento de módulos fotovoltaicos seja feita por empresas do exterior, devendo submeter-se ao processo de transporte de importação correspondente.

Na época da elaboração dos Projetos Básico e Executivo, bem como de início do processo de licitação, não haviam fornecedores com disponibilidade de suprimento de módulos fabricados no Brasil. No entanto, atualmente, há fábricas instaladas, e a tendência é que, com o aumento da demanda, novas fábricas possam surgir. Entretanto, para o desenvolvimento de toda a cadeia de fabricação, deve haver uma demanda muito representativa, além de grandes investimentos.

Já os fabricantes dos sistemas de concentração são um pouco especiais. Devido a sua escassa implantação e que cada vez mais estão se dedicando a pequenos projetos ou investigação, existem pouquíssimos provedores a nível mundial e nenhum em território nacional brasileiro.

No caso de inversores fotovoltaicos, na época do Projeto Executivo, contava-se com a existência de uma única empresa com fabricação nacional: WEG. Hoje já existem outras empresas que produzem o equipamento no Brasil.

Algo similar ao caso do fornecimento de inversor central ocorre com as estruturas metálicas. Existem muitas empresas que trabalham e oferecem sistemas similares aos necessários em projetos fotovoltaicos, porém é preciso tempo de aprendizagem para dar soluções competitivas.

No início do projeto, os preços e soluções oferecidos pelas empresas nacionais para fornecimento de estruturas metálicas estavam fora do que era oferecido pelo mercado externo. Porém, com o passar dos meses e com um melhor conhecimento dos requerimentos desse tipo de estrutura, diferentes empresas começaram a se posicionar favoravelmente para serem selecionadas como fornecedoras desse tipo de material.

Conforme mencionado em outras partes deste relatório, a longa duração do projeto acarretou mudanças em seu contexto, as quais, consequentemente, o afetou.

A primeira delas, de grande importância por sua vez, é o câmbio da moeda nacional, o Real brasileiro. Como já foi dito anteriormente, a maior parte dos equipamentos que serão instalados na central provém do exterior, fechando-se acordos comerciais onde a moeda de referência é o Dólar americano (USD) ou o Euro (EUR).

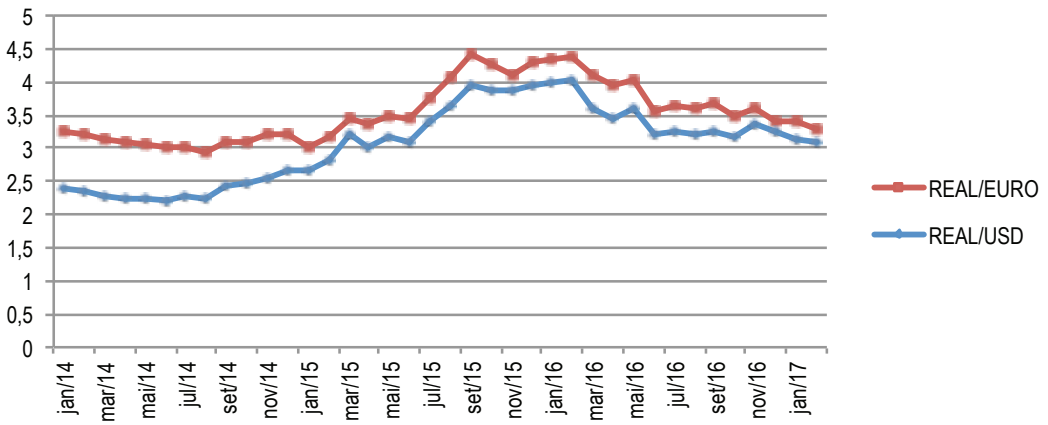


Figura 21. Câmbio Real Brasileiro Euro e USD – Banco Central do Brasil

Durante os primeiros meses do ano de 2014, houve uma tendência descendente no câmbio das moedas que fortaleceu o Real em relação às moedas estrangeiras. No entanto, a partir de setembro de 2014 até janeiro de 2016, o Real brasileiro perdeu valor em relação ao Dólar americano e ao Euro. No início deste ano de 2017, o preço do Dólar e do Euro se igualou, porém, mesmo o Euro mantendo o valor inicial do projeto de janeiro de 2014, o Dólar se valorizou em quase 30%.

As empresas fabricantes que trabalham a nível internacional podem fazer suas ofertas tendo como base a moeda local, porém, devido à sua volatilidade, incluem cláusulas nas quais os preços são válidos dentro de uma margem percentual. Em algumas fases do projeto, inclusive se chegou a cogitar a sua inviabilidade, devido ao encarecimento final provocado pelo efeito do câmbio de moedas.

Destaca-se, portanto, a importância da análise de risco de variações cambiais para este Projeto, e a necessidade de acordos contratuais e operações financeiras que minimizem os impactos de possíveis variações.

O segundo efeito, no entanto, mitigou os problemas causados por uma moeda nacional cada vez mais desvalorizada. Conforme a tecnologia fotovoltaica evoluía e era implantada a nível mundial, o preço do material fotovoltaico também ia reduzindo. Como se pode observar na seguinte figura, os custos de módulos fotovoltaicos sofreram redução em cada um dos principais produtores, chegando a níveis atuais de 0,39-0,40 euros/Wp.

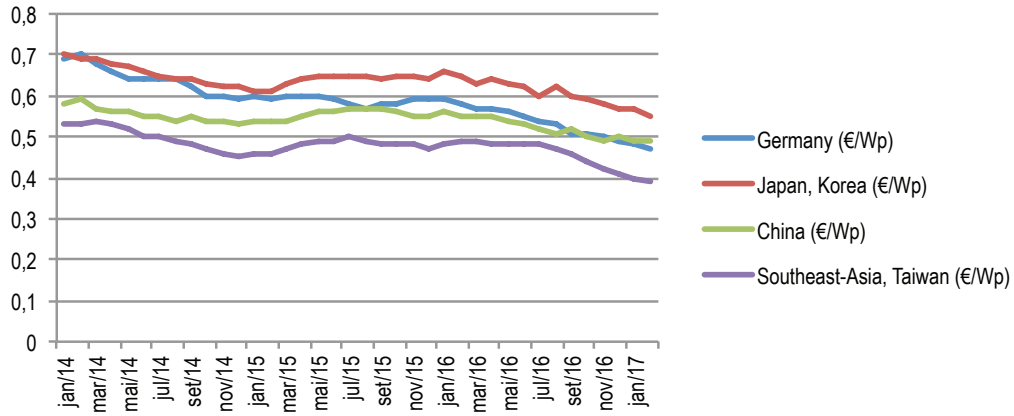


Figura 22. Preço módulo fotovoltaico €/Wp – PVXCHANGE

4. IMPACTOS NO PROJETO DECORRENTES DAS ALTERAÇÕES – CONFIGURAÇÃO DA CENTRAL

4.1. Projeto Básico (01-2014)

Tabela 4. Potência nominal subsistemas UFV Jaíba Solar. Projeto Básico (01-2014)

Ref	Tecnologia	Subsistema	Potência (kWp)	Superfície Ocupada (m²)
1	Convencional	Estrutura fixa	2.515,00	38.832
2	Convencional	Estrutura móvel	104,00	2.088
3	Convencional	Rastreadores 2 eixos	105,00	9.584
4	Concentração	Sistema CPV Semprius	112,00	6.794
5	Convencional	Rastreador 1 eixo	105,00	5.806
6	Concentração	Sistema CPV Emcore	125,00	5.499
7	Concentração	Sistema CPV Cogenra	149,00	8.010
		Total	3.215,00	76.613



Figura 23. Distribuição de subsistemas na UFV Jaíba Solar. Projeto Básico (01-2014)

A configuração inicial correspondente ao Projeto Básico soma uma potência instalada em módulos de 3,215 MWp e uma superfície ocupada de 7,66 hectares de terreno. Assim, a distribuição de sistemas em relação a módulos fotovoltaicos e inversores é a seguinte:

Tabela 5. Painéis e inversores subsistemas na UFV Jaíba Solar. Projeto Básico (01-2014)

Ref	Subsistema	Painéis Fotovoltaicos	Inversores
1	Estrutura fixa	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL250P-29b 250 Wp	INVERSOR 500 KW INGETEAM 520 TL M275 INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 10TL
2	Estrutura móvel	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL250P-29b 250 Wp	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 10TL
3	Rastreadores 2 eixos	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL250P-29b 250 Wp	INVERSOR 10 KW POWER ONE. PVI -10.0-TL-OUTD
4	Sistema CPV Semprius	Painel fotovoltaico concentração SEMPRIUS SM1 Series Module	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 10TL
5	Rastreador 1 eixo	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL250P-29b 250 Wp	INVERSOR 10 KW POWER ONE. PVI -10.0-TL-OUTD
6	Sistema CPV Emcore	Painel fotovoltaico concentração EMCORE DDM-1090X	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 10TL
7	Sistema CPV Cogenra	Painel fotovoltaico concentração COGENRA T14	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 10TL

Ressalta-se que a escolha de equipamentos e sua configuração elétrica é feita a partir dos primeiros resultados da licitação inicial, a qual se finaliza mais tarde que o Projeto Básico. A subdivisão da central em sete subsistemas procura possibilitar a realização de estudos comparativos entre as diferentes tecnologias e fornecedores, para cumprir o principal objetivo da estratégia de pesquisa e desenvolvimento, que é definir qual é a melhor solução para o território Brasileiro.

No caso dos sistemas de concentração (subsistemas 4, 6 e 7), foram selecionados 3 fornecedores. O sistema CPV da Semprius é muito similar ao subsistema 3 de tecnologia convencional e de rastreamento a dois eixos. A principal diferença, além do tipo de módulo utilizado, é a precisão do rastreamento, já que, por se tratar de sistemas de concentração, requerem uma maior precisão. Por isso, o sistema requer um projeto muito mais exigente para poder funcionar com rendimento máximo.



Figura 30. Sistema CPV Semprius

O subsistema 6 é também de rastreamento a dois eixos de concentração. No entanto, a tecnologia de CPV Emcore tem um aspecto muito diferente dos outros sistemas de rastreamento a dois eixos.



Figura 35. Sistema CPV Emcore

O último subsistema da planta é o de concentração da Cogenra e tem muita semelhança com o conceito dos concentradores cilindro-parabólicos. O conceito de rastreamento é o mesmo que o de um eixo horizontal, embora, por se tratar de concentração, seja mais preciso.

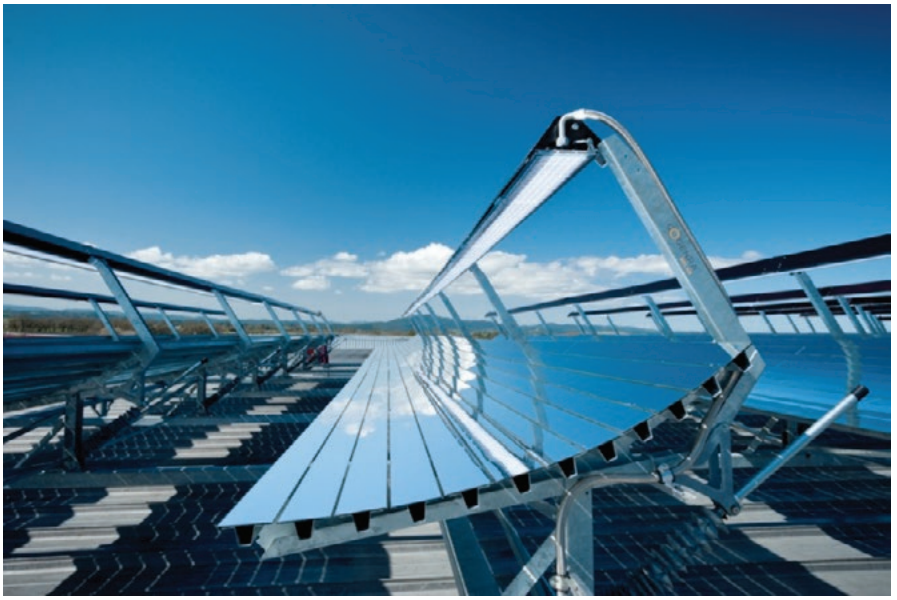


Figura 36. Sistema CPV Cogenra

4.2. Projeto Executivo (05-2014)

Tabela 6. Potência nominal subsistemas UFV Jaíba Solar. Projeto Executivo (05-2014)

Ref	Tecnologia	Subsistema	Potência (kWp)	Superfície Ocupada (m²)
0101	Convencional	Estrutura fixa inversor central 1	578,34	12.027
0102	Convencional	Estrutura fixa inversor central 2	578,34	12.053
0103	Convencional	Estrutura fixa inversor central 3	562,275	11.961
0104	Convencional	Estrutura fixa inversor central 4	562,275	11.835
02	Convencional	Estrutura fixa inversores 12,5 kW	52,02	894
03	Convencional	Estrutura fixa inversor 50 kW	55,08	954
04	Convencional	Estrutura móvel inversores 12,5 kW	52,02	1.351
05	Convencional	Estrutura móvel inversores 27,6 kW	55,08	1.515
06	Convencional	Rastreador 1 eixo	104,04	4.112
07	Concentração	Sistema CPV Cogenra	97,992	4.943
08	Convencional	Rastreadores 2 eixos	104,04	3.455
09	Concentração	Sistema CPV Emcore	100,8	6.348
10	Concentração	Sistema CPV Semprius	98	5.762
		Total	3.000,3	77.210



Figura 24. Distribuição de subsistemas na UFV Jaíba Solar. Projeto Executivo (05-2014)

A configuração correspondente ao Projeto Executivo soma uma potência instalada em módulos de 3.000 MWp e uma superfície ocupada de 7,72 hectares de terreno. Ressalta-se que a redução de potência se deve à consulta formulada à Aneel em relação à potência nominal da instalação.

Sendo assim, a distribuição de sistemas em relação a módulos fotovoltaicos e inversores fica da seguinte forma:

Tabela 7. Painéis e inversores subsistemas na UFV Jaíba Solar. Projeto Executivo (05-2014)

Ref	Subsistema	Painéis Fotovoltaicos	Inversores
01	Estrutura fixa inversor central	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 570 KW INGETEAM 570TL M300
02	Estrutura fixa inversores 12,5 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 12.5TL-M ABB PVI -12.5-TL-OUTD
03	Estrutura fixa inversor 50 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 50 KW WEG SIW700 T055
04	Estrutura móvel inversores 12,5 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 12.5TL-M ABB PVI -12.5-TL-OUTD
05	Estrutura móvel inversores 27,6 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 27,6 KW ABB TRIO-27,6-TL-OUTD
06	Rastreador 1 eixo	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW ABB PVI -12.5-TL-OUTD
07	Sistema CPV Cogenra	Painel fotovoltaico concentração COGENRA T14HJ	INVERSOR 27,6 KW ABB TRIO-27,6-TL-OUTD
08	Rastreadores 2 eixos	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW ABB PVI -12.5-TL-OUTD
09	Sistema CPV Emcore	Painel fotovoltaico concentração EMCORE DDM-1090X	INVERSOR 12,5 KW ABB PVI -12.5-TL-OUTD
10	Sistema CPV Semprius	Painel fotovoltaico concentração SEMPRIUS SM1 Series Module	INVERSOR 12,5 KW REFUSOL 013k

Como mencionado anteriormente, a licitação inicial de equipamentos foi concluída mais tarde que a finalização do Projeto Básico na época em que estava em desenvolvimento o Projeto Executivo. É por isso que na configuração dos sistemas do Projeto Executivo se veem refletidas as consequências da primeira licitação de equipamentos.

Em relação ao módulo fotovoltaico convencional, troca-se o modelo de 250 Wp por um de 255 Wp. Essa diferença não modifica em grande escala a configuração elétrica, porém, devido a critérios da potência instalada, foi necessário o replanejamento do Projeto Executivo.

Por sua vez, os inversores são ligeiramente modificados devido aos trabalhos de definição realizados em relação aos sistemas de concentração. Nessa linha, o fabricante Semprius só garante o bom funcionamento de seus equipamentos mediante uma entrega completa de sistema, incluindo os inversores (Refusol). No caso do fornecedor Cogenra, exige-se que o modelo varie a um de potência 27,6 kW. Já o Emcore é o único fabricante que mostra facilidades ao utilizar o inversor de *string,* que será utilizado em outras partes da central. Finalmente, vale dizer que se inclui o inversor da WEG pelas razões já mencionadas anteriormente.

Os sistemas de concentração CPV se mantêm como se estabelece no Projeto Básico em três soluções, mesmo que se reduza o número de componentes em cada um deles para que se adeque a 100 kW de potência nominal.

4.3 Projeto Executivo Modificado (11-2016)

Tabela 8. Potência nominal subsistemas UFV Jaíba Solar. Projeto Executivo Modificado (11-2016)

Ref	Tecnologia	Subsistema	Potência (kWp)	Superfície Ocupada (m^2)
0101	Convencional	Estrutura fixa inversor central 1	578,34	12.027
0102	Convencional	Estrutura fixa inversor central 2	578,34	12.053
0103	Convencional	Estrutura fixa inversor central 3	562,275	11.961
0104	Convencional	Estrutura fixa inversor central 4	562,275	11.835
02	Convencional	Estrutura fixa inversores 12,5 kW	52,02	894
03	Convencional	Estrutura fixa inversor 50 kW	55,08	954
04	Convencional	Estrutura móvel inversores 12,5 kW	52,02	1.351
05	Convencional	Estrutura móvel inversores 27,6 kW	55,08	1.515
06	Convencional	Rastreador 1 eixo	104,04	4.112
07	Concentração	Sistema CPV Helioslite	51,8	1.920
08	Convencional	Rastreadores 2 eixos	104,04	3.455
		Total	2.754,59	62.077



Figura 25. Distribuição de subsistemas na UFV Jaíba Solar. Projeto Executivo Modificado (11-2016)

A configuração correspondente ao Projeto Executivo modificado totaliza uma potência instalada em módulos de 2,754 MWp e uma superfície ocupada de 6,21 hectares de terreno. Essa diminuição se deve à substituição de três sistemas de concentração por um único fornecedor.

A distribuição de sistemas em relação a módulos fotovoltaicos e inversores fica da seguinte forma:

Tabela 9. Painéis e inversores subsistemas na UFV Jaíba Solar. Projeto Executivo Modificado (11-2016)

Ref	Subsistema	Painéis Fotovoltaicos	Inversores
01	Estrutura fixa inversor central	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 570 KW INGETEAM 570TL M300
02	Estrutura fixa inversores 12,5 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 12.5TL-M ABB PVI -12.5-TL-OUTD
03	Estrutura fixa inversor 50 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 50 KW WEG SIW700 T055
04	Estrutura móvel inversores 12,5 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW INGETEAM INGECON SUN 12.5TL-M ABB PVI -12.5-TL-OUTD
05	Estrutura móvel inversores 27,6 kW	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 27,6 KW ABB TRIO-27,6-TL-OUTD
06	Rastreador 1 eixo	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW ABB PVI -12.5-TL-OUTD
07	Sistema CPV Heliostite	Painel fotovoltaico concentração SEMPRIUS SM2 Series Module	INVERSOR 10 KW INGETEAM SUN 3PLAY 10TL
08	Rastreadores 2 eixos	Painel fotovoltaico policristalino YINGLI YL255P-29b 255 Wp	INVERSOR 12,5 KW ABB PVI -12.5-TL-OUTD

Como já foi mencionado anteriormente, entre as fases do Projeto Executivo e do Projeto Executivo Modificado transcorreu mais de um ano. Dois dos fabricantes selecionados para o fornecimento de equipamentos de concentração desapareceram nesse período e, no caso dos módulos da Semprius, foi necessário revisar o sistema, porque havia mudado o formato de seguidor com o fabricante Helioslite. Igualmente, decidiu-se reduzir a potência de concentração a 50 kW, porque, conforme o projeto avançava, observou-se que a instalação de sistemas de concentração fotovoltaica vai perdendo sentido.

5. PRODUÇÃO ELÉTRICA ANUAL

5.1. Projeto Básico (01-2014)

A produção elétrica estimada para a configuração do Projeto Básico é de 5.438 MWh.

Tabela 10. Resumo produção estimada. Projeto Básico (01-2014)

Ref	Subsistema	Potência nominal (kW)	Potência instalada (kW)	Produção (MWh)	Eficiência (kWh/kWp)	PR (%)
1	Estrutura fixa Inv 500 kW	2.000	2.099	3.454	1.646	76,0
2	Estrutura fixa Inv 12.5 kW	400	416	672	1.616	74,6
3	Estrutura móvel	100	104	176	1.689	74,1
4	Rastreamento a dois eixos	100	105	230	2.188	74,4
5	CPV Semprius	100	112	214	1.911	83,0
6	Rastreamento a um eixo	100	105	213	2.027	74,0
7	CPV Emcore	100	125	218	1.741	N/A
8	CPV Cogenra	100	149	171	1.145	N/A

5.2. Projeto Executivo (05-2014)

A produção elétrica estimada para a configuração de Projeto Executivo é de 5.087 MWh. Esse valor se reduz devido, principalmente, à redução de potência instalada em módulos.

Tabela 11. Resumo produção estimada. Projeto Executivo (05-2014)

Ref	Subsistema	Potência instalada (kW)	Produção (MWh)	Eficiência (kWh/kWp)	PR (%)
0101	Estrutura fixa inversor central	578	950	1.643	75,83%
0102	Estrutura fixa inversor central	578	952	1.647	76,01%
0103	Estrutura fixa inversor central	562	927	1.649	76,08%
0104	Estrutura fixa inversor central	562	926	1.647	75,99%
02	Estrutura fixa inversores 12,5 kW	52	84	1.615	74,50%
03	Estrutura fixa inversor 50 kW	55,1	89	1.620	74,73%
04	Estrutura móvel inversores 12,5 kW	52	89	1.711	75,08%
05	Estrutura móvel inversores 27,6 kW	55,1	93	1.693	74,31%
06	Rastreador 1 eixo	104	205	1.975	72,36%
07	CPV Cogenra	98	187	1.905	87,13%
08	Rastreadores 2 eixos	104	223	2.144	73,30%
09	CPV Emcore	100,8	175	1.741	79,61%
10	CPV Semprius	98	187	1.911	87,41%

5.3. Projeto Executivo Modificado (11-2016)

A produção elétrica estimada para a configuração de Projeto Executivo modificado é de 4.538 MWh. A redução da produção em relação ao Projeto Executivo ocorreu devido à instalação final de um único sistema de concentração ao invés dos três anteriormente planejados.

Tabela 12. Resumo produção estimada. Projeto Executivo Modificado (11-2016)

Ref	Subsistema	Potência instalada (kW)	Produção (MWh)	Eficiência (kWh/kWp)	PR (%)
0101	Estrutura fixa inversor central	578	950	1.643	75,83%
0102	Estrutura fixa inversor central	578	952	1.647	76,01%
0103	Estrutura fixa inversor central	562	927	1.649	76,08%
0104	Estrutura fixa inversor central	562	926	1.647	75,99%
02	Estrutura fixa inversores 12,5 kW	52	84	1.615	74,50%
03	Estrutura fixa inversor 50 kW	55,1	89	1.620	74,73%
04	Estrutura móvel inversores 12,5 kW	52	89	1.711	75,08%
05	Estrutura móvel inversores 27,6 kW	55,1	93	1.693	74,31%
06	Rastreador 1 eixo	104	205	1.975	72,36%
07	CPV Helioslite	51,8	93,5	1.911	87,41%
08	Rastreadores 2 eixos	104	223	2.144	73,30%

6. CONCLUSÕES

Buscou-se apresentar os elementos técnicos e gerais analisados para a elaboração do Projeto Básico e Executivo da UFV Jaíba Solar, dentre os quais se destaca a concepção com o propósito de se realizar pesquisas em relação a performance de diferentes tecnologias fotovoltaicas e aplicações desta no Brasil.

Dentre os aspectos mais relevantes para elaboração do Projeto Básico e Executivo estão a importância dos estudos técnicos prévios à elaboração do Projeto Básico, a logística de contratações de equipamentos que envolve: disponibilidade de suprimentos locais, transporte, armazenamento e cronograma que otimizem os prazos de entrega dos equipamentos com a sua instalação na obra, além da análise da conjuntura internacional de forma a se evitar impactos no custo do Projeto ou indisponibilidade dos equipamentos.

Apesar de ao longo do Projeto as tecnologias terem sofrido várias mudanças, destaca-se a importância de se testar diferentes tecnologias no país e a necessidade de investimento no Brasil para atendimento a esta demanda, uma vez que grande parte do investimento envolvido está exposto a variações cambiais e a conjuntura econômica internacional.

Cabe mencionar que as adaptações realizadas ao Projeto se deram em maior parte às decisões externas ao escopo técnico do mesmo, como decisões relativas a modalidade de contratação dos equipamentos, como a necessidade de licitação via a Lei 8.666, que institui normas para licitações e contratos da Administração Pública e dá outras providências; e à disponibilidade das tecnologias. Destaca-se a importância da agilidade nas tomadas de decisões e nos processos de contratações, de forma a se viabilizar os Projetos de P&D.

7. REFERÊNCIAS – NORMAS E DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA APLICÁVEL

Todos os componentes da usina fotovoltaica deverão estar de acordo com as normas brasileiras e internacionais, garantindo a qualidade, integridade e um ótimo desempenho após sua instalação.

De particular interesse, são elas:

- NBR 5410 2008 – Instalações elétricas de Baixa Tensão;
- NBR 14039 – Instalações elétricas em média tensão;
- NBR 5419-2005 – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas;
- NBR IEC 60.439-3 – Conjuntos de manobra e controle de baixa tensão – Parte 3: Requisitos particulares para montagem de acessórios de baixa tensão destinados à instalação em locais acessíveis a pessoas, não destinados à instalação em locais acessíveis a pessoas não qualificadas durante sua utilização – Quadros de distribuição;
- NR 10 – Norma Regulamentadora n.º 10 – Segurança em instalações e serviços em eletricidade;
- ET.012-AE – Especificações Técnicas de fornecimento e execução de condutores elétricos de baixa tensão;
- ET.013-AE – Especificações Técnicas de fornecimento e execução de Disjuntores e dispositivos de manobra e proteção;
- ET.014-AE – Especificações Técnicas de fornecimento e execução de Eletrodutos e canalizações;
- ET.015-AE – Especificações Técnicas de fornecimento e execução de Grupos Geradores para edifícios residenciais;
- ET.016-AE – Especificações Técnicas de fornecimento e execução de quadros elétricos de baixa tensão; e
- ET.032-AE – Especificações Técnicas de fornecimento e Execução de Instalações elétricas – Procedimentos e Mão de Obra.

Também deverão cumprir as normas e padrões internos da Cemig-D. A respeito do ponto de conexão, as normas a serem consideradas são:

- ND 5.31 – Requisitos para a conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição Cemig – Conexão em média tensão;
- ND 3.3 – Tabelas;
- ND 2.2 – Instalações básicas de redes de distribuição aéreas rurais; e
- ND 5.3 – Fornecimento de Energia elétrica em média tensão rede de distribuição aérea ou subterrânea.

Além das normativas indicadas anteriormente e dos códigos, decretos, normas, regulamentos, leis e outras exigências de ordem legal, cuja observação é exigida pelas autoridades competentes, em caso de omissão, deverão ser utilizadas as normas aplicáveis publicadas pelas seguintes organizações:

- Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT);
- *American National Standard Institute* (Ansi);
- *Deutsch Industrie Nomen* (DIN);
- *Factory Mutual Global* (FMG);
- *International Eletrotechnical Comisión* (IEC);
- *Instrument Society of America* (ISA);
- *Nacional Electrical Manufacturers Association* (Nema);
- *Nacional FIRE Protection Association* (NFPA); e
- *Underwriters Laboratories* (UL).

Em caso de divergência entre as normas, prevalecerão sempre as normas da ABNT e, na falta destas, as internacionais que se pronunciam com maior rigor.

Em relação à parte de obra civil e estruturas, detalham-se as normativas mais importantes:

- NBR 6120 – Cargas para o Cálculo de Estruturas de Edificações.
- NBR 6123 – Forças Devidas ao Vento em Edificações.
- NBR 8681 – Ações e Segurança nas Estruturas – Procedimento.
- NBR 8800 – Procedimento e Execução de Estruturas de Aço e de Estrutura Mista de Aço e Concreto de Edifícios.
- NBR 14762 – Dimensionamento de Estruturas de Aço Constituídas por Perfis Formados a Frio.
- NBR 6122 – Projeto e execução de fundações.
- NBR 6118 – Projeto e Execução de Obras de Concreto Armado.
- NBR 6484 – Sondagens de simples reconhecimento com SPT – Método de ensaio.
- NBR 6502 – Rochas e Solo.
- ISO 9223 – *Corrosion of metals and alloys - corrosivity of atmospheres – Classification*.
- EN 1991-1-4 – *Actions on structures. Part 1-4: General actions. Wind actions.*

CAPÍTULO 14

Desenvolvimento Técnico e Científico de Laboratórios Fotovoltaicos no Brasil

Marco Ficcadenti – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Giuseppe Gabetta – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Roberta Campesato – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Massimo Gori – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Luca Gregori – CESI do Brasil Consultoria Ltda.

Foto: Business Wire



OBJETIVO

Apresentar requisitos básicos para o desenvolvimento técnico e científico de laboratórios fotovoltaicos no Brasil, a partir de experiências internacionais.

1. INTRODUÇÃO

Este capítulo descreve os resultados da pesquisa sobre os mais relevantes laboratórios fotovoltaicos em âmbito internacional, que podem se constituir em referências para laboratórios nessa área no Brasil. Foram estudados, em especial, os laboratórios *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (Estados Unidos), Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar (ISE) (Alemanha) e Agência Nacional Italiana para Novas Tecnologias, Energia e Desenvolvimento Econômico Sustentável (Enea) (Itália).

Nesse contexto, serão apresentadas alternativas em diferentes estágios para a implementação e/ou aprimoramento de laboratórios instalados em universidades brasileiras.

2. A INDÚSTRIA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

As expectativas de utilização da energia fotovoltaica no Brasil são promissoras, como pode ser demonstrado pelo Plano Decenal, no qual foram estabelecidas metas para 2024 de 7 GW de energia solar em grande escala e 1,32 GW de instalações fotovoltaicas distribuídas, o dobro das metas do plano anterior para 2023 [3].

Entretanto, de acordo com as informações disponíveis, as fábricas locais com capacidade para montar painéis solares ainda são poucas:

- **Tecnometal –** com capacidade para 25 MW/ano em Minas Gerais. A produção de painéis solares é apenas uma parte das atividades desta empresa que também incluem a engenharia e produção de equipamentos de processos industriais. Como a maioria das usinas vendidas no leilão de 2014 foram de cerca de 30 MW cada, a Tecnometal não seria capaz de atender a mais do que um ou dois projetos. Como resultado, muitas empresas fizeram alianças com fornecedores estrangeiros (por exemplo, a Renova Energia, conhecida por desenvolver parques eólicos, anunciou uma parceria com a SunEdison e, em 2015, a SunEdison-Renova JV obteve licenças para 167 MW de novas instalações fotovoltaicas, esperando-se que comecem a produzir energia em 2017 [4]).
- **Globo Brasil –** estabeleceu produção em 2015 com capacidade declarada de 180 MW/ano [14].
- **S4 Solar do Brasil –** estabeleceu produção no início do ano de 2016 com capacidade declarada de 200 MW/ano [15].
- **Soliker –** não há informações disponíveis sobre a capacidade de produção atual [16].
- **JA Solar –** *Suzhou Horad New Energy Equipment Company* (fornecedor chinês de equipamentos) anunciou a assinatura de um contrato com a JA Solar para o fornecimento de uma linha de produção de automação de módulo PV pronta com capacidade de produzir 300 MW por ano [17].

Alguns fornecedores estrangeiros estabeleceram escritórios no Brasil, como a *Canadian Solar*, que comprou um projeto de uma empresa de engenharia da Espanha para desenvolver três usinas, totalizando 90 MW.

Por outro lado, o mercado de projetistas, instaladores e serviços correlatos parece estar em um estágio ligeiramente mais avançado, com a indicação da existência de cerca de 200 (micro e pequenas) empresas ativas na área.

A discrepância entre os planos de desenvolvimento do governo e o estágio de preparação da indústria poderia ser resolvida combinando-se treinamento, pesquisas e desenvolvimento industrial para preparar recursos humanos qualificados.

Um bom exemplo é a fábrica piloto de células solares de silício implantada por Moehlecke e Zanesco em 2007 [5][6] e apoiada pelo governo brasileiro. O projeto inclui uma linha de produção-piloto completa, de células a módulos, permitindo o desenvolvimento de processos industriais de silício fotovoltaico para produção de células solares e módulos fotovoltaicos de silício, bem como a preparação de recursos humanos qualificados para indústrias fotovoltaicas, combinando treinamento, pesquisas e desenvolvimento industrial. Em 2011, de forma a disseminar a tecnologia desenvolvida, uma rede demonstrativa conectada a um sistema de energia fotovoltaica foi instalada na fachada do Museu de Ciências e Tecnologia da PUCRS (Porto Alegre, Brasil) [7].

Outro estudo de caso notável é representado pelo lançamento (em março de 2016) da primeira etapa de uma demonstração de P&D de sistema fotovoltaico flutuante de 10 MWp. A Eletronorte e a Chesf investiram um total de 100 milhões de reais no projeto de pesquisa e desenvolvimento. Nessa situação, foram escolhidas Balbina e Sobradinho, por estarem localizadas em áreas com regimes climáticos diferentes, de forma que o desempenho dos sistemas fotovoltaicos flutuantes pudesse ser analisado em diferentes condições climáticas [8].

3. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) NO BRASIL NA ÁREA DA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Embora a tecnologia fotovoltaica esteja em um estágio inicial de desenvolvimento e, no Brasil, ainda se conte com poucas instalações, existem atividades de P&D interessantes em andamento. O *Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique* (CSEM) do Brasil vem desenvolvendo projetos com sucesso de células solares de 3ª geração [18]. A produção de painéis fotovoltaicos orgânicos (OPV) já foi desenvolvida e demonstrada e a subsidiária do instituto, a Sunew (com o apoio do CSEM, do Banco Nacional de desenvolvimento (BNDES) e da Tradener), deve entrar em produção em breve [18].

Além do CSEM, existem instituições acadêmicas que exploram a tecnologia, mas são voltadas para os fundamentos e, dificilmente, orientadas para a indústria. Geralmente, as pesquisas desenvolvidas em universidades acabam sendo voltadas para as necessidades acadêmicas de educação.

Nesse cenário, o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai) – principal instituto para educação industrial no Brasil – apresentou, em janeiro de 2016, cursos específicos sobre tecnologia fotovoltaica e suas aplicações [19].

Atualmente, no Brasil, os principais centros de pesquisa e laboratórios que são referência em conhecimento sobre geração de energia fotovoltaica, treinando profissionais para trabalhar nesse setor e promovendo inovações tecnológicas adaptadas às necessidades nacionais, são os seguintes [9]:

1. Centro Integrado de Pesquisa em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica – UFSC);
2. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel);
3. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb);
4. Grupo de Eletrônica de Potência e Controle da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM);
5. Grupo de Estudos e Desenvolvimento de Alternativas Energéticas da Universidade Federal do Pará (Gedae/UFPA);
6. Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos da Universidade de São Paulo (USP);
7. Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul;
8. Núcleo de Tecnologia de Energia Solar – NT-Solar, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS);
9. Grupo de Pesquisas em Fontes Alternativas de Energia do Departamento de Energia Nuclear da UFPE (Grupo FAE).

Essas universidades, conforme seu tamanho e área de competência, estão em condições de criar uma rede para abordar um ou mais dos tópicos de P&D ou de criar uma rede de laboratórios de teste certificado.

4. INSTITUIÇÕES DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) EM ÂMBITO MUNDIAL

A Tabela 1 resume (em ordem alfabética) as principais instituições de P&D, que concentram suas atividades em tecnologia fotovoltaica. Já a Tabela 2 resume as principais atividades tecnológicas específicas de alguns centros de P&D selecionados.

Tabela 1. Lista das principais instituições de P&D no mundo

	Instituição de P&D	País
1	Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia Industrial Avançada (Aist)	Japão
2	Comissão Europeia, Centro Comum de Pesquisa (EC-JRC)	União Europeia
3	*Energy research Centre of the Netherlands* (ECN)	Holanda
4	Agência Nacional Italiana para Novas Tecnologias, Energia e Desenvolvimento Econômico Sustentável (Enea)	Itália
5	Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar (Fraunhofer -ISE)	Alemanha
6	Centro Interuniversitário de Microeletrônica (Imec)	Bélgica
8	*Institut National de l'Energie Solaire* (Ines)	França
9	*National Renewable Energy Laboratory* (NREL)	EUA
10	*University of New South Wales* (UNSW)	Austrália
11	Universidade Técnica de Madrid (UPM)	Espanha

A Tabela 2 destaca as atividades de P&D da Enea [10], NREL [11] e ISE [12], principalmente, com relação a tecnologias fotovoltaicas (PV) e fotovoltaicas concentradas (CPV).

Tabela 2. Área de atividade da Enea, NREL e ISE

Tecnologia PV	Enea	Fraunhofer ISE*	NREL**
Células solares de silício baseadas em *wafers*			
Preparação das lâminas (*wafers*)	X	X	X
Realização de junção P/N	X	X	X
ARC	X	X	X
Contatos dianteiros/traseiros	X	X	X
Isolamento de bordas	X	X	X
Caracterização	X	X	X
Módulos de silício			
Stringing		X	
Laminação/Moldura		X	
Caracterização		X	X
Filmes finos			
Tipo/Tecnologia	a-Si/CZTS (sulfeto de cobre, zinco e estanho)	a-Si (silício amorfo)	CdTe (telureto de cádmio) e Cigs (disseleneto de cobre, índio e gálio)
Deposição de filme fino	X	X	X
Contatos dianteiros/traseiros	X	X	X
ARC	X	X	X
Isolamento de bordas	X	X	X
Caracterização	X	X	X
Módulo baseado em filme fino			X
Células solares III-V para CPV			
Epitaxia de III-V		X	X
Contatos dianteiros/traseiros		X	X
ARC		X	X
Caracterização		X	X
Módulos CPV			
Receptor		X	X
Ótica		X	X
Montagem		X	X
Caracterização		X	X
Células solares orgânicas			
Tipo/Tecnologia		X	X
Deposição de materiais orgânicos		X	X
Produção de dispositivo orgânico		X	X
Caracterização		X	X

Tecnologia PV	Enea	Fraunhofer ISE*	NREL**
Caracterização de dispositivos PV			
Caracterização de materiais	X	X	X
Célula solar interior	X	X	X
Módulo interior	X	X	X
Célula solar exterior	X	X	X
Módulo exterior	X	X	X
Padrão de referência		X	X
Certificação		X	

* O ISE também está conduzindo atividades de P&D sobre Sistemas Fotovoltaicos de Baixa Concentração (LCPV), Células Solares Orgânicas, Células Solares Sensibilizadas por Corante e outras abordagens de células solares de terceira geração. No ISE também está disponível uma linha industrial piloto para a produção de Células Solares.
** O NREL também está conduzindo P&D sobre: OPV (fotovoltaico orgânico), TCO (óxidos condutores transparentes) e Células Solares Sensibilizadas por Corante.

Mais detalhes sobre as atividades de P&D das instituições apresentadas na Tabela 2 podem ser encontrados nos seguintes *links*:

[10] Website da Enea: *http://www.enea.it/*

[11] Website do NREL: *http://www.nrel.gov/*

[12] Website do Fraunhofer-ISE: *https://www.ise.fraunhofer.de/de*

5. ORIENTAÇÕES GERAIS PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM FOTOVOLTAICA

Embora sistemas fotovoltaicos de alto desempenho confiáveis estejam disponíveis comercialmente e sejam amplamente usados em todo o mundo, o desenvolvimento científico e tecnológico será fundamental para que essa tecnologia se torne uma fonte-chave de eletricidade e energia.

Entretanto, um desenvolvimento em grande escala será viável somente se os custos de geração fotovoltaica puderem ser reduzidos significativamente. A P&D, incluindo a ciência básica, é importante para o maior desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica. Pesquisas colaborativas que abordem questões bem escolhidas podem desempenhar um papel importante para alcançar a massa crítica necessária para corresponder às ambições do setor. Nesse sentido, é necessário superar as dificuldades, no sentido de reunir em um consórcio parceiros de entidades acadêmicas, institucionais e industriais. Nesse contexto, as questões podem incluir a incompatibilidade de interesses, como, por exemplo, as universidades têm interesses de longo prazo, enquanto o foco da indústria é, geralmente, a exploração a curto prazo, concentrando-se na construção de conhecimentos e habilidades.

Geralmente, a redução de custos e a melhoria de desempenho das tecnologias fotovoltaicas constituem o foco principal das pesquisas, mas também devemos enfatizar a importância de outros fatores. A vida útil dos componentes dos sistemas fotovoltaicos e o valor da eletricidade fotovoltaica também devem ser levados em consideração. Além disso, o consumo de energia e materiais na fabricação e instalação é importante, assim como a maior redução do tempo de retorno de energia. Assim, evitar o uso de materiais escassos ou perigosos cria desafios de P&D importantes. Padronização, harmonização e flexibilidade no *design* do sistema

também são essenciais para a difusão da tecnologia fotovoltaica. Aspectos socioeconômicos, como conscientização pública e política, treinamento e educação, aceitação pelos usuários e financiamento também devem ser considerados. Logo, a resolução dessas questões tornará a energia fotovoltaica cada vez mais atraente e também levaria à redução das emissões de CO_2 no meio ambiente.

A médio prazo, a P&D deve se concentrar em tornar a indústria fotovoltaica mais competitiva. Nesse sentido, rápido desenvolvimento e altos volumes de produção são fundamentais para estabelecer uma liderança no mercado. Normalmente, a indústria pressionaria para investimentos em P&D de médio prazo e, conforme a indústria fotovoltaica crescer, essa pressão pode aumentar. Entretanto, os governos devem adotar uma visão de médio e longo prazo.

A Tabela 3 resume as principais questões de P&D em energia fotovoltaica que requerem mais estudos [2, 13, 14, 15].

Tabela 3. Principais questões em energia fotovoltaica

Células/ Tecnologia	Médio prazo (hoje - 2020)	Longo prazo (2020–2030)
Si cristalino	• alto rendimento, alta transferência; processamento integrado; • células finas; • tecnologias aprimoradas de produção de wafers; • tecnologias de *wafer* sem cortes; • redução do consumo de Si e materiais; • rumo ao uso de SOG-Si e UMG-Si; • materiais novos e aprimorados; • processamento seguro e com baixo impacto ambiental; • produção de *wafers* e encapsulantes avançada; • caracterização.	• dispositivos altamente eficientes; • compreensão das imperfeições no Si; • engenharia de defeitos; • conceitos de dispositivos novos e integrados; • dispositivos Tandem avançados baseados em Si; • utilização eficaz de UMG-Si; • Tandem de perovskita em Si; • Tandem III/V em Si (altamente eficiente, mas dispendioso).
Si de filme fino	• processos e equipamentos de grande área e baixo custo; • maior eficiência em módulos industriais (>15%) e estruturas Tandem; • equipamento de produção confiável e econômico; • óxido condutor transparente de alta qualidade e baixo custo; • compreensão da interface, propriedades de materiais e captura de luz; • célula policristalina em substratos estranhos • caracterização.	• mecanismo de superação da degradação da luz de a-Si; • conceitos de dispositivos novos e integrados.
Cigs e CdTe	• aprimoramento de saída e rendimento da produção; • maior eficiência dos módulos na indústria (>15%); • embalagens altamente confiáveis e de baixo custo; • combinações de materiais alternativas e modificadas; • óxido condutor transparente de alta qualidade e baixo custo; • otimização de materiais e produção com relação a questões de sustentabilidade; • compreensão de materiais, interface, física e processos dos dispositivos; • caracterização.	• compreensão das imperfeições em compostos CIGS e II-VI; • células Tandem.

Células/ Tecnologia	Médio prazo (hoje - 2020)	Longo prazo (2020–2030)
Multijunção III-V e Concentrador	• montagem de módulos confiável e de baixo custo; • ótica de baixo custo e alta eficiência; • sistemas de rastreamento; • simulação de sistemas; • testes e instalações e avaliação de custos de sistemas CPV; • confiabilidade e vida útil crescentes; • pesquisa intensiva de materiais; • células de alta eficiência (>45%); • maior concentração e análise de fatores de concentração ideais; • caracterização.	• compreensão das imperfeições em compostos III-V; • células de maior eficiência (>50%); • células Tandem III-V/Si; • conceitos inovadores; • sistemas óticos avançados; • sustentabilidade ambiental; • Tandem de III/V em Si (altamente eficiente, mas dispendioso).
Novos Dispositivos	• dispositivos nanoestruturados (orgânicos, células de corante); • células baseadas em conceitos inovadores; • demonstração de desempenho aprimorado; • caracterização.	• compreensão das imperfeições; • demonstração de desempenho aprimorado.
Fabricação	• controle de produção em linha; • automação; • produção totalmente integrada; • reciclagem; • produção em grande escala; • produção totalmente sustentável; • ampla reciclagem; • módulos personalizados; • testes de estresse acelerados para certificação de módulos solares.	• controle de produção em linha; • automação; • produção totalmente integrada; • produção em escala muito grande; • produção totalmente sustentável.
Componentes eletrônicos	• inversores PV otimizados para diferentes módulos e tecnologias de sistema; • desenvolvimento de eletrônica de potência e estratégias de controle para melhoria da qualidade; • tecnologias de armazenamento.	• desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de grande escala; • alternativas de tecnologias de armazenamento.
Sistemas	• desenvolvimento de tecnologia para sistemas de alta voltagem; • redes inteligentes para geração de energia distribuída; • padronização; • novo conceito para estabilidade e controle de redes de eletricidade; • novos conceitos para eletrificação rural; • sistemas fotovoltaicos muito grandes (por exemplo, em desertos, áreas marginais); • gerenciamento de carga em grande escala em redes.	• conexões intercontinentais; • geração de energia distribuída em escala muito grande.
Aspectos socioeconômicos	• integração de energia fotovoltaica em prédios; • esquemas de introdução no mercado; • estudos LCA sobre componentes BoS; • esquemas financeiros para eletrificação fotovoltaica rural; • treinamento de recursos humanos; • promoção de SMEs nacionais e da interação entre empresas brasileiras e estrangeiras para promover a transferência de tecnologia.	• aceitação de um extenso trabalho fotovoltaico; • estudos LCA sobre tecnologias emergentes; • treinamento de recursos humanos de alto nível.

Legenda: BoS = equilíbrio do sistema; CPV = fotovoltaicas para concentração; LCA = avaliação de ciclo de vida; SOG-Si = silício de grau solar; UMG-Si = silício de grau metalúrgico melhorado.

A Tabela 3 acima mostrou as possíveis áreas gerais de atividade de P&D (médio e longo prazo) que podem ser realizadas em diferentes estágios por universidades no Brasil, também em colaboração com outras instituições ou empresas locais, conforme seus portes e áreas de interesse.

Uma tendência recente em instalações fotovoltaicas indica que ainda há preferência pelos bem conhecidos e estabelecidos módulos de silício cristalino (c-Si). Na verdade, o mercado de c-Si ainda domina a produção em massa, com uma participação de mais de 90% de todo o mercado fotovoltaico [10].

A última década viveu um novo impulso nas atividades de P&D de c-Si, graças aos revolucionários conceitos de Perc (célula com emissor e face posterior passivada) / Pert (célula de emissor passivada com região posterior totalmente difundida), que hoje estão substituindo o Al-BSF (Alumínio - Campo de superfície traseira) como o principal processo de fabricação de c-Si.

Os conceitos de Tandem com base em Si como tecnologias *drop-in* são esperados a partir de 2019. A Figura 1 retrata a perspectiva para 10 anos para a Tecnologia de Silício Cristalino [13] e apresenta igualmente o impacto progressivo da tecnologia Perc contra a tecnologia cristalina padrão, levando em consideração também a tecnologia Pert e novos conceitos, como, por exemplo, a tecnologia de Tandem de Si.

As tendências das diferentes tecnologias com base em silício também podem oferecer indicações sobre a tecnologia específica na qual os esforços de P&D devem ser concentrados.

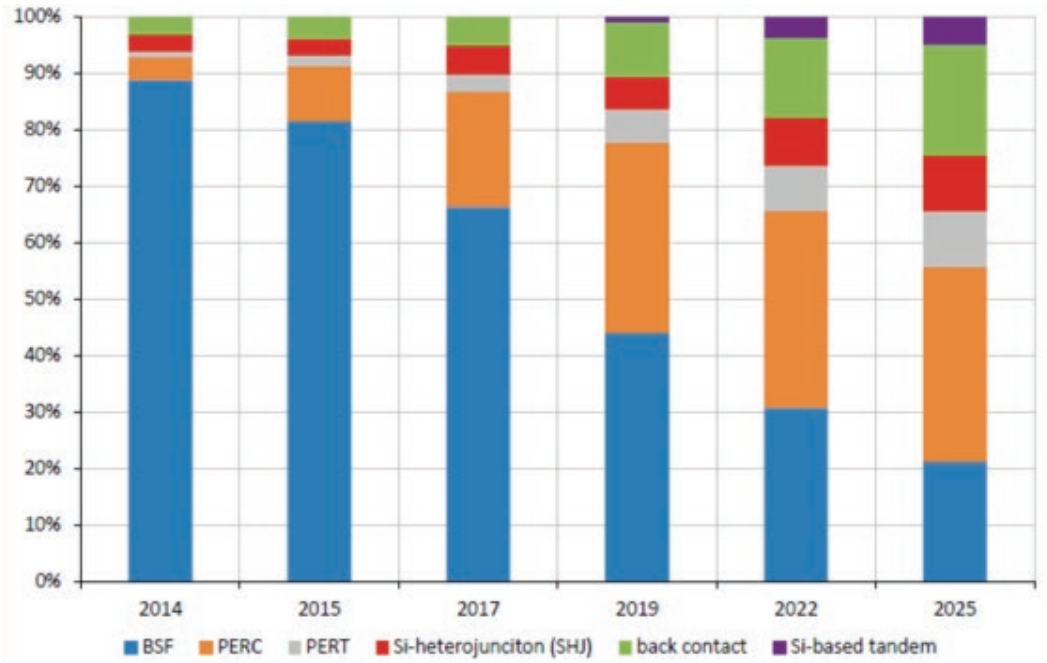


Figura 1. Perspectiva para a Tecnologia de Silício Cristalino [13]

6. SUGESTÕES DE TEMAS PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A seguir, serão apresentados alguns exemplos de P&D que podem ser desenvolvidos no Brasil na área da tecnologia fotovoltaica. Esses exemplos, obviamente, não exaustivos, vêm de casos reais na Itália e podem ser uma indicação útil para que as universidades brasileiras contribuam com o crescimento desse setor.

6.1 Laboratório de P&D em Âmbito de Universidade: *Solar Tech Lab* [20]

O *Solar Tech Lab*, criado em 2011, está localizado no *Departamento de Energia do Politecnico di Milano* – Campus de Bovisa.

O *Solar Tech Lab* fornece pesquisas científicas qualificadas, serviços de testes e consultoria técnica na área de sistemas fotovoltaicos e fotovoltaicos-térmicos. Sua missão pode ser resumida em:

- Otimização e integração de sistemas com fontes de energia convencionais por meio do aprimoramento de dispositivos e tecnologias comerciais e do desenvolvimento de protótipos inovadores.
- Desenvolvimento de sistemas de previsão e armazenamento de energia para melhorar a integração com sistemas de combustíveis fósseis tradicionais.

A instalação de energia fotovoltaica é composta por vários painéis, com diferentes tecnologias (monocristalinos, multicristalinos e filmes finos), montados em estruturas fixas. Além disso, alguns painéis podem ser inclinados em diferentes posições. Há, também, alguns painéis PVT (Fotovoltaico + Térmico) instalados (veja a Figura 2).



Figura 2. Instalação do *Solar Tech Lab*, painéis PV (à esquerda) e painéis PVT (à direita)

A instalação fotovoltaica contém diferentes instrumentos:

- Estação meteorológica: fornece informações sobre condições ambientes (i.e., radiação solar).
- Microinversores: permitem medições instantâneas e registro da geração de energia de cada módulo (cada módulo é conectado a um microinversor).
- Caracterização V-I: medição de características I-V e P-V de módulos PV.
- Câmera IV, termopares para medir a temperatura superficial dos módulos.
- Circuito térmico: o circuito mede a energia térmica recuperada por painéis térmicos PV.

As atividades relacionadas à tecnologia fotovoltaica "tradicional" podem ser resumidas da seguinte forma:

- caracterização de módulos sob condições de operação reais;
- monitoramento de desempenho de módulos fotovoltaicos individuais (disponíveis no mercado e conceitos futuros) para curto, médio e longo prazo, usando microinversores por módulo ou *choppers*;
- monitoramento do comportamento térmico em condição padrão, bem como depois de estresse;
- análise do desempenho de conversores de módulos: confiabilidade, eficiência, validação de dados medidos;
- testes de novos equipamentos, conforme necessário (inversores, *trackers*, módulos), que podem ser desenvolvidos em colaboração com parceiros tanto industriais como de institutos de pesquisa.

As atividades relacionadas a concentradores PV e protótipos são as seguintes:

- PVT (fotovoltaicos-térmicos):
  - monitoramento de sistemas fotovoltaicos térmicos pré-comerciais;
  - avaliação da geração de energia elétrica e térmica líquida em condições reais; e
  - acoplamento do PVT com bombas de calor.

- CPV-T (fotovoltaica concentrada com recuperação térmica):
  - desenvolvimento de concentradores inovadores com recuperação de calor: otimização dos sistemas em termos de cogeração; e
  - comparação dos resultados obtidos por modelos teóricos óticos/térmicos e elétricos e as medições experimentais.

A equipe do *Solar Tech Lab* é composta de 2 coordenadores e 10 colaboradores.

6.2 Certificação de Painéis Fotovoltaicos

A qualidade e a confiabilidade de módulos solares fotovoltaicos tornam-se cada vez mais importantes em um espaço de mercado competitivo e são, comprovadamente, diferenciais fundamentais no processo de seleção de um projeto solar fotovoltaico.

Espera-se que módulos solares fotovoltaicos produzam energia de forma quase constante ao longo de 25 anos ou mais. Portanto, é essencial que os fabricantes monitorem a produção em termos de qualidade e conduzam testes ambientais de estresse acelerados para verificar e aumentar a sua longevidade.

Para governos e instituições, especialmente quando entram no mercado de energia solar, um fator-chave importante é o monitoramento constante da qualidade de produtos como módulos fotovoltaicos que pretendam importar e usar em aplicações locais ou que sejam produzidos localmente.

A instalação de um laboratório de testes deve começar fornecendo equipamentos, procedimentos e treinamento por meio de programas dedicados de treinamento. Isso deve permitir a implantação de laboratórios para aplicações fotovoltaicas do conceito à operação (*turn key*). Espera-se, também, que a disponibilidade de tais laboratórios aumente a confiabilidade do produto.

Ocasionalmente, o laboratório instalado pode ser aprimorado até se tornar um Laboratório de Certificação Completo (CBTL) – de acordo com a norma ISO/IEC 17025 [21] – para aplicações fotovoltaicas para testes e certificação de módulos fotovoltaicos (de acordo com IEC 61215 [22] ou IEC 61646 [23] para painéis cristalinos de silício ou painéis de filmes finos, respectivamente).

A Figura 3 mostra um fluxograma que descreve o processo de implantação e melhoria de um laboratório de testes.

Na Itália, diversas empresas dedicam-se à certificação de módulos fotovoltaicos (como Albarubens, EuroFins, Eurotest e outras), mas, em geral, e este pode ser o caso para o Brasil, é previsto um consórcio de diferentes empresas e/ou universidades para criar uma rede para realizar os testes de certificação (cada membro da rede poderia abordar alguns testes específicos, evitando a sobreposição), conforme descrito abaixo. Esse consórcio poderia atender ao mercado interno brasileiro (certificação/validação da produção fotovoltaica interna) e/ou validar os painéis fotovoltaicos importados do exterior para serem instalados em projetos solares fotovoltaicos brasileiros.

Um modelo adicional interessante é o 3SUN (*Enel Green Power Group*), que é um fabricante italiano de PV que possui um laboratório próprio capaz de realizar alguns testes específicos certificados para validar/monitorar a energia produzida e também apoiar a atividade de P&D. Obviamente, os módulos fotovoltaicos são certificados por uma empresa terceira, como a Albarubens ou outra.

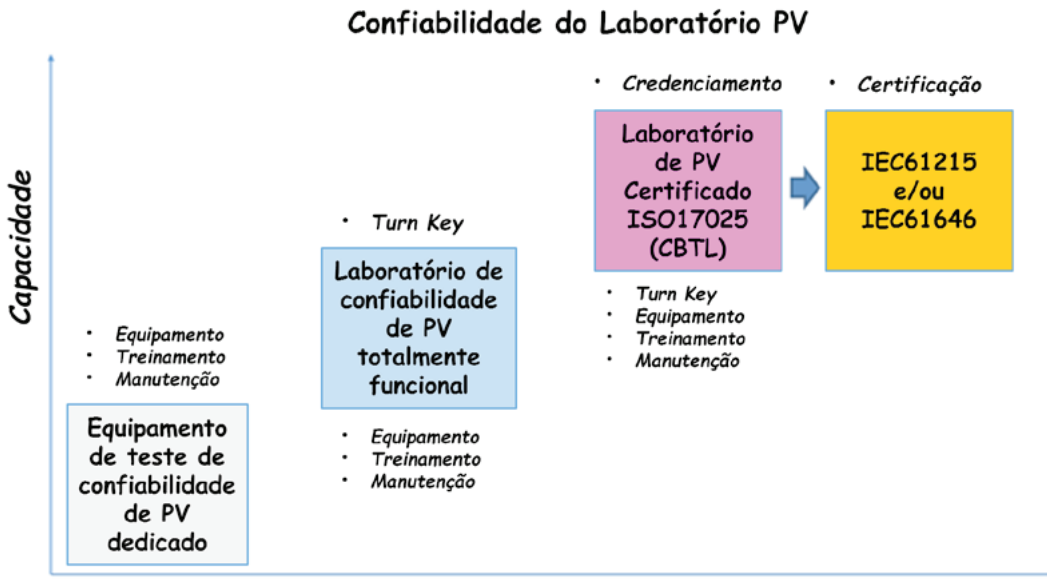


Figura 3. Caminho típico para o desenvolvimento de um laboratório PV

6.3 Aprimorando o Laboratório para que se Torne uma Instalação de Certificação

A norma internacional ISO/IEC 17025 – Requisitos gerais para a competência dos laboratórios de ensaio e calibração é a principal norma ISO usada por laboratórios de ensaio e calibração. Laboratórios tornam-se certificados por essa norma internacional desde que demonstrem que são tecnicamente competentes e capazes de produzir dados de teste e/ou calibração precisos.

A certificação dentro da norma ISO/IEC 17025 é um processo voluntário, revisto por terceiros, geralmente realizado por organizações internacionais, ou organizações como a Accredia (Itália), que fazem a avaliação de laboratórios em seus respectivos países.

Entretanto, somente a certificação, mesmo que de uma organização de certificação internacional, não pode garantir a validade mundial de um certificado de teste: para superar tal limitação, foram fundadas associações internacionais de cooperação que assinaram acordos de reconhecimento mútuo tanto a nível regional (na Europa, América, Ásia/Pacífico, etc.), quanto a nível internacional, como a ILAC-MRA, de modo que tal certificado de teste possa ser reconhecido por qualquer dos países signatários do referido acordo, diretamente ou por meio das referidas organizações regionais.

O processo de certificação ISO/IEC 17025 também é bastante diferente do reconhecimento de sistema de qualidade ISO 9001. A principal diferença é que a ISO 9001 é uma norma de gestão de qualidade geral que especifica os requisitos para um sistema de gestão de qualidade, ao passo que o processo de certificação ISO/IEC 17025 é um processo de certificação que leva em consideração tanto o sistema de gestão de qualidade, quanto os requisitos técnicos do laboratório (como participação em testes de proficiência, conformidade com metodologia documentada e validada, e especificação da competência técnica do pessoal de laboratório). Laboratórios que cumprem os requisitos da ISO/IEC 17025 também funcionam de acordo com

os requisitos da ISO 9001, que são relevantes para atividades de ensaio e calibração. Por outro lado, a conformidade do sistema de gestão de qualidade com os requisitos da norma ISO 9001, por si só, não pode demonstrar a competência do laboratório para produzir dados e resultados tecnicamente válidos.

A ISO/IEC 17025 contém duas seções principais: Requisitos de Gestão e Requisitos Técnicos. Os requisitos de gestão estão relacionados, principalmente, com o funcionamento e a eficácia do sistema de gestão da qualidade no laboratório. Já os requisitos técnicos abordam a competência da equipe, a metodologia, os equipamentos de teste/calibração e os métodos de teste. Tanto os requisitos quanto os passos principais do processo de certificação ISO/IEC 17025 estão apresentados a seguir.

A certificação ISO/IEC 17025 deve ser adequadamente projetada e implementada, pois a implementação da certificação ISO/IEC 17025 afetará o laboratório como um todo e os serviços de apoio, como os departamentos de recursos humanos, documentação e finanças. Portanto, embora a decisão de iniciar e financiar o projeto deva ser tomada pela gerência, todos os departamentos afetados devem ser envolvidos no processo.

6.3.1 Documentação

A norma ISO/IEC 17025 exige diferentes tipos de documentação, conforme ilustrado na pirâmide de documentação na Figura 4.

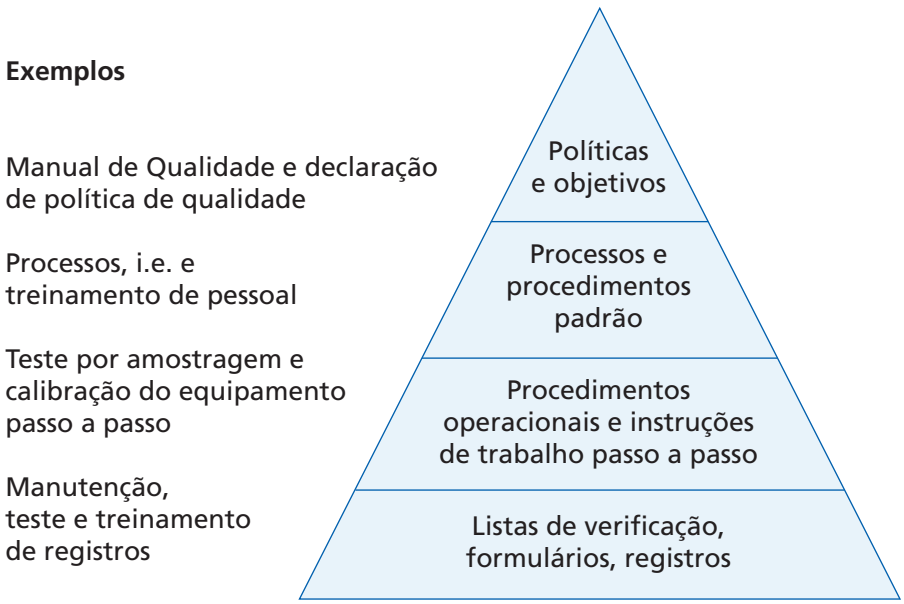


Figura 4. Pirâmide de documentação

Uma política documenta a intenção do laboratório de implementar a norma ISO/IEC 17025. O Manual de Qualidade é a camada superior da hierarquia de documentos, pois ele descreve as abordagens para a obtenção de dados de qualidade e inclui também declarações de política, descrevendo a intenção e o objetivo do laboratório de cumprir com os requisitos da ISO/IEC. Por exemplo, uma declaração de política pode definir que todo o pessoal envolvido em ensaios e calibrações deve ter competência para realizar as tarefas atribuídas.

Um processo ou procedimento descreve como diversos requisitos de qualidade podem ser cumpridos. Por exemplo, descreve como o requisito "O pessoal envolvido em ensaios e calibrações deve ter competência para realizar as tarefas atribuídas" pode ser implementado.

Procedimentos Operacionais Padrão ou Procedimentos de Trabalho são instruções passo a passo sobre como executar com precisão uma tarefa específica, por exemplo, como calibrar um instrumento específico.

Registros são gerados diariamente. Exemplos são resultados analíticos de testes de produtos ou registros de calibração de uma balança. Além disso, todos os documentos devem ser bem controlados, por exemplo, cada alteração deve ser autorizada e registrada e o documento atualizado deve receber um novo número de revisão ou código.

6.3.2 Configuração de teste e equipamento de teste

As tabelas a seguir, especificando a descrição dos testes e os equipamentos de teste, abrangem todas as cláusulas das normas de certificação. Entretanto, deve-se levar em consideração que as normas existentes estão sempre sujeitas a um processo de revisão por Comitês Internacionais e, além disso, novas normas úteis estão sendo desenvolvidas e podem ser emitidas no futuro próximo.

IEC 61215 (IEC 61646 como opção)

Os testes nestas tabelas a seguir englobam todos os aspectos relacionados à confiabilidade do módulo fotovoltaico e seus componentes, principalmente, de um ponto de vista de desempenho.

Tabela 4. Testes comuns do IEC 61215 e IEC 61646 (veja também a Figura 5)

Cláusula	Descrição do teste	Equipamento de teste
10.1	Inspeção visual	Inspeção de aparelhos e dispositivos
10.2	Determinação de potência máxima	Simulador de sol e equipamento de medição
10.3	Teste de isolamento	Estação de teste de AV
10.4	Medição dos coeficientes de temperatura	Estação de teste externo/interno
10.5	Medição da Temperatura Nominal de Funcionamento da Célula (NOCT)	Instalação e configuração de teste externo
10.6	Desempenho na STC e NOCT	Equipamento para aquecer o módulo até NOCT e equipamento para 10.2
10.7	Desempenho em baixa irradiância	Equipamento para reduzir a irradiância para 200 W/m2 e medir o desempenho
10.8	Teste de exposição ao ar livre	Instalação e configuração de teste ao ar livre
10.9	Teste de resistência de *Hot-Spot*	Instalação e configuração de teste ao ar livre
10.10	Teste de pré-condicionamento UV (Ultravioleta)	Simulador de UV e dispositivos de medição de UVA-UVB
10.11	Ensaio de ciclagem térmica	Câmara climática adequada e fonte de alimentação multicanal
10.12	Teste de umidade e congelamento	Câmara climática adequada e fonte de alimentação multicanal
10.13	Teste *Damp-heat*	Câmara climática adequada e fonte de alimentação multicanal
10.14	Teste de robustez de terminações	Equipamento de teste de torque e equipamento de teste de dobra
10.15	Teste de corrente de fuga úmida	Estação de teste de AV Tanque de água
10.16	Teste de carga mecânica	Equipamento de teste capaz de aplicar cargas definidas na superfície dos módulos
10.17	Teste de resistência contra granizo	Equipamento de teste com lançador de granizo de precisão e medidor de velocidade
10.18	Teste térmico de diodo *bypass*	Equipamento de teste com dispositivo de aquecimento e gerador de corrente

Tabela 5. IEC 61646 (teste 10.19 é adicional com relação ao IEC 61215. Veja também a Figura 5)

Cláusula	Descrição do teste	Equipamento de teste
10.19	Imersão em luz	Simulador de sol e equipamento de medição

IEC 61730-2 [24]

Os testes nesta tabela englobam todos os aspectos relacionados à confiabilidade do módulo fotovoltaico e seus componentes, principalmente de um ponto de vista de segurança.

Tabela 6. IEC 61730-2 - Qualificação de segurança de módulo fotovoltaico (PV)

Cláusula	Descrição do teste	Equipamento de teste
MST 01	Inspeção visual	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.1 da IEC 61215
MST 11	Teste de acessibilidade	Dedo de teste
MST 12	Teste de suscetibilidade ao corte	Equipamento de teste de acordo com IEC 61730-2
MST 13	Teste de continuidade do solo	Fonte de corrente contínua e unidades de obtenção de dados
MST 14	Teste de tensão de impulso	Gerador de tensão de impulso, forma de onda, de acordo com IEC 60060-1
MST 15	Teste de descarga parcial	Dispositivo de medição de carga de acordo com IEC 60664-1
MST 16	Teste de resistência dielétrica	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.3 da IEC 61215
MST 17	Teste de corrente de fuga úmida	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.15 da IEC 61215 (Ed. 2)
MST 21	Teste de temperatura	Instalação e configuração de teste ao ar livre
MST 22	Teste de *Hot-Spot*	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.09 da IEC 61215
MST 23	Teste de fogo	Equipamento de teste de acordo com o Apêndice A da IEC 61730-2
MST 25	Ensaio térmico diodo *bypass*	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.18 da IEC 61215 (Ed. 2)
MST 26	Teste de sobrecarga de corrente inversa	Fonte de corrente contínua e unidades de obtenção de dados
MST 32	Teste de ruptura do módulo	Equipamento de teste de acordo com as figuras 4, 5, 6 da IEC 61730-2
MST 33	Teste de dobra de conduíte	Montagem de teste de acordo com a Figura 7 da IEC 61730-2
MST 34	Teste de carga mecânica	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.16 da IEC 61215 / IEC 61646
MST 42	Teste de robustez de terminações	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.14 da IEC 61215 / IEC 61646
MST 51	Ciclagem térmica	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.11 da IEC 61215 / IEC 61646
MST 52	Congelamento de umidade	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.12 da IEC 61215 / IEC 61646
MST 53	*Damp-heat*	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.13 da IEC 61215 / IEC 61646
MST 54	Resistência UV (Ultravioleta)	Equipamento de teste de acordo com a cláusula 10.10 da IEC 61215 / IEC 61646

Testes adicionais são possíveis dependendo das condições ambientais locais específicas, tais como:

Teste de tempestade de areia (EN 60068-2-68: 1997)

Este teste especial, retirado da certificação da norma IEC, foi desenvolvido para testar o desempenho do módulo fotovoltaico se exposto a uma sessão de tempestades de areia, a fim de simular uma instalação real de vários anos (dependendo do rigor do teste).

Tabela 7. EN 60068-2-68

Cláusula	Descrição do teste	Equipamento de teste
01	Teste de tempestade de areia	Testador de simulação de tempestades no deserto para módulos fotovoltaicos Equipamento de calibração/ajuste

Teste de névoa de sal (IEC 61701: 2011)

O escopo deste teste é verificar a confiabilidade do módulo fotovoltaico se instalado próximo à costa ou *off-shore*, onde o ambiente pode ser bastante agressivo se saturado com alta concentração de sal.

Tabela 8. IEC 61701

Cláusula	Descrição do teste	Equipamento de teste
01	Teste de exposição à névoa de sal	Câmara de névoa de sal de acordo com IEC 61701: 2011

Testes de corrosão por amônia (IEC 62716)

Este teste visa testar módulos fotovoltaicos que devem funcionar em ambientes com alta concentração de amônia.

A norma IEC 62716:2013 descreve sequências de testes úteis para determinar a resistência dos módulos fotovoltaicos à amônia (NH3). Todos os testes incluídos nas sequências, exceto o teste de funcionalidade de diodo *bypass*, estão descritos totalmente nas normas IEC 61215, IEC 61646 e IEC 61730-2. Eles são combinados nesta norma para fornecer meios para avaliação de possíveis falhas causadas em módulos fotovoltaicos quando funcionam em ambientes úmidos com alta concentração de amônia dissolvida (NH3).

Teste UV para módulos fotovoltaicos (IEC 61345)

Esta norma está relacionada à capacidade de um módulo fotovoltaico de resistir à exposição à radiação ultravioleta (UV) de 280 nm a 400 nm. O teste é útil para avaliar a resistência UV de materiais como polímeros e revestimentos de proteção. Antes de realizar este teste, deve ser feita a leve imersão ou outro pré-condicionamento realizado de acordo com a norma IEC 61215 ou IEC 61646.

Tipo de teste e especificações

A Figura 5 mostra a sequência de testes de qualificação que é semelhante para IEC 61215 e IEC 61646. Diferentemente dos testes em IEC 61215/IEC 61646, testes feitos de acordo com IEC 61730-2 consideram não apenas módulos fotovoltaicos totalmente montados (6 peças mais um número suficiente para testes de fogo), mas também laminados (1 peça), lâminas de folha traseira (11 peças) e caixas de junção (pelo menos 1 peça).

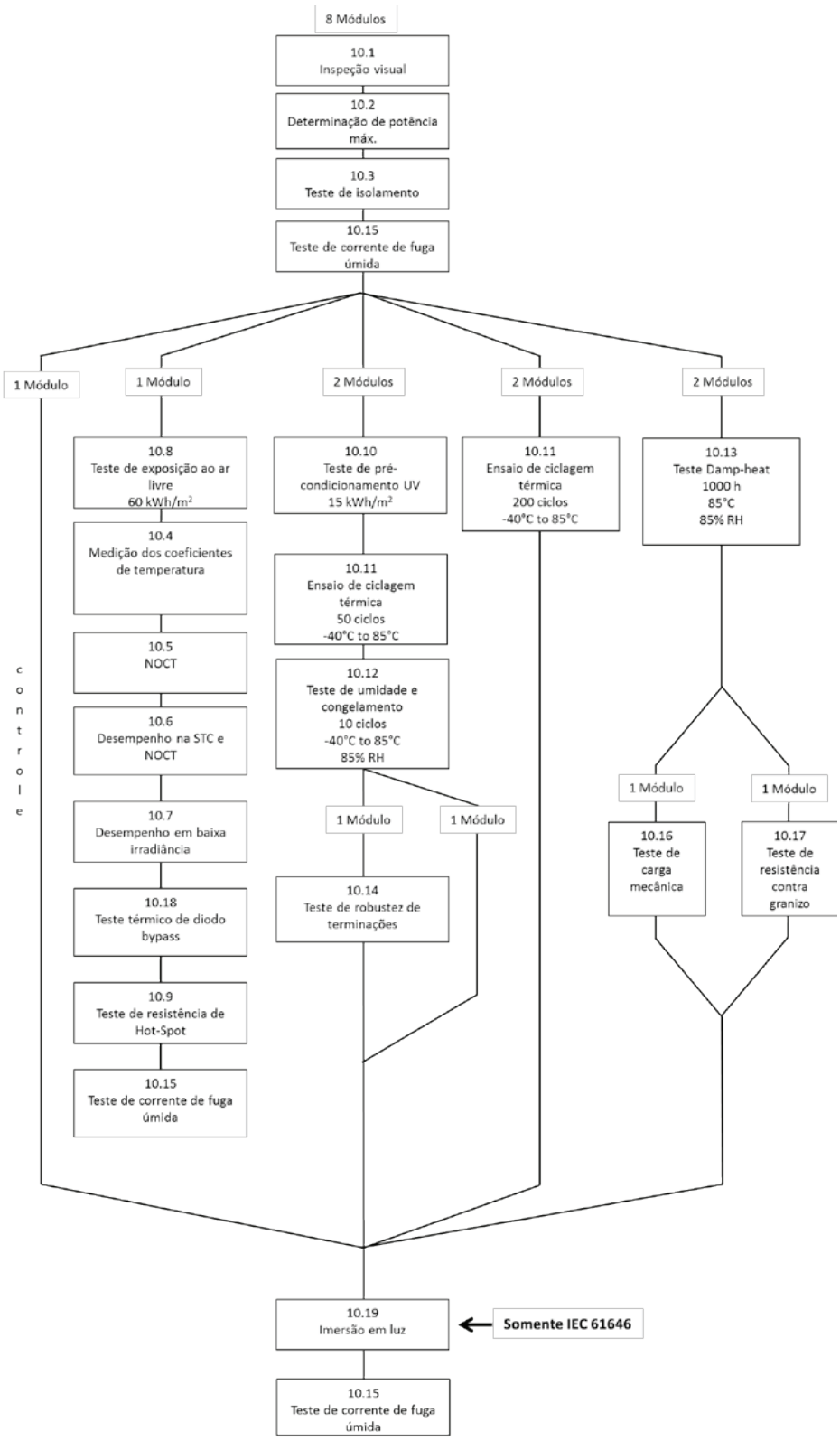


Figura 5. Sequência de testes de qualificação para IEC 61215 e IEC 61646

7. CONCLUSÕES

A criação de um laboratório certificado envolve diversos tipos de competência, equipamentos de alto nível e uma equipe treinada.

Em particular, a criação de um laboratório de testes de certificação requer investimentos significativos em equipamentos e pessoal. Normalmente, a certificação de um laboratório, a partir do zero, requer pelo menos de 12 a 18 meses para montagem, ajustes e calibração de todo o equipamento e realização de treinamento qualificado para o pessoal envolvido, que pode ser feito por meio de aulas de treinamento e seminários, por exemplo, em outros laboratórios certificados em todo o mundo.

8. REFERÊNCIAS

[1] Market Study: PV Energy in Brazil, Transfer LBC, 2015.

[2] ISPRE. *Research and Development on Renewable Energies*, 2009.

[3] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil-doubles-solar-targets-for-utility-scale-and-distributed-generation_100022647/#axzz4D3RYYynC.

[4] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/sunedison-to-produce-pv-modules-in-brazil_100020923/#ixzz4ClZmKK4m.

[5] MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. *Centro Brasileiro de Desenvolvimento da Energia Solar Fotovoltaica: missão, infraestrutura e atividades*, 2007.

[6] ZANESCO et al. *Desenvolvimento de um sistema fotovoltaico como forma de promover a tecnologia*, IEEE, 2011.

[7] MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I. *Desenvolvimento de células solares de silício e módulos fotovoltaicos no Brasil: Análise de uma produção piloto.* Pesquisa de materiais, 2012.

[8] http://renewables.seenews.com/news/brazil-launches-first-stage-of-10-mwp-floating-pv-demo-515715.

[9] http://americadosol.org/.

[10] ENEA website. Disponível em: <http://www.enea.it/>.

[11] NREL website. Disponível em: <http://www.nrel.gov/>.

[12] Fraunhofer-ISE website. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/de>.

[13] SCHNEIDERLÖCHNER, E. *Challenges and Opportunities for R&D in the PV Field out of an Industry Perspective*, SOLAR-ERA.NET.

[14] http://www.paineisglobobrasil.com.br/

[15] http://s4solar.com.br/

[16] http://www.soliker.com.br/web/

[17] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/ja-solar-orders-equipment-for-brazilian-solar-module-factory_100023252/#axzz4CwwKZ4j1

[18] http://www.simi.org.br/noticias/view/o-sol-esquenta-o-mercado-de-inovacao-em-minas.html

[19] http://www.senai-ce.org.br/92255/fiecnoticias/senai-ceara-lanca-novos-cursos-de-energia-solar-fotovoltaica

[20] http://www.solartech.polimi.it/

[21] ISO/IEC 17025: *Requisitos gerais para a competência dos laboratórios de ensaio e calibração*.

[22] IEC 61215: *Módulos fotovoltaicos terrestres (PV) - Qualificação e homologação do projeto.*

[23] IEC 61646: *Módulos fotovoltaicos terrestres (PV) de filme fino - Qualificação e homologação do projeto.*

[24] IEC -2: *Qualificação de segurança do módulo fotovoltaico (PV) - Parte 2: Requisitos para testes.*

CAPÍTULO 15

Agenda Estratégica

Massimo Gori – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Luca Gregori – CESI do Brasil Consultoria Ltda.
Roberto Vario – CESI do Brasil Consultoria Ltda.

Foto: http://www.energynext.in/wp-content/uploads/2014/08/Solar-PV-project.jpg



OBJETIVO

O objetivo deste capítulo é apresentar uma lista de possíveis trabalhos exploratórios no desenvolvimento de geração de energia solar, sugerindo os itens considerados mais promissores para a condução de ações e pesquisas que tenham por objetivo reduzir os custos dos equipamentos e aumentar o desempenho de usinas fotovoltaicas.

1. INTRODUÇÃO

O Plano Decenal de Energia 2024 e outros estudos prospectivos indicam a possibilidade de implantação tanto em usinas de grande escala (7 GW até o ano de 2024 [1]) quanto em geração distribuída (23,5 GW, na maioria fotovoltaica, até o ano de 2030 [2]).

Para a efetiva realização dessas metas, medidas complementares deveriam ser implementadas (técnicas, organizacionais, econômicas, financeiras, etc.) para permitir que as partes interessadas (instituições públicas, investidores, consumidores, etc.) contribuam conforme o seu papel e responsabilidade para com o desenvolvimento da geração de energia solar fotovoltaica no Brasil.

Nesse sentido, foram analisados diversos aspectos do mercado de energia solar fotovoltaica comparando a situação do Brasil com a de países onde esse mercado passou por um rápido desenvolvimento, há mais de 10 anos. A partir dessa análise, foram ressaltados alguns tópicos que devem ser considerados na preparação de uma agenda estratégica de acordo com o atual desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil.

A Figura 1 abaixo apresenta os tópicos analisados e as ações recomendadas para permitir o maior desenvolvimento da energia solar fotovoltaica em um futuro próximo.

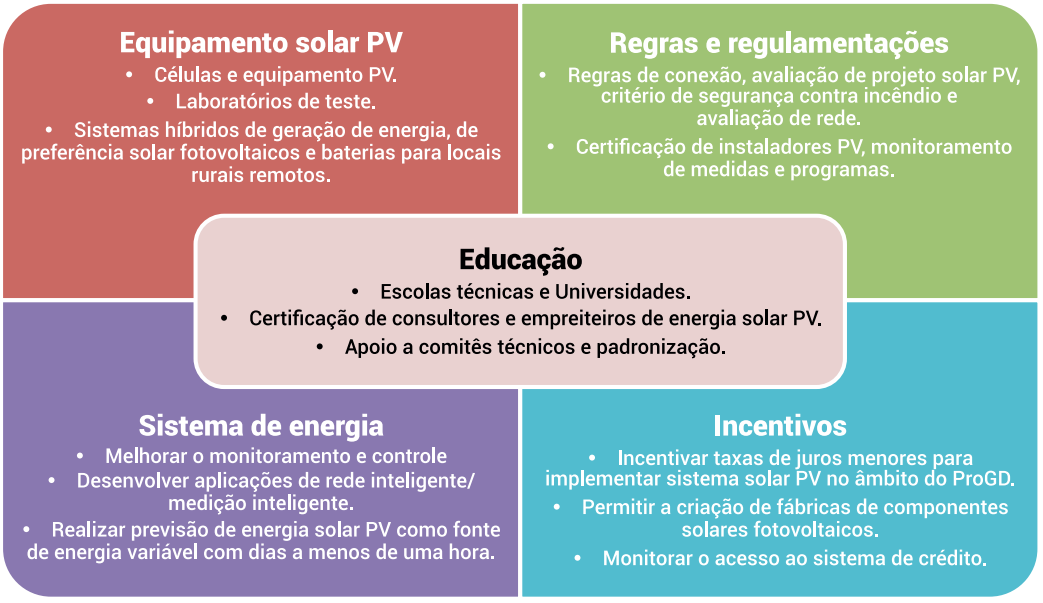


Figura 1 Principais tópicos para a agenda estratégica

Algumas ações podem ser citadas para cada um desses temas, como, por exemplo:

Equipamentos solar PV

- desenvolver produtos e aplicações de rede inteligente principalmente para o gerenciamento de fontes de energia intermitentes;
- construir laboratórios para testar módulos e inversores PV; e
- estabelecer sistemas híbridos de geração de energia solar PV e baterias para áreas rurais.

Regras e regulamentações

- estabelecer procedimentos para avaliar projetos de energia solar PV e emitir licenças;
- estabelecer normas de segurança contra incêndio para sistemas em telhados ou integrados a edifícios; e
- estabelecer normas que permitam maior penetração de energia solar PV.

Sistemas de Energia

- aprimorar a seleção de locais para projetos de grande escala;
- monitorar, controlar e impedir que a energia solar possa prejudicar a rede;
- realizar estudos de previsão meteorológica de produção de energia solar PV – com horas ou dias de antecedência; e
- implantar a energia solar PV considerando serviços adicionais de rede, em especial, energia ativa e reativa, bem como regulação remota de tensão e frequência.

Incentivos

- estabelecer sistema de crédito para garantir taxas de juros menores para implementar geradores distribuídos;
- monitorar o acesso ao sistema de crédito; e
- apoiar fabricantes PV para permitir a criação de fábricas de componentes solares fotovoltaicos (PV).

Educação

- promover programas educacionais para escolas técnicas e universidades;
- promover programas que permitam a certificação de consultores e empreiteiros em energia PV;
- disseminar o conhecimento apoiando comitês técnicos e a padronização; e
- promover *workshops* sobre inversores, sistemas híbridos e armazenamento.

Após a descrição dos principais aspectos que caracterizam o setor elétrico brasileiro informados (Item 2.), com foco, em particular, no enquadramento Jurídico do setor de energia solar fotovoltaica e com descrição da situação do mercado de energia solar fotovoltaica no Brasil, o Item 3 descreve os principais tópicos para a definição de uma agenda estratégica, e o Item 4 descreve as condições econômicas e técnicas que podem melhor apoiar a implementação de projetos de energia solar fotovoltaica, levando em consideração as iniciativas que o governo brasileiro adotou até agora e as muitas experiências disponíveis de projetos semelhantes realizados em todo o mundo.

O Item 5 é dedicado à descrição dos esquemas de incentivo ao redor do mundo e à situação atual no Brasil. Já o Item 6 resume as ações a serem tomadas para o desenvolvimento dos componentes e produtos solares.

A seguir, os itens adicionais descrevem os critérios de identificação de local para uma usina fotovoltaica (Item 7) e o impacto da geração de energia fotovoltaica no sistema (Item 8).

Por sua vez, o Item 9 finaliza este capítulo com as recomendações que deverão ser exploradas para compilar uma agenda estratégica para o setor de energia solar fotovoltaica brasileiro.

2. SETOR DE ENERGIA E MERCADO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

2.1 O Setor de Energia

2.1.1 Âmbito Jurídico

O enquadramento Jurídico para o sistema elétrico é dado pela Lei n.º 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto n.º 5.163/2004, que propôs uma série de alterações e reestruturou o mercado da eletricidade original, lançado em 2000, a fim de administrar as consequências da crise de eletricidade de 2001/2002.

A Tabela 1 resume as principais decisões políticas no setor de sistemas de energia alternativa.

Tabela 1 Enquadramento Jurídico para o sistema elétrico

Leilões		
Proeólica	Resolução n.º 24 de 2001	Tarifa *Feed-in*: para assinatura até 2003, de contrato de 15 anos com os produtores de energia eólica para uma capacidade de até 1.050 MW. A resolução definia incentivos de 10 a 20% sobre a tarifa eólica predominante para projetos instalados antes de 2003, mas não resultou na assinatura de nenhum contrato.
Proinfa	Lei n.º 10.438 (2002), regulamentada pelo Decreto n.º 4.541 e Decreto n.º 5.025 (2004)	**Esquema híbrido** com o objetivo de desenvolver 3.300 MW de capacidade de geração de energia renovável, distribuídos igualmente entre eólica, biomassa e pequenos projetos hidrelétricos. Considera contrato de 20 anos com empreendedores para a geração de energia eólica, de biomassa e de pequenos projetos hidrelétricos a tarifas variáveis predeterminadas.
–	Resolução n.º 482 de 2012	Estabelecia ***net metering*** (medição líquida) para pequenos produtores (<1 MW) de energia solar, eólica, biomassa e hidrelétrica.

Em conjunto com os marcos regulatórios, foram igualmente oferecidos diversos incentivos para a implantação de fontes renováveis de energia, como o financiamento preferencial para projetos de energia renovável que foi oferecido pelo Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) com juros baixos para projetos de energia renovável que atendam requisitos de conteúdo local. Ao longo do tempo, os requisitos de conteúdo local evoluíram de uma abordagem quantitativa (60% do conteúdo local) para uma abordagem qualitativa, com acesso a financiamento preferencial dependendo de quais elementos do projeto eram locais.

Outro exemplo foi o programa Innova Energia, de 2013, com até 924 milhões United Sta-

tes Dollar (USD) em financiamento, que forneceu subsídios de até 90% dos custos para projetos de P&D relacionados a redes inteligentes, energia renovável, veículos híbridos e eficiência energética nos transportes.

Em seguida, no ano 2015, foi anunciada a criação de um novo fundo com capital de USD 9,7 bilhões de contribuições públicas e privadas, para financiar a geração de eletricidade na região Nordeste, incluindo 8 GW de energia solar e eólica.

As políticas de "Acesso à Rede" para energia renovável no Brasil incluem descontos nas tarifas de transmissão e distribuição de pelo menos 50%. Inicialmente estabelecidos pela Lei n.º 9.427/1996, para projetos hidrelétricos entre 1 MW e 10 MW, os descontos foram subsequentemente expandidos pela Lei n.º 9.648/1998, Lei n.º 10.438/2002, Lei n.º 10.762/2003, Lei n.º 11.488/2007 e Lei n.º 13.097/2015, para incluir biomassa, hidrelétricas de menos de 1 MW a até 30 MW de energia solar e eólica e eletricidade de fontes renováveis no mercado livre.

Os incentivos fiscais para fontes renováveis de energia incluem um regime geral para o desenvolvimento de infraestrutura, isenções fiscais de importação e isenções fiscais estaduais (ICMS). Em 2007, a Lei n.º 11.488 criou um regime de incentivo fiscal para desenvolvimento de infraestrutura, conhecido como Reidi, regulamentado pelo Decreto n.º 6.144/2007 e Decreto n.º 6.416/2008. Somente projetos de energia renovável e cogeração de eletricidade são elegíveis, sendo necessária a aprovação do projeto com condições definidas pela Portaria n.º 274 do MME.

Em 2011, o Decreto n.º 7.660 concedeu isenções fiscais de importação para equipamentos de energia eólica e definiu tais isenções para equipamento solar fotovoltaico na faixa de 2% a 10%. Ainda, uma legislação pendente (Lei n.º 317/2013) planeja oferecer isenções fiscais de importação para equipamentos de geração de energia solar fotovoltaica, desde que não haja equivalente fabricado no país. Em 2015, a Lei n.º 13.097 forneceu isenções fiscais (PIS/Cofins) para componentes de turbinas eólicas.

Isenções fiscais estaduais (ICMS) para energia eólica e solar (incluindo aquecimento de água e bombeamento de água) foram estabelecidas, em 1997, pelo Acordo de ICMS 101/1997. Previstas inicialmente para um ano, as isenções foram estendidas diversas vezes. Atualmente, elas são válidas até 2021 e vêm sendo aplicadas em diversos estados.

Nota – Os valores em R$ e USD apresentados nesse relatório foram extraídos das respectivas referências, sem qualquer conversão de moeda (exceto quando especificado em contrário).

2.1.2 Acesso à eletricidade

Em 1981, 74,9% dos lares brasileiros eram atendidos por energia elétrica, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Em 2000, o Governo federal lançou o programa Luz no Campo (LnC) para expandir a distribuição de eletricidade em domicílios brasileiros, com foco nas moradias rurais. A partir de 2003, o programa foi reforçado e passou a se chamar Luz para Todos (LpT). Previsto, inicialmente, para ir até 2008, o "Luz Para Todos" foi posteriormente estendido até 2010, pelo Decreto n.º 6.442 (2008); até 2014, pelo Decreto n.º 7.520 (2011); e, depois, até 2018, pelo Decreto n.º 8.387 (2014).

O escopo original desse programa era levar eletricidade a mais de 10 milhões de pessoas que moram em áreas rurais.

A percentagem de lares com acesso à energia elétrica, que era 79,9% em 1996, graças ao programa LpT, subiu para 90,8%, em 2002, e para 98,9%, em 2009. A partir de 2015, o programa permitiu acesso confiável de eletricidade a mais de 3 milhões de lares e 15 milhões de brasileiros em áreas rurais e, desde o final do ano de 2015, 99,5% da população brasileira tem acesso à eletricidade (banco de dados do Banco Mundial). Entretanto, 0,5% da população, o que significa mais de um milhão de pessoas, ainda não recebe fornecimento estável de eletricidade.

As características da legislação para acesso à eletricidade estão resumidas na tabela abaixo.

Tabela 2. Legislação para acesso à eletricidade

Decretos, leis e programas	Comentários
Decreto n.º 4.873 (2003) (Luz para Todos) - Operacionalizado pela Portaria n.º 447 do MME (2005).	Embora, inicialmente, fosse voltado para a expansão da rede, o programa também incluiu minirredes e sistemas independentes, a serem alimentados por sistemas renováveis, a diesel e/ou híbridos.
Decreto n.º 41.019 (1957), alterado mais recentemente pela Lei n. 12.783 (2013).	Criação do fundo RGR financiado por um imposto de 2,5% sobre equipamentos de geração e ativos de transmissão de eletricidade, que não devem exceder 3% das receitas anuais.
Lei n.º 5.899 (1973), alterada mais recentemente pela Lei n.º 12.111 (2009).	Criação do fundo CDC que subsidia sistemas isolados.
Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (Prodeem) (Decreto 1994).	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (Prodeem) que, até 2003, havia gasto USD 37,25 milhões em 9.000 sistemas fotovoltaicos isolados, totalizando 5,1 MW, em sua maioria, para escolas em áreas rurais. Em 2005, o PRODEEM foi incorporado ao programa Luz Para Todos. Em 2004, o Brasil tinha 30.000 sistemas de geração solar fotovoltaica instalados.

É interessante observar que, no manual operacional do LpT, são definidas três opções para fornecimento de eletricidade a residências rurais:

- expansão das linhas de distribuição da rede;
- geração descentralizada em redes isoladas; e
- sistemas individuais.

Apesar dessas diferentes possibilidades para os provedores de serviços, o modelo de eletrificação brasileiro é baseado, principalmente, na expansão da rede.

Pelo menos durante os primeiros anos do LpT, as expansões de rede foram, frequentemente, a opção de menor custo para o serviço. Assim sendo, até 2009, foram instalados 4,62 milhões de postes; 883 mil km de cabos; e 708 mil transformadores ([12]).

Uma grande dependência na expansão da rede para atingir o acesso rural universal pode não ser econômica no futuro, uma vez que agora espera-se que o LpT chegue aos consumidores mais remotos e afastados das linhas de distribuição.

Ainda que tenha alcançado resultados impressionantes, o fato de muitas pessoas ainda não terem acesso à eletricidade fez com que o programa LpT fosse prorrogado até 2018.

2.2 O Mercado de Energia Fotovoltaica

Esforços significativos foram feitos para desenvolver o setor de energia fotovoltaica, com o escopo inicial de diversificar as fontes de energia e, especialmente, aumentar a parcela de capacidade de energia renovável no Brasil.

Diferentemente de turbinas eólicas e hidrelétricas, os sistemas fotovoltaicos podem ser construídos não somente em terra, próximos a grandes cidades, mas também instalados em telhados de edifícios comerciais ou residenciais, ou integrados às fachadas de edifícios, aumentando, assim, os benefícios que o governo e toda a população do Brasil pode receber da implementação dessa fonte adicional de energia renovável.

Os sistemas de geração de energia fotovoltaica também são adequados para áreas rurais caracterizadas por baixos consumos de eletricidade, alta dispersão da população e difícil acesso por estradas. Além disso, a geração de energia fotovoltaica não gera emissões de gases, o que a torna totalmente ambientalmente sustentável, se comparada a qualquer sistema de geração de energia baseado em combustíveis.

Atualmente, no Brasil, existem cerca de 200 empresas que acumularam uma experiência notável na realização de projetos e instalação de sistemas de geração fotovoltaica e aquecimento solar de água. Algumas dessas empresas são fabricantes de módulos, quadros e estruturas de suporte/fixação, e cerca de 80% delas são micro e pequenas empresas localizadas, na sua maior parte, no sul e sudeste do Brasil. Essas empresas são especializadas em sistemas de aquecimento de água e em módulos fotovoltaicos. Cerca de 30 MW da capacidade solar fotovoltaica total foram instaladas no país até agora, e esses sistemas são usados para gerar eletricidade e fornecer energia a clientes nos setores público, industrial e residencial [5].

Até o momento, não há fabricantes de células e módulos fotovoltaicos no Brasil. Portanto, só existem células e módulos fotovoltaicos importados, os quais são muito caros (quase 30% mais caros do que os níveis de preços internacionais) devido à elevada taxa de impostos.

Com relação ao setor de energia fotovoltaica, os custos de instalação ainda são muito altos se comparados aos países onde o mesmo negócio já se encontra bem estabelecido. Uma das razões para os custos altos pode ser a falta de pessoal técnico treinado capaz de prestar esse tipo de serviço. Assim sendo, consultores e empreiteiras que contratem os especialistas mais qualificados precisam pagar salários muito altos e acabam, eventualmente, repassando aos seus clientes o elevado custo de mão de obra.

Até recentemente, o Brasil também tinha carência de políticas e mecanismos de regulamentação específicos, especialmente de incentivos criados de forma a estimular o setor de energia fotovoltaica e promover, efetivamente, o uso dessa energia. Mas, mesmo com esses contratempos, o Brasil demonstrou a possibilidade de arcar com os custos associados a programas dedicados ao apoio à introdução de energias renováveis e, especialmente, os relacionados à energia solar fotovoltaica.

Mas, não obstante tais sinais encorajadores, o mercado de energia solar fotovoltaica ainda é muito pouco desenvolvido para competir com outras tecnologias renováveis, como a energia eólica, por exemplo, o que torna a entrada da energia fotovoltaica no mercado um esforço muito dispendioso e demorado. No entanto, há muitos indícios de que o mercado está se desenvolvendo em um ritmo positivo e estável.

Com o passar dos anos, o governo reconheceu que o país precisa de maior diversificação na matriz de energia para ampliar a combinação tradicional de geração de energia, bem como para reduzir as emissões de CO2 criadas pelos métodos atuais de geração térmica.

Nesse sentido, a tecnologia fotovoltaica tem muito a oferecer, especialmente graças à excelente radiação solar que, em seu nível mais baixo, é duas vezes maior do que a média na Alemanha, conhecida como sendo o país líder mundial em exploração de geração de energia fotovoltaica. Essa radiação solar abundante é o potencial que pode, sozinho, gerar imensos benefícios para um desenvolvimento sustentável do setor de energia brasileiro.

2.3 A Energia Fotovoltaica e os Planos para a Expansão da Capacidade de Geração

2.3.1 Projetos fotovoltaicos de grande escala

De acordo com o "Plano Decenal de Expansão de Energia - 2024"[1], espera-se que o balanço energético brasileiro mantenha sua quota significativa de fontes renováveis de 45,2% em 2024, partindo de 39,4%, em 2014. A participação da energia eólica deve aumentar significativamente, dos atuais 2% até 8%, em 2024, devido à expansão esperada da capacidade eólica de cerca de 20 GW nos próximos 10 anos.

Espera-se que a capacidade de geração solar fotovoltaica, em especial, chegue a 7 GW no final do horizonte, em 2024, com uma participação de cerca de 3,3% da capacidade energética instalada (Figura 2). É importante destacar que o plano estratégico atualizado dobrou as metas que o governo havia definido no plano anterior para o ano de 2023.

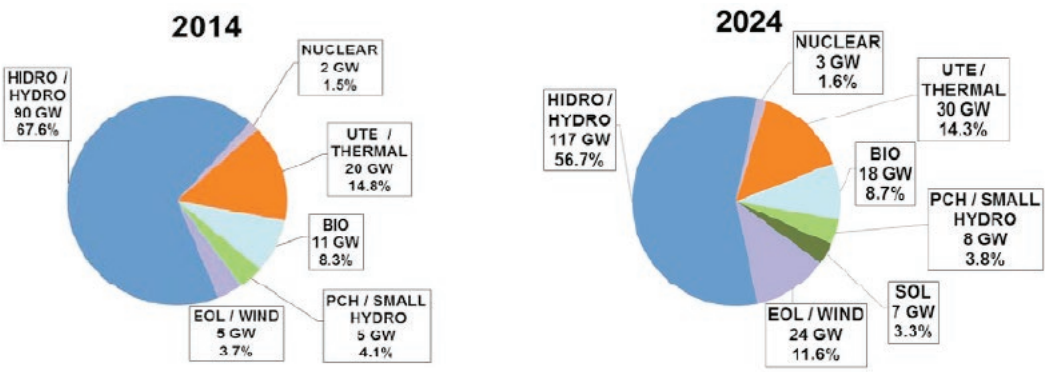


Figura 2. Evolução da capacidade energética por fonte de energia (do "Plano Decenal de Expansão de Energia")

Além disso, é importante mencionar as recentes notícias apresentadas abaixo.

- **31 de agosto de 2015 –** Segundo leilão para projetos de usinas de geração de energia solar fotovoltaica. Foram contratados 834 MW a um preço médio de 301,79 R$/MWh. O preço médio foi 13,5% abaixo do preço máximo definido para o leilão [7].
- **16 de novembro de 2015 –** Contratos assinados pelo governo para o desenvolvimento de 930 MW de capacidade solar fotovoltaica e quase 550 MW de parques eólicos, como parte de um esforço de US $ 1,7 bilhões para atualizar o sistema de energia da nação [8].

- **29 de dezembro de 2015** – *Enel Green Power* começa a construção de uma primeira usina de geração solar fotovoltaica de 254 MW em Ituverava, Estado da Bahia [9].
- **7 de março de 2016** – Eletronorte e Chesf, usando o Programa de P&D da Aneel, lançam o primeiro estágio do sistema fotovoltaico flutuante de 10 MW [10]. Uma usina de energia solar flutuante entrou em funcionamento na usina hidrelétrica (UHE) de Balbina. Outra fazenda solar flutuante deve entrar em funcionamento na UHE de Sobradinho, na Bahia.
- **6 de abril de 2016** – A Enel (que incorporou a *Enel Green Power*) começa a construção de 158 MW de capacidade solar fotovoltaica (Bom Jesus de Lapa, 80 MW, e Lapa, 78 MW) no Estado da Bahia [11].

2.3.2 Geração distribuída

Em dezembro de 2015, o Governo brasileiro decidiu promover o desenvolvimento da geração de energia renovável distribuída [2] [3]. O novo "Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica", ou ProGD, poderia gerar mais de R$ 100 milhões em investimentos até 2030. O programa ProGD compreende incentivos fiscais para instalações, provisões para venda da eletricidade excedente no mercado por atacado e oferece oportunidades de financiamento do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES). O governo espera até 23,5 GW de instalações, em sua maioria, de geração solar fotovoltaica, até 2030 [2].

Até agora, instalações semelhantes foram conectadas dentro de um esquema de *net metering*, permitindo a troca de eletricidade excedente por créditos, mas não permite vender o excedente no mercado. O ProGD define um preço de referência para a venda de eletricidade de instalações fotovoltaicas em 0,454 R$/kWh para distribuidores de eletricidade, e esse valor será atualizado de acordo com o índice de preços ao consumidor nos anos sob contrato.

Os benefícios fiscais no âmbito do ProGD são descritos a seguir.

- Isenções fiscais para a parte da eletricidade que é consumida pelos geradores, especificamente os impostos ICMS e PIS/Cofins, que serão aplicados somente sobre a energia recebida pelo distribuidor e não compensada.
- A redução temporária foi de 14% para 2%, nos impostos de importação sobre equipamentos para instalações fotovoltaicas antes do final de 2016.
- Foram criadas linhas de crédito para instalações dentro do programa.
- Adicionalmente, o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) fornecerá financiamento a taxas específicas para projetos solares em escolas, universidades e hospitais.

Além dos benefícios anteriormente citados, o programa também atua no planejamento industrial e para treinamento por meio das seguintes ações:

- estabelecer fabricantes de componentes e equipamentos usados em projetos de geração a partir de fontes renováveis;
- estabelecer empresas comerciais que operem no setor de geração distribuída a partir de fontes renováveis;
- atrair investimentos nacionais e internacionais; e
- promover o desenvolvimento de profissionais no setor de energia renovável.

3. TÓPICOS PARA DEFINIÇÃO DE UMA AGENDA ESTRATÉGICA

O item anterior descreveu o mercado de energia fotovoltaica no Brasil. Até agora, o custo dos equipamentos, a falta de uma indústria fotovoltaica local e os altos impostos que incorrem sobre produtos importados impediram que o mercado de energia fotovoltaica se desenvolvesse em ritmo constante.

Entretanto, tais barreiras estão sendo progressivamente reduzidas ao serem considerados os seguintes fatos:

- O custo da energia fotovoltaica caiu muito nos últimos anos e em todo o mundo.
- O governo está promovendo a tecnologia, exigindo que projetos fotovoltaicos de grande porte sejam construídos em um esquema de leilões de capacidade.
- Os leilões estão atraindo grandes empresas concessionárias e empreiteiras nacionais e internacionais, aumentando a disponibilidade de pessoal treinado.
- O programa ProGD apoiará a implementação de projetos de geração distribuída, especialmente os de geração solar fotovoltaica. Também, o ProGD introduz importantes isenções fiscais para a parte da eletricidade que é consumida pelos geradores. Além disso, os produtos fotovoltaicos serão beneficiados com uma redução nos impostos de importação de 14% para 2%, no ano de 2016.

De acordo com as notícias recentes, as medidas do governo estão dando resultados positivos, e projetos de grande porte começam a ser implementados por grandes empresas de energia e empreiteiras. Dessa forma, o setor de eletricidade será beneficiado com os muitos GW de capacidade de energia solar fotovoltaica esperados nos próximos anos, como resultado do programa ProGD.

Entretanto, ações adicionais podem apoiar uma implementação mais tranquila e eficiente de projetos de energia solar fotovoltaica em cada região do território nacional. Tais ações poderiam contribuir para a elaboração de uma "Agenda Estratégica" de acordo com o sistema de energia brasileiro, com a estratégia do governo, com a situação do mercado e da tecnologia fotovoltaica, e de acordo com a análise dos pontos fortes e fracos que ainda afetam o crescimento da energia solar fotovoltaica no Brasil.

Em conformidade com as medidas já implementadas pelo Governo, os esforços adicionais que podem apoiar o desenvolvimento de iniciativas de energia solar fotovoltaica se encaixam nas seguintes medidas complementares:

- medidas que podem permitir o desenvolvimento bem-sucedido de projetos de energia solar fotovoltaica. O próximo item analisará o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica especulando sobre os programas de energia e iniciativas atualmente em execução no Brasil, e as medidas que podem facilitar a implementação de projetos de energia solar fotovoltaica;
- incentivos relacionados a tarifas *feed-in*, alíquotas de impostos e, especialmente, taxas de juros;
- progresso das tecnologias, componentes e metodologias para assegurar que os novos sistemas de geração de energia sejam eficientes, bem desenvolvidos, concebidos e implementados de acordo com as normas, e sejam capazes de funcionar sem afetar a segurança da rede elétrica e do local onde estão instalados;

- critérios usados para selecionar o local para implementação dos projetos de grande porte;
- desenvolvimento dos sistemas de energia para administração adequada do impacto e aproveitamento das vantagens, capacidade de geração solar fotovoltaica distribuída e de grande escala.

Cada medida indicada será analisada nos próximos itens.

4. APOIO ÀS INICIATIVAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE PROJETOS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Este item analisa as condições técnicas e econômicas que podem melhor apoiar a implementação de projetos de energia solar fotovoltaica, considerando as iniciativas que o governo brasileiro implementou até agora e as inúmeras experiências disponíveis de projetos semelhantes realizados no mundo todo.

4.1 Sistemas Híbridos de Geração de Energia

O programa LpT foi um passo fundamental na estratégia política definido pelo Governo para dar oportunidades iguais para a população em regiões menos favorecidas do País. O programa garantiu o apoio econômico necessário para a expansão da rede em direção a locais de outra forma economicamente inviáveis para as empresas de distribuição. Entretanto, ainda existem locais que não podem ser conectados à rede de distribuição. Esses locais devem ser atendidos por sistemas de geração de energia fora da rede, adaptados às características das localidades em suas respectivas regiões.

Alguns sistemas de geração de energia foram projetados com base em energia hidrelétrica, grupos geradores que queimam diesel ou uma combinação de diesel com biocombustíveis disponíveis localmente. No entanto, os locais que ainda não dispõem de geração de energia poderiam explorar fontes de energia renovável.

A agenda estratégica deve incluir medidas adequadas para facilitar a implementação de projetos de geração de energia solar fotovoltaica "híbridos", especialmente os que incluem a energia solar fotovoltaica e baterias, ajustados à demanda de carga típica dos locais, de forma a aumentar o acesso e a disponibilidade de eletricidade e minimizar ou evitar o uso de diesel ou biocombustíveis.

Em especial, em um estudo relativamente recente [15], a *Alliance for Rural Electrification* (ARE) ressalta o papel importante das minirredes híbridas para uma exploração correta das energias renováveis disponíveis.

Sistemas de energia híbridos normalmente geram a maior parte do fornecimento total de energia renovável. O grupo gerador "diesel" é usado como *backup* e em períodos de pico de energia, ou quando a energia renovável não está disponível. Por outro lado, o grupo gerador convencional pode reduzir o tamanho e estresse da bateria, prolongando a vida útil e reduzindo os custos de substituição.

A minirrede deve ser dimensionada de acordo com o consumo de energia do local, mas o uso eficiente da energia deve estar entre as principais exigências, e uma avaliação crítica do uso eficiente da energia e do consumo real deve ser feita antes de se projetar um sistema de geração de energia fora da rede. O uso ineficiente da energia elétrica leva a superestimar a capacidade do sistema com investimentos desnecessários e custos excessivos de operação e manutenção.

Um estudo de viabilidade pode identificar as fontes de energia e controles mais adequados para a implementação, operação e manutenção de um sistema de geração híbrido. Para isso, é necessário colher dados para definir o perfil de demanda de carga de hora em hora e para especificar os requisitos de armazenamento de energia. Os grupos geradores mais antigos raramente apresentam funções de controle automatizado, enquanto um equipamento adequado é necessário para controlar os grupos geradores e permitir uma geração de energia híbrida totalmente funcional. Portanto, os grupos geradores com base em combustível em funcionamento no local devem ser cuidadosamente avaliados. Por sua vez, as análises das informações apontarão as combinações tecnicamente viáveis de geração e armazenamento de energia e sua capacidade e identificarão a solução mais conveniente de um ponto de vista econômico.

Além disso, um sistema híbrido pode ser estudado e otimizado com o uso de um *software* apropriado. Existem pacotes disponíveis que combinam os dados relevantes, como produtibilidade solar, demanda de carga, etc.; testam diferentes combinações de fontes/capacidades de energia renovável; definem a combinação de geração e armazenamento que atendam às necessidades de abastecimento; simulam a geração de eletricidade; e, finalmente, avaliam os parâmetros econômicos. Um *software* comercial tal como o *Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables* (Homer) é capaz de executar essas tarefas. Em sequência, quando as características do sistema forem especificadas, será necessário um projeto elétrico detalhado para garantir o funcionamento seguro dos sistemas de geração e distribuição de energia, pois um projeto adequado também garante a geração eficiente de energia, explorando a energia solar fotovoltaica e minimizando o uso de grupos geradores com base em combustível.

Ainda, existem normas disponíveis que especificam os produtos para cada tipo de tecnologia de geração e, por isso, uma literatura adicional foi desenvolvida para apoiar a implementação desses sistemas. Por exemplo, o *IEC Technical Committee* 82 (Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica) vem desenvolvendo publicações que fazem recomendações destinadas a orientar a inserção e uso das fontes de energia renováveis na eletrificação das zonas rurais. Esse trabalho resultou na série IEC/TS 62257, de 18 publicações: requisitos gerais para o projeto; construção e operação de minirredes e microusinas de energia; recomendações para pequenos sistemas de geração de energia renovável e híbrida; e seleção de componentes relacionados. Uma abrangente lista de Normas e Especificações Técnicas do IEC, desenvolvidas com relação à eletrificação rural, é descrita no folheto publicado em 2016 e disponível para *download* no site do IEC na *web* [19].

Também, muitos fabricantes propõem equipamentos para implementação e gerenciamento de sistemas híbridos de geração de energia, conforme descritos brevemente na Tabela 3. Entretanto, provavelmente, existem muitos outros e, portanto, esta lista não é exaustiva.

Tabela 3. Resumo de fabricantes

Fabricante	Produtos
DHYBRID Power Systems GmbH Perchtinger Straße 1a – 82131 Gauting (Alemanha) www.dhybrid.de	A DHYBRID inventou e desenvolveu o "Controlador do sistema de redução de combustível" (Controlador FRS). O Controlador FRS é capaz de interagir com inversores fotovoltaicos de diferentes fabricantes e o dispositivo que controla geradores a diesel. O controlador precisa interagir com o sistema de controle interno do inversor. Além disso, o funcionamento ideal do sistema híbrido exige que a comunicação e controle sejam executados a velocidades muito altas. Baterias podem ser adicionadas ao sistema de geração de energia. A DHYBRID sugere duas possíveis estratégias: um sistema de bateria dimensionado de modo a proteger a rede, ou seja, em caso de falha no gerador, a bateria alimenta as cargas até que nova geração seja acionada, ou um sistema de bateria projetado para trabalhar com uma usina de energia fotovoltaica (intencionalmente) superdimensionada.
SMA Solar Technology AG – Sonnenallee 1 – 34266 Niestetal (Alemanha) www.sma.de	A SMA desenvolveu um "Controlador de economia de combustível" (FSC) proprietário para monitorar e controlar sistemas híbridos de geração de energia Diesel/Fotovoltaicos, de forma a explorar melhor a energia renovável e reduzir o consumo de combustível. Se necessário, baterias podem ser acrescentadas ao sistema de geração de energia, também conforme os objetivos da instalação de energia fotovoltaica. Por exemplo, um sistema de bateria pode ser instalado para fornecer também energia reativa e estabilizar a rede.
ABB Terranuova Bracciolini – Arezzo (Itália) www.abb.it	A ABB desenvolveu uma linha de produtos específicos para microrredes. A plataforma de integração de microrredes e energia renovável da ABB oferece uma solução modular e expansível que integra a geração de energia renovável a microrredes que, anteriormente, funcionavam somente com base em combustíveis fósseis.
ELVI Energy – Electro Power System Group Engenharia: Via Anton Francesco Grazzini 14, 20158 Milão (Itália). Operação: Via Tavani 1, 23014 Delebio Sondrio (Itália) www.electropowersystems.com	A Elvi Energy desenvolveu um sistema inovador (Interface eletrônica universal) composto de sistemas de conversão de energia (PCS) e controladores, capazes de gerenciar múltiplas fontes de energia renovável e armazenar energia e cargas, tanto dentro, quanto fora da rede. Ele foi testado em inúmeros projetos, construídos em diferentes países, no mundo todo. A Interface eletrônica universal, funcionando dentro e fora da rede, foi patenteada na Itália.
Juwi AG Energieallee 1 – 55286 Wörrstadt (Alemanha) www.juwi.com	A Juwi desenvolveu uma tecnologia inovadora que integra energia solar a redes de geradores a diesel, novas ou existentes, sem a necessidade de baterias. Ela é composta de um controlador inteligente, uma usina de energia solar e um sofisticado sistema de monitoramento. A energia solar produzida reduz a carga sobre os geradores e, assim, reduz o consumo de combustíveis. Essa solução permite reduzir os custos da geração de energia para aplicações de geradores a diesel em regiões ensolaradas. Ela pode ser instalada para alimentar indústrias rurais, hotéis e *resorts*, centros de saúde e vilarejos.

4.2 Desempenho de Produtos Fotovoltaicos e Disponibilidade de Infraestruturas de Testes

Engenharia e especialidade técnica devem estar disponíveis no País para tornar os serviços de consultoria e instalações de teste disponíveis para consultores/empreiteiros e todos os clientes interessados que queiram desenvolver projetos de energia solar fotovoltaica ou que queiram verificar a qualidade e o desempenho dos produtos fotovoltaicos fornecidos. Também, devem ser desenvolvidos laboratórios para testar produtos fotovoltaicos, como módulos e inversores, com relação às normas nacionais e, especialmente, às internacionais – IEC e UL.

4.3 Regras e Regulamentações

As metas desafiadoras do governo, especialmente os 23,5 GW de geração distribuída até 2030, exigem medidas técnicas e econômicas bem-sucedidas, como regras, regulamentações, novos processos, incentivos econômicos, etc. Essas medidas estão, geralmente, sob a responsabilidade de diferentes partes interessadas, agências governamentais, empresas de distribuição, municípios locais com departamentos de defesa civil e bombeiros, que, em princípio, compartilham responsabilidades diferentes, conforme descrito abaixo.

- Governo – define políticas e iniciativas relacionadas, incluindo incentivos.
- Agência reguladora Aneel – estabelece as regras para a conexão de sistemas renováveis à rede de distribuição.
- Empresas de distribuição e transmissão – estabelecem as regras a serem aplicadas com relação à conexão, bem como a conexão com redes de distribuição de Baixa Tensão ou Média Tensão no âmbito do ProGD e com redes de transmissão de Alta Tensão para projetos em grande porte.
- Municípios – avaliam os detalhes técnicos dos projetos para emitir as permissões necessárias, especialmente com relação à segurança contra incêndio para sistemas instalados em telhados ou integrados a edifícios.

Todos os tópicos acima contribuem para a exploração de energias renováveis, entretanto, deve-se dedicar atenção especial aos projetos e suas implementações. Quando os programas de implementação de recursos renováveis são iniciados, o foco é dirigido para as políticas, leis e regras que permitem a conexão dos geradores à rede. Mas o desenvolvimento de energia solar fotovoltaica ao redor do mundo tem mostrado que podem surgir problemas se não for dada a atenção necessária a aspectos de projeto e instalação adequados.

Sistemas de energia fotovoltaica que são aplicados ou integrados a edifícios sem conformidade com as melhores práticas e regulamentações podem não funcionar adequadamente e, especialmente, podem representar riscos para as pessoas e o meio ambiente. Sob circunstâncias específicas, esses sistemas de energia fotovoltaica podem criar riscos elétricos, estruturais, de incêndio e relacionados ao clima. Para isso, várias normas, códigos e documentos de orientação foram desenvolvidos, os quais podem ser observados durante a concepção, instalação e operação, a fim de evitar esses riscos.

As normas devem ser observadas de forma adequada, especialmente quanto aos riscos relacionados a incêndios que possam envolver sistemas de energia fotovoltaica ou quanto ao prédio onde tal sistema está instalado. Existem muitas causas possíveis de ignição em um sistema de energia solar fotovoltaica. No entanto, as causas de incêndio não estão associadas diretamente aos módulos fotovoltaicos, mas estão, na verdade, associadas a problemas de falhas na fiação, construção e manutenção do sistema.

Além disso, os perigos em caso de incêndio preocupam, principalmente, a brigada de incêndio, as pessoas cuja tarefa é extinguir um incêndio que envolva um sistema de energia fotovoltaica em um edifício ou, em geral, em uma construção ([20], [21]). Assim, as brigadas de incêndio devem estar em dia com relação aos perigos adicionais que podem surgir quando houver, em funcionamento, um sistema de energia fotovoltaica, como, por exemplo, em casos de:

- fogo em módulos fotovoltaicos, com risco de propagação para a estrutura;
- incêndio dentro do edifício: quando o fogo se propaga até o telhado e, eventualmente, os módulos fotovoltaicos pegam fogo (Figura 3); e
- fogo em qualquer um dos componentes (inversor, a caixa de combinador, painel de comando, etc.), o que pode afetar todo o conjunto fotovoltaico (Figura 4).

Outras complicações podem surgir se todas as conexões do conjunto fotovoltaico não forem interrompidas, uma vez que, nesses casos, o conjunto fotovoltaico continua a alimentar o fogo.

As figuras abaixo apresentam alguns cenários de incêndio.



Figura 3. Fogo que teve início em uma casa com conjunto fotovoltaico no telhado



Figura 4. Efeitos de fogo que teve início nas caixas de combinador

A seguir, apresentamos dados estatísticos relativos à experiência da Alemanha entre 2004 e 2007 [22]. De acordo com os dados, um incêndio que tenha início em, ou que envolva, um sistema de energia fotovoltaica é um evento raro (2%), mas os custos associados (26%) podem ser muito relevantes. O alto custo dos danos foi devido, principalmente, a grandes usinas fotovoltaicas sobre os telhados de fazendas terem sido frequentemente afetadas pelo fogo durante esse período (Figura 5).

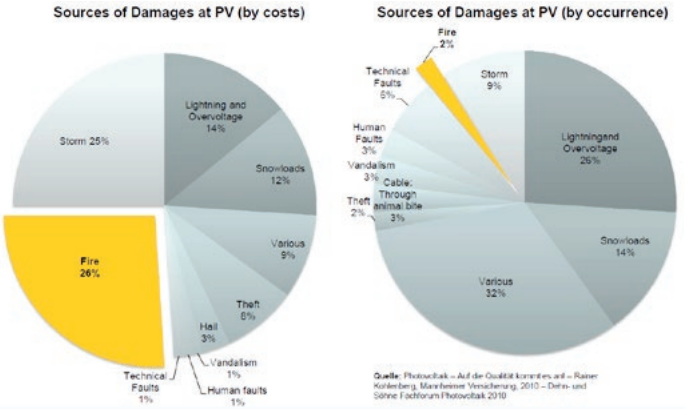


Figura 5. Dados estatísticos que descrevem a fonte dos danos relacionados a sistemas de energia fotovoltaica [23]

As informações sobre os perigos em um edifício onde um sistema de energia fotovoltaica está instalado devem ser claramente comunicadas às partes interessadas. As informações devem estar disponíveis aos projetistas envolvidos na fase de viabilidade/projeto; aos instaladores que instalam/comissionam os sistemas de energia fotovoltaica; e aos responsáveis por aprovar/emitir as permissões e verificar se o sistema de energia fotovoltaica foi instalado de acordo com as normas e regulamentações em vigor.

Com relação ao pessoal que instala os sistemas de energia fotovoltaica, as preocupações de segurança estão relacionadas com riscos elétricos, principalmente devido à presença de circuitos de corrente contínua com tensão na faixa de 1.000 V. Além disso, a instalação de sistemas de energia fotovoltaica em telhados introduz os riscos associados com a manipulação de módulos fotovoltaicos em áreas de difícil locomoção. Para uma instalação segura, é necessário que haja um levantamento abrangente desses riscos e se esteja em conformidade com as regulamentações relevantes de saúde e segurança. Além disso, condições seguras de trabalho devem ser garantidas, também, durante a operação e manutenção dos sistemas de energia fotovoltaica.

Com relação à estrutura, quando os sistemas de energia fotovoltaica são instalados em um edifício (montado em *rack* e fixado ou integrado ao edifício), todos os detalhes e condições de instalação que possam afetar a segurança dos sistemas devem ser analisados. Essas condições incluem o desempenho sob carga estrutural, cargas de vento, atividade sísmica, granizo/tempestades, neve (se aplicável) e acumulação de detritos. As informações relevantes quanto a riscos de incêndio também precisam ser consideradas por meio de uma análise do impacto dos módulos fotovoltaicos na classificação de fogo do telhado (ou do edifício), assim como devem ser considerados também os riscos de ignição e riscos elétricos.

A Figura 6 refere-se às etapas de um sistema de energia fotovoltaica como um todo e menciona o perigo adicional relacionado a módulos fotovoltaicos em "fim de vida", quando o sistema deve ser desativado. Com base na experiência acumulada na Europa e nos Estados Unidos, medidas devem ser preparadas para garantir o descarte adequado dos módulos fotovoltaicos que estiverem quebrados ou que tiverem atingido o "fim da vida útil".

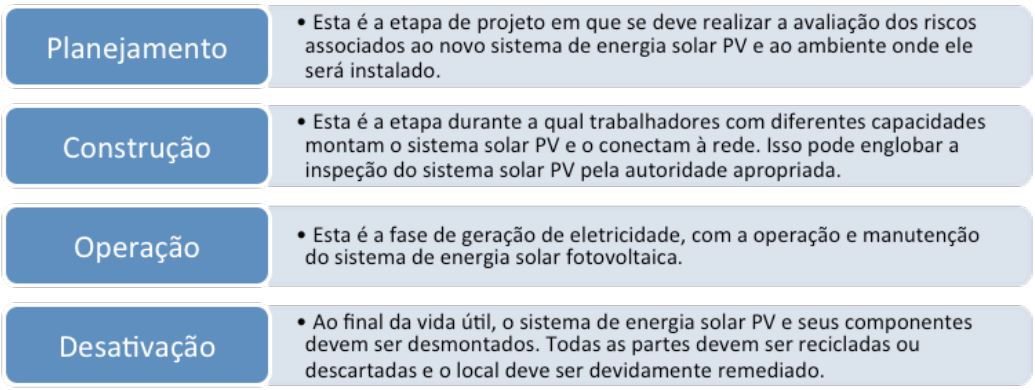


Figura 6. Os principais estágios da vida de um sistema fotovoltaico

Em relação ao potencial de risco técnico ao longo de toda a vida de um sistema de energia fotovoltaica, as recomendações abaixo apresentam os tópicos que poderiam ser incluídos na agenda estratégica.

- As regras e regulamentações de projeto e montagem devem ser atualizadas de acordo com as normas e as melhores práticas em vigor, especialmente para sistemas de energia fotovoltaica em edifícios.
- Regras e regulamentações atualizadas devem ser compartilhadas com os técnicos envolvidos no projeto, instalação e aprovação de um sistema de energia fotovoltaica. Além disso, é importante ter atenção especial quanto aos riscos que podem afetar a segurança do sistema.

4.4 Treinamento e Certificação de Especialistas em Energia Solar Fotovoltaica

- Atualizar programas educacionais de escolas técnicas/universidades para que técnicos qualificados e jovens engenheiros possam aproveitar as novas oportunidades de trabalho que podem ser esperadas na universidade, bem como especializar consultores de construção/empreiteiros.
- Assegurar o conhecimento e competência adequados dos consultores/empreiteiros na área de energia solar fotovoltaica e avaliar se um "sistema de certificação", baseado em treinamento, poderia ser benéfico para aumentar a qualidade dos projetos de energia solar fotovoltaica que estão sendo implementados.
- Participar e apoiar o funcionamento das comissões técnicas em âmbito nacional e internacional, a fim de assegurar uma melhor disseminação dos conhecimentos e informações sobre energia solar fotovoltaica.

4.5 Desenvolvimento de Redes de Distribuição

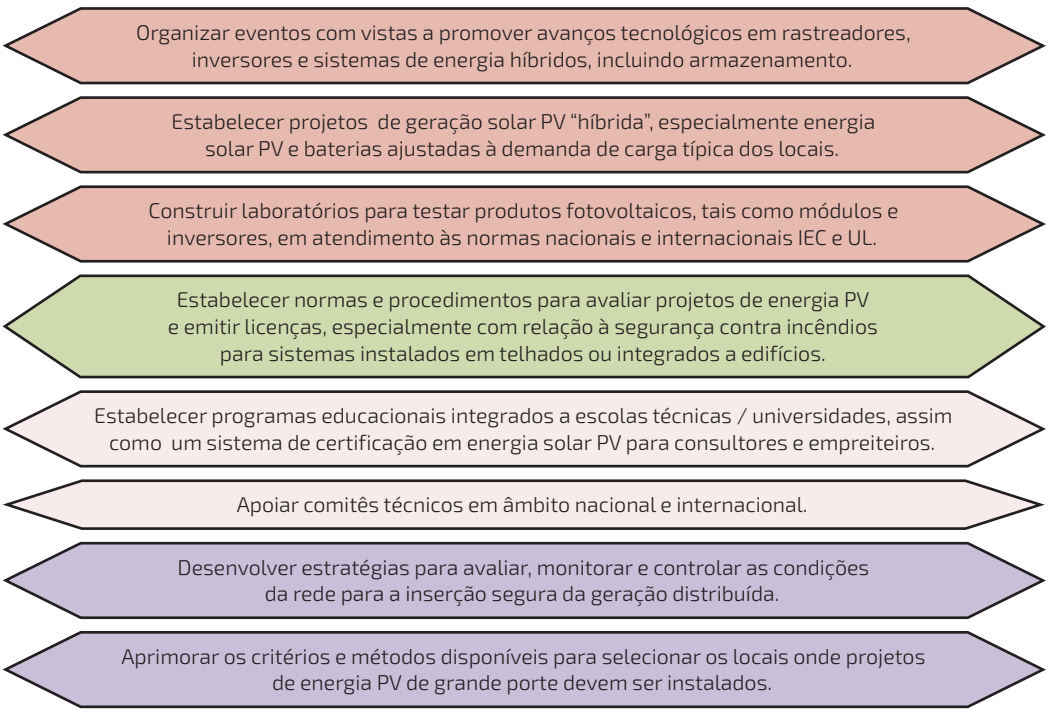
- A capacidade de geração conectada às redes de distribuição se tornará relevante em comparação com as características da rede (considerando as subestações, alimentadores, cabos, etc.). Assim, as empresas de distribuição devem desenvolver estratégias para avaliar, monitorar e controlar as condições da rede de modo a evitar que geradores distribuídos afetem o sistema de energia.

4.6 Selecionar Locais Adequados para Implantação da Capacidade de Energia Solar Fotovoltaica

- Aprimorar os critérios e métodos disponíveis para selecionar os locais onde projetos de energia solar fotovoltaica de grande porte devem ser instalados – esse assunto é analisado em maior profundidade no Item 7.

4.7 Tópicos para Desenvolvimento

Os tópicos recomendados para formar a agenda estratégica são os descritos abaixo:



5. INCENTIVOS E BENEFÍCIOS

Esse assunto foi abordado no Capítulo 5 – Marcos Regulatórios. No entanto, a seguir, será apresentado um resumo dos pontos relevantes, objetivando identificar os itens mais promissores para a formação da Agenda Estratégica.

5.1 Esquemas de Incentivo ao Redor do Mundo

Diferentes tipos de incentivos e esquemas de incentivos podem ser adotados para permitir a participação de investidores privados no negócio de energia, ou apoiar indivíduos que desejam se tornar produtores da eletricidade que consomem.

É importante observar que a formulação de política de energias renováveis permanece dinâmica: diferentes países implementaram as mesmas políticas de formas diferentes; a maioria dos países atualizaram suas políticas ao longo do tempo; e os formuladores de políticas estão continuamente apresentando políticas distintas de formas novas e inovadoras.

As principais políticas estão descritas abaixo.

Tarifa *Feed-in* (FiT)[1]

Pagamentos garantidos a desenvolvedores e operadoras de energia renovável pela eletricidade que eles geram e, normalmente, concedidos no âmbito de contratos de longo prazo (15 a 20 anos). As FiT geralmente são determinadas de três formas:

- com base no custo real da geração nivelado, que é a opção mais comum, porque o nível de pagamento pode garantir a rentabilidade do investimento;
- com base nos custos de serviços públicos evitados, ou em tempo real, de acordo com um preço mínimo local, ou com base em projeções de utilidade dos preços de combustíveis fósseis de longo prazo; ou
- oferecida como incentivo de preço fixo, definido arbitrariamente e sem considerar custos evitados ou custos de projeto nivelados.

Descontos e subsídios

Incentivos de montante fixo, com base na capacidade ou custo do sistema, que são fornecidos a um gerador quando, ou próximo, do início de funcionamento do projeto, em vez de ao longo do tempo. Semelhante à FIT, descontos e subsídios são normalmente pagamentos em dinheiro, e a quantidade do incentivo concedido aos geradores é determinada administrativamente.

Créditos fiscais

Reduzem o passivo fiscal e, normalmente, são calculados com base no percentual do custo do projeto ou no rendimento do projeto (por exemplo: $/kWh). Os créditos fiscais de investimento compartilham características de criação com descontos e subsídios, uma vez que ambos são recebidos no início da vida do projeto. Os créditos fiscais de produção são semelhantes às FIT porque seus níveis de pagamento são definidos administrativamente e também são concedidos com base na produção de eletricidade.

Normas do portfólio de energia renovável (RPS)[2] e sistemas de cotas

Exigem que uma entidade (geralmente a empresa de serviço público) obtenha uma percentagem da energia que vendem a partir de fontes de energia renovável. Essa exigência normalmente aumenta ao longo do tempo, até chegar a um nível definido (por exemplo, 20% até 2020). As políticas de RPS evoluíram continuamente nos últimos 20 anos, desde que foram introduzidas pela primeira vez, nos Estados Unidos (políticas RPS normalmente requerem o uso de créditos de energia renovável (CERs) para demonstrar a conformidade com as metas estaduais ou nacionais). Licitações e negociações de crédito são dois dos principais mecanismos por meio dos quais os CERs são adquiridos.

---

1 As políticas FIT são conhecidas como pagamentos de energia renováveis, políticas de preço fixo, incentivos baseados em produção, leis de acesso e contratos de oferta-padrão. Suas formas mais sofisticadas são conhecidas como tarifas renováveis avançadas.

2 RPS exige o aumento da produção de energia a partir de fontes de energia renováveis, como a eólica, solar, biomassa e geotérmica. Elas podem receber diversos nomes, como *Renewable Electricity Standard* (RES - Norma de eletricidade renovável), nos EUA, e *Renewables Obligation* (Obrigações renováveis), no Reino Unido. Os mecanismos de RPS normalmente definem uma obrigação de as empresas de fornecimento de eletricidade produzirem uma fração predefinida da sua eletricidade a partir de fontes de energia renováveis.

Licitações e leilões competitivos

São frequentemente associados a políticas de cotas e RPS, embora também possam ser usados fora do contexto de RPS. A principal diferença entre um FIT e uma licitação competitiva é como os preços são definidos. Em processos de licitações e leilões competitivos, os desenvolvedores normalmente fazem ofertas para vender eletricidade a um certo preço, ao passo que os preços de FIT são definidos administrativamente.

Créditos de energia renovável negociáveis

Foram desenvolvidos primeiramente nos Estados Unidos como um mecanismo de conformidade para a primeira onda de políticas RPS em nível estadual, no final da década de 1990. Eles representam uma unidade de medida de eletricidade e podem ser desagregados da eletricidade em si e vendidos como uma mercadoria distinta e negociável. Empresas de serviços públicos compram CERs de geradores de energias renováveis elegíveis, a fim de demonstrar a conformidade com exigências ou metas de energia renovável. Como implementados atualmente, eles são adquiridos usando uma ampla gama de mecanismos, incluindo a negociação de curto prazo, licitações, negociações bilaterais e ofertas-padrão.

Net metering

Refere-se à prática de concessão de créditos a geradores referente à eletricidade que produzem e com potencial de pagamento pelo excesso de eletricidade. *Net metering* pode ser diferenciado de FITs de diversas formas: em primeiro lugar, *Net metering* normalmente envolve um crédito de fatura de eletricidade em nível de varejo ou atacado, em vez de um pagamento de incentivo ou contrato de venda de eletricidade; em segundo lugar, *Net metering* compensa cargas antes do medidor, enquanto as geradoras FIT são tipicamente depois do medidor – mesmo para a geração local, como a solar fotovoltaica montada em telhados.

Uma quantidade crescente de evidências da Europa demonstra que as políticas FIT têm, em média, promovido um desenvolvimento de projetos mais rápido do que qualquer outro mecanismo de incentivo. Além disso, comprovou-se que elas oferecem melhor custo-benefício em termos de custo médio/kWh pagos para a geração de energia renovável do que políticas como RPS, que fazem uso de licitações competitivas, basicamente, devido às duas razões principais relatadas abaixo.

- políticas que fazem uso de licitações competitivas como RPS envolvem um risco maior para o desenvolvedor, aumentando a pressão sobre os retornos necessários;
- projetos que disputam licitação tendem a ser financiados por investidores institucionais ou empresariais que oferecem capital próprio, em oposição ao financiamento da dívida. Como o capital próprio é mais caro do que a dívida, levando a um custo médio ponderado de capital mais elevado, ainda mais pressão é colocada sobre os custos nivelados de energia.

De qualquer forma, alguns aspectos precisam ser considerados para políticas FIT, como:

Segurança do investidor

FITs podem minimizar os principais riscos dos investidores, em comparação com outros tipos de políticas, reduzindo assim o custo do capital necessário para financiar projetos. A Agência Internacional de Energia estimou recentemente que essa redução nos custos de capital permite que países com políticas de energia renovável de baixo risco reduzam o custo nivelado de eletricidade renovável em 10 a 30%, em comparação com países sem essas políticas. O grau em que FITs apoiam a segurança dos investidores, no entanto, depende da concepção de políticas específicas.

Acesso à energia

O acesso à energia é um problema grave em muitos países em desenvolvimento. Sabe-se que, aproximadamente, 3 bilhões de pessoas em todo o mundo dependem de combustíveis sólidos para cozinhar e 1,5 bilhão não têm qualquer acesso à eletricidade. Muitos países em desenvolvimento buscam programas de acesso à energia para diminuir a pobreza, melhorar a saúde da população e criar novas oportunidades de desenvolvimento econômico. Nesse sentido, políticas FIT podem ser criadas para abordar não apenas a capacidade na rede, mas também para apoiar sistemas fora da rede (por exemplo, minirredes), a fim de aumentar o acesso à energia, especialmente em locais remotos.

Estabilidade da rede

A integração de tecnologias de energia renovável intermitente à rede representa desafios técnicos, financeiros e administrativos, mas cenários de alta penetração são possíveis com um planejamento cuidadoso. No entanto, países em desenvolvimento podem ter redes menores, mais isoladas e/ou confiáveis do que as de países desenvolvidos. Como resultado, muitos países podem desejar fazer estudos de integração detalhados e conceber suas FITs para apoiar o crescimento do mercado em fases delimitadas e gerenciáveis.

Estabilização do preço da eletricidade

Os preços da energia são voláteis e imprevisíveis. Economias expostas à súbita volatilidade do preço dos combustíveis podem enfrentar ameaças ao seu orçamento nacional, à sua balança comercial e à acessibilidade da energia para os seus cidadãos. Muitas das fontes de energia renovável têm combustíveis de baixo ou nenhum custo, cujos preços têm pouca ou nenhuma volatilidade. A energia renovável pode ajudar a estabilizar os preços da eletricidade, atuando como uma garantia sistemática e física contra aumentos de preços de combustíveis fósseis. Sendo assim, as energias renováveis podem diminuir a magnitude do impacto das flutuações de preços sobre os contribuintes e/ou o orçamento nacional (em países que subsidiam os preços dos combustíveis fósseis).

Complexidade administrativa

Um dos possíveis benefícios de FITs é que elas podem otimizar a carga administrativa e os custos de transação da política de energia renovável não apenas para desenvolvedores, mas também para os administradores do programa.

5.2 O Programa Brasileiro ProGD

A estrutura desenvolvida para apoiar o programa Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) inclui incentivos para a venda da eletricidade aos distribuidores e benefícios temporários, como a redução de impostos sobre os produtos fotovoltaicos importados até o final de 2016. O tamanho do mercado brasileiro é muito atraente, embora sejam necessárias condições favoráveis para que o programa alcance o sucesso.

Atualmente, investimentos em energia solar não são economicamente atraentes, devido à alta taxa de juros que os investidores precisam pagar para financiar tais sistemas. A inflação também é bastante alta no Brasil, cerca de 11%, em 2015. Seria necessária, então, uma taxa de juros anual de aproximadamente 12% sobre um empréstimo de longo prazo para atrair o investimento em sistemas solares de uma parcela significativa de clientes particulares e comerciais. Em vez disso, taxas de juros anuais nominais de 35,7%, em média, para tomadores de empréstimos privados, e de 19,5%, para tomadores de empréstimo comerciais, foram registradas em 2015, enquanto as taxas anuais reais chegaram a 59% e 28%, respectivamente, devido às taxas interbancárias oferecidas [17].

Portanto, ainda existem barreiras à importação que impedem um desenvolvimento mais fácil de sistemas de geração distribuída, embora os sistemas de energia solar sejam constituídos de ativos de baixo risco.

De acordo com o Banco Mundial, as razões para as taxas de juros reais serem tão elevadas são, por exemplo, a elevada taxa central, uma estrutura judicial ineficaz para a execução de contratos, a alta tributação indireta do sistema bancário, os custos operacionais mais altos do que a média e os efeitos nocivos das exigências de altas reservas para os bancos. Consequentemente, o país tem financiado os projetos de investimento de longo prazo por meio de empréstimos direcionados, a taxas subsidiadas, principalmente com instituições governamentais, como o BNDES ou a Caixa Econômica, que garantiam taxas de juros anuais inferiores, de 9 a 10%, em 2015. Infelizmente, empréstimos do BNDES dificilmente são acessíveis a clientes de energia solar de pequeno porte, uma vez que são restritos a empresas, envolvem valores mínimos de empréstimo bastante altos e estão sujeitos a condições rigorosas de empréstimo.

Entretanto, espera-se que as medidas do ProGD em vigor em todo o Brasil e outros benefícios introduzidos pelos governos regionais em estados selecionados promovam o desenvolvimento do setor de energia solar fotovoltaica. As iniciativas legislativas e os impactos esperados estão resumidos na tabela a seguir.

Tabela 4 Resumo das medidas facilitadoras no âmbito do programa ProGD (fonte: grupo Apricum[3])

Instrumento/medida	Impacto esperado
Categoria: Isenções fiscais	
Isenção de ICMS para eletricidade de GD com *net metering* (introduzida em 14 estados).	Custo-benefício substancial para proprietários de sistemas de energia solar de GD – aumenta a viabilidade econômica do investimento em energia solar GD.
Isenção de PIS/Cofins para eletricidade de GD com *net metering* (federal, válida no Brasil inteiro).	Custo-benefício notável para proprietários de sistemas de energia solar de GD – aumenta a viabilidade econômica do investimento em energia solar GD.
Categoria: Revisão de esquema *net metering*	
Validade mais longa dos créditos para energia solar com *net metering*	Impacto insignificante.
Autogeração remota – energia de GD pode ser usada para compensar conta de luz de vários pontos (remotos) de uso, se pertencentes ao mesmo cliente e área de distribuição.	Podem ser obtidas reduções de custo por meio, por exemplo, de sistemas maiores e instalações montadas em terra.
Net metering em condomínios, com o compartilhamento da energia gerada entre os consumidores participantes.	Pode ser obtida uma redução de custos por meio, por exemplo, de sistemas maiores.
Net metering em consórcios – um grupo de investidores pode compartilhar a eletricidade gerada por um único sistema e reduzir suas respectivas contas de eletricidade.	Pode ser obtida uma pequena redução de custos por meio de projeto de sistema de baixo custo. Pode apresentar grande impacto no resultado se o consórcio conseguir atender às exigências para empréstimos do BNDES.
Categoria: Medidas do ProGD	
Aumento do valor de referência da energia solar para 0,454 R$/kWh.	Deve incentivar a demanda das distribuidoras por eletricidade de GD, mas não é atraente em comparação com a compensação da cara energia proveniente da concessionária.
Vendas de eletricidade de GD no mercado livre (essa medida ainda está sendo estudada).	Oferece um fluxo de receitas alternativo para os proprietários de sistemas, entretanto ainda não é atraente em comparação com a compensação da cara energia proveniente da concessionária.
Instalação em edifícios públicos.	Aumenta a conscientização e estimula o desenvolvimento de instalação e serviços de integração de sistemas.

As medidas acima são positivas, mas provavelmente não suficientes. Elas podem aumentar o mercado, a base de clientes e a capacidade do sistema, mas não podem remover todos os obstáculos que têm dificultado o desenvolvimento de projetos de geração distribuída de energia solar no Brasil, especialmente o acesso a empréstimos de longo prazo a custos aceitáveis, bem como a redução dos custos do sistema.

Além disso, a venda da eletricidade excedente para os distribuidores ao preço fixado no âmbito do ProGD pode não ser suficiente para tornar a instalação atraente caso o excedente seja muito alto. Adicionalmente, as tarifas de eletricidade para os clientes residenciais variam de acordo com a concessionária que fornece o serviço.

3 O grupo Apricum é uma empresa de consultoria de estratégia e consultoria de transações que atua globalmente e se dedica à indústria de tecnologia limpa. Estabelecida em 2008, ela atende a clientes como consultores independentes para ajudá-los a alcançar o sucesso nas áreas de energia solar, eólica, armazenamento de energia e energia digital – *http://www.apricum-group.com/brazils-new-legislative-measures-solar-dg/*.

Como as tarifas de eletricidade variam entre 0,40664 e 0,58191 R$/kWh, o valor de referência de 0,454 R$/kWh oferece, pelo menos, um reembolso razoável pela eletricidade que os consumidores vendem aos distribuidores. Assim, reduzir os impostos e encargos sobre o esquema de *net metering* para melhorar a atratividade financeira da eletricidade solar fotovoltaica é um movimento na direção certa.

Uma agenda estratégica deve identificar medidas adicionais que possam garantir a consumidores comerciais e, especialmente, residenciais, um acesso mais fácil e conveniente ao sistema de crédito. Nesse sentido, esses consumidores que se candidatam a implementar um sistema de geração solar fotovoltaica no âmbito do ProGD devem receber taxas de juros de empréstimos semelhantes às taxas oferecidas pelo BNDES a grandes empresas e investidores.

De acordo com a análise acima, as taxas de juros muito altas aplicadas pelos sistemas de crédito, quando um cliente pede um empréstimo para implementar seu próprio sistema de energia solar fotovoltaica em casa, pode ser a barreira mais significativa para o sucesso do programa de geração distribuída. Sendo assim, essa questão deve ser cuidadosamente monitorada e medidas devem ser adotadas para que os clientes do ProGD possam se candidatar a empréstimos a taxas de juros mais baixas.

5.3 Tópico para Desenvolvimento

Tendo em vista o exposto, o tópico recomendado para compor a agenda estratégica é o seguinte:

Adotar medidas adequadas para que clientes do ProGD possam se candidatar a empréstimos a taxas de juro mais baixas.

6. DESENVOLVIMENTO DE COMPONENTES E PRODUTOS PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

6.1 Células e Módulos Fotovoltaicos

6.1.1 Silício, Lingotes e Bolachas

O Brasil possui a segunda maior reserva de silício e está entre os cinco maiores exportadores dessa matéria-prima. Apesar dessa abundância, o Brasil não produz o silício solar usado na fabricação de células e painéis solares. É importante destacar também que grandes oportunidades de transferência de tecnologia também surgem nesse setor e que parcerias entre empresas europeias e universidades locais, para criar e apoiar pesquisas e microempresas locais para encorajar e apoiar a produção local, também podem ser interessantes e rentáveis para as empresas europeias dispostas a participar no desenvolvimento de um *cluster* de energia solar no Brasil. Nesse sentido, já estão sendo desenvolvidas algumas tentativas de criar uma indústria nacional no setor de energia fotovoltaica.

Assim, em 2012, em parceria com um dos maiores produtores de silício metalúrgico e financiado pelo Banco de Desenvolvimento do Brasil, o Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) desenvolveu uma estratégia para promover a adoção das mais recentes tecnologias de produção de silício solar no Brasil. A estratégia do IPT é baseada em uma abordagem metalúrgica em vez de química, uma vez que visa aproveitar a experiência de empresas brasileiras da indústria de silício metalúrgico para aprimorá-lo ao nível solar. Sabendo que a tecnologia de purificação de silício pode ser usada em várias outras indústrias, em particular no setor da eletrônica, e conhecendo a expansão prevista para o mercado mundial (até 200.000 toneladas em 2020), o futuro promete grandes oportunidades para as empresas interessadas em transferir tecnologia e apoiar o surgimento da produção de silício solar no Brasil.

6.1.2 Células e módulos de energia solar

Como já foi mencionado, ainda não foi estabelecida uma indústria de fabricação de células e módulos solares no Brasil. A produção de células e módulos solares ao redor do mundo concentra-se, principalmente, na Alemanha, China e Japão. Enquanto as empresas chinesas e japonesas enfrentam um enorme potencial de crescimento no mercado asiático, o Brasil representa uma grande oportunidade para empresas alemãs que desejam evitar a desaceleração do mercado europeu e exportar tecnologia para um mercado em rápido crescimento, que ainda não tem a tecnologia necessária para abastecer a demanda crescente esperada. Também é importante salientar que, embora a fabricação de células ainda não tenha decolado, algumas instalações de fabricação de módulos já estão funcionando no Brasil. Essas instalações estão ainda em fase inicial, no entanto, elas são os primeiros projetos a tomar forma e ainda dependem de componentes essenciais importados. Além disso, a escala desses investimentos ainda é pequena e não será capaz de responder ao aumento de demanda previsto, deixando assim uma variedade de oportunidades para as empresas dispostas a investir nesse mercado.

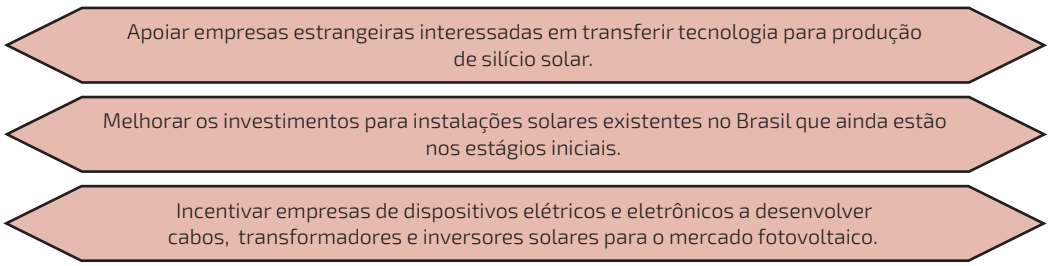
6.2 Componentes

Inversores solares, cabos e transformadores são os principais componentes de sistemas de energia solar fotovoltaica, exceto pelas próprias células e módulos solares. A fabricação desses componentes é, em grande parte, um negócio de *commodities*, e a eficiência desses dispositivos já é relativamente alta. No entanto, o Brasil ainda precisa importar a maior parte desses equipamentos, apesar de existirem muitas empresas de dispositivos elétricos e eletrônicos dispostas a desenvolver esses sistemas e vendê-los para o mercado de energia fotovoltaica, uma vez que se espera um grande crescimento desse setor nos próximos anos.

Várias dessas organizações estão ativamente buscando parcerias e oportunidades de transferência de tecnologia e estão profundamente interessadas no desenvolvimento de tecnologias voltadas para o setor de energia fotovoltaica, representando, assim, uma grande oportunidade para empresas interessadas em transferir tecnologia e lucrar com ela no mercado brasileiro.

6.3 Tópicos para Desenvolvimento

Os tópicos recomendados para compor a agenda estratégica estão descritos abaixo:



7. CRITÉRIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DE LOCAL PARA USINAS DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

O plano de expansão do sistema interligado nacional requer a implementação de projetos de energia solar fotovoltaica para um total de 7 GW até o ano de 2024. Essa capacidade requer uma quantidade significativa de terra, portanto, é importante selecionar os locais mais adequados para a implementação das plantas de energia solar fotovoltaica.

Sendo assim, a metodologia empregada para a escolha das áreas mais propícias para a instalação de plantas fotovoltaicas no Brasil foi apresentada com detalhes no Capítulo 5. Os principais fatores considerados nessa abordagem estão apresentados de forma resumida a seguir.

7.1 Informações Meteorológicas

Radiação solar e temperatura são os principais elementos para a identificação e avaliação (técnica e econômica) de um projeto de usina de energia fotovoltaica.

Dados de radiação solar e temperatura são fornecidos por vários bancos de dados, como, por exemplo, Nasa, NREL, Inpe e Meteonorm.

7.2 Características Relacionadas ao Local: Resistividade do Solo e Atividade de Raios

Embora a radiação solar e a temperatura sejam os fatores principais ao se selecionar um local para uma usina fotovoltaica, a resistividade do solo é um parâmetro essencial com relação ao projeto do sistema de aterramento fotovoltaico. Ao se projetar um sistema de aterramento extenso, é aconselhável localizar a área de menor resistividade do solo, a fim de se conseguir o isolamento de aterramento mais econômico e tecnicamente eficiente.

É sabido que a resistividade do solo é afetada pelos eletrólitos, que consistem de umidade, minerais e sais dissolvidos. Sendo assim, é necessário que uma estimativa grosseira da resistividade do solo seja obtida por meio da análise geológica do local, ao passo que um valor mais preciso exige medições de aterramento adequadas.

Outro fator importante é a ocorrência de raios. O Brasil é o maior país tropical do mundo e, consequentemente, um dos países com maior atividade de relâmpagos. Ele é dividido em cinco grandes regiões e sabe-se, com base em dados de satélites meteorológicos, que as principais regiões de ocorrência de tempestades com relâmpagos são as regiões Norte, Centro-Oeste e Sudeste.

7.3 Fatores Complementares para Identificação de Local para Usina Fotovoltaica

Outros fatores a serem levados em consideração são: a distância da rede (se existente) e o custo de conexão, a demanda de energia e a capacidade de transporte, etc. Em geral, a avaliação do potencial de geração de energia e o mapeamento de oportunidades não são ciências exatas.

Uma abordagem original é o "Atlas Global de Energia Renovável", desenvolvido pela Agência Internacional de Energias Renováveis (Irena). Esse Atlas Global é a maior coleção do mundo dos mais recentes e mais precisos mapas públicos de recursos de energias renováveis. O escopo do Atlas Global é apoiar entidades públicas e privadas na realização de análises de pré-viabilidade com base em mapas. Os mapas são uma ferramenta adequada, uma vez que oferecem uma linguagem comum para iniciar um diálogo com comunidades locais.

7.4 Tópico para Desenvolvimento

Com base no exposto, o tópico recomendado para compor a agenda estratégica é o seguinte:

Aprimorar critérios e métodos para selecionar o local mais propício para a instalação de plantas solares PV.

8. IMPACTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE ENERGIA

Tecnologias de energias renováveis para a geração de energia podem ser agrupadas em renováveis despacháveis, como a energia hidráulica, a geotérmica e a biomassa, e renováveis não despacháveis, que também são chamadas de renováveis "variáveis" ou "intermitentes", como a energia eólica, a energia solar fotovoltaica, a energia solar concentrada e a energia de ondas e marés.

A geração de energia renovável variável é particularmente adequada para sistemas distribuídos, nos quais as usinas são conectadas à rede de distribuição e produzem eletricidade próximo aos locais de demanda. Isso pode reduzir a necessidade de geração de energia centralizada e de linhas de transmissão de alta tensão, bem como os custos de transmissão e distribuição.

Como mencionado em Irena (2015) [16], a integração de uma parcela significativa de energias renováveis variáveis às redes de energia requer uma transformação substancial das redes existentes. As principais questões são:

- permitir um fluxo bidirecional de energia – da distribuidora para os consumidores e dos consumidores finais – contribuindo com o fornecimento de energia;
- estabelecer mecanismos eficientes de gerenciamento de rede e demanda de eletricidade, com o objetivo de reduzir picos de demanda, aumentar a flexibilidade da rede e a capacidade de resposta e segurança do fornecimento, de forma a lidar com o aumento da variabilidade do sistema;
- implementar serviços meteorológicos que forneçam previsões com relação à energia renovável disponível, por exemplo, daqui a 15 ou a poucos dias, daqui a uma hora, ou, até mesmo, dentro da mesma hora;
- implantar tecnologias e procedimentos para garantir a estabilidade e controle adequados do funcionamento da rede (por exemplo, frequência, tensão, equilíbrio de energia), na presença de uma parcela significativa de energias renováveis variáveis; e
- implantar dispositivos de armazenamento de energia em conjunto com as fontes renováveis variáveis, com o objetivo de aumentar a flexibilidade do sistema e a segurança do fornecimento.

Nos países que desenvolveram uma quantidade significativa de capacidade renovável de geradores de grande porte e distribuídos, instituições governamentais, autoridades de energia e empresas de eletricidade já começaram a desenvolver tecnologias que podem aumentar ainda mais a parcela de capacidade renovável e garantir a segurança da rede e um fornecimento de energia confiável para todos os consumidores.

As áreas para esses desenvolvimentos estratégicos estão apresentadas nos próximos parágrafos.

8.1 Redes Inteligentes

A fim de apoiar a integração das energias renováveis, as transformações descritas acima requerem a aplicação de tecnologias de redes inteligentes, especialmente de novos elementos a essas redes de energia que possuem funcionalidades inteligentes, a fim de equilibrar a oferta e a procura, bem como tecnologias para melhorar as capacidades de informação e comunicação, a flexibilidade operacional, a confiabilidade e a eficiência, entre outros benefícios.

As redes inteligentes envolvem uma nova arquitetura integrada, para transmissão e distribuição (medição inteligente de fluxos bidirecionais de energia), e tecnologias de comunicação que fornecem operadores centrais com as informações necessárias para o funcionamento e monitoramento eficientes da rede (por exemplo, detecção de falhas, restauração de isolamento e sistema), assim como o controle eficiente do fornecimento de eletricidade (de usinas de energia centralizadas e distribuídas) e da demanda. As redes inteligentes também requerem inversores equipados com recursos de controle de gerenciamento de energia para entregar os serviços necessários às operadoras de distribuição[4].

4 Conforme descrito em [13], os inversores podem oferecer funções adicionais, tal como o equilíbrio da energia ativa e reativa. Eles também podem participar no controle da frequência por meio da regulação de potência ativa (com algoritmos de controle adequados) e podem fornecer controle de tensão, bem como uma redução das perdas na rede que depende, principalmente, do controle da energia reativa.

O gerenciamento "inteligente" automatizado dos dispositivos dos usuários finais para deslocar a demanda de eletricidade para períodos fora de pico (por exemplo, durante a noite), ou usar a energia como e quando disponível a partir de fontes renováveis variáveis pode, ocasionalmente, ser incluído na nova arquitetura. Ao reduzir a demanda de pico e permitir o gerenciamento mais eficiente da energia, as redes inteligentes também podem reduzir a necessidade de capacidade nova e de reserva.

8.2 Armazenamento de Energia

Em redes de energia com uma parcela significativa de energias renováveis variáveis e, caso essa produção exceda a demanda de carga, o excesso de energia pode ser armazenado para uso posterior. A energia armazenada será fornecida sob demanda, mesmo quando a produção renovável não estiver disponível.

Usinas de armazenamento de eletricidade de capacidade relevante também podem ajudar a garantir a tensão de rede e a estabilidade de frequência necessárias, em diversas escalas de tempo e condições de funcionamento.

Assim, o armazenamento de eletricidade envolve a conversão da eletricidade em outras formas de energia, usando várias opções tecnológicas com diferentes características e desempenhos, por exemplo, hidrelétrica de armazenamento bombeado; armazenamento de energia de ar comprimido; baterias elétricas (por exemplo, de chumbo ácido, lítio e à base de níquel, baterias de fluxo, etc.); ímãs supercondutores; pêndulos; supercapacitores; armazenamento químico (por exemplo, a conversão de eletricidade em hidrogênio por eletrólise); e armazenamento térmico (por exemplo, armazenamento de calor de usinas de energia solar concentrada).

O armazenamento de eletricidade também pode ser obtido por meio de tecnologias de utilização final, como, por exemplo, carregar baterias *plug-in* de veículos eléctricos (EV) durante a noite, usando o excesso de energia.

Por muitos anos as usinas hidrelétricas de armazenamento bombeado foram a única opção economicamente viável para o armazenamento de eletricidade em grande escala. No entanto, hoje, tecnologias de armazenamento novas e econômicas ainda estão em desenvolvimento. Entretando, aplicações de curto prazo para sistemas avançados de armazenamento em bateria podem ser encontrados em ilhas e sistemas fora da rede e começaram a entrar no mercado residencial, especialmente quando eles são conectados a sistemas de energia fotovoltaica instalados em telhados.

8.3 Funcionamento da Rede

Uma maior interconectividade de redes em âmbito regional, nacional e internacional permite maior flexibilidade na transmissão de energia de regiões com ampla disponibilidade de energias renováveis para outras regiões com alta demanda de eletricidade.

Outra vantagem é a integração de energias renováveis variáveis com a energia convencional e a possibilidade de energias renováveis variáveis complementarem umas às outras em horários diferentes (por exemplo, solar durante o dia e eólica à noite) e/ou em diferentes regiões (Sul e Norte).

Uma maior capacidade de interconexão e transmissão também permite o uso máximo do excedente de geração; alivia o problema dos picos de demanda diários e sazonais; reduz as exigências de reservas de regulação; melhora o gerenciamento de congestionamentos; e reduz a necessidade de novas capacidades de geração (e reserva).

Nesse contexto, vale mencionar que uma parcela crescente de geração de energia renovável em grande escala pode afetar o funcionamento seguro da rede, pois as fontes de energia como a solar fotovoltaica e eólica, especialmente, não são despacháveis, devido à sua natureza intermitente, ao contrário de uma fonte de energia renovável controlável, como a hidroeletricidade, ou a biomassa, ou fontes relativamente constantes, como a geotérmica ou usinas hidrelétricas a fio d'água. Mas a eletricidade dificilmente pode ser armazenada em larga escala e precisa ser gerada ao mesmo tempo que é consumida. Assim, qualquer desequilíbrio entre a geração e a demanda é instantaneamente compensado pela energia cinética das unidades de geração rotativas síncronas e motores conectados, mas resulta em um desvio de frequência que aumenta, continuamente, enquanto o respectivo desequilíbrio persistir. Como a energia cinética das unidades rotativas síncronas é insuficiente para compensar o desequilíbrio por mais do que alguns segundos, medidas corretivas devem ser tomadas rapidamente. Dessa forma, o sistema elétrico deve, portanto, ter acesso às reservas operacionais de modo suficiente para restaurar o equilíbrio.

Sendo assim, a frequência do sistema é um indicador comum do desequilíbrio entre geração e carga. Os desvios de frequência podem ser causados, normalmente, pelas seguintes condições:

1. Perturbação/interrupção da geração/carga/interconexão CC.
2. Variação instantânea contínua da carga e da geração em funcionamento normal.
3. Erros de previsão estocástica de carga e geração de energia solar fotovoltaica.
4. Desequilíbrios determinísticos de incompatibilidade entre a carga e os horários em forma de passo.

O aumento da capacidade renovável não despachável pode afetar o gerenciamento do sistema de geração de energia, especialmente com relação a desequilíbrios do tipo 2 e tipo 3. Em um sistema de energia, uma incompatibilidade entre a geração e a demanda muda a frequência, e a taxa inicial de mudança de frequência está relacionada à inércia do sistema de energia. Todas as usinas de rotação têm inércia e contribuem para a energia armazenada no sistema. Em vez disso, usinas de energia solar fotovoltaica são conectadas à rede por meio de sistemas de conversão de energia estática e sua inércia está próxima de nula. Por isso, a inércia global do sistema pode ser significativamente reduzida sob alto nível de penetração de geração fotovoltaica. Além disso, a geração solar fotovoltaica, que é uma fonte de energia variável, e a previsão de geração de energia confiável (de algumas horas a vários dias à frente) serão disponibilizadas para reduzir, tanto quanto possível, os erros de previsão que de outra forma aumentam o desequilíbrio do sistema de energia.

Em relação ao aumento da geração de energia solar fotovoltaica em grande escala, são fornecidas as seguintes recomendações:

- desenvolver serviços de previsão do tempo e geração de energia para estimar a potência de energia solar fotovoltaica gerada a partir dos geradores de grande escala implementados no território. Além disso, os geradores fotovoltaicos solares distribuídos aumentarão a energia não despachável fornecida à rede, portanto, o efeito da capacidade distribuída no sistema de energia deve ser levado em conta; e

- analisar a operação do sistema de energia observando a segurança da rede e do fornecimento e, se necessário, adaptar as reservas girantes para o controle da frequência e dos desequilíbrios de energia.

8.4 Tópicos para Desenvolvimento

Com base nas questões descritas acima, as pesquisas devem se concentrar nas áreas gerais de:

- pré-padronização e desenvolvimento de produtos e aplicações de redes inteligentes;
- regras e serviços de conexão à rede que permitam maior penetração de energia solar fotovoltaica;
- sistemas de gerenciamento de energia para melhor explorar as fontes de energia variável; e
- exploração de energia solar fotovoltaica distribuída, para fornecer serviços à rede (potência ativa e reativa, comportamento da frequência e regulação de tensão descentralizada).

Os tópicos de pesquisa podem ser agrupados em medidas do lado da rede e do lado da energia fotovoltaica.

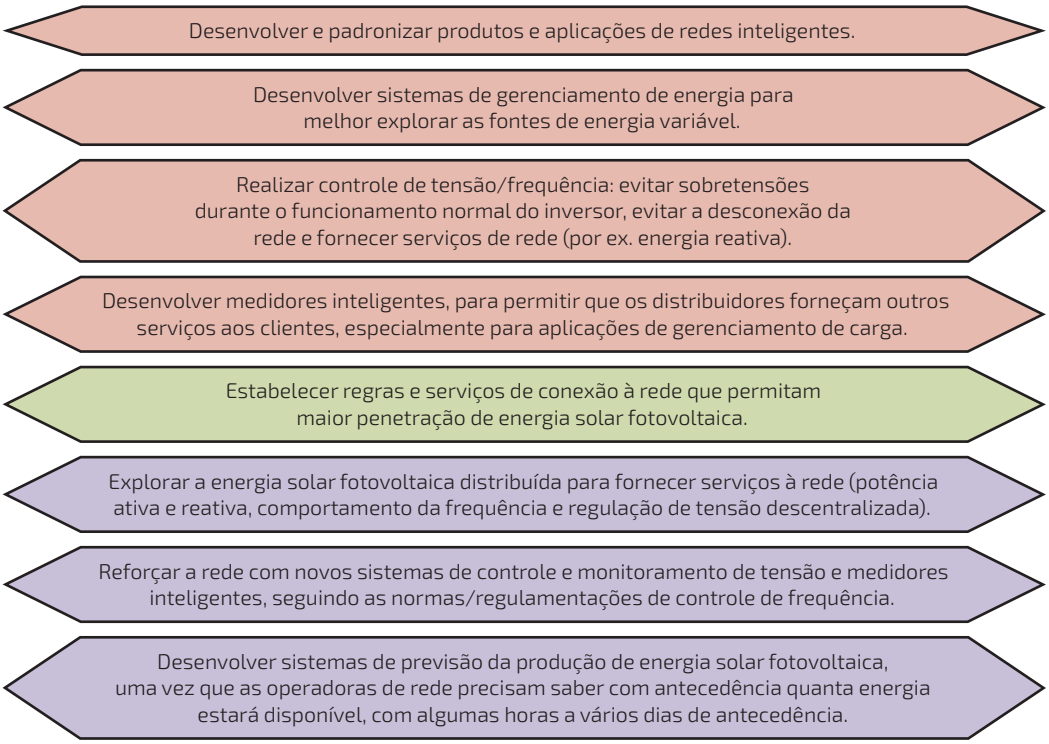
Do lado da rede (distribuição, transmissão)

- Reforçar a rede, os novos sistemas de controle e de monitoramento de tensão e medidores inteligentes.
- Determinar normas/regulamentações de controle de frequência.
- Prever uma produção de energia solar fotovoltaica, uma vez que as operadoras de rede precisam saber com antecedência quanta energia estará disponível, com algumas horas a vários dias de antecedência.

Do lado da energia fotovoltaica

- Realizar controle de tensão e frequência:
  - evitar sobretensões durante o funcionamento normal do inversor; e
  - evitar a desconexão da rede quando houver mudança de tensão/frequência, para evitar a perda de produção e fornecer serviços de rede (por exemplo, fornecimento de energia reativa e adaptar a produção de energia até que a frequência adequada seja restaurada).
- Criar soluções de armazenamento para sistemas de energia solar fotovoltaica fora da rede nas zonas rurais e para permitir o fornecimento de carga por meio da rede ou do gerador renovável do proprietário.
- Desenvolver dispositivos inteligentes, como:
  - medidores inteligentes, para desenvolver a geração distribuída, bem como os outros serviços que os distribuidores podem fornecer aos clientes e, especialmente, para as aplicações de gerenciamento de carga; e
  - aparelhos inteligentes, a fim de controlar remotamente os dispositivos e serviços elétricos, como, por exemplo, sistemas de energia solar fotovoltaica, bem como dispositivos e equipamentos inteligentes em casas e espaços comerciais.

Nesse sentido, são recomendados os seguintes tópicos para compor a agenda estratégica:



9. RECOMENDAÇÕES PARA DEFINIÇÃO DE UMA AGENDA ESTRATÉGICA

Com base nas conclusões ressaltadas no presente relatório, foram estabelecidas as recomendações para a composição da agenda estratégia a partir da indicação dos temas mais promissores de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), objetivando alavancar as tecnologias da energia solar passíveis de serem aplicadas no sistema elétrico brasileiro. Os tópicos recomendados estão resumidos abaixo, distribuídos de acordo com os assuntos, sinalizados por cores diferentes, na Figura 1 reproduzida a seguir.

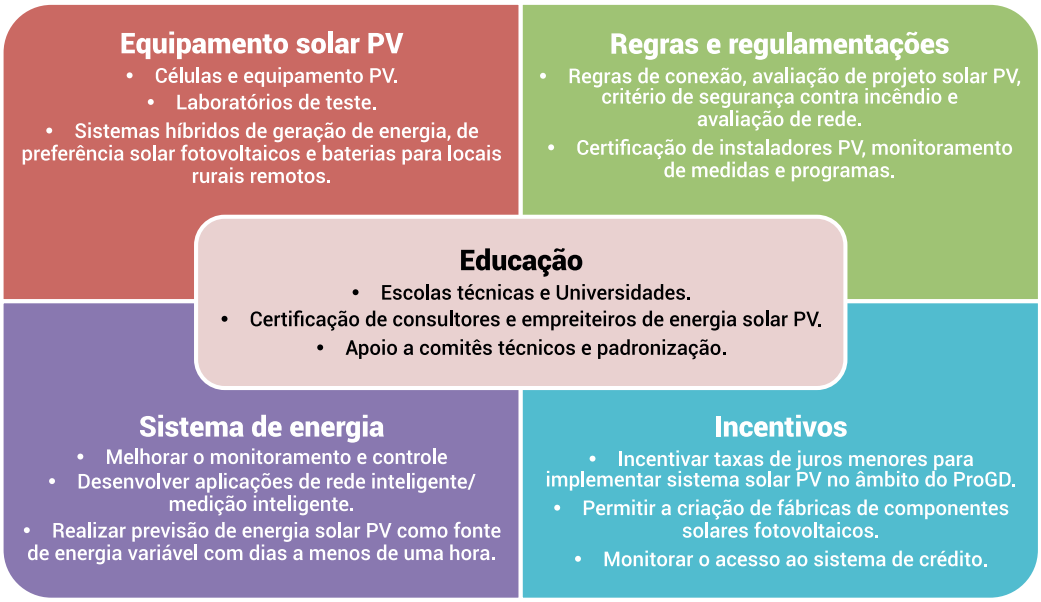


Figura 1. Principais tópicos para a agenda estratégica

- Organizar eventos com vistas a promover avanços tecnológicos em rastreadores, inversores e sistemas de energia híbridos, incluindo armazenamento.
- Estabelecer projetos de geração solar PV "híbrida", especialmente energia solar PV e baterias ajustadas à demanda de carga típica dos locais.
- Desenvolver e padronizar produtos e aplicações de redes inteligentes.
- Desenvolver sistemas de gerenciamento de energia para melhor explorar as fontes de energia variável.
- Realizar controle de tensão/frequência: evitar sobretensões durante o funcionamento normal do inversor, evitar a desconexão da rede e fornecer serviços de rede (por ex. energia reativa).
- Construir laboratórios para testar produtos fotovoltaicos, tais como módulos e inversores, em atendimento às normas nacionais e internacionais IEC e UL.
- Desenvolver medidores inteligentes, para permitir que os distribuidores forneçam outros serviços aos clientes, especialmente para aplicações de gerenciamento de carga.
- Incentivar empresas de dispositivos elétricos e eletrônicos a desenvolver cabos, transformadores e inversores solares para o mercado fotovoltaico.
- Melhorar os investimentos para instalações solares existentes no Brasil que ainda estão nos estágios iniciais.
- Apoiar empresas estrangeiras interessadas em transferir tecnologia para produção de silício solar.

- Estabelecer normas e procedimentos para avaliar projetos de energia PV e emitir licenças, especialmente com relação à segurança contra incêndios para sistemas instalados em telhados ou integrados a edifícios.
- Aprimorar critérios e métodos para selecionar o local mais propício para a instalação de plantas solares PV.
- Estabelecer regras e serviços de conexão à rede que permitam maior penetração de energia solar fotovoltaica.
- Estabelecer programas educacionais integrados a escolas técnicas / universidades, assim como um sistema de certificação em energia solar PV para consultores e empreiteiros.
- Apoiar comitês técnicos em âmbito nacional e internacional.
- Desenvolver estratégias para avaliar, monitorar e controlar as condições da rede para a inserção segura da geração distribuída.
- Aprimorar os critérios e métodos disponíveis para selecionar os locais onde projetos de energia PV de grande porte devem ser instalados.
- Explorar a energia solar fotovoltaica distribuída para fornecer serviços à rede (potência ativa e reativa, comportamento da frequência e regulação de tensão descentralizada).
- Reforçar a rede com novos sistemas de controle e monitoramento de tensão e medidores inteligentes, seguindo as normas/regulamentações de controle de frequência.
- Desenvolver sistemas de previsão da produção de energia solar fotovoltaica, uma vez que as operadoras de rede precisam saber com antecedência quanta energia estará disponível, com algumas horas a vários dias de antecedência.
- Adotar medidas adequadas para que clientes do ProGD possam se candidatar a empréstimos a taxas de juro mais baixas.

10. REFERÊNCIAS

[1] PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE, 2024). Empresa de Pesquisa energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pdee/forms/epeestudo.aspx>.

[2] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil-launches-incentive-program-for-distributed-generation_100022487/#axzz4COaXWpnp

[3] http://www.pv-tech.org/news/brazil-launches-distributed-generation-program-emphasizing-solar-energy.

[4] IRENA . *Renewable Energy Policy Brief: Brazil*. IRENA, Abu Dhabi, 2015. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015_Country_Brazil.pdf>.

[5] Ministry of Economic Affairs of Netherlands: *Market Study PV Energy in Brazil*. Abril de 2015. Disponível em: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2015/04/Final%20-%20Solar%20PV%20Study%20Brazil%2024%20April%202015.v2.pdf>.

[6] Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 – ano base 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anuário%20Estatístico%20de%20Energia%20Elétrica%202015.pdf>.

[7] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil--auction-delivers-over-800-mw-of-pv--at-8-cents-kwh_100020875/#axzz4BdkIOVux.

[8] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil-government-approves-15-gw-of-new-solar-and-wind-power_100021968/#axzz4BeLg0cyP.

[9] http://www.pv-magazine.com/archive/articles/beitrag/enel-green-power-begins-construction-of-254-mw-brazil-solar-plant_100022581/#axzz4BembDjwt.

[10] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil-launches-first-stage-of-10-mw-floating-pv-system_100023576/#ixzz4BeNMo5RC.

[11] http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/brazil--enel-begins-construction-of-158-mw-solar-plant_100024043/#axzz4BembDjwt.

[12] NIEZ, Alexandra. *Comparative Study On Rural Electrification Policies In Emerging Economies. Keys to successful policies*. Information paper, International Energy Agency.

[13] RELATÓRIO CESI B4018062. TAREFA 1: *Estado da arte das tecnologias para geração fotovoltaica*. Brasil, 2015.

[14] RAPPORTO CESI B6003656. *Task 6: Support for scientific and technical development of laboratories*. Brasil, 2016.

[15] *Hybrid mini-grids for rural electrification – lessons learned*. ARE, Simon Rolland, Guido Glania. março de 2011.

[16] IRENA. Renewable Energy Integration in Power Grids: *Technology Brief*, 2015.

[17] http://www.apricum-group.com/brazils-new-legislative-measures-solar-dg/.

[18] COUTURE, T.; CORY, K. *State Clean Energy Policies Analysis (SCEPA) Project : An Analysis of Renewable Energy Feed-In Tariffs in the United States*. NREL TP-6A2-45551.

[19] IEC (2016). *Rural electrification*. Disponível em: <http://www.iec.ch/about/brochures/pdf/technology/iec_rural_electrification_lr_en.pdf>.

[20] NFPA. *Fire Fighter Safety and Emergency Response for Solar Power Systems*. Quincy, Maio de 2010.

[21] OSFM. *Fire Operations for Photovoltaic Emergencies*. Sacramento, novembro de 2010.

[22] GERMAN INSURANCE ASSOCIATION (GDV).*Renewable energies – survey on the technical hazard potential*. Março de 2010, GDV (German Insurance Association).

[23] REIL, F. *Fire Safety Risks at PV Systems and Risk Minimization*. TUV. Disponível em: <www.pv-brandsicherheit.de>.

Texto composto em *Roboto*
e títulos em *Exo 2*

Brasília – Distrito Federal – Brasil

2017

Neste contexto, este livro representa a nossa contribuição para a promoção da intensificação do uso de energia solar no Brasil em suas diversas aplicações: plantas solares centralizadas, geração distribuída, sistemas híbridos, plataformas solares, etc.

Segundo a Agência Internacional de Energia, a Energia Solar pode ser a maior fonte mundial de eletricidade em 2050, fato altamente relevante, considerando que hoje a energia solar em âmbito mundial representa cerca de 1%. No Brasil, atualmente, a situação ainda é bastante tímida, porém altamente promissora, pois, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no seu Plano Decenal de 2024, a Energia Solar que tem hoje em operação, somente 27,7 MW, deve alcançar 7.000 MW em 2024, o que representaria, nesse ano, 3,3 % da matriz energética brasileira.

São diversos os fatores motivadores que apontam para a oportunidade de investir cada vez mais na tecnologia solar, principalmente, ao se considerarem todas as vantagens visualizadas e as diversas possibilidades de aplicação não somente no setor de energia elétrica, mas também em diversos outros segmentos da indústria. Assim, pode-se inferir que, diante do quadro de pesquisas voltadas para este tema, são esperadas diversas inovações, especialmente nos painéis solares e inversores, que certamente vão provocar uma ruptura tecnológica nesta área, conduzindo a sistemas mais econômicos e confiáveis.

Por fim, desejamos que este livro seja amplamente divulgado e utilizado pelos professores e alunos das universidades e pelos profissionais interessados no tema de energia solar e que dele possam usufruir dos conhecimentos que foram reportados com o objetivo primordial de transferir para o setor de energia elétrica mais um instrumento para o fomento da excelência da engenharia nacional.

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-88041-12-7
9 788588 041127

ANEEL
Agência Nacional de Energia Elétrica
P&D - Programa de Pesquisa e Desenvolvimento

Proponente

Eletrobras
Furnas

Parceira

Eletrobras
Cepel

Cooperadas

Enercan
Campos Novos Energia S.A

CEMIG
A Melhor Energia do Brasil.

Ceran
Cia. Energética Rio das Antas

Transmineira
Transmissão Mineira

COPEL
Aura Energia

BAESA
Energética Barra Grande S.A.

Foz do Chapecó
Foz do Chapecó Energia S.A.

Light

taesa

Executoras

CEI SOLAR

FDTE

FINATEC
Fundação de Empreendimentos Científicos e Tecnológicos

Universidade de Brasília