

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR
Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares

URBANO UELLIGTON SECUNDES

**PROCEDIMENTOS E NORMATIVAS PARA INSTALAÇÃO DE
CENTRAIS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS À REDE ELÉTRICA
EM MÉDIA TENSÃO.**

RECIFE

2015

URBANO UELLIGTON SECUNDES

**PROCEDIMENTOS E NORMATIVAS PARA INSTALAÇÃO DE
CENTRAIS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS À REDE ELÉTRICA
EM MÉDIA TENSÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares (PROTEN) do Departamento de Energia Nuclear da Universidade Federal de Pernambuco para obtenção do título de Mestre em Energia. Área de Concentração: Fontes Alternativas de Energia.

Orientadora: Prof. Dra. Olga de Castro Vilela
(DEN-UFPE)

Co-orientadora: Prof. Dra. Elielza Moura de Souza Barbosa
(DEN/UFPE)

RECIFE

2015

Catálogo na fonte
Bibliotecário Carlos Moura, CRB-4 / 1502

S446p Secundes, Urbano Uelligton.
 Procedimentos e normativas para instalação de centrais
 fotovoltaicas conectadas à rede elétrica em média tensão. /
 Urbano Uelligton Secundes. - Recife: O Autor, 2015.
 139 f. : il., tabs.

 Orientadora: Profa. Dra. Olga de Castro Vilela.
 Coorientadora: Profa. Dra. Elielza Moura de Souza
 Barbosa.

 Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de
 Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em
 Tecnologias Energéticas e Nucleares, 2015.

 Inclui referências bibliográficas, apêndices e anexos.

 1. Central fotovoltaica. 2. Normas e procedimentos. 3.
 Geração distribuída. I. Vilela, Olga de Castro, orientadora. II.
 Barbosa, Elielza Moura de Souza, coorientadora. III. Título.

CDD 621.47 (21. ed.)

UFPE
BDEN/2015-07

PROCEDIMENTOS E NORMATIVAS PARA INSTALAÇÃO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS À REDE ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO

Urbano Uelligton Secundes

APROVADA EM: 27.02.2015

ORIENTADADORA: Profa. Dra. Olga de Castro Vilela

CO-ORIENTADORA: Profa. Dra. Elielza Moura de Souza Barbosa

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Carlos Alberto Brayner de Oliveira Lira – DEN/UFPE

Prof. Dr. José Bione de Melo Filho – Escola Politécnica de Pernambuco/UPE

Prof. Dr. Luis Arturo Gómez Malagón – Escola Politécnica de Pernambuco/UPE

Visto e permitida a impressão

Coordenador(a) do PROTEN/DEN/UFPE

AGRADECIMENTOS

À minha família por todo apoio na trajetória do curso, pela compreensão de tantas horas de privação da convivência e pelo encorajamento em sempre persistir.

Aos amigos pelo incentivo nos momentos de dificuldades, e em especial ao amigo de caminhada no curso, Francisco Uribe, que tantas vezes me ajudou nas tarefas mais árduas.

À professora Olga Vilela pela amizade, confiança, disponibilidade em orientar, e grande contribuição intelectual no curso e neste trabalho.

À professora Elielza Moura pelo acompanhamento, compartilhamento da sua vasta experiência, perspicácia na co-orientação e descontração nos nossos trabalhos.

Aos técnicos ambientais da CHESF, José Thiago e Maria Leijdane, pela disponibilidade em me atender e me orientar quanto aos trâmites do licenciamento ambiental da Central Fotovoltaica de Petrolina.

Ao professor Alexandre Costa e à secretária do CER, Micheline Sousa, pela amizade, confiança e disponibilidade em me conceder o acesso ao prédio nas atividades acadêmicas extraordinárias.

Aos demais funcionários da portaria, limpeza e vigilância do CER pelo apoio durante todo o período que lá estive ao longo do curso.

RESUMO

Diante do aumento da demanda energética mundial, países emergentes, como o Brasil, buscam formas de ampliar a geração de eletricidade e injetá-la na matriz energética nacional de forma a garantir o desenvolvimento de todos os setores de consumo. Porém, o desafio consiste em gerar eletricidade de forma sustentável e menos poluente possível.

Focado nessa problemática, a geração de energia elétrica através de energia solar fotovoltaica é uma das possíveis alternativas para ampliar a capacidade da matriz energética brasileira num prazo mais curto, e com investimentos menores do que a construção de grandes centrais hidro elétricas, que representam, atualmente, mais de 70% (setenta por cento) da geração nacional de eletricidade.

Devido a algumas ações do governo federal nos últimos anos, através da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), deverá ocorrer uma ampliação significativa dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil, e por ser uma realidade um tanto recente, existe uma grande carência de publicações acadêmicas que tratem do assunto no sentido de orientar quais são os procedimentos técnicos e as normativas que devem ser seguidos para conectar sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, sobretudo no que diz respeito a sistemas maiores que configurem uma central fotovoltaica.

Neste trabalho, é apresentado um estudo dos aspectos geográfico, técnico e legal condicionantes para a autorização de instalação e licença de operação de uma central fotovoltaica, além de um estudo de caso que verifica o cumprimento das condicionantes estabelecidas pela ANEEL para a Planta Fotovoltaica de 2,5MWp a ser instalada em Petrolina. Por fim, é apresentado um estudo da viabilidade técnico-econômica para instalação de uma central fotovoltaica de 2,5MWp, variando o tipo de tecnologia dos painéis fotovoltaicos e o percentual de financiamento do empreendimento.

Como resultado são apresentadas todas as orientações, procedimentos e normativas para a obtenção das licenças prévia, licença de instalação e licença de operação de uma central Fotovoltaica conectada em média tensão. A análise de viabilidade econômica mostrou que, sistemas compostos por módulos fotovoltaicos de Silício policristalino tempo é de retorno do investimento é por volta de 12 anos. Com relação ao uso de módulos de Silício amorfo, embora apresente um melhor comportamento em temperaturas elevadas na geração de eletricidade, o resultado das simulações mostra que nesse caso o tempo de retorno, em torno de 14 anos, é maior do que o tempo de retorno para os módulos de Silício policristalino. Uma explicação para

o elevado tempo de retorno está no aumento da área de geração para compensar o baixo rendimento dos módulos. Isso implica em aumento de custos de estruturas, cabeamento, enfim, aumento de custo de instalação, o que resulta em maior tempo de retorno.

Palavras-chave: NORMAS E PROCEDIMENTOS; GERAÇÃO DISTRIBUÍDA; CENTRAL FOTOVOLTAICA.

ABSTRACT

Given the increasing world energy demand, emerging countries like Brazil, looking for ways to increase electricity generation and inject it in the national energy matrix to ensure the development of all consumer sectors. However, the challenge is to generate electricity in a sustainable and environmentally friendly way possible.

Focused on this problem, the generation of electricity through solar PV is one of the possible alternatives to expand the capacity of the Brazilian energy matrix within a shorter period, and lower investment than the construction of large hydro electric power stations, which currently represent more than 70% (seventy percent) of the national electricity generation.

Due to some actions of the federal government in recent years through the National Electric Energy Agency (ANEEL), there should be a significant expansion of photovoltaic systems connected to the grid in Brazil, and for being a reality somewhat recent, there is a great need academic publications that address the issue in order to guide what are the technical procedures and regulations that must be followed to connect PV systems to the grid, especially with regard to larger systems that constitute a photovoltaic plant.

In this work, a study of the geographical, technical and legal conditions aspects are presented for the authorization of installation and operation license of a photovoltaic plant, and a case study to verify compliance with the conditions established by ANEEL for Photovoltaic Plant of 2,5MWp to be installed in Petrolina city. Finally, a study is made of the technical and economic feasibility for installation of a photovoltaic plant of 2.5 MWp, varying the type of photovoltaic technology and venture financing percentage.

As a result contains all policies, procedures and regulations for obtaining the prior licenses, installation license and operating license of a central Photovoltaic connected in medium voltage. The economic feasibility analysis showed that systems composed of photovoltaic modules polycrystalline silicon is time to return on investment is around 12 years. Regarding the use of amorphous silicon modules, although it presents a better behavior at high temperatures in electricity generation, the results of simulations show that in this case the turnaround time, around 14 years, is greater than the return time for polycrystalline silicon modules. One explanation for the high turnaround time is to increase the generation area to compensate for the low yield of the modules. This implies an increase of cost structures, cabling, finally, increased cost of installation, which results in increased turnaround time.

Keywords: RULES AND PROCEDURES; DISTRIBUTED GENERATION; CENTRAL PHOTOVOLTAIC.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 -	Composição básica de uma central fotovoltaica.....	24
Figura 2 -	Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico.....	26
Figura 3 -	Representação do Fator de Forma.....	27
Figura 4 -	Desempenho de um módulo fotovoltaico em função da irradiância.....	28
Figura 5 -	Desempenho de um módulo fotovoltaico em função da temperatura.....	29
Figura 6 -	Curvas características I-V com variação da resistência série.....	31
Figura 7 -	Curvas características I-V com variação da resistência paralela.....	32
Figura 8 -	Tensão mínima no ponto de máxima potência em função da tensão de conexão da rede.....	34
Figura 9 -	Curva de eficiência de um inversor.....	35
Figura 10 -	Composição dos preços médios dos componentes de uma central fotovoltaica no Brasil.....	44
Figura 11 -	Oferta de energia elétrica no Brasil em 2012 e 2013.....	45
Figura 12 -	Projetos de plantas fotovoltaicas de estados brasileiros	46
Figura 13 -	Diagrama da Metodologia utilizada no trabalho.....	48
Figura 14 -	Posição da Terra em torno do Sol ao longo do ano	54
Figura 15 -	Irradiação média anual em plano horizontal	55
Figura 16 -	Média anual de insolação diária	56
Figura 17 -	Irradiância solar global média anual	57
Figura 18 -	Salto quântico de um elétron	59
Figura 19 -	Eficiência das Células Fotovoltaicas	61
Figura 20 -	Diagrama dos procedimentos de acesso à rede elétrica	64
Figura 21 -	Diagrama dos processos de Realização dos Estudos Ambientais	69
Figura 22 -	Diagrama dos procedimentos para obtenção da Licença Prévia	72
Figura 23 -	Diagrama dos procedimentos para obtenção da Licença de instalação	74
Figura 24 -	Diagrama dos procedimentos para obtenção da Licença de Operação.....	75
Figura 25 -	Algoritmo para cálculo da eletricidade injetada na rede elétrica	81
Figura 26 -	Algoritmo para cálculo da radiação solar no plano do gerador fotovoltaico.....	83
Figura 27 -	Algoritmo para cálculo da energia entregue pelo gerador	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Níveis de tensão de conexão para centrais fotovoltaicas.....	23
Tabela 2 -	Classificação do nível de tensão a partir da tensão padronizada.....	23
Tabela 3 -	Classificação de módulos fotovoltaicos quanto à eficiência energética ...	43
Tabela 4 -	Perspectiva da redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos.....	45
Tabela 5 -	Irradiância média anual em plano horizontal.....	55
Tabela 6 -	Dados meteorológicos de Petrolina.....	60
Tabela 7 -	Órgãos Responsáveis pelo licenciamento ambiental.....	76
Tabela 8 -	Órgãos consultivos para licenciamento ambiental.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE – Associação Brasileira de Indústria Elétrica e Eletrônica
ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM – Massa de Ar
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AP – Autoprodutores
a-Si – Silício Amorfo
AT – Alta Tensão
BEN - Balanço Energético Nacional
BT – Baixa Tensão
c.a. – Corrente Alternada
CAG – Controle Automático de Geração
c.c. – Corrente Contínua
CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CDE – Cota de Desenvolvimento Energético
CdTe – Telureto de Cádmio
CELPE – Companhia Elétrica de Pernambuco
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CNPE – Conselho Nacional de Políticas Energéticas
CODEVASF – Companhia do Vale do São Francisco
COGEN – Associação de Indústria de Cogeração de Energia
CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
CREA – Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
c-Si – Silício Cristalino
CuInGaSe₂ – Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio
CuInSe₂ – Disseleneto de Cobre e Índio
DIT – Demais Instalações de Transmissão
ECG – Esquema de Corte de Geração
EE – Energia Específica

EIA – Estudo de Impacto Ambiental
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EPIA – Associação Industrial Fotovoltaica Europeia
FAE – Fontes Alternativa de Energia
FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor
FC – Fator de Capacidade
FF – Fator de Forma
FUNAI – Fundação Nacional do Índio
GaAS – Arseneto de Gálio
GD – Geração Distribuída
GPS – Sistema de Posicionamento Global
h – Hora
 H_h – Irradiância Global no Plano Horizontal
 H_0 – Irradiância de Referência
Hz – Hertz
 I_{col} – Irradiância Solar no Plano Horizontal
 I_{mp} – Corrente de Máxima Potência
 I_{FV} – Corrente de Saída do Gerador
 I_{SC} – Corrente de Curto Circuito
IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IEC – Comissão Internacional de Eletrotécnica
INCRA – Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
INMET – Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPHAN – Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
kV – Quilo Volt
kWh – Quilo Watt Hora
LI – Licença de Instalação
LO – Licença de Operação
LP – Licença Prévia
 m^2 - Metro Quadrado
m/s – Metro por segundo

MEN – Matriz Energética Nacional

MJ – Mega Joule

MJ – Ministério da Justiça

MME – Ministério de Minas e Energia

MT – Média Tensão

MWh – Mega Watt Hora

n – Dia Juliano

NBR – Normas Brasileiras

NOCT – Temperatura Nominal de Operação da Célula

P_{mp} – Ponto de Máxima Potência

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PE – Pernambuco

PIE – Produtores Independentes de Energia

PNE – Plano Nacional de Energia

PR – Performance Ratio (desempenho global do sistema)

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

REN – Política de Energia Renovável

RIMA – Relatório de Impacto Ambiental

SD – Sistema de Distribuição

SGB – Sistema Geodésico Brasileiro

Si – Silício

SFRC – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

STC – Condições de Teste Padrão

t_s – Duração do Dia

TR - Termo de Referência

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

V_{FV} – Tensão de Saída do Gerador

V_{mp} – Tensão de Máxima Potência

V_{oc} – Tensão de circuito Aberto

Wp – Watt Pico

Y_F – Produtividade do Sistema

α - Coeficiente de Variação de Corrente em função da Temperatura

β – Coeficiente de Variação de Tensão em função da Temperatura

δ – Declinação Solar

γ - Coeficiente de Variação de Potência em função da Temperatura

λ – Latitude Local

η – Eficiência

η_{SPMP} – Eficiência de Seguimento do Ponto de Máxima Potência

Ω_s – Ângulo Horário

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	18
2.	REVISÃO DE LITERATURA.....	20
3.	COMPOSIÇÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	23
3.1.	Gerador Fotovoltaico.....	25
3.1.1.	Características Elétricas de Módulos Fotovoltaicos.....	25
3.1.2.	Fatores que Alteram o Desempenho de Módulos Fotovoltaicos.....	27
3.1.3.	Características Gerais de Módulos Fotovoltaicos.....	33
3.2.	Inversores Elétricos.....	33
3.2.1.	Características Técnicas.....	33
3.2.2.	Seguimento do Ponto de Máxima Potência.....	35
3.2.3.	Fator de Dimensionamento do Inversor.....	36
3.2.4.	Características Gerais do Inversor.....	37
3.3.	Sistema de Cabeamento.....	37
3.4.	Avaliação de Desempenho dos SFCR.....	37
3.4.1.	Fator de Capacidade.....	37
3.4.2.	Energia Específica.....	38
3.4.3.	Desempenho Global do Sistema.....	38
4.	AVANÇOS PARA O FOMENTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E ESTADO DA ARTE DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS NO BRASIL.....	39
5.	METODOLOGIA.....	48
6.	LOCALIZAÇÃO E TIPO DE TECNOLOGIA.....	53
6.1.	Recurso Solar.....	53
6.2.	Condições Logísticas e Naturais.....	57
6.3.	Aproveitamento do Recurso Energético para Diferentes Tecnologias.....	60
7.	NORMATIVAS TÉCNICO-OPERACIONAIS PARA CONEXÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA À REDE ELÉTRICA.....	62
7.1.	Procedimentos de Acesso.....	62

7.2.	Crêterios Técnicos e Operacionais.....	65
7.3.	Projetos de Instalações de Conexão.....	65
7.4.	Sistema de Proteção e Controle para Conexão de Usinas Geradoras.....	66
7.5.	Operação, Manutenção e Segurança da Conexão.....	67
8.	NORMATIVAS AMBIENTAIS PARA IMPLANTAÇÃO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS.....	68
8.1.	Estudos Ambientais.....	68
8.2.	Licenciamento Ambiental.....	70
8.3.	Monitoramento Ambiental.....	78
9.	METODOLOGIA PARA ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS	79
9.1.	Equações Utilizadas para Cálculo dos Parâmetros de Viabilidade Técnico-econômica.....	81
9.1.1.	Modelo de Análise da Geração de Eletricidade.....	81
9.1.1.1.	Cálculo da Radiação Solar no Plano do Gerador Fotovoltaico.....	82
9.1.1.2.	Cálculo da Energia Entregue Pelo Gerador.....	85
9.1.1.3.	Perdas no Inversor e no cabamento.....	86
9.1.2.	Modelo de Análise Financeira.....	87
10.	RESUSTADOS E DISCUSSÕES.....	91
10.1.	Aspectos Naturais de Viabilidade.....	91
10.2.	Aspectos Normativos Técnicos.....	92
10.3.	Aspectos Normativos Ambientais.....	92
10.4.	Estudo de Caso para a Geração da Usina Fotovoltaica de Petrolina.....	93
10.4.1.	Simulação 1.....	93
10.4.2.	Simulação 2.....	94
10.4.3.	Simulação 3.....	95
10.4.4.	Simulação 4.....	95
10.4.5.	Desempenho Global do Sistema.....	97
11.	CONCLUS���ES.....	98
11.1.	Sugest���es para os Próximos Trabalhos.....	99
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101

APÊNDICE A – Planilhas da Simulação 1.....	106
APÊNDICE B – Planilhas da Simulação 2.....	110
APÊNDICE C – Planilhas da Simulação 3.....	112
APÊNDICE D – Planilhas da Simulação 4.....	113
ANEXO A – Características Técnicas, Normas, Padrões e Procedimentos para SFCR.....	116
ANEXO B – Projetos Aprovados no P&D Estratégico N° 13/2011.....	119
ANEXO C – Documentos Exigidos nas Etapas de Viabilização do Acesso à Rede de Distribuição para Usinas Geradoras.....	120
ANEXO D – Critérios Técnicos e Operacionais Estabelecidos pela ANEEL para a Conexão de uma Central Fotovoltaica À Rede em Média Tensão.....	121
ANEXO E – Orientações para elaboração de projetos de instalação de conexões.....	124
ANEXO F - Exigências para o sistema de proteção e controle de usinas geradoras	128
ANEXO G – orientações para operação, manutenção e segurança da conexão.....	132
ANEXO H -Exigências da ANEEL para Sistemas em Paralelismo Permanente.....	135
ANEXO I – Diretrizes para a Elaboração de Acordo Operativo.....	136
ANEXO J- Atividades Licenciadas Obrigatoriamente pelo IBAMA.....	139

1. INTRODUÇÃO

A ampliação da geração de energia elétrica de forma limpa, sustentável e com o mínimo de impactos socioambientais, a fim de garantir o desenvolvimento de todos os setores da economia brasileira, bem como o crescente consumo residencial, num curto espaço de tempo, é um desafio para o setor de planejamento energético do governo federal e para as empresas geradoras de eletricidade.

Diante desse cenário, a energia solar fotovoltaica configura no Brasil uma alternativa bastante atrativa para o aumento da eletricidade a ser injetada na matriz energética nacional, tanto do ponto de vista da disponibilidade do recurso solar, sobretudo na Região Nordeste, quanto do ponto de vista do tempo hábil e custos para sua instalação, se for comparada uma central fotovoltaica com uma hidrelétrica, por exemplo.

Devido a algumas ações da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) voltadas para a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, faz-se necessário um estudo que norteie os passos a serem dados para a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR), sobretudo dos sistemas de geração com fins comerciais, denominados centrais fotovoltaicas. Atualmente, são poucas as publicações que tratam do tema, e, mesmo assim, as publicações existentes tratam de sistemas experimentais ou sistemas de micro geração de energia (potência inferior a 100kW), integrados à edificação civil. Além do mais, as informações a respeito dos procedimentos para obter a concessão de acesso à rede são pouco difundidas.

Portanto, este trabalho apresenta, para uma central fotovoltaica conectada à rede em Média Tensão, a sua composição, os elementos que são requisitos para escolha da localidade de instalação e da tecnologia dos módulos fotovoltaicos, as exigências nacionais e internacionais quanto às características dos equipamentos que compõem os SFCR, as normativas técnico-operacionais estabelecidas pela ANEEL, e as normativas legais para obtenção do licenciamento ambiental.

Por fim, apresenta um estudo de caso de uma planta fotovoltaica de 2,5MWp, que faz parte da Chamada Pública Nº 013/2011 de Projetos Estratégicos de Pesquisa & Desenvolvimento da ANEEL, que está sendo instalada no município de Petrolina – PE. Nesse estudo de caso é verificado o cumprimento das exigências normativas e procedimentais discutidas no trabalho, os cálculos de geração de energia ao longo dos anos de vida útil da

central, o cálculo do desempenho global da central, e uma análise de viabilidade técnico-econômica.

Este trabalho tem como objetivo geral:

- ✓ Elaborar um documento que oriente a respeito de todas as etapas que devem ser cumpridas para a implantação de uma central fotovoltaica conectada à rede elétrica em média tensão, desde a sua concepção até sua operação, apresentando um estudo da viabilidade técnico-econômica para se investir nesse tipo de empreendimento.

E tem como objetivos específicos:

- ✓ Descrever a estrutura e os dispositivos de uma central solar fotovoltaica;
- ✓ Apresentar os fatores primordiais para escolha do local e da tecnologia a ser utilizada numa central solar fotovoltaica;
- ✓ Discutir as normativas técnicas para instalação de uma central solar fotovoltaica;
- ✓ Apresentar as exigências feita pelos órgãos consultivos e deliberativos para obtenção do licenciamento ambiental;
- ✓ Fazer um estudo de caso de uma central fotovoltaica a ser instalada na cidade de Petrolina, verificando o cumprimento das normativas nacionais e internacionais;
- ✓ Fazer uma simulação numérica da geração de eletricidade, da viabilidade técnico-econômica, do tempo de retorno financeiro de uma planta fotovoltaica de 2,5MWp, e do desempenho global da planta fotovoltaica de Petrolina a partir das características dos equipamentos e condições meteorológicas locais.

2. REVISÃO DE LITERATURA

As publicações científico/acadêmicas a respeito de SFCR no contexto brasileiro, além de poucas, focam basicamente sistemas de micro geração (potência inferior a 100kW), e geralmente, integrados à edificação civil. Apesar da grande importância da contribuição científica desses trabalhos, quando se buscam subsídios que norteiem a implantação de centrais fotovoltaicas no que diz respeito às normas, procedimentos e demais exigências nacionais e internacionais, é necessário recorrer a documentos fragmentados, pouco difundidos, e muitas vezes com informações superficiais, incompletas e não específicas para as centrais fotovoltaicas.

Essa carência de publicações atualizadas, que tratam das normas e procedimentos para a geração distribuída de energia elétrica, ocorre pelo fato dessa temática ser um tanto recente no Brasil e os padrões normativos ainda estarem em processo de aprimoramento ou elaboração. Essa carência ocorre tanto para os artigos científicos, quanto para as Teses e Dissertações que tratam dos SFCR em geral, e no que diz respeito às centrais fotovoltaicas, as publicações praticamente inexistem. Também são poucos os relatórios produzidos por instituições ligadas à pesquisa energética no Brasil que orientam a respeito do tema.

No entanto, ao tratarem de normas técnicas de qualidade dos equipamentos, fator de dimensionamento dos equipamentos, mecanismos de incentivo na viabilidade econômica dos SFCR, esses aspectos também podem ser utilizados para os projetos de uma central fotovoltaica. No texto abaixo, estão relacionadas algumas publicações científicas e acadêmicas relacionadas à geração distribuída de SFCR que se encontram na literatura nacional. Porém tais trabalhos não se referem, necessariamente, a grandes sistemas fotovoltaicos com a complexidade de uma central fotovoltaica.

Dentre as publicações mais recentes a respeito do tema, cita-se o trabalho de Benedito e Zilles (2010). Nesse artigo, os autores tratam de SFCR com o foco em sistemas residenciais. Na ocasião da publicação, ainda não existia uma normativa específica para os SFCR, como hoje já existe. Porém, os autores chamam a atenção para a legislação que classifica os SFCR em duas categorias: Autoprodutores (AP) – que geram a energia para consumo próprio e vendem o excedente - e Produtores Independentes de Energia (PIE) – cuja função é exclusivamente a venda de energia às concessionárias locais. De acordo com as prerrogativas de cada categoria, apenas pessoas jurídicas podem ser um PIE, desestimulando dessa forma o investimento nos SFCR por parte de pessoas físicas.

Viana e Parente (2010) abordam a experiência brasileira de incentivo às fontes renováveis de geração de energia elétrica por meio da realização de leilões de energia. Em parte do trabalho, os autores tratam da criação de certames específicos para empreendimentos utilizando fontes alternativas de energia nos leilões.

Varella et al. (2008) citam as ações tomadas pelo governo nas últimas décadas para o fomento da energia solar fotovoltaica no país, em termos de programas de disseminação e incentivos fiscais. Porém, o texto refere-se a sistemas autônomos e por isso os procedimentos e normas técnicas exigidas para os SFCR não são mencionadas.

Varella (2009) em sua tese de doutorado, apresenta uma estimativa para o índice de nacionalização para sistemas fotovoltaicos de bombeamento de água, de eletrificação rural, e de conectados à rede elétrica. A autora comprova que, naquele momento, 100% dos equipamentos dos SFCR eram importados. Dentre os objetivos do trabalho, o estudo poderia ser utilizado na elaboração de uma proposta de programa nacional de incentivo ao uso da energia solar fotovoltaica e à indústria brasileira desse setor.

Quaglia (2010) em sua dissertação de mestrado, avalia qual o modelo de Mecanismo de Incentivo é o mais adequado à promoção de SFCR com geração distribuída, visando o aumento da potência fotovoltaica instalada. O trabalho aborda com detalhes programas de incentivo financeiro para instalação de SFCR, mas normas e os procedimentos para implementação dos sistemas não são o foco do trabalho.

Wanderley e Campos (2013) citam normativas que norteiam a instalação de SFCR de micro geração e de mini geração (potência entre 100kW e 1MW) quanto aos aspectos legais expedidos pela ANEEL. Apesar de citarem as normativas, os autores não entram no mérito dos procedimentos técnicos de instalação.

Rodriguez (2002), já há mais de uma década, em sua dissertação de mestrado, faz um comparativo entre a geração centralizada e a geração distribuída, bem como atenta para a necessidade do desenvolvimento de políticas públicas que fomentem a inserção dos SFCR no Brasil.

Nogueira (2011) apresenta uma análise comparativa entre as principais barreiras enfrentadas pela geração distribuída a partir de SFCR e, em seguida, sugere quais mecanismos de incentivo seriam mais adequados para a promoção dessa tecnologia. A autora trata de Brasil e Chile por serem países com um grande potencial de irradiância solar, diante de outros países que tem a tecnologia fotovoltaica bem disseminada, porém apresentam recurso solar bem mais limitado.

Geraldi (2013) ratifica que as Redes Inteligentes favorecem a solução de diversos problemas cotidianos das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, tais como a gestão inteligente do carregamento e o gerenciamento automático na recuperação do fornecimento de energia. Porém, o autor chama a atenção para as dificuldades que a implantação de tecnologias de redes inteligentes pode criar para as distribuidoras. O mesmo enfatiza a facilidade do acesso ao sistema elétrico por parte da micro geração (inclusive a solar) possibilitada pela substituição dos medidores atuais por medidores inteligentes, através da legislação específica publicada pela ANEEL. Portanto, o autor aponta e quantifica alguns impactos técnicos relacionados à injeção de potência em um circuito secundário de distribuição elétrica.

Macedo (2006) apresenta a análise de resultados teóricos, correspondentes a simulações numéricas para várias localidades brasileiras, e resultados experimentais, relativos ao SFCR de 11,07 kWp, instalado na fachada do prédio da administração do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo.

Entretanto, no que diz respeito aos procedimentos e normativas para os SFCR, deve-se considerar atualizadas as publicações feitas posteriormente à Chamada Pública 013/2011 e/ou à Resolução Normativa N° 482/2012, ambas da ANEEL, as quais são consideradas ações de grande relevância para o desenvolvimento de projetos de geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica no Brasil.

Dentre as produções científico-acadêmicas mais atuais, encontram-se os trabalhos de Januzzi et al. (2012); Varela et al. (2012); Mitscher e Rüther (2012); que tratam das políticas públicas relacionadas aos sistemas fotovoltaicos no Brasil. Também convém citar o trabalho de Almeida (2012) que trata de temas mais técnicos, relacionados à qualificação dos sistemas FV conectados à Rede. Cabe também mencionar a Nota Técnica da EPE (MME-EPE, 2012) e os Relatórios Técnicos da COGEN - Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN, 2012) e da ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica – (ABINEE, 2013) que tratam de propostas para a inserção da energia solar no Brasil, além de questões técnicas relativas às condições e procedimentos para emissão de registro para centrais fotovoltaicas, como o relatório apresentado pela empresa CPFL Energias Renováveis S.A. (CPFL-Renováveis, 2013).

Diante do cenário das publicações acadêmicas, este trabalho contribui com as orientações necessárias para implantação de uma central fotovoltaica conectada à rede de distribuição elétrica, em termos de normas e procedimentos técnico-operacionais, das exigências legais e ambientais.

3. COMPOSIÇÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Define-se como “Central Fotovoltaica” os sistemas fotovoltaicos, necessariamente conectados à rede elétrica, com potência instalada superior a 200 kWp (REN21, 2010). A potência da central irá determinar a tensão na qual ela será conectada. A relação entre os níveis de tensão e os intervalos de potência são determinados pela ANEEL, conforme é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Níveis de tensão de conexão para centrais fotovoltaicas

Potência Instalada	Nível da Tensão de Conexão
200kW a 500kW	Baixa Tensão (Trifásica)/Média Tensão
501kW a 30MW	Média Tensão/Alta Tensão
> 30MW	Alta Tensão

Fonte: ANEEL, 2012 (adaptada)

O sistema de transmissão e de distribuição de energia no Brasil obedece valores padronizados de acordo com a configuração dos transformadores de tensão utilizados nas redes elétricas. A ANEEL define a classificação do nível de tensão de acordo com a tensão padronizada conforme é apresentado na Tabela 2:

Tabela 2 – Classificação do nível de tensão a partir da tensão padronizada

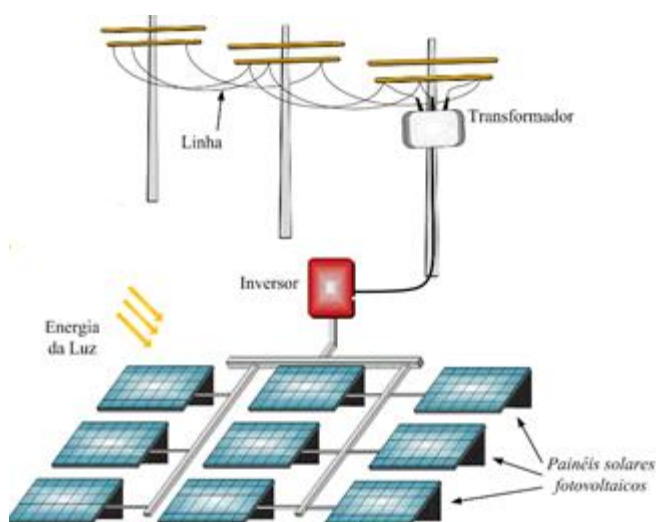
Classificação do Nível de Tensão		Faixa de Tensão (V)
Baixa Tensão	Monofásico	254/127 ou 440/220
	Trifásico	220/127 ou 380/220
Média Tensão		13800 ou 34500
Alta Tensão		69000 ou 138000

Fonte: ANEEL, 2012

Em termos de classificação dos sistemas fotovoltaicos, até o momento, a ANEEL, através da Resolução Normativa N° 482/2012, define apenas os sistemas de micro geração (potência até 100kW) e os sistemas de mini geração (potência superior a 100kW até 1MW). Portanto, é provável que a medida que esses sistemas de geração distribuída se tornem mais comuns, surja uma classificação mais completa, com base na capacidade de geração desses sistemas.

No entanto, independentemente da capacidade instalada, uma usina fotovoltaica tem como estrutura básica os geradores fotovoltaicos e os inversores de corrente elétrica. Obviamente, desde a conversão fotovoltaica até a entrega da eletricidade no ponto de conexão da rede elétrica, se faz necessária a utilização de dispositivos elétricos, tais como cabeamento e transformadores de tensão. Portanto, a composição da central começa com os geradores fotovoltaicos, formados pelo conjunto de módulos associados em série e/ou em paralelo, conforme a configuração que se deseja alcançar. A corrente é levada, através de um cabeamento adequado, para os inversores elétricos que irão converter a corrente contínua em corrente alternada. Os inversores são ligados a transformadores elétricos, que fazem a elevação da tensão para valores que a concessionária local distribui em sua rede elétrica. A Figura 1 representa o processo descrito anteriormente, desde a geração da energia nos módulos fotovoltaicos até a entrega da energia na rede de distribuição elétrica.

Figura 1 – Composição básica de uma central fotovoltaica



Fonte: adaptado do Labsolar/UFRJ

Na ilustração da Figura 1, o transformador está integrado ao poste da rede de distribuição elétrica, porém em se tratando de sistemas de maior potência, comumente o transformador fica acondicionado em subestações, próximo à rede elétrica.

Em se tratando da estrutura de uma central fotovoltaica, seus componentes apresentam características e funcionalidades específicas para a geração de eletricidade, conforme apresentadas nas seções a seguir.

3.1. Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico compreende o conjunto de módulos fotovoltaicos que serão associados em série, para atingir a tensão desejada, e em paralelo, para atingir a corrente elétrica desejada. Sabe-se que o próprio módulo apresenta essa mesma estrutura no que diz respeito ao arranjo de suas células fotovoltaicas que isoladamente têm valores de tensão e corrente relativamente baixos. O comportamento do gerador fotovoltaico é de um gerador de corrente contínua. Suas características de tensão e corrente variam com a irradiância solar coletada pelo módulo e com a temperatura que as células operam.

Uma vez dimensionado o conjunto de módulos fotovoltaicos que irão compor a central geradora, é de grande relevância a orientação e a inclinação dos painéis fotovoltaicos no intuito de maximizar a captação da radiação solar média ao longo do ano. Apesar de que, em locais de pequenas latitudes, como por exemplo, na cidade de Petrolina ($-9,1^\circ$), a orientação não ocasionará diferenças significativas no processo de geração. Mas, pelo fato de Petrolina estar localizada no hemisfério Sul, os painéis fotovoltaicos lá instalados devem estar com sua face voltada para o Norte Verdadeiro. Por consequência, localidades do hemisfério Norte, devem ter seus módulos com a face apontando para Sul Verdadeiro. Vale ressaltar que os pólos Norte e Sul verdadeiro, compreendem a correção da declinação magnética terrestre. Tal correção pode ser feita através de GPS e softwares que fazem tal correção.

Quanto à inclinação dos painéis, em geral ela pode ser aproximadamente igual ao ângulo da latitude, desde que pelo menos seja garantida uma inclinação que permita a ação auto limpante através da água da chuva. Na prática, em localidades de baixa latitude, os módulos devem ser instalados com inclinação mínima de 10° .

3.1.1. Características Elétricas de Módulos Fotovoltaicos

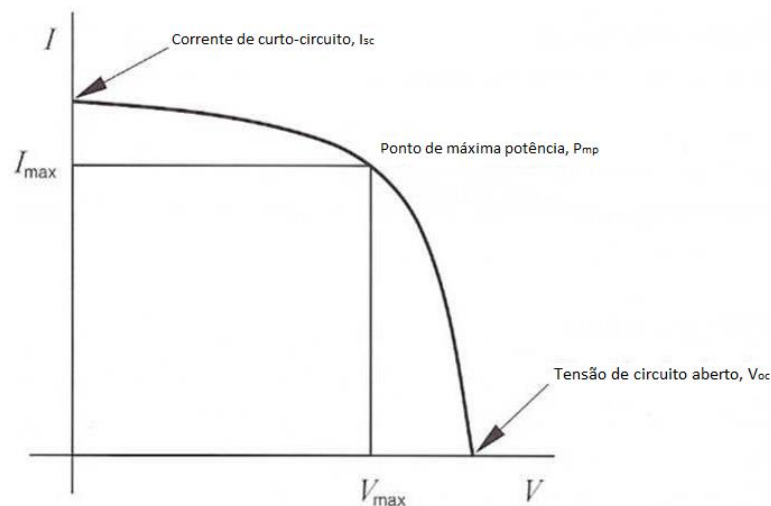
Todo módulo fotovoltaico apresenta características elétricas impressas na sua estrutura física, bem como as trazem no seu catálogo de informações (*data sheet*). No entanto a identificação de um módulo é feita por sua potência de pico, expressa em watt-pico (Wp). Tal definição de potência em watt-pico é feita através de ensaio em condições padrão (*Standard Test Conditions* – STC), que implica numa irradiância solar de 1000W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar igual a AM1,5. Portanto, estando o módulo exposto a condições meteorológicas reais, a potência gerada não será necessariamente igual a potência de pico

especificada. Haja vista que a potência gerada depende diretamente da irradiância e inversamente da temperatura da célula. Além da potência nominal do módulo, existem outros parâmetros elétricos que caracterizam o módulo. São eles:

- ✓ Tensão de circuito aberto (V_{oc}): Tensão medida quando o módulo está desconectado de qualquer outro dispositivo elétrico;
- ✓ Corrente de curto-circuito (I_{sc}): Corrente medida quando um amperímetro é ligado aos terminais do módulo;
- ✓ Ponto de máxima potência (P_{mp}): Corresponde à potência resultante do máximo produto entre tensão e corrente na curva característica I-V do módulo fotovoltaico.
- ✓ Tensão de máxima potência (V_{mp}): Tensão correspondente ao ponto de máxima potência;
- ✓ Corrente de máxima potência (I_{mp}): Corrente correspondente ao ponto de máxima potência.

Na Figura 2, é representada uma curva característica I-V de um módulo fotovoltaico e estão assinalados os parâmetros elétricos discutidos anteriormente.

Figura 2- Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico



Fonte: Guia de Instalações Fotovoltaicas (adaptação)

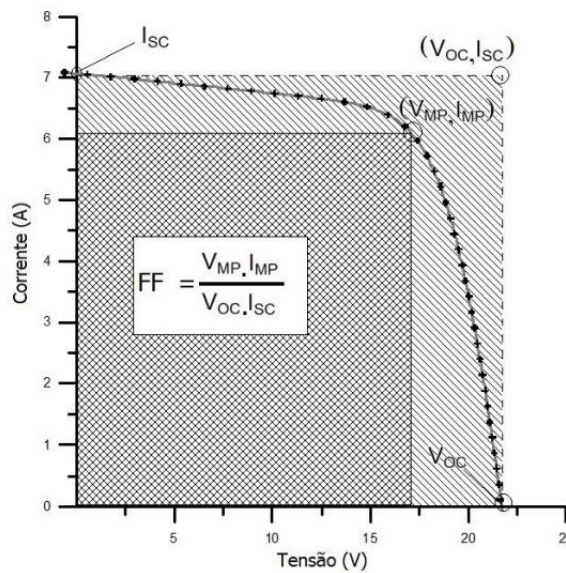
Outro importante fator de caracterização elétrica dos módulos é o fator de forma (FF), cujo valor vai de 0 (zero) a 1 (um). Quanto maior o fator de forma, maior a qualidade das células fotovoltaicas que compõem o módulo. O fator de forma é calculado através da Equação 1.

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (1)$$

O fator de forma é uma grandeza que representa o quanto a curva característica de um módulo se aproxima do retângulo resultante do digrama I-V, conforme mostrado na Figura 3 que representa a curva característica de um módulo arbitrário.

De acordo com a Figura 3, o fator de forma representa a relação entre o retângulo hachurado menor e o maior. Quanto mais próximos, melhor a qualidade elétrica do módulo.

Figura 3 - Representação do Fator de Forma



Fonte: Manual CEPEL/CRESESB (2014)

Para calcular a eficiência (η) de um módulo fotovoltaico, relaciona-se a máxima potência por ele gerada pela irradiância solar no plano do módulo (I_{col}) multiplicada pela área (A) do coletor. Em termos percentuais, a eficiência do módulo pode ser calculada através da Equação 2.

$$\eta = \frac{P_{mp}}{I_{col} \cdot A} \times 100 \quad (2)$$

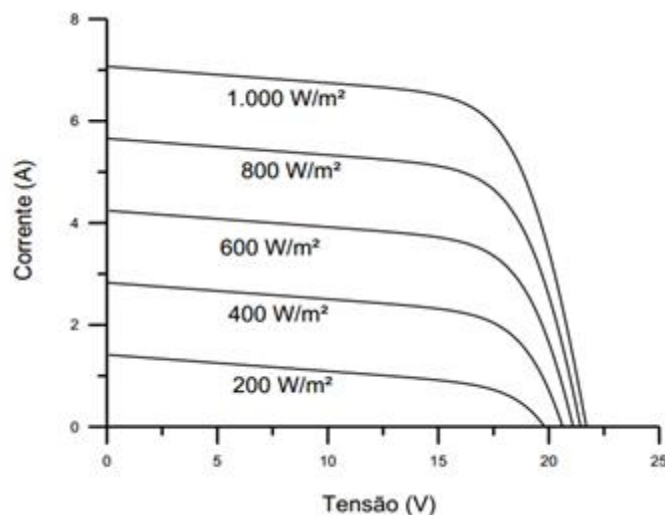
3.1.2. Fatores que Alteram o Desempenho de Módulos Fotovoltaicos

Como já foi dito anteriormente, as características elétricas apresentadas nos módulos fotovoltaicos se referem a ensaios feitos em condições padrão. No entanto, em condições

meteorológicas reais, essas características variam de acordo com a irradiância solar e com a temperatura atingida pela célula. Através da curva característica I-V, é possível verificar a alteração de desempenho de um módulo, conforme será apresentado a seguir.

- ✓ Efeito da irradiância solar: Este efeito é o mais importante para o quantitativo de energia que está sendo gerada no sistema. A irradiância solar influencia diretamente na corrente elétrica fotogerada. Pode-se considerar praticamente linear a variação da corrente curto-circuito com a irradiância solar. Fato que não ocorre com a tensão nos terminais do módulo, pois apesar de ser diretamente proporcional à irradiância, a variação não é linear, isso considerando que a temperatura do módulo permaneça constante, fato que não acontece em situações reais se houver variação da irradiância solar. A Figura 4, apresenta o desempenho de um módulo fotovoltaico, através da sua curva característica I-V, em função da irradiância solar.

Figura 4 - Desempenho de um módulo fotovoltaico em função da irradiância solar

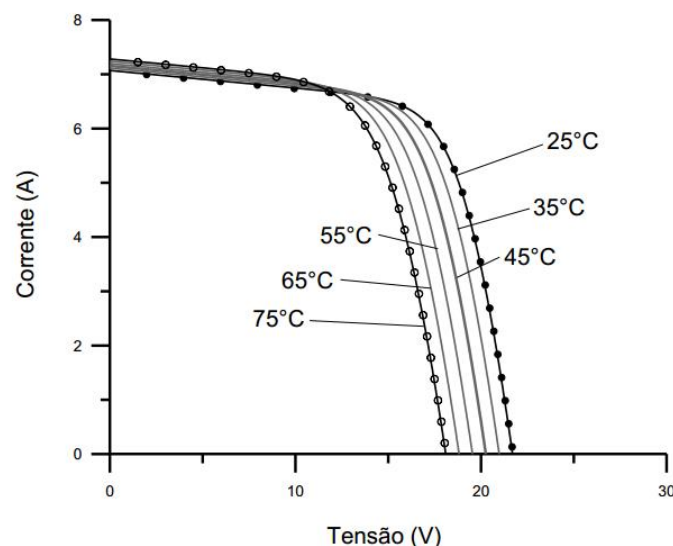


Fonte: Manual CEPEL/CRESESB (2014)

A Figura 4 representa a curva característica de um módulo de Silício cristalino, para diferentes irradiâncias, mantendo-se a temperatura do módulo constante. Mas, esse comportamento pode ser estendido a módulos de qualquer tecnologia.

- ✓ Efeito da Temperatura: A temperatura atingida pelas células fotovoltaicas é um outro fator que tem influência direta no desempenho dos módulos fotovoltaicos. O aumento da temperatura implica em um pequeno aumento da corrente foto gerada, porém causa diminuição da tensão de saída do módulo. A diminuição da tensão, com o aumento da temperatura é mais expressiva do que o aumento da corrente, e pelo fato da geração de energia estar relacionada ao produto tensão pela corrente (potência), o aumento da temperatura dos módulos implicará em uma perda de geração de eletricidade. A grande questão é que, para geração fotovoltaica, o elemento mais importante é a irradiância solar. Altos índices de irradiância, resultam no aumento natural da temperatura dos módulos. Fato esse, que permite concluir que se forem comparadas a geração fotovoltaica de duas regiões com mesma irradiância solar e diferentes temperaturas ambiente, para um mesmo tipo de módulo fotovoltaico, a localidade com temperatura mais baixa apresentará uma maior geração de eletricidade. Na Figura 5, estão representadas curvas características I-V de um módulo fotovoltaico em função da temperatura atingida pelas células fotovoltaicas.

Figura 5 - Desempenho de um módulo fotovoltaico em função da temperatura das células



Fonte: Manual CEPEL/CRESESB (2014)

A Figura 5 representa o desempenho de um módulo fotovoltaico de Silício cristalino e as curvas foram extraídas a partir de uma irradiância constante de 1000W/m^2 , mas este comportamento pode ser generalizado para módulos de tecnologias diversas.

Conhecendo a curva característica em condições padrão I-V do módulo fotovoltaico, fornecida pelo fabricante, é possível prever o deslocamento da curva devido à variação de temperatura através dos coeficientes de temperaturas apresentados a seguir:

O coeficiente de temperatura (β) determina a variação da tensão de circuito aberto (ΔV_{oc}) em função da variação da temperatura (ΔT) da célula, em relação às condições padrão. Tal coeficiente é calculado pela Equação 3.

$$\beta = \frac{\Delta V_{oc}}{\Delta T} \quad (3)$$

É comum que os fabricantes de módulos informem qual é o valor do coeficiente (β) nos seus catálogos (*data sheet*). Sendo a temperatura da célula, em condições padrão, igual a 25°C, pode-se facilmente calcular a variação sofrida pela tensão de circuito aberto (V_{oc}), através da Equação 3, desde que se conheça a variação de temperatura. Vale ressaltar que a variação da tensão com o aumento da temperatura é uma variação negativa, e vice-versa.

Um outro coeficiente de temperatura (α) determina a variação da corrente curto circuito (I_{sc}) em função da variação da temperatura (ΔT). Pode ser calculado pela Equação 4.

$$\alpha = \frac{\Delta I_{sc}}{\Delta T} \quad (4)$$

Sendo informado pelo fabricante o valor do coeficiente α do módulo fotovoltaico, basta conhecer a variação de temperatura que se calcula facilmente a variação da corrente curto circuito. A variação corrente com o aumento da temperatura é positiva, e vice-versa.

O terceiro coeficiente de temperatura (γ), relaciona a variação da potência de pico (máxima potência) com a variação de temperatura das células fotovoltaicas. Tal coeficiente pode ser calculado pela Equação 5.

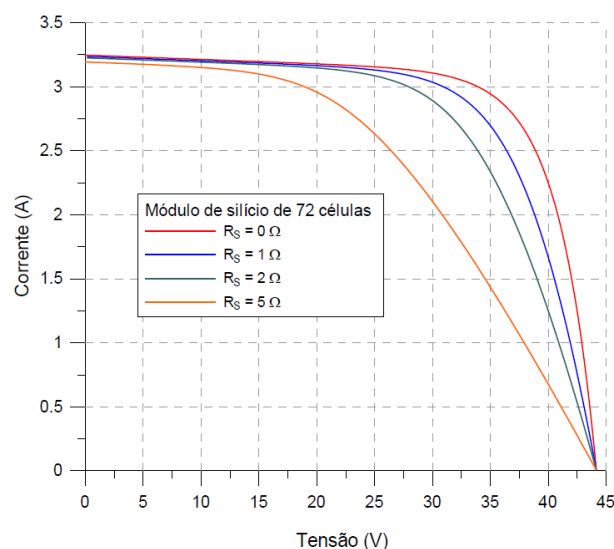
$$\gamma = \frac{\Delta P_{MP}}{\Delta T} \quad (5)$$

O coeficiente γ também é informado pelo fabricante do módulo, através dele pode-se calcular a variação da máxima potência através da Equação 5. A variação da potência é o

produto da variação de tensão e da corrente, portanto, para um aumento de temperatura a variação de potência máxima é negativa, e vice-versa.

- ✓ Resistência em série (R_s): Trata-se de um elemento existente, necessariamente, nos módulos fotovoltaicos devido a sua configuração elétrica, como por exemplo, resistência à passagem de corrente nos dedos da grade metálica, a resistência de contato entre o metal e o semicondutor e a resistência devido às ligações entre as células que compõem o circuito elétrico do módulo fotovoltaico. Portanto, espera-se que um número maior de células fotovoltaicas associadas em série, implicará numa maior resistência em série. Em se tratando do desempenho de módulos fotovoltaicos, o aumento da resistência em série implicará diretamente na redução de potência dos mesmos. A Figura 6 ilustra o comportamento das curvas características I-V de um módulo fotovoltaico de Silício cristalino com 72 células, variando a sua resistência série.

Figura 6 – Curvas características I-V de um módulo fotovoltaico de silício cristalino devido à variação da Resistência Série

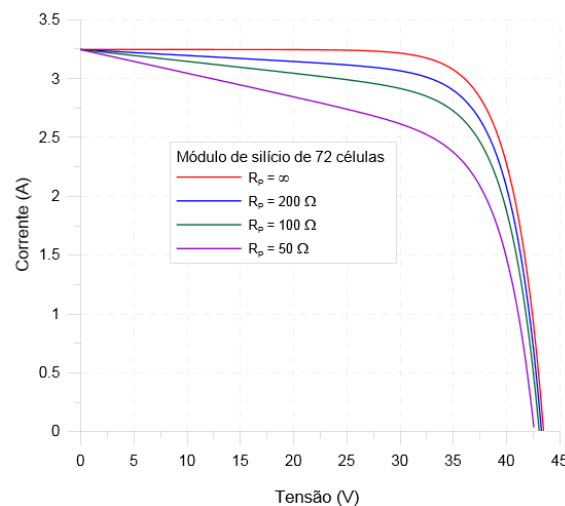


Fonte: Bühler (2007)

Conforme pode ser observado na Figura 6, o aumento da resistência série implica na diminuição dos valores do ponto de máxima potência.

- ✓ Resistência em Paralelo (R_p): É um mecanismo utilizado nos módulos fotovoltaicos no intuito de impedir as correntes de fuga. Um módulo ideal deveria ter resistência paralela infinita, pois valores baixos causam uma queda na potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico devido ao caminho alternativo que a corrente elétrica fotogerada pode tomar. Na Figura 7 é representado o comportamento das curvas características I-V de um módulo fotovoltaico de Silício cristalino com 72 células, variando a sua resistência paralela.

Figura 7 - Curvas características I-V de um módulo fotovoltaico de silício cristalino devido à variação da Resistência Paralela



Fonte: Bühler (2007)

Na Figura 7, percebe-se o comportamento das curvas I-V que enquanto menor o valor da resistência paralela, menor o valor do ponto de máxima potência.

- ✓ Temperatura Nominal de Operação da Célula: Como já foi citado anteriormente, as condições padrão (STC), na maioria das vezes, não condizem com as condições reais nas quais os módulos se encontram quando expostos ao Sol. São as propriedades térmicas e ópticas do material de fabrico das células que irão determinar a sua temperatura nominal de operação (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*). Tal temperatura é obtida com o módulo em circuito aberto, exposto a uma irradiância de 800 W/m^2 , a uma temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento de 1 m/s . Geralmente, a temperatura nominal de uma célula está entre 40°C e 50°C e quanto menor ela for, melhor será o desempenho do módulo.

3.1.3. Características Gerais de Módulos Fotovoltaicos

Para conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica, independentemente do seu porte, a ANEEL determina que os módulos fotovoltaicos devam ser novos, além de satisfazerem as normas nacionais e internacionais de controle de qualidade, conforme apresentado do Anexo A.

3.2. Inversores Elétricos

Em linhas gerais, os inversores são dispositivos elétricos que convertem a corrente contínua, gerada pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada. O seu correto dimensionamento é fundamental para que seja garantida a máxima produtividade de geração do sistema fotovoltaico. Em caso de sistemas que necessitam de transformadores elétricos, como é o caso da central fotovoltaica de Petrolina, o inversor “enxerga” a rede elétrica que estará após o transformador, sincronizando a energia entregue com a tensão e a frequência de operação no ponto de conexão com a rede elétrica, garantido, dessa forma, a qualidade da energia do sistema.

Os inversores de SFCR devem possuir controles que efetuem a desconexão e o isolamento, ou seja, eles devem se desconectar da rede se os níveis de tensão e frequência não estiverem dentro dos limites estabelecidos. Sistemas de controle e proteção, que desconectam o inversor quando a rede elétrica da concessionária falha, também devem ser agregados ao equipamento, evitando, assim, a operação ilhada.

Além do sincronismo entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica, o inversor tem como função realizar o seguimento do ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico, garantindo dessa forma que nele seja sempre recebida a máxima potência que o gerador está fornecendo instantaneamente.

Devido à grande importância dos inversores elétricos nos SFCR, faz-se necessário discutir algumas de suas características e funcionalidades, conforme exposto a seguir.

3.2.1. Características Técnicas

Dentre as características técnicas dos inversores para SFCR, destacam-se as características elétricas que devem ser levadas em consideração para a escolha do inversor e no seu dimensionamento a partir da potência instalada do sistema fotovoltaico. Portanto, alguns

critérios e características, comuns aos inversores utilizados para SFCR devem ser levados em consideração, conforme apresentados a seguir.

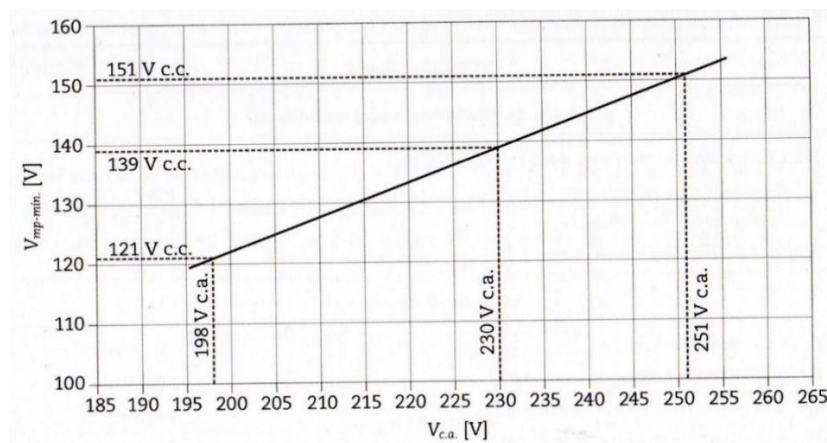
- ✓ A tensão fornecida pelo gerador fotovoltaico deve estar na faixa de tolerância especificada no inversor;
- ✓ A tensão de circuito aberto (V_{oc}) do gerador não pode ser superior à tensão de entrada especificada no inversor, nos momentos de temperaturas ambientes mais baixas;
- ✓ A tensão de máxima potência (V_{mp}) do gerador não pode ficar abaixo da faixa de tensão de entrada especificada no inversor nos momentos de temperaturas ambientes mais elevadas.

A caracterização elétrica dos inversores, também pode ser feita através de curvas características que relacionam seus diversos parâmetros, como apresentadas a seguir.

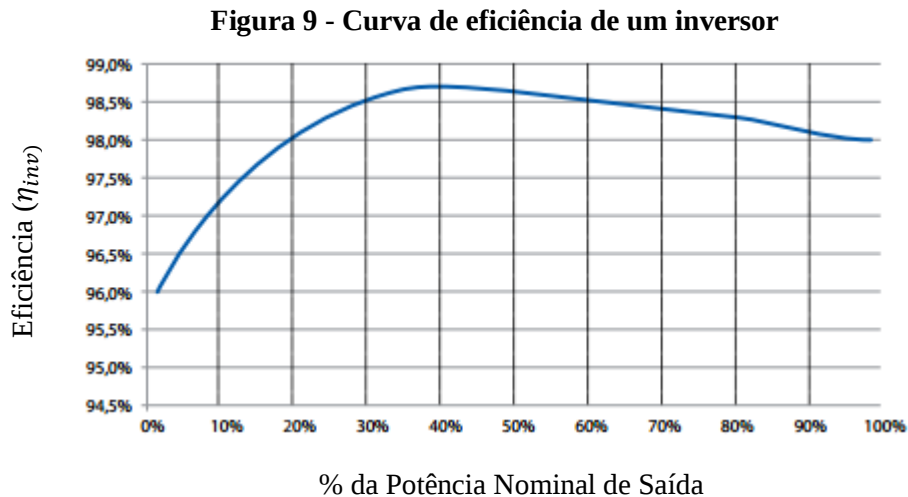
- ✓ Curva característica da tensão mínima no ponto de máxima potência (V_{mp-min}) do gerador em função da tensão da rede elétrica (V_{ca}) na qual o inversor estará conectado. A Figura 8, representa um exemplo de curva característica para um determinado inversor, escolhido aleatoriamente.

Na Figura 8 observa-se, por exemplo, que se a tensão na rede (V_{ca}) for de 198V, a tensão mínima do ponto de máxima potência (V_{mp-min}) do gerador fotovoltaico deve ser de 121V. Em geral, os inversores operam em uma larga faixa de tensão c.c. de entrada.

Figura 8 - Tensão mínima no ponto de máxima potência em função da tensão de conexão da rede



- ✓ A curva de eficiência de conversão (η_{inv}) c.c./c.a. do inversor fornece subsídios para otimização do SFCR, pois aponta a faixa de operação em que o inversor apresentará melhor desempenho. A Figura 9, representa um exemplo de uma curva de eficiência de um inversor escolhido aleatoriamente.



Observando a Figura 9, verifica-se que para uma potência nominal de saída em torno de 40%, o inversor apresenta os índices mais altos de eficiência, havendo a partir daí uma queda de eficiência não muito acentuada.

3.2.2. Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP)

Trata-se de um dispositivo existente nos inversores que desloca o ponto de operação do gerador fotovoltaico para o ponto de máxima potência, caso esses não estejam coincidindo. O que ocorre é que para cada condição de irradiância solar e temperatura de operação da célula haverá um ponto de máxima potência na curva característica do gerador para aquelas condições de irradiância e temperatura.

Portanto, levar o ponto de operação da célula para o ponto de máxima potência instantânea, implicará diretamente no aumento do desempenho global do sistema fotovoltaico, uma vez que o inversor estará recebendo em sua entrada o maior valor de potência que o módulo pode gerar em cada condição de operação.

Assim como a alta eficiência de conversão c.c./c.a, uma alta eficiência de seguimento do ponto de máxima potência (η_{SPMP}) é um parâmetro importante para evitar perdas significativas na geração do sistema fotovoltaico.

Para calcular a eficiência de seguimento do ponto de máxima potência, relaciona-se a energia obtida pelo inversor, de um dado gerador fotovoltaico, com a energia que poderia ser obtida desse mesmo gerador se o inversor fosse munido de um sistema SPMP, conforme apresentado na Equação 6.

$$\eta_{SPMP} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{FV} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{mp} dt} \quad (6)$$

Na Equação 6, o produto da potência entregue pelo gerador ao inversor (P_{FV}) por um intervalo de tempo infinitesimal (dt), implica na energia instantânea obtida pelo gerador. E o produto da potência máxima (P_{MP}) por (dt), implica na energia instantânea que pode ser obtida se o inversor tiver o seguidor de máxima potência.

3.2.3. Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

Trata-se de um importante parâmetro para otimizar a geração do sistema, bem como prolongar a vida útil do inversor. Para calcular o FDI, relaciona-se a potência nominal do inversor (P_{inv}^0) e a potência de pico do gerador (P_{FV}^0), conforme apresentado na Equação 7.

$$FDI = \frac{P_{inv}^0}{P_{FV}^0} \quad (7)$$

Porém, segundo Macêdo (2006), o modelo do inversor utilizado no sistema é mais importante para o quantitativo de energia produzida do que a escolha da relação FDI propriamente dita. Macêdo (2006), avaliou para diferentes localidades brasileiras qual seria o FDI mais adequado e chegou à conclusão que a diferença em termos de produtividade anual para um FDI superior a 0,55 era inferior a 50kWh/kWp.ano.

De acordo com a literatura, os valores inferiores do FDI, recomendados por fabricantes e instaladores, variam entre 0,75 e 0,85. Enquanto os valores superiores não ultrapassam 1,05 (CRESESB, 2014)

3.2.4. Características Gerais do Inversor

Assim como ocorre para os módulos fotovoltaicos, para ter acesso à rede de distribuição, existem condições de exigências nacionais e internacionais para os inversores elétricos que farão parte da planta fotovoltaica. No Anexo A, estão apresentadas essas exigências.

3.3. Sistema de Cabeamento

Sendo o sistema de cabeamento parte integrante de interligação de qualquer sistema elétrico, para uma central fotovoltaica obter a permissão de conexão à rede elétrica, várias exigências nacionais e internacionais devem ser atendidas conforme apresentadas no Anexo A.

Além de atender as exigências citadas anteriormente, as dimensões (“bitola”) do cabeamento deve-se levar em consideração a perda máxima permitida no cabeamento, a tensão nominal de saída do gerador, bem como a distância entre os dispositivos e a rede elétrica.

3.4. Avaliação de Desempenho dos SFCR

Para qualquer SFCR é fundamental fazer a avaliação de desempenho desse sistema de modo a verificar se o seu funcionamento está de acordo com a previsão teórica de geração. Existem alguns elementos que permitem avaliar o funcionamento do sistema a partir de seus balanços energéticos. Dentre esses elementos de avaliação, estão o fator de capacidade, a energia específica, e o rendimento global (*performance ratio – PR*).

3.4.1. Fator de Capacidade

O fator de capacidade, conforme definido por Lisita (2004), é a “*capacidade que um sistema possui de produzir energia se operasse em sua potência nominal durante as 24 horas do dia.*” O cálculo do fator de capacidade anual é dado pela Equação 8 (Lisita,2004):

$$FC(\%) = \frac{Eg(kWh)}{Pn(kWp) \times 24h \times 365} \times 100 \quad (8)$$

Em que FC é o fator de capacidade do sistema, Eg é a energia produzida pelo sistema em um ano, e Pn é a potência nominal do sistema fotovoltaico.

3.4.2. Energia Específica (EE)

A energia específica é um elemento de avaliação que permite a comparação da produção de energia de SFCR de tamanhos e localizações diferentes. Esse parâmetro pode relacionar a energia gerada em determinado intervalo de tempo, tanto com a potência quanto com a área do arranjo fotovoltaico. Sistemas com a mesma potência nominal podem apresentar diferentes valores para a energia específica.

3.4.3. Desempenho Global do Sistema (*Performance Ratio* – PR)

O *performance ratio* (PR), é um mecanismo de avaliação do desempenho do sistema que leva em consideração todas as perdas envolvidas. O cálculo do PR é feito através da Equação 9.

$$PR = \frac{Y_F}{\frac{\int_{t_1}^{t_2} I_{col} dt}{I_R}} \quad (9)$$

Em que I_{col} é a irradiância global recebida no plano do coletor e I_R é a irradiância de referência. Já o termo Y_F é a produtividade do sistema. Para um determinado intervalo de tempo, a produtividade do sistema é calculada pela relação entre o valor médio da energia entregue à carga e a potência nominal do gerador fotovoltaico. A Equação 10 representa como calcular a produtividade do sistema.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_{FV}^0} \quad (10)$$

Notar que Y_F é expressa em kWh/kWp, ou simplesmente por horas.

Portanto, apesar de haver mais de um mecanismo para avaliar os desempenhos dos sistemas fotovoltaicos, o PR é, dentre os demais, o elemento, comumente, mais utilizados para avaliação de desempenho.

4. AVANÇOS PARA O FOMENTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA E ESTADO DA ARTE DAS CENTRAIS FOTOVOLTAICAS NO BRASIL

Atualmente, muito se tem pesquisado e discutido na área de sistemas fotovoltaicos, sobretudo dos conectados à rede elétrica, para geração de energia elétrica no Brasil. Infelizmente, o número desses sistemas instalados e conectados à rede ainda é pouco expressivo no Brasil, a ponto da energia por eles gerada sequer aparecer percentualmente no panorama de geração de energia elétrica nacional, mesmo o Brasil sendo um país de grande extensão territorial com altos índices de irradiância solar em grande parte do seu território.

Em âmbito nacional, o órgão responsável pela elaboração e implementação de políticas para o setor energético é o Ministério de Minas e Energia (MME) que opera em consonância com as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE). Recentemente, o MME, através da EPE, publicou o Plano Nacional de Energia – PNE 2050 em que, segundo a projeção feita para o intervalo entre os anos de 2013 e 2050, o consumo de eletricidade no Brasil tende a triplicar. E são esses indícios que subsidiam o rumo das políticas energéticas e o do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE até 2023.

Através desses estudos é possível visualizar a situação atual do setor elétrico brasileiro e propor estratégias de expansão da oferta de energia, levando em consideração a eficiência energética, a inovação tecnológica e o consumo de energia, a fim de propor um desenvolvimento sustentável para o país. No PNE 2050, a energia solar fotovoltaica é apontada como uma alternativa para atender à crescente demanda energética nacional e garantir a participação das fontes de energia renováveis não convencionais na matriz elétrica nacional.

Dentro dessa perspectiva de fomento à energia solar fotovoltaica, algumas ações vêm sendo tomadas aqui no Brasil para o fortalecimento dos fotovoltaicos nos setores industrial, comercial e das normativas, através de leis e resoluções. Dentre as iniciativas para a disseminação da energia solar fotovoltaica no Brasil, as principais são citadas a seguir:

- I. Decreto Legislativo nº 996/2009 – Aprova o texto do acordo entre os governos do Brasil e Alemanha sobre cooperação no setor de energia com foco em energias renováveis e eficiência energética, celebrado em Brasília em maio de 2008. Nesse acordo é levada em consideração a necessidade de assegurar oferta e uso seguros e sustentáveis de

energia; a necessidade de cooperação em processos de geração de energia e eficiência energética, que assegurem um desenvolvimento sustentável; o objetivo da cooperação é o de aperfeiçoar e desenvolver uma infraestrutura de energia sustentável por meio de eficiência energética e medidas de economia de energia, assim como ampliação do uso das energias renováveis; o interesse bilateral com vistas ao desenvolvimento de tecnologias e na sua disseminação; e os mútuos benefícios econômicos e ambientais oriundos do intercâmbio científico, tecnológico, industrial e comercial no setor de eficiência energética e em energias renováveis.

Dentre as principais ações previstas no acordo, destacam-se a promoção e o estímulo do diálogo de políticas, o intercâmbio científico e tecnológico e a participação do setor privado nas iniciativas desenvolvidas no âmbito do acordo; a troca de informações e experiências nas áreas de energias renováveis, eficiência energética, tecnologias inovadoras de propulsão e geração, além de troca de informações sobre modelos de financiamento fiscal, metrologia, padronização, regulamentos técnicos, procedimentos e verificação de conformidade, disseminação de melhorias práticas, e desenvolvimento industrial.

- II. Lei Nº 12.783/2013: Altera algumas leis pré-existentes que dispõem sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; sobre a redução dos encargos setoriais; e sobre a modicidade tarifária. O Art. 23 dessa lei trata da alteração da Lei 10.438/2002 cujo Art.13 cria a Cota de Desenvolvimento Energético – CDE visando ao desenvolvimento energético dos Estados, cujo inciso VI apresenta como objetivo promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural.

Outra lei alterada é a de nº 9.427/96 cujo Art. 26, § 5º passa a vigorar com as seguintes alterações: “... *os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW (mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) 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 kW (quinhentos quilowatts)...*”

- III. A ANEEL publicou em agosto de 2011 a Chamada de Projetos Estratégicos de Pesquisa & Desenvolvimento Nº 013/2011 intitulada de “Arranjos Técnicos e Comerciais para

Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. Os projetos selecionados (listagem no Anexo B) somaram investimentos da ordem de R\$ 395 milhões. Foram qualificados 18 projetos, distribuídos entre 96 empresas, 62 instituições de ensino e pesquisa e 584 pesquisadores. Os projetos totalizaram uma geração de 24,5 MWp no prazo de até três anos (ANEEL, 2011). Embora o número total de projetos tenha sido reduzido por diversos motivos, a expectativa é que os projetos aumentem o conhecimento tecnológico pelos diversos atores envolvidos, reduzindo a sua barreira de penetração, bem como alavancar o desenvolvimento tecnológico e de serviços.

- IV. AGENDA SETORIAL: O Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, apresenta uma proposta para o setor de energia solar, cujo objetivo é criar condições para a instalação e desenvolvimento de toda cadeia industrial. Essa ação faz parte do Programa Brasil Maior, lançado em agosto de 2011, envolvendo diversos ministérios, órgãos de Estado, bem como o setor privado.
- V. Resolução Normativa da ANEEL N° 482 de 19/04/2012 - Que estabelece as condições gerais para o acesso de micro geração e mini geração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Esta resolução visa reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte. A partir de janeiro de 2013 as distribuidoras passaram a atender às solicitações de acesso das unidades geradoras.
- VI. Resolução Normativa da ANEEL N° 481 de 20/04/2012 – Que altera o desconto de 50% para 80% nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão para centrais com fonte solar para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até dezembro de 2017. Desconto válido nos 10 (dez) primeiros anos de operação.
- VII. Resolução Normativa da ANEEL N° 493 de 08/06/2012 – Que estabelece procedimentos e condições de fornecimento por meio de microssistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica ou sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente.
- VIII. LEILÃO DE ENERGIA NOVA A-3/2013: Foi lançado em Julho de 2013, pela EPE/MME, um documento que traz as instruções para o de cadastramento de empreendimentos fotovoltaicos para participação nos leilões para contratação de energia elétrica, proveniente de empreendimentos de geração solar fotovoltaica. Esse leilão, ocorrido em outubro de 2013, foram negociados contratos de comercialização de energia na modalidade por quantidade para empreendimentos hidrelétricos, e na

modalidade por disponibilidade para empreendimentos de geração a partir de fonte eólica, solar, termelétrica a gás natural e à biomassa (EPE/MME, 2013).

- IX. LEILÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL A-5/2014: Ocorrido em 31 de outubro de 2014, em que empreendimentos fotovoltaicos e eólicos participaram, totalizando 889,66MW de fotovoltaicos a serem instalados no Brasil através de 31 empresas.
- X. ABNT- A Associação Brasileira de Normas Técnicas publicou nos últimos anos três normas que estão relacionadas a equipamentos fotovoltaicos. São elas:
 - a) NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
 - b) NBR 16150:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade.
 - c) NBR 10899:2013 – Terminologia- Energia Solar Fotovoltaica.
 - d) NBR 16274:2014 – Instalação, comissionamento & inspeção – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
- XI. PROJETOS DE LEI (PL): Também se encontram tramitando no congresso nacional, projetos de lei relacionados à viabilização do uso de sistemas fotovoltaicos, tais como o Projeto de Lei 1859/2011, que dispõe sobre incentivos à utilização de energia solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição em baixa tensão; Projeto de Lei 2952/2011 que institui o programa de incentivo ao aproveitamento de energia solar e dá outras providências. Também há o Projeto de Lei 630/2003 que propõe incentivos fiscais para geração de energia fotovoltaica, mas que se encontra nesta ocasião na mesa diretora da câmara dos deputados aguardando deliberação de recurso.
- XII. INMETRO- No segundo semestre de 2012, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, através do Programa Brasileiro de Etiquetagem, classificou quanto à eficiência energética, 270 modelos de módulos fotovoltaicos de 41 marcas (INMETRO, 2012). A classe e os índices de eficiência de classificação são apresentados na Tabela 3:

TABELA 3 – Classificação de módulos fotovoltaicos quanto à eficiência energética (EE).

Classes	Índice Módulo		c-Si		Filmes Finos		EE
	c-Si	Filmes finos	Total	%	Total	%	
A	EE>13,5	EE>9,5	148	56,7	1	11,1	Mais eficiente
B	13,5≥EE>13,0	9,5≥EE>7,5	29	11,1	3	33,3	
C	13,0≥EE>12,0	7,5≥EE>6,5	41	15,7	1	11,1	
D	12,0≥EE>11,0	6,5≥EE>5,5	13	5,0	4	44,4	
E	EE<11,0	EE<5,5	30	11,5	0	0,0	Menos eficiente
			261	100	9	100	

Fonte: INMETRO, 2012

Além das ações supracitadas, entre outras que são de menor relevância para a disseminação da geração de energia solar fotovoltaica no Brasil, um fator muito importante na tomada de decisão em instalar um sistema fotovoltaico é o custo do empreendimento. Nesse aspecto, as perspectivas são boas, pois ao longo dos anos o preço dos equipamentos de sistemas fotovoltaicos vêm caindo significativamente. Os módulos fotovoltaicos que representam a maior parte do investimento, devido à grande oferta no mercado, sobretudo devido à grande produção da indústria chinesa, têm tornado o preço da energia fotovoltaica competitivo com a energia proveniente das hidrelétricas em alguns estados brasileiros. Mas também, o custo total do sistema fotovoltaico instalado vem sofrendo queda de preço ao longo dos anos. Uma análise de propostas licitatórias para a instalação da central fotovoltaica de Petrolina-PE apresentada por quatro empresas do ramo dos fotovoltaicos e realizada no ano de 2013, revelou que existe uma paridade no preço dos equipamentos. Porém, houve uma variação significativa no preço dos serviços de instalação.

Em relação aos custos, Rüther (2011) afirmou: “A realidade da energia fotovoltaica no mundo é de crescimento. E quanto maior a demanda, maior é a tendência de que os preços de seus compostos e do valor da energia solar caiam, à medida que forem ocupando maior papel no mercado.”

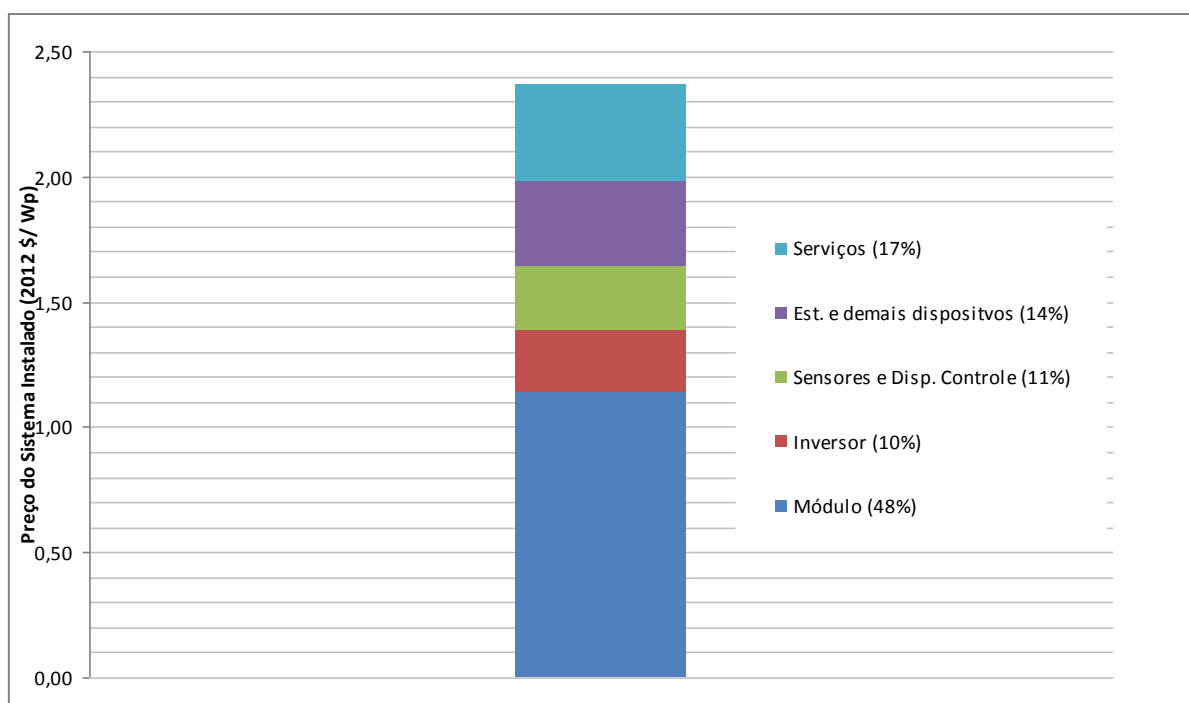
De fato, com a entrada de alguns países na produção de módulos fotovoltaicos e com as inovações acontecendo nessa indústria, que busca novas formas de fabricar, financiar, empacotar, vender e instalar a energia solar utilizando as tecnologias disponíveis

comercialmente hoje, verifica-se uma queda no preço dos módulos fotovoltaicos que não foge à regra da lógica comercial de oferta e demanda.

Segundo Rinaldi (2013), devido ao fornecimento constante em torno de 200% da demanda anual dos módulos fotovoltaicos nos últimos anos, houve uma queda nos preços dos módulos de c-Si em torno de 55% entre o primeiro trimestre de 2011 (\$ 1,10/Wp) e o primeiro trimestre de 2013 (\$ 0,50/Wp), sendo este último, o preço médio praticado pelo mercado atualmente.

A análise das propostas licitatórias apresentadas por quatro empresas que concorreram para a implementação da Central Fotovoltaica de Petrolina de 2500 kWp com valores cotados em 2012, é apresentada na Figura 10.

Figura 10 - Composição dos preços médios dos componentes de uma central fotovoltaica de 2500kWp no Brasil



Fonte: Grupo FAE/UFPE, 2013

Em relação aos percentuais apresentados na Figura 10, atualmente, existe uma variação devido à queda nos preços dos módulos fotovoltaicos. Quanto ao preço dos demais elementos não ocorreram variações significativas.

No PNE 2050, foi feito um estudo da viabilidade econômica para a energia solar fotovoltaica distribuída em que, segundo as projeções de redução dos custos, a paridade tarifária

deverá ser atingida, em todo território nacional, por volta de 2022 para os consumidores de baixa tensão e para os consumidores de média tensão, no final da década de 2020. Na Tabela 4 são apresentadas a perspectiva dos custos de sistemas fotovoltaicos segundo as projeções feitas pela EPE.

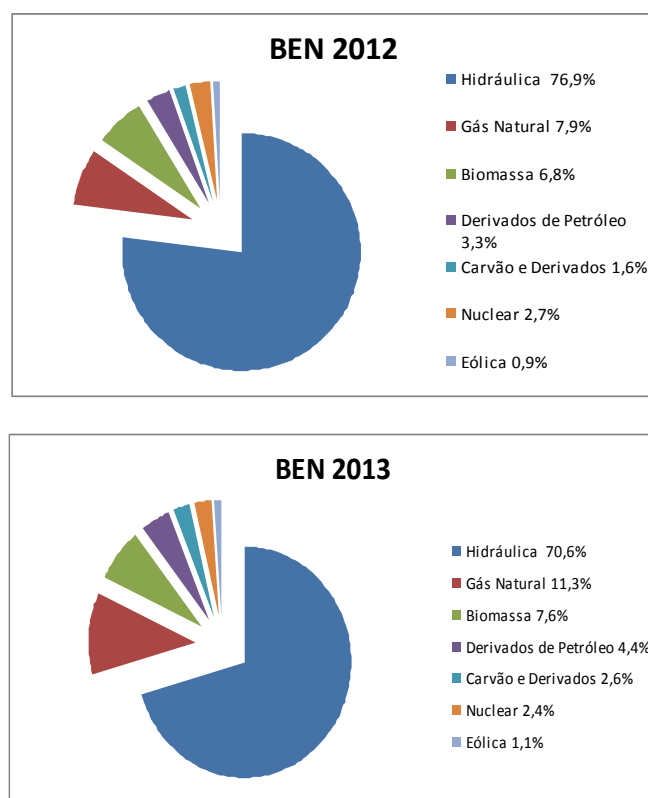
Tabela 4 – Perspectiva da redução de custos de sistemas fotovoltaicos (R\$/Wp)

	2013	2020	2030	2040	2050
Residencial	7,0	4,4	3,2	2,7	2,3
Comercial	6,5	4,2	3,0	2,5	2,1
Industrial	6,0	3,4	2,7	2,3	2,0

Fonte: EPE (2014)

No panorama nacional, em relação às fontes de geração de energia elétrica nos anos de 2012 e 2013, apresentado pelo MME através do Balanço Energético Nacional (BEN), mostra uma variação percentual em relação às fontes existentes no país, conforme é mostrado na Figura 11:

Figura 11– Oferta de energia elétrica no Brasil em 2012 e 2013 (%).



Fonte: Balanço Energético Nacional-MME,2014 (Adaptação)

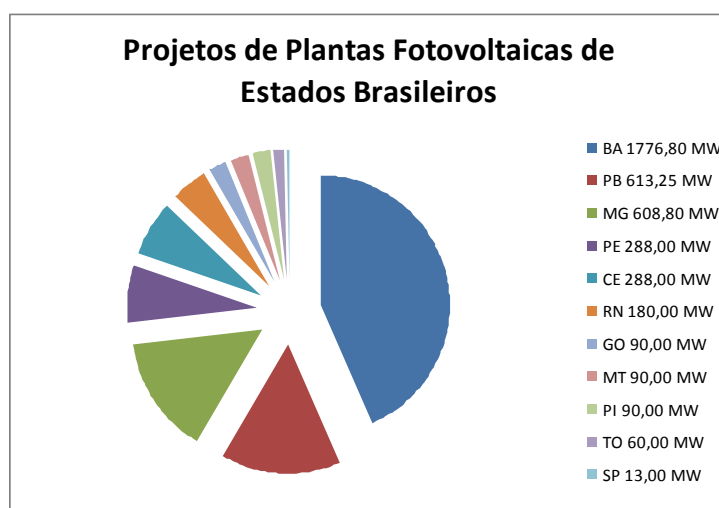
Conforme o quadro comparativo apresentado na Figura 11, referente à geração de eletricidade nos anos de 2012 e 2013, verifica-se uma variação nos percentuais das fontes de energia, porém a geração de energia de origem fotovoltaica ainda não se configurava percentualmente na matriz energética brasileira.

No entanto, dados atualizados com base no ano de 2014, apresentados no Banco de Informações de Geração da ANEEL, aponta que no Brasil há registrados 3.598 empreendimentos de geração de eletricidade, totalizando uma potência instalada de aproximadamente 134.008 MW. Dentre esses, 317 são de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, totalizando uma potência instalada de aproximadamente 19,2 MW. Esse índice representa uma participação de 0,01% do total gerado na matriz energética brasileira.

Em termos de projetos aprovados no P&D Estratégico N° 13/2011 – “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.”, era prevista uma potência de 24,58MW. Dentre as 18 propostas iniciais, citados anteriormente, apenas 13 continuam participando do projeto.

No entanto, a realidade brasileira para a geração fotovoltaica deve mudar significativamente nos próximos anos, pois diversos estados brasileiros apresentaram projetos fotovoltaicos solicitando a autorização da ANEEL. Esses projetos juntos totalizam mais de 4GW, conforme apresentado no gráfico da Figura 12.

Figura 12 - Potência de plantas fotovoltaicas (MW) apresentadas em forma de projeto à ANEEL solicitando autorização para implementação.



Fonte: ANEEL, 2013

Mesmo com as perspectivas de desenvolvimento da geração solar fotovoltaica, o Brasil tem muito a avançar nesse ramo para que usufrua devidamente do enorme potencial energético disponível na maior parte de seu território. Levando em consideração essa perspectiva de aumento da geração, é importante se situar diante do panorama mundial que segundo o relatório da REN 2013, no ano de 2012 havia no mundo uma capacidade instalada em torno de 100GW, com 32GW instalados apenas na Alemanha. É importante frisar que, segundo relatório da EPE (2013), a Alemanha é o sétimo maior produtor de energia elétrica mundial e o Brasil é o nono maior produtor mundial. Portanto, dados como estes são importantes para uma reflexão do empenho que se deve ter diante de grande disponibilidade de recurso energético e de sua pouca utilização.

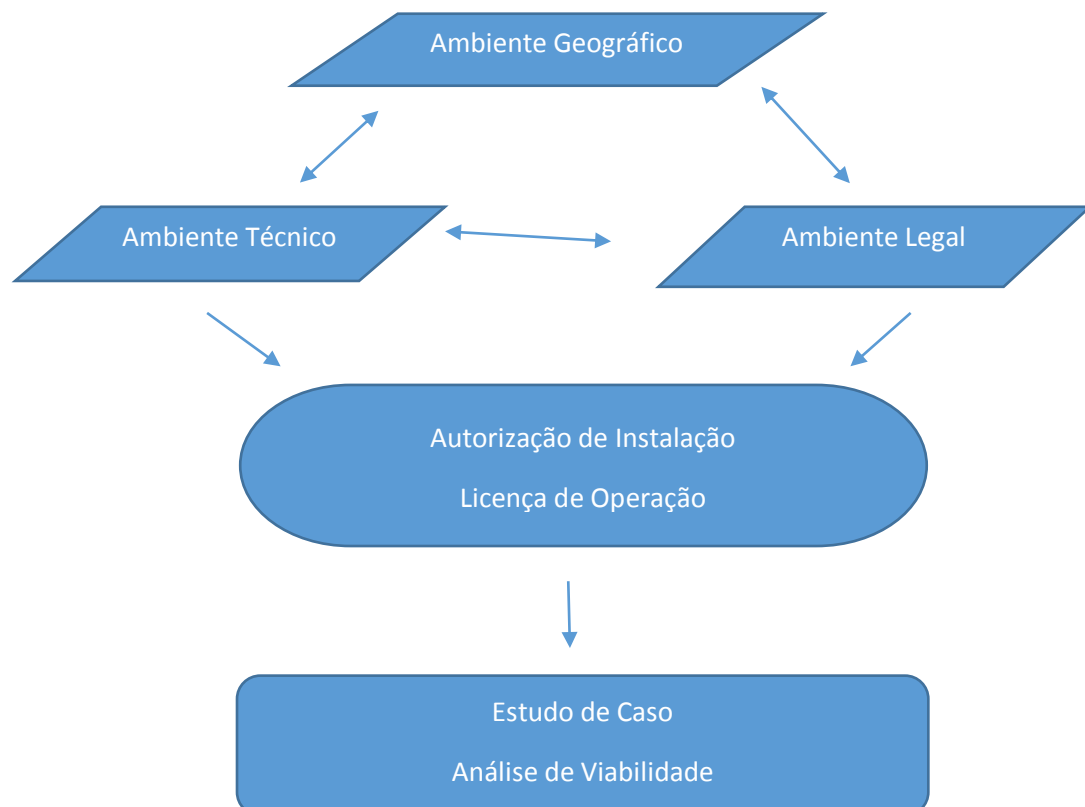
5. METODOLOGIA

Por se tratar de um trabalho que propõe procedimentos e descreve as normativas pertinentes à implantação de centrais fotovoltaicas, os resultados do trabalho apresentados nas próximas seções têm caráter metodológico, contendo procedimentos e informações importantes para que um projetista ou um empreendedor possa obter a autorização de instalação e licença de operação da central.

Para que este trabalho contemple informações precisas sobre as normativas legais e técnicas, procedimentos para a avaliação da viabilidade técnica e econômica necessários para a instalação de uma central fotovoltaica, foi aplicada uma metodologia baseada em uma análise de todos os ambientes que envolvem a concepção, instalação e operação de um empreendimento dessa natureza. Neste trabalho foi considerado o caso de centrais fotovoltaicas conectadas à rede em média tensão.

Os ambientes analisados apontaram para os aspectos geográfico, técnico e legal que envolvem a implantação de projetos de Centrais Fotovoltaicas, estando esses interligados por fatores comuns entre os ambientes.

Figura 13 – Diagrama da Metodologia utilizada neste trabalho



A interligação entre os ambientes, apontados na Figura 13, para implantação de uma central fotovoltaica foi verificada através da busca por documentos normativos e de uma pesquisa de campo realizada diretamente em órgãos deliberativos (ANEEL, CELPE, CPRH e Agência Municipal de Meio Ambiente de Petrolina) e consultivos (IPHAN, FUNAI e Fundação Palmares), no processo de licenciamento ambiental e de concessão para conexão à rede elétrica.

Uma vez cumpridas as condicionantes referentes aos três ambientes, um possível empreendedor pode obter a autorização de instalação da central e a licença de operação. Portanto, a etapa seguinte à análise dos três ambientes, tem como foco subsidiar um empreendedor na tomada de decisão a respeito da viabilidade no investimento em uma central fotovoltaica com a finalidade de comercializar energia elétrica.

Em relação ao ambiente geográfico, que por sua vez, encontra-se relacionado com os ambientes técnico e legal, os aspectos mais relevantes na escolha da localidade para implantação de uma central fotovoltaica foram: o recurso solar (geográfico e técnico), as condições logísticas (geográfico e técnico), as condições de relevo (geográfico e técnico) e o tipo de vegetação (geográfico, técnico e legal)

Em relação ao ambiente técnico, são apresentadas as exigências feitas pelos órgãos reguladores de energia elétrica no Brasil, para aprovação dos projetos, no que diz respeito aos equipamentos e dispositivos que compõem uma central fotovoltaica, como por exemplo, os módulos fotovoltaicos, os inversores, o cabeamento e a subestação elevatória (quando houver). A respeito do ambiente técnico, verifica-se que as exigências são estabelecidas para satisfazer condições normativas legais.

Quanto ao estudo sobre o ambiente legal que envolve uma central fotovoltaica, as exigências apontam para as normas técnicas e procedimentos para obter a liberação do ponto de conexão de uma central fotovoltaica à rede em média tensão. E em seguida, são tratadas as exigências legais ambientais para obtenção do licenciamento ambiental por completo (licença prévia, licença de instalação e licença de operação), estando essas exigências também relacionadas a procedimentos técnicos e condições geográficas.

A etapa seguinte deste trabalho apresenta um estudo de caso da planta fotovoltaica de Petrolina, com 2,5 MWp e a partir das características do seu projeto básico, é realizado um estudo de viabilidade técnico-econômica através de simulações numéricas utilizando um software gratuito, o *Retscreen*, que calcula a geração de energia elétrica para diferentes fontes de energias renováveis. Este software também calcula fatores econômicos do tipo: tempo de

retorno do investimento, capital acumulado ao longo dos anos, relação custo benefício e custo da geração de energia.

O software contém um banco de dados meteorológicos proveniente de satélites, porém o mesmo permite que o usuário insira os dados meteorológicos e coordenadas geográficas. Na simulação realizada neste trabalho, foram inseridos dados coletados pelo INMET e do Atlas Solarimétrico do Brasil. Esses dados foram: temperatura ambiente, irradiância solar média diária no plano horizontal e velocidade do vento.

O software utilizado nas simulações baseia-se em equações e modelos solarimétricos clássicos, conforme são detalhados no capítulo 9 deste trabalho, e para calcular a energia elétrica entregue pelo gerador fotovoltaico é utilizado o modelo de Evans (1981). Para fins de análise de viabilidade técnico-econômica, as simulações foram feitas usando a seguinte metodologia:

Sendo a Planta Fotovoltaica de Petrolina o objeto de estudo de caso deste trabalho, foi realizada uma análise do projeto básico e das propostas apresentadas pelas empresas que concorreram no processo licitatório para implantação da Central de Petrolina, e então foi conferida a configuração dos equipamentos ofertados pelas empresas, a partir do edital de licitação do empreendimento. De posse dessas informações foram inseridas no software a configuração dos equipamentos para o cálculo da geração de energia.

Para a análise econômica, decidiu-se aplicar uma condição o mais realista possível, considerando-se que devido à pouca maturidade da tecnologia no Brasil, os custos de uma central no país difere dos preços aplicados no mercado internacional. Dessa forma, foi realizada uma análise dos preços estabelecidos pelas empresas que apresentaram propostas na licitação da central, a fim de chegar a um valor médio, condizente com os custos reais aplicados para implantação de sistemas fotovoltaicos. No entanto, os valores médios observados nas propostas licitatórias foram redimensionados pelo fato deste trabalho ter como um dos objetivos o de subsidiar um possível empreendedor na análise da viabilidade econômica de se instalar uma central fotovoltaica comercial, e não uma central com fins de P&D, como é o caso da Central de Petrolina.

Na análise da viabilidade técnico-econômica, foram realizadas quatro simulações a fim de comparar dos resultados dos indicadores econômicos em diferentes cenários.

Em todas as simulações alguns parâmetros foram considerados fixos, tais como:

- ✓ Inclinação dos módulos: 10° (melhor inclinação)

- ✓ Ângulo azimutal: 0° (melhor orientação)
- ✓ Preço da eletricidade exportada: R\$ 215,00/MWh (valor do último leilão de energia renovável)
- ✓ Potência elétrica do SFV: 2 500 kW
- ✓ Perdas no SFV: 1,5% (dado técnico)
- ✓ Eficiência do inversor: 98,7% (dado técnico)
- ✓ Capacidade do inversor: 2100 kW (proposta no projeto básico)
- ✓ Perdas no inversor: 1,5% (dado técnico)
- ✓ Inflação anual: 6,75%
- ✓ Taxa de juros da dívida: 8%
- ✓ Duração da dívida: 25 anos (tempo de vida útil do projeto)
- ✓ Custos com Operação e Manutenção: 10% do valor do empreendimento distribuído ao longo da vida útil do projeto.

A primeira simulação teve como objetivo verificar a viabilidade técnico-econômica de se investir numa central fotovoltaica com o seguinte cenário:

1. Módulos fotovoltaicos com tecnologia de Silício policristalino;
2. O empreendedor dispõe do capital necessário para implantação do empreendimento.

Na segunda simulação, houve a seguinte configuração:

1. Módulos fotovoltaicos com tecnologia de Silício policristalino;
2. O empreendedor dispõe de 80% do custo de investimento, recorrendo a empréstimo financeiro de 20%.

Na terceira simulação, foi estabelecido o seguinte cenário:

1. Módulos fotovoltaicos com tecnologia de Silício policristalino;
2. O empreendedor dispõe de 20 % do custo de investimento, recorrendo a empréstimo financeiro de 80%.

Na quarta simulação, a configuração utilizada foi:

1. Módulos fotovoltaicos com tecnologia de Silício amorfo;

2. O empreendedor dispõe do capital necessário pra implantação do empreendimento.

Nessa quarta simulação, a mudança de tecnologia dos módulos fotovoltaicos de Silício policristalino para Silício amorfo, implica no aumento da quantidade de módulos utilizados para atingir a potência estabelecida no projeto básico da planta fotovoltaica.

Para verificar a viabilidade técnica da planta fotovoltaica de Petrolina, utilizou-se de procedimentos descritos na seção 3.4.3. para o cálculo do desempenho global do sistema (*performance ratio –PR*).

Nos capítulos seguintes são apresentados os resultados obtidos com a pesquisa no que diz respeito às orientações de implantação de uma central fotovoltaica, bem como nos procedimentos de verificação da viabilidade técnico-econômica de investimento nesse tipo de empreendimento.

6. LOCALIZAÇÃO E TIPO DE TECNOLOGIA

Quando se planeja a instalação de uma central fotovoltaica conectada à rede elétrica, uma série de fatores deve ser levada em consideração, tais como, a disponibilidade do recurso solar, as condições de acesso ao local de instalação, o tipo de terreno, o tipo de vegetação, a tecnologia mais adequada para o tipo do empreendimento, entre outros. Neste capítulo, serão tratados os aspectos mais relevantes a serem considerados para a implantação de uma central fotovoltaica conectada à rede em média tensão. Vale ressaltar, que ao longo do texto são citados aspectos relacionados à central fotovoltaica de Petrolina, por ser ela o objeto de estudo de caso deste trabalho.

6.1. Recurso Solar

Para se instalar um sistema fotovoltaico, a disponibilidade do recurso solar é um dos fatores mais importantes para a escolha da localidade. O recurso solar disponível, por sua vez, depende de uma série de fatores tais como condições climáticas, atmosféricas, latitude, hora do dia e dia do ano. No que se referem às condições atmosféricas os principais elementos são nebulosidade, umidade relativa do ar, nível de poluição atmosférica, entre outros. A latitude influencia no ângulo de incidência dos raios solares na superfície da Terra, levando as regiões de latitudes menores, mais próximas à linha do Equador, a estarem em situação privilegiada no recebimento do recurso solar. A hora do dia influencia na da massa de ar na atmosfera que os raios solares necessitam atravessar para atingir a superfície da Terra, sendo o meio dia solar o horário em que há uma menor massa de ar a ser atravessada pelos raios solares. E por fim o dia do ano, influenciado pelas estações climáticas, em que o recurso solar estará em maior ou menor disponibilidade devido à trajetória elíptica descrita pela Terra em torno do Sol, bem como a inclinação do eixo imaginário da Terra, conforme ilustra a Figura 14 que representa a posição da Terra em torno do Sol ao longo do ano.

Devido às condições climáticas e atmosféricas, apenas uma parte da radiação solar atinge a superfície da Terra por conta da reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Segundo o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2000), estima-se que a energia solar incidente sobre a superfície terrestre seja da ordem de 10 mil vezes o consumo energético mundial.

Figura 14 - Posição da Terra em torno do Sol ao longo do ano.

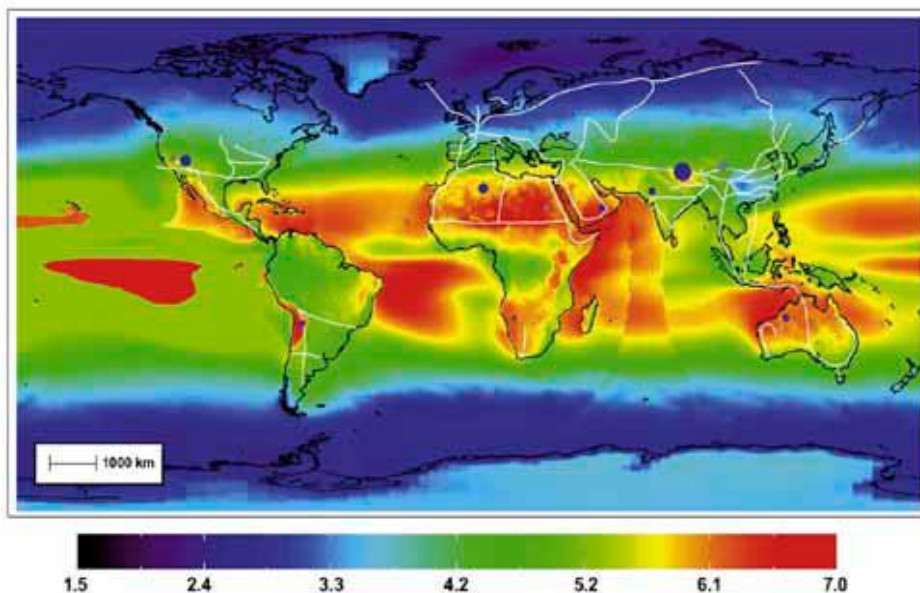


Fonte: Magnoli, D., Scalzaretto, R. (1998)

A disponibilidade do recurso solar em uma determinada região, devido à duração do dia, varia de acordo com a latitude. Essa variação é muito maior nas grandes latitudes, como por exemplo, nas regiões polares, onde no verão há dias em que o Sol pode ser visto durante até 24h, e no inverno há dias em que o Sol não é visto. Para as regiões de baixa latitude essa variação é bem menor, como por exemplo, na localidade da central fotovoltaica de Petrolina que se encontra a 9°08,001 Sul.

Verifica-se para Petrolina que o dia mais longo do ano é 21 de dezembro com 12h e 31min, e o dia mais curto do ano é 21 de junho com 11h e 28min. Quanto ao potencial energético mundial, proveniente da irradiação solar no plano horizontal, a Figura 15 mostra que a maior parte do território brasileiro encontra-se numa faixa entre 4,2 e 5,2 kWh/m².dia, além de uma parte expressiva do seu território que se encontra numa faixa entre 5,2 e 6,1 kWh/m².dia, sinalizando dessa maneira para o grande potencial de geração de eletricidade através de energia solar. No entanto, países de grande expressividade na geração de energia fotovoltaica no mundo como a Alemanha, por exemplo, encontra-se numa faixa de irradiância entre 2,4 e 3,3 kWh/m²/dia.

Figura 15 - Irradiação média anual em plano horizontal (kWh/m².dia)



Fonte: NASA, [http:// eosweb.larc.nasa.gov](http://eosweb.larc.nasa.gov)

De acordo com o Atlas Solarimétrico do Brasil (2000), o Brasil recebe mais de 2200h de insolação por ano, um potencial equivalente a 15 trilhões de MWh, que corresponde a 50 mil vezes o consumo nacional de eletricidade. Levando em consideração que as regiões desérticas do mundo são as mais bem dotadas de recurso solar, como por exemplo, a região de Dagget no Deserto de Mojave, Califórnia, Estados Unidos, encontram-se aqui no Brasil localidades cujos valores da Irradiação Média Anual são próximos dessas regiões. A Tabela 5 apresenta a Irradiação Média Anual de algumas localidades com alta disponibilidade de recurso solar.

Tabela 5 - Irradiância média anual em plano horizontal (kWh/m²)

Localidade	H _{h(anoal)} kWh/m ²
Dagget – USA	5,80
Floriano – PI - Brasil	5,47
Bom Jesus da Lapa – BA - Brasil	5,47
Petrolina – PE – Brasil	5,38

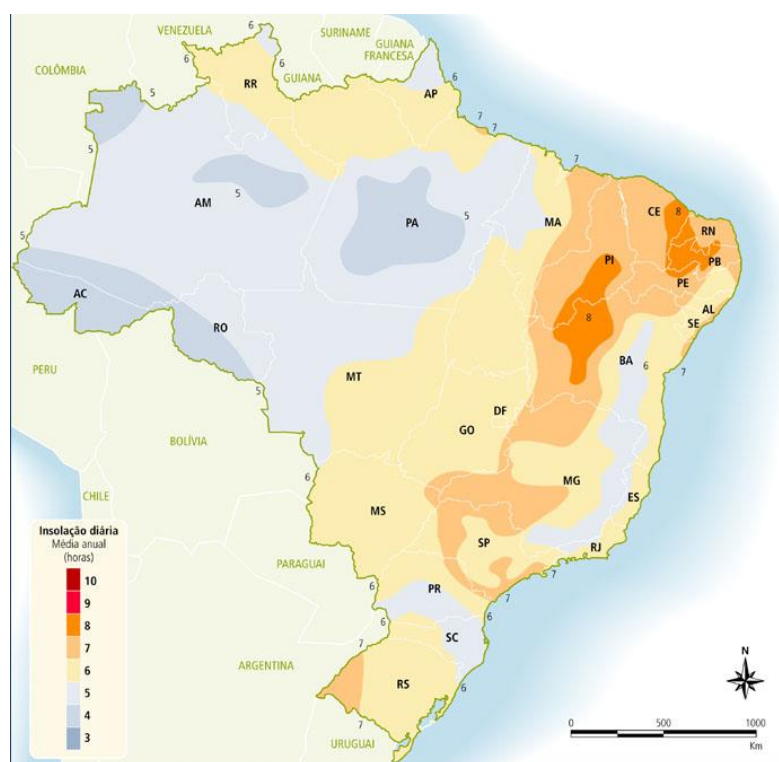
Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil – UFPE, 2001.

A Tabela 5 aponta para localidades com grande potencial de geração solar fotovoltaica. É importante ressaltar que há localidades no estado de Pernambuco com uma maior

disponibilidade do recurso solar, porém a escolha de Petrolina para a instalação de uma central fotovoltaica tem a ver com outras características que serão discutidas a posteriori.

Apesar de muitos fatores que influenciam na escolha da localidade para a instalação de uma central fotovoltaica, o elemento determinante deve ser a disponibilidade do recurso solar no local. Segundo o Atlas Solarimétrico do Brasil (2000), a localidade de Petrolina-PE dispõe de uma média diária anual aproximadamente de 7 horas por dia de insolação, com uma radiação média a longo prazo em torno de 5,38 kWh/m². A Figura 16 apresenta a média anual do número de horas de insolação.

Figura 16 - Média anual de insolação diária (horas)



Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil (2000)

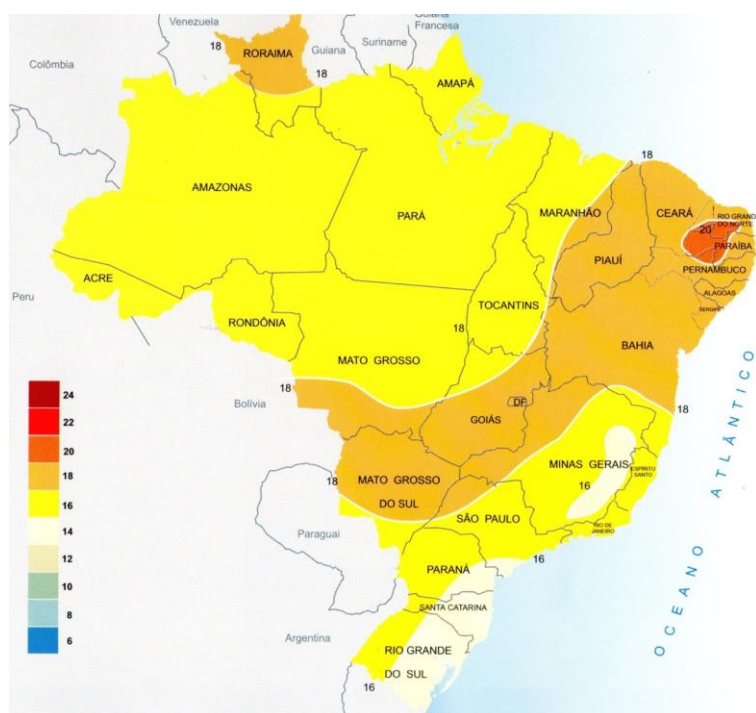
Em termos de Irradiância, na Figura 17, tem-se uma ilustração da Irradiância Solar Global Média Anual em todo o país, de acordo com o Atlas Solarimétrico do Brasil.

O que se pode observar através da Figura 17, é uma aproximação dos valores médios de irradiância solar global anual, em que Petrolina estaria na faixa dos 18 MJ/m².dia (5 kWh/m².dia). Ao compararmos com a mesma média anual a partir dos valores obtidos pela estação solarimétrica local, conforme a Tabela 6, obtém-se valores mais precisos de aproximadamente 19,38 MJ/m².dia (5,38 kWh/m².dia), o que implica em valores compatíveis

uma vez que na Figura 17, utilizou-se de intervalos de valores menos precisos por estar tratando de grandes faixas territorial.

Fato curioso é que de acordo com a Figura 17, a faixa leste dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, bem como extremo sul de São Paulo e Leste de Minas Gerais, são as localidades brasileiras com a menor média de irradiância solar global, estando na faixa de 14 MJ/m².dia (3,9 kWh/m².dia), e ainda assim, essas localidades recebem um recurso solar anual médio superior ao da Alemanha. Fato esse que leva à conclusão de que no Brasil a disseminação da energia solar é algo viável do ponto de vista da geração de eletricidade.

Figura 17 - Irradiância solar global média anual (MJ/m².dia)



Fonte: Atlas Solarimétrico do Brasil – UFPE (2000)

6.2. Condições Logísticas e Naturais

A escolha da localidade para instalação de uma central fotovoltaica deve levar em consideração variáveis que estejam relacionadas a uma disponibilidade satisfatória do recurso solar, bem como boas condições logísticas para o acesso às suas dependências e a sua proximidade com a rede elétrica.

Em se tratando da Central Fotovoltaica de Petrolina, que é o elemento do estudo de caso deste trabalho, foram realizados uma série de estudos que apontassem para uma localidade que

combinasse as variáveis mais importantes para viabilização do projeto. Como resultado, chegou-se à conclusão que seria viável a instalação da central fotovoltaica próximo à cidade de Petrolina-PE. A logística de acesso ao local é privilegiada, haja vista que a cidade de Petrolina dispõe de sistema de transporte aéreo e é interligada a diversas rodovias federais e estaduais, tais como BR - 232, BR - 110, BR - 316, BR - 428, BR - 122 e PE - 360.

O local destinado à implantação dessa planta fotovoltaica fica numa área destinada a projetos de irrigação, de atuação da Companhia do Vale do São Francisco (CODEVASF), distante 46 km da cidade de Petrolina, tendo seu acesso através da BR - 122. É importante salientar que a área destinada às instalações fica próxima a um canal de irrigação que abastece os projetos da CODEVASF, viabilizando a obtenção de água no local, sobretudo na fase das obras de infraestrutura da central.

Como se trata de uma central fotovoltaica conectada à rede elétrica, a escolha da localidade para a implantação da central levou em consideração a proximidade com a rede elétrica. Portanto, a subestação da central de Petrolina será instalada contígua aos limites do terreno, o mais próximo possível da linha de distribuição elétrica de 13,8 kV, na qual será conectada. A localização dos eletrocentros que abrigam os inversores, transformadores e dispositivos auxiliares, ocupará um local estratégico de forma a minimizar os custos e a perda de energia no cabeamento.

Na escolha da área a implantar uma central, também devem ser observadas as condições do relevo e vegetação. De preferência terrenos planos ou levemente ondulados diminuem os custos com terraplanagem, bem como, evita sombreamento dos geradores nos horários de começo da manhã e fim da tarde. Em se tratando de vegetação, o ideal é que a área seja coberta de vegetação comum na região, para que o processo de supressão vegetal não necessite condicionantes especiais, estabelecidas pelo órgão ambiental responsável pelo licenciamento.

No caso da Central Fotovoltaica de Petrolina, a planta será instalada numa região de clima Tropical Semiárido Seco, com o relevo suavemente ondulado, com vegetação tipicamente de caatinga hiperxerofila e com solo pedregoso com predominância mineral de calcário e argila.

Quanto às condições meteorológicas, deve-se optar por locais em que haja uma boa circulação do ar, haja vista que a velocidade do vento influenciará na temperatura atingida pelos módulos fotovoltaicos, de forma que sendo resfriados pelo processo de convecção térmica ocorrerá um ganho na produção de energia. Também optar por locais com a temperatura ambiente média seja mais baixa, pois uma influência direta na temperatura atingida pelos módulos fotovoltaicos implicará no montante de energia elétrica gerada pelo sistema. Como é

conhecido pela literatura, o aumento da temperatura nas células fotovoltaicas, implica numa diminuição da tensão gerada e, conseqüentemente, provoca uma perda de potência na geração. Os locais com baixa humidade relativa do ar ocasionarão uma menor formação de nuvens, sendo preferíveis para a instalação de uma central, uma vez que a nebulosidade além de comprometer diretamente a produção de energia solar fotovoltaica, causa uma intermitência na geração, exigindo mais dos dispositivos elétricos que compõem o sistema. Apesar da alta temperatura, a cidade de Petrolina agrega características favoráveis para a geração de energia fotovoltaica do ponto de vista meteorológico.

Conforme dados meteorológicos históricos, Petrolina apresenta uma temperatura ambiente anual média de 26,34°C, com precipitação pluviométrica em torno de 538,7 mm anuais.

Em coordenadas geográficas, a Central Fotovoltaica de Petrolina tem como localização:

Latitude	9° 08,001 Sul
Longitude	40° 21,161 Oeste

Portanto, além das condições favoráveis para a instalação de uma central em Petrolina que já foram citadas, os fatores mais relevantes para geração de eletricidade estão apresentados na Tabela 6 em forma de valores médios mensais de dados meteorológicos.

É importante frisar que o período com os maiores níveis de radiação solar ocorre entre os meses de setembro e janeiro, com um valor máximo diário de 6,27 kWh/m² no mês de novembro, e o período com menores níveis de radiação entre os meses de maio e julho, atingindo um valor diário mínimo de 4,27 kWh/m² no mês de junho. Conforme os dados apresentados na Tabela 6, a somatória anual da irradiância global no plano horizontal totaliza aproximadamente 1965 kWh/m².

Tabela 6 - Dados meteorológicos de Petrolina-PE

Mês	Radiação solar Global ¹ (kWh/m ²)	Temperatura ambiente máxima ² (°C)	Temperatura ambiente mínima ² (°C)	Temperatura ambiente média ² (°C)	Velocidade do vento ² (ref. 10m) (m/s)
JANEIRO	5,80	35,9	22,0	27,8	2,45
FEVEREIRO	5,52	35,6	20,9	27,0	2,16
MARÇO	5,53	34,2	20,8	26,6	1,85
ABRIL	4,99	33,4	19,4	25,6	2,43
MAIO	4,61	31,3	19,1	25,3	2,17
JUNHO	4,27	32,2	17,8	24,2	2,56
JULHO	4,49	31,9	17,2	24,2	2,82
AGOSTO	5,24	33,3	17,6	25,0	3,21
SETEMBRO	5,79	35,1	19,2	26,5	3,30
OUTUBRO	6,14	35,7	21,2	27,7	3,03
NOVEMBRO	6,27	36,4	21,7	28,4	2,83
DEZEMBRO	5,94	35,8	21,2	27,8	2,52
MÉDIA	5,38	34,23	19,84	26,34	2,61

Valores médios de séries históricas: 1- Série (1978- 1988) do Atlas Solarimétrico do Brasil Dados Terrestres e Série (2004 a 2011) do INMET; 2- Série (2004 a 2011) do INPE disponíveis pela Rede Sonda (<http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/petrolina.html>).

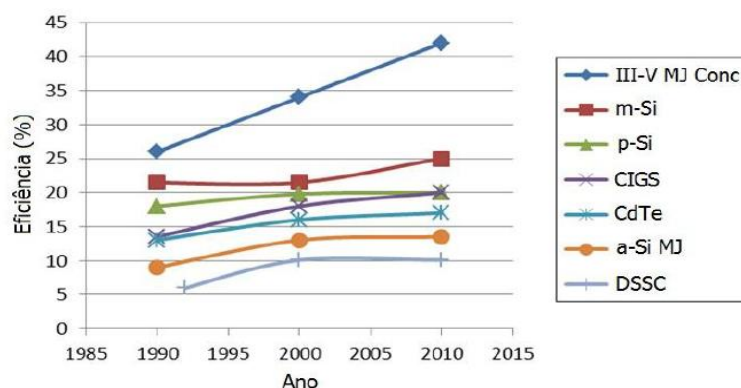
6.3. Aproveitamento do Recurso Energético para Diferentes Tecnologias

Conforme já foi discutido neste capítulo, para implantar uma central fotovoltaica, alguns de fatores devem ser levados em consideração, tais como o aumento da geração de eletricidade e a redução das perdas em cada uma das etapas, desde a geração da energia até a sua entrega na rede elétrica. Dessa forma, de acordo com as características meteorológicas, com a área disponível para o empreendimento e com o quantitativo de energia que se deseja gerar, a escolha do tipo de tecnologia fotovoltaica é um dos pontos principais no planejamento da central.

A eficiência de conversão das células solares é calculada através da razão entre a quantidade de energia elétrica gerada e a radiação solar incidente sobre a superfície da célula. As pesquisas mundiais têm contribuído com o aumento da eficiência das células fotovoltaicas nas últimas décadas, como pode ser verificado na Figura 19. No entanto, os percentuais

apresentados na Figura 19, referem-se a células testadas em laboratório sob condições padrão e não a eficiência dos módulos fotovoltaicos comercializados.

Figura 19 - Eficiência de células fotovoltaicas nas últimas décadas



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos – CEPEL/CRESESB (2014)

Na Figura 19, a legenda do gráfico utiliza *III-V MJ Conc* para células de multijunção com concentração, *m-Si* para células de Silício monocristalino, *p-Si* para Silício policristalino, *CIGS* para disseleneto de Cobre, Índio e Gálio, *CdTe* para telureto de Cádmio, *a-Si MJ* para multijunção com Silício amorfo, e *DSSC* para células sensibilizadas por corante.

Segundo EPIA (2011), os módulos fotovoltaicos de Silício cristalino (mono ou poli) representam 85% das instalações mundiais, devido à confiabilidade na tecnologia e por apresentar melhor eficiência comercialmente disponível. Os módulos de Silício monocristalino apresentam uma eficiência de 13 a 19%; já os módulos de Silício policristalino apresentam uma eficiência de 11 a 15%; os módulos de Silício amorfo apresentam uma eficiência de 4 a 8% . No caso da central fotovoltaica de Petrolina, a planta fotovoltaica comercial prevê uma potência instalada de 2,5 MWp de tecnologia de Silício cristalino e uma planta fotovoltaica de 0,5 MWp de tecnologias diversas para fins de pesquisa.

O projeto básico da central fotovoltaica de Petrolina prevê o uso de tecnologia de Silício cristalino para a planta de 2,5MWp de potência. A relação custo benefício aponta para o uso de módulos de Silício policristalino, desde que os mesmos apresentem uma eficiência mínima de 14,5%. Essa parte da central fotovoltaica que utiliza módulos de Silício policristalino, será o objeto do estudo de caso deste trabalho para as simulações do cálculo da geração de energia ao longo do tempo de vida útil do empreendimento; do tempo de retorno financeiro; do capital acumulado ao longo dos anos; e do cálculo do desempenho global da central (*performance ratio* – *PR*).

7. NORMATIVAS TÉCNICO-OPERACIONAIS PARA CONEXÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA À REDE ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO

Para conectar um sistema fotovoltaico à rede elétrica, independentemente da sua potência instalada, é necessário o cumprimento de exigências feitas pela distribuidora de energia no local do empreendimento cujas exigências são normatizadas pela ANEEL. Pelo fato do objeto de estudo deste trabalho ser a Central Fotovoltaica de Petrolina, neste capítulo serão apresentadas apenas as informações pertinentes à conexão de central fotovoltaicas (sistemas fotovoltaicos com potência instalada superior a 200kWp) à rede elétrica em média tensão.

No caso da Central Fotovoltaica de Petrolina, temos como agente acessante à rede elétrica a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF) e como acessada em sua rede elétrica a distribuidora de energia de Pernambuco, a CELPE.

A ANEEL determina que para ter acesso à rede sejam cumpridos os requisitos a seguir.

7.1. Procedimentos de Acesso

Para uma central fotovoltaica ter acesso à rede de distribuição elétrica, além de cumprir com os requisitos legais, é necessária a observância de procedimentos técnicos pré-estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), os quais estão definidos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

Segundo determinação da ANEEL, para viabilizar o acesso à rede de distribuição elétrica, existem quatro etapas procedimentais que devem ser observadas, que são:

- I. CONSULTA DE ACESSO – É feita pelo acessante à acessada e visa obter informações técnicas que embasam os estudos pertinentes ao acesso. No caso de centrais geradoras, esta etapa é opcional para fins de registro, porém necessária para fins de autorização. No Anexo C, encontram-se as informações que devem constar no documento elaborado para essa etapa do processo;
- II. INFORMAÇÃO DE ACESSO – Trata-se da resposta formal e obrigatória que a acessada dá ao acessante a respeito do acesso pretendido. Nela constam informações

tais como a classificação da atividade, definição do ponto de conexão, responsabilidades do acessante, entre outras. A informação de acesso deve ser apresentada ao acessante, por escrito, num prazo máximo de 60 dias a contar da data de recebimento da consulta de acesso. Além do mais, trata-se de um documento necessário para se obter autorização da usina junto à ANEEL. Caberá à central geradora informar à distribuidora acessada a protocolização do pedido de autorização junto à ANEEL.

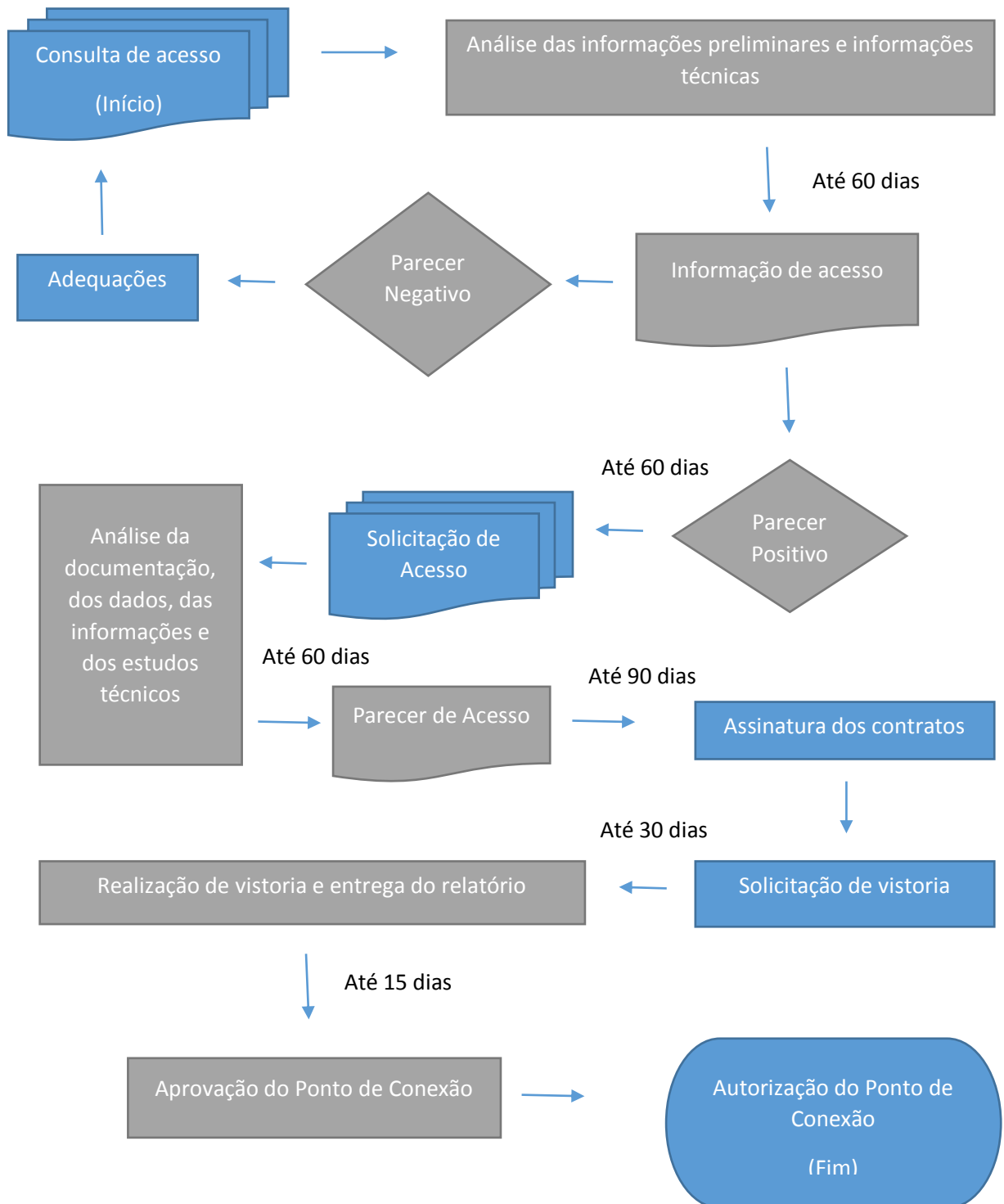
III. SOLICITAÇÃO DE ACESSO – Após a publicação do ato autorizativo por parte da ANEEL, a central geradora terá 60 dias para fazer a solicitação de acesso junto à distribuidora. Trata-se de um requerimento formulado pelo acessante à acessada que implicará na prioridade do atendimento, obedecendo à ordem cronológica de protocolo. No Anexo C, encontra-se a documentação exigida a uma central geradora para a solicitação de acesso.

IV. PARECER DE ACESSO – Trata-se do documento apresentado pela acessada em que são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, além dos requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do acessante com seus respectivos prazos. Após a emissão do parecer de acesso, há um prazo máximo de 90 (noventa) dias para a assinatura do contrato entre as partes, que tem por objetivo regular as condições, procedimentos, direitos e obrigações das partes em relação ao uso só sistema de distribuição, observado o MUSD contratado e o pagamento dos encargos de uso.

Todo procedimento citado nas quatro etapas supracitadas, bem como os procedimentos finais para efetiva conexão à rede, está esquematizada no diagrama da Figura 20.

Para que essas quatro etapas sejam cumpridas, sobretudo as etapas que dependem diretamente do acessante, muitos aspectos técnicos e operacionais, bem como de elaboração do projeto devem ser observados, conforme apresentados nas secções a seguir.

Figura 20 –Diagrama dos procedimentos de acesso à rede elétrica



7.2. Critérios Técnicos e Operacionais

Quanto aos critérios técnicos e operacionais, a ANEEL define os requisitos mínimos para desenvolvimento de projetos de acesso ao sistema de distribuição (SD) relacionado às aplicações e reforços no sistema de distribuição da acessada; ao paralelismo de centrais geradoras de energia; e ao compartilhamento de instalações de conexão e configurações de barra de subestações. Todas as exigências feitas quanto a tais critérios, estão descritos no Anexo D deste trabalho.

Ainda se tratando dos critérios técnicos e operacionais para conexão de uma central fotovoltaica à rede elétrica em média tensão, as exigências feitas pela ANEEL através do PRODIST módulo 3, dizem respeito às:

- a) Tipo de corrente elétrica e faixa de frequência;
- b) Flexibilidade de recomposição do SD;
- c) Responsabilidade com o paralelismo;
- d) Sistema de comunicação entre a acessada e o acessante;
- e) Sincronização das instalações com o SD;
- f) Arranjo da interface;
- g) Estudos básicos e operacionais;
- h) Níveis de tensão de conexão;
- i) Faixas de fator de potência;
- j) Cálculos das proteções das instalações; e
- k) Garantia da forma de onda e amplitude da tensão no ponto de conexão.

7.3. Projetos de Instalações de Conexão

O projeto de instalações de conexão faz parte dos documentos essenciais na etapa de solicitação de acesso à rede elétrica. O projeto inclui o memorial descritivo, a localização da central geradora, o arranjo físico, e os diagramas.

Na elaboração do projeto de instalações de conexão, o acessante necessita observar as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da acessada. No Anexo A está apresentada a relação de normas e/ou certificações a serem

atendidas pelos fabricantes e/ou pelos equipamentos, sistemas e serviços a serem ofertados a uma central fotovoltaica.

No projeto, é necessário que os procedimentos técnicos e operacionais apresentados na seção anterior, sejam obedecidos para que haja aprovação.

No Anexo E, são apresentadas a caracterização do memorial descritivo e as exigências feitas pela ANEEL para a elaboração do projeto de instalações de conexão. Tais exigências dizem respeito às:

- I. Redes e Linha de distribuição
 - a) Capacidade de transporte
 - b) Escolha do traçado;
 - c) Cálculos elétricos;
 - d) Cálculos da carga mecânica;
 - e) Travessia e sinalização das redes; e
 - f) Análise de confiabilidade.
- II. Subestações
 - a) Características técnicas dos equipamentos e das obras civis;
 - b) Arranjo das barras;
 - c) Distâncias de segurança;
 - d) Características das unidades transformadoras de potência;
 - e) Equipamentos de proteção;
 - f) Serviços auxiliares de corrente alternada e/ou contínua; e
 - g) Sistemas de aterramento.

7.4. Sistema de Proteção e Controle para Conexão de Usinas Geradoras

O sistema de proteção e controle para conexão também são requisitos essenciais para a solicitação de acesso à rede elétrica. Para tais elementos, a ANEEL apresenta as normativas, apresentadas no Anexo F, que dizem respeito à/ao(s):

- a) Potência instalada da usina geradora e o nível de tensão da conexão;
- b) Tipo de proteção em função da potência instalada;
- c) Elementos de proteção em caso de paralelismo de uma usina geradora com o SD;
- d) Condicionantes para instalação dos dispositivos de proteção; e
- e) Medidas de proteção contra sobretensões e subtensões;

7.5. Operação, Manutenção e Segurança da Conexão

Em termos de operação, manutenção e segurança da conexão é a ANEEL que determina quais são as atribuições, diretrizes e responsabilidades do acessante, bem como da acessada. Para se estabelecer o Contrato de Conexão ao sistema de Distribuição (CCD), faz-se necessário a elaboração de um acordo operativo, que se trata de um documento que complementa as definições, atribuição, responsabilidades e procedimentos técnicos, operacionais e administrativos necessários ao relacionamento operacional entre as partes, levando em consideração as particularidades de cada ponto de conexão. As diretrizes para a elaboração do acordo operativo são apresentadas no Anexo I, e as exigências feitas em termos de operação, manutenção e segurança, são apresentadas no Anexo G, conforme orientação da ANEEL.

No que diz respeito à operação, manutenção e segurança da conexão, as exigências da ANEEL dizem respeito à/ao(s):

- a) Garantia de segurança e padrões de qualidade;
- b) Instruções sobre os procedimentos na execução da manutenção;
- c) Condições de acesso para manutenção do ponto de conexão;
- d) Programa de intervenções no ponto de conexão;
- e) Condições para permissão de operação ilhada;
- f) Recursos necessários à operação do ponto de conexão;
- g) Especificação dos meios de comunicação para o relacionamento operacional;
- h) Intercâmbio de informações e dados necessários às atividades de operação e manutenção;
- i) Investigação de eventuais distúrbios ocorridos no ponto de conexão;
- j) Normas de segurança para operação e manutenção do ponto de conexão;
- k) Normas para execução de serviços no ponto de conexão;
- l) Normas de segurança para operações ilhadas;
- m) Normas de segurança contra vandalismo e invasões; e
- n) Garantias de segurança contra acidentes no acesso à usina.

8. NORMATIVAS AMBIENTAIS PARA IMPLANTAÇÃO DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

A instalação de qualquer Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede elétrica (SFCR) requer o cumprimento das exigências normativas e procedimentais estabelecidas pela ANEEL para receber a autorização de conexão junto à concessionária de energia local, conforme foi apresentado no capítulo 7. Quando o SFCR estiver projetado para locais de preservação permanente ou se tratar de uma central geradora, além das exigências da ANEEL, também é necessária a obtenção do Licenciamento Ambiental, que é subdividida por etapas que vão desde a aprovação da planta fotovoltaica até o monitoramento ambiental da área utilizada já na fase de operação da central. Por sua vez, o licenciamento ambiental não depende exclusivamente dos órgãos ambientais, pois em certas situações, os órgãos ambientais responsáveis por emitir o licenciamento necessitam da anuência de outros órgãos públicos relacionados a aspectos históricos, culturais, sanitários, entre outros. Aqui no Brasil, pode-se citar como exemplo duas centrais fotovoltaicas em que foi necessário o cumprimento dessas etapas para a obtenção das licenças ambientais, que são elas a MPX Tauá de 1MW em funcionamento desde 2011, e a Central Fotovoltaica de Petrolina que está em fase de implantação. Neste capítulo são apresentadas as exigências feitas pelos órgãos ambientais para a concessão do licenciamento ambiental, além de informações obtidas através de visitas diretas em órgãos públicos que são consultados pelo órgão licenciador em casos específicos que serão tratados ao longo do capítulo. E também, no decorrer do texto, serão feitas referências a questões práticas, ocorridas no processo de obtenção das licenças da central fotovoltaica de Petrolina.

8.1. Estudos Ambientais

Para a obtenção do Licenciamento Ambiental de um empreendimento tipo central fotovoltaica, são necessários estudos ambientais realizados por profissionais devidamente habilitados nas diversas áreas relacionadas ao ecossistema e ao meio socioeconômico em questão. Esses profissionais são responsáveis pela elaboração de relatórios que descrevem as características geomorfológicas do local e classificam as espécies da fauna e flora existentes. Tais estudos abrangem aos aspectos ambientais a sofrerem impactos diretos relacionados à

localização, instalação, operação e ampliação do empreendimento, e servem como subsídio para a análise da licença requerida.

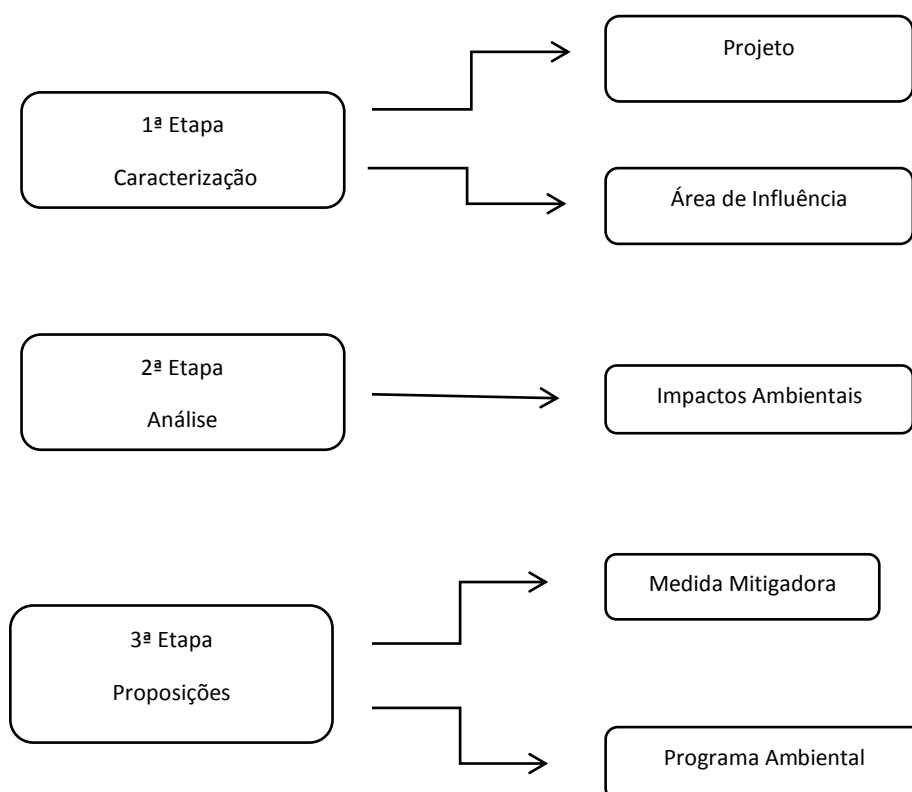
O órgão ambiental responsável pelo licenciamento é que definirá quais serão os estudos ambientais pertinentes ao processo de licenciamento. Os estudos ambientais mais comuns são: relatório ambiental, plano e projeto de controle ambiental, relatório ambiental preliminar, diagnóstico ambiental, plano de manejo, plano de recuperação de área degradada.

Em linhas gerais, a elaboração de estudos ambientais segue 3 etapas como consta no diagrama da Figura 21.

- ✓ Etapa I: Caracterização - Onde são definidos o projeto e a área de influência.
- ✓ Etapa II: Análise - São identificados os possíveis impactos ambientais.
- ✓ Etapa III: Proposições –São estabelecidos as medidas mitigadoras e o programa ambiental a serem adotados.

Vale ressaltar que o órgão ambiental responsável pelo licenciamento tem autonomia para determinar o tipo de estudo ambiental necessário para o empreendimento de acordo com as características do relevo, a fauna e a flora em questão.

Figura 21- Processos de realização dos Estudos Ambientais (EA)



8.2. Licenciamento Ambiental

Conforme estabelecido na Constituição Federal de 1988: “*A preservação ambiental é serviço de todas as esferas da federação em forma de gestão ambiental compartilhada.*” Nesse tipo de gestão citada na Constituição Federal, a responsabilidade de garantir a qualidade ambiental para a manutenção e melhoria da qualidade de vida, bem como para o desenvolvimento sustentável, é de todos os entes federativos (municípios, estados e união), onde cada um desses entes tem suas atribuições bem definidas e supervisionadas pelo órgão de regulação nacional, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis-IBAMA.

Segundo a definição dada pelo Ministério do Meio Ambiente, o Licenciamento Ambiental é um instrumento da Política Nacional de Meio Ambiente, instituído pela Lei Federal Nº 6.938/81, com a finalidade de promover o controle prévio à construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental.

O processo de Licenciamento Ambiental tem como embasamento legal a Lei Federal Nº 6.938/81 supracitada; a Resolução Nº 001/86 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) que estabelece diretrizes gerais para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) nos processos de licenciamento ambiental; e a Resolução Nº 237/97 também da CONAMA que estabelece procedimentos e critérios de descentralização da gestão ambiental.

O Licenciamento Ambiental, por sua vez, é concedido em três etapas que são avaliadas e que resultam em três produtos específicos:

- ✓ Etapa I: Concepção/planejamento do projeto, cujo produto é Licença Prévia (LP),
- ✓ Etapa II: Instalação do empreendimento, que resulta na Licença de Instalação (LI)
- ✓ Etapa III: Operação do empreendimento tendo como produto a Licença de Operação (LO).

Adicionalmente, há também o acompanhamento das consequências ambientais causadas pelo empreendimento, que se trata do monitoramento ambiental e que pode resultar

no cancelamento da licença de operação, ou suspensão da mesma até que o problema seja resolvido ou amenizado. As três etapas que compõem o licenciamento ambiental têm suas peculiaridades apresentadas a seguir.

A Licença Prévia (LP): É concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento, no caso uma Central Fotovoltaica. Aprova a localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelece os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas fases seguintes da implementação da planta fotovoltaica. Esse processo envolve um contínuo fluxo de informações entre o solicitante, (Empreendedor) e o licenciador, (Órgão Ambiental) como ilustra o fluxograma da Figura 22.

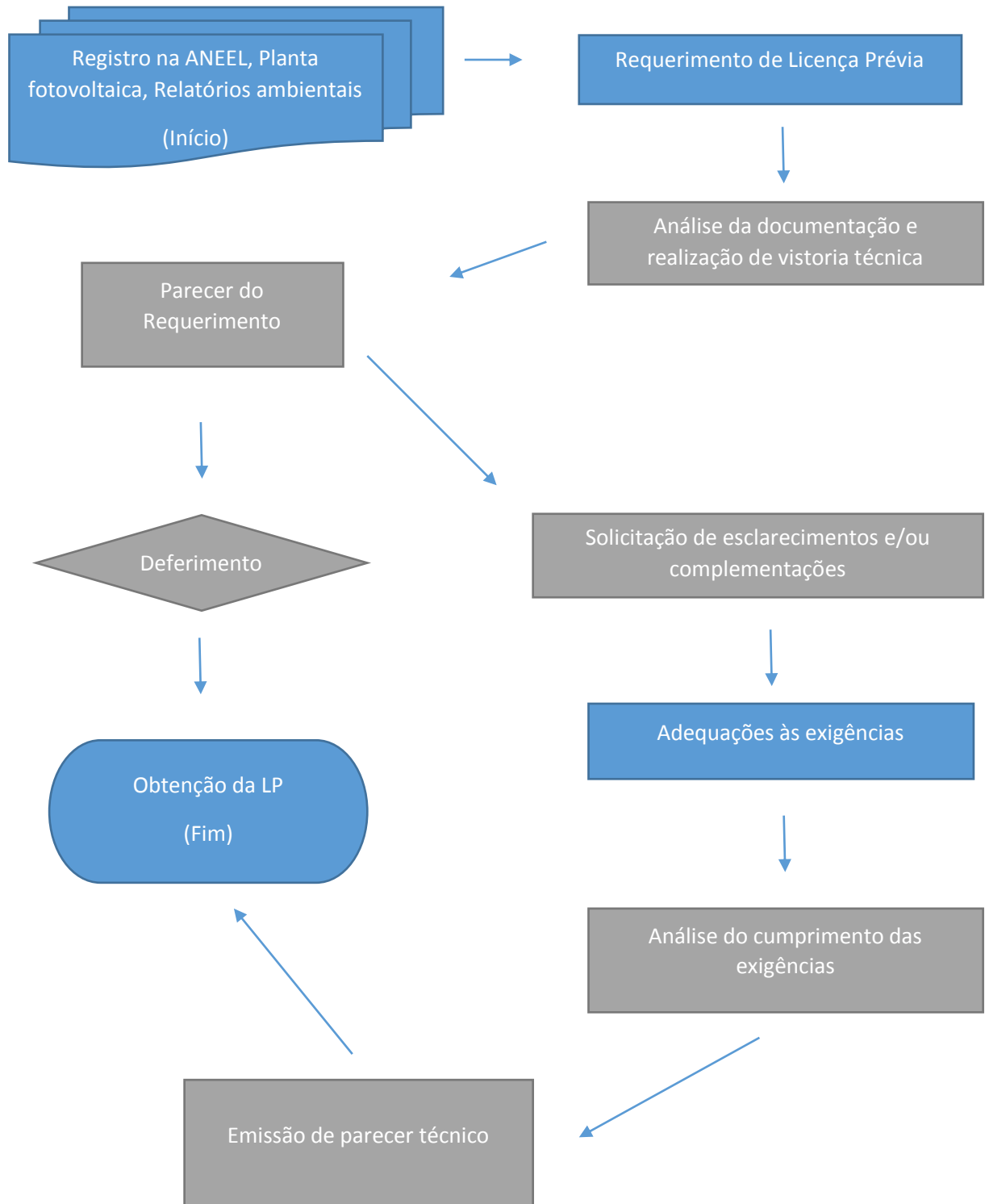
Nessa etapa do licenciamento, o atestado de viabilidade ambiental estará condicionado a um estudo de impactos ambientais que poderão ser ocasionados, dos programas de redução e mitigação dos impactos negativos e da maximização dos impactos positivos.

Segundo o Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), a LP não autoriza o início de quaisquer obras destinadas à implantação da central, além de ter validade no mínimo igual ao tempo estabelecido no cronograma do projeto e de no máximo 5 (cinco) anos. O processo de obtenção da licença prévia que envolve um contínuo fluxo de informações entre o solicitante, que é o empreendedor e o licenciador, que é o órgão ambiental como ilustra o fluxograma da Figura 22.

O empreendedor solicita ao Órgão Ambiental a Licença Prévia (LP) mediante a apresentação de um conjunto de documentos: registro do negócio na Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, projeto básico da planta fotovoltaica e dos relatórios ambientais. O órgão ambiental analisa a documentação, procede a vistorias e a seguir, emite o parecer. Em caso de deferimento, a (LP) é concedida. Caso contrário, parecer indeferido, o órgão ambiental pode solicitar maiores esclarecimentos ao e/ou complementações. O empreendedor atende as solicitações e o órgão ambiental emite um segundo parecer. Caso as exigências tenham sido satisfatoriamente atendidas a (LP) é concedida. No caso de indeferimento, o processo é finalizado sem a (LP) ser concedida.

É importante ressaltar que uma vez indeferido o requerimento de licença, o empreendedor terá uma única oportunidade de cumprir com as exigências de adequações para conseguir o deferimento. Caso contrário, será necessário reiniciar todo o processo em uma outra localidade.

Figura 22 – Diagrama dos procedimentos para obtenção da Licença Prévia (LP)



Licença de Instalação (LI): Autoriza a instalação da central fotovoltaica de acordo com as especificações constantes nos projetos aprovados, incluindo o projeto executivo da central, as medidas de controle ambiental e demais condicionantes estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador. Para obtenção da (LI), também será necessária a certidão da Prefeitura Municipal do local do empreendimento ou certidão estadual em caso do empreendimento abranger mais de um município, declarando que o local e o tipo de empreendimento ou atividade estão em conformidade com a legislação aplicável ao uso e ocupação do solo, e quando for o caso, a autorização da supressão de vegetação e a outorga para o uso de água, emitidas pelos órgãos competentes. É importante ressaltar que em caso de necessidade de realizar supressão vegetal, o órgão ambiental solicitará um projeto básico ambiental, que apresente com detalhes, um levantamento das espécies existentes no local da supressão, bem como as ações de compensação do impacto causado.

Nessa etapa do licenciamento, dependendo da localidade, será necessária a anuência de outros órgãos consultivos ligados ao patrimônio histórico-cultural, para a liberação da (LI). O fluxograma a seguir, Figura 23 apresenta o procedimento para obtenção da Licença de Instalação. O prazo de validade dessa licença deverá ser, no mínimo, o estabelecido pelo cronograma de instalação da central, não podendo ser superior a 6 (seis) anos.

Em caso de embargo do projeto, esse é de caráter temporário, e ocorre em casos em que se faz necessário um estudo mais aprofundado do local, como por exemplo, a possível existência de um sítio arqueológico. Daí o parecer conclusivo irá deferir ou indeferir a licença de instalação. Também ocorrem casos em que a licença é diretamente indeferida por se tratar de áreas de preservação histórico-cultural ou território protegido por legislação específica.

Licença de Operação (LO): Autoriza a operação da central fotovoltaica após a verificação do efetivo cumprimento do que consta nas licenças anteriores e as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para operação. O prazo de validade dessa licença deve considerar os Planos de Controle Ambiental de, no mínimo 4 (quatro) anos e, no máximo, 10 (dez) anos. Nessa etapa do licenciamento, a maior parte das exigências já devem ter sido cumpridas restando os procedimentos apresentados no fluxograma a seguir, Figura 24.

O empreendedor de posse da (LI) e do Plano de Controle Ambiental solicita ao Órgão Ambiental a Licença de Operação (LO). A análise da documentação e vistorias técnicas são realizadas pelo órgão ambiental que procede a parecer conclusivo. Deferido o processo a (LO) é emitida. Caso contrário, o termo de Referência para Adequações é emitido.

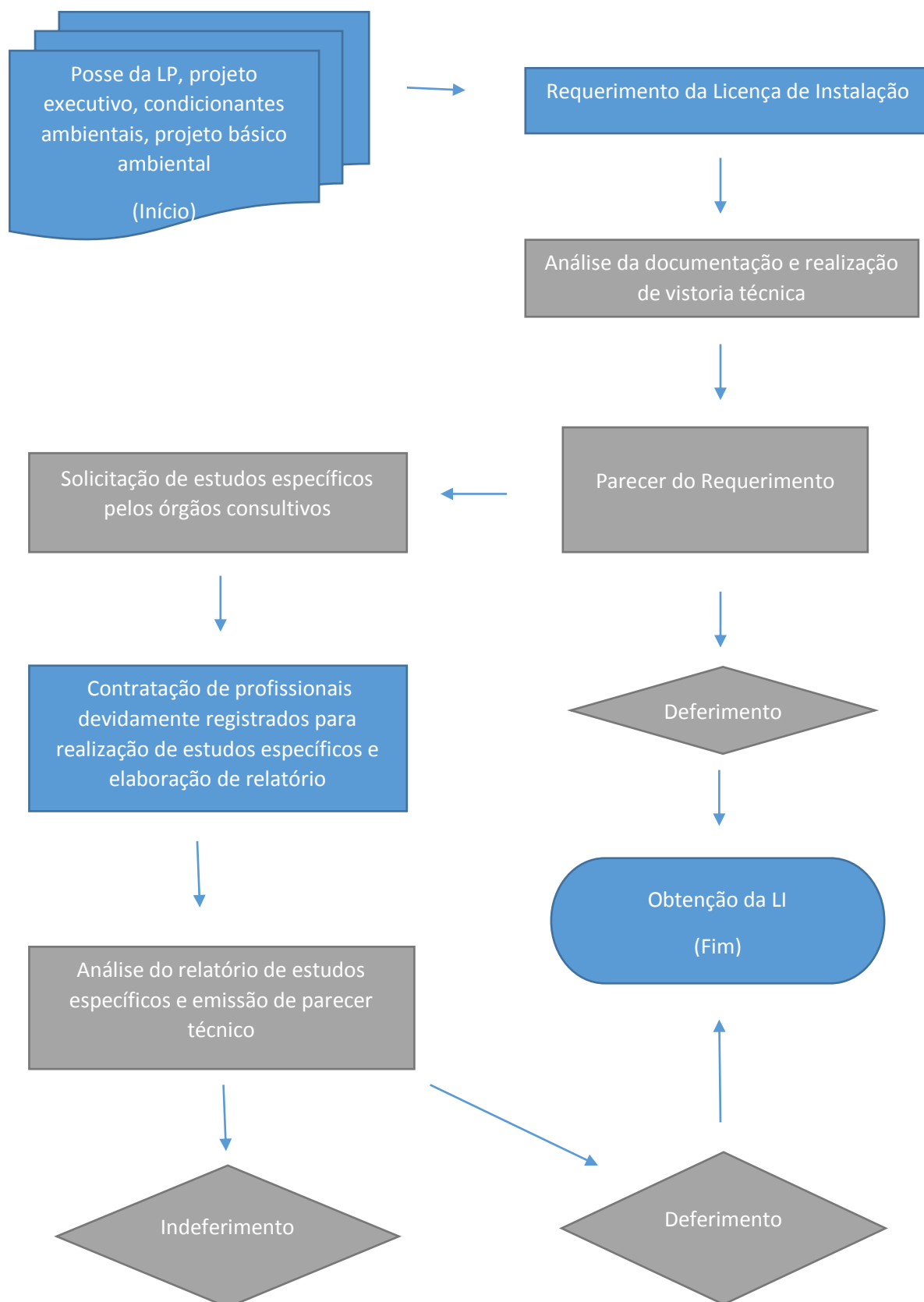
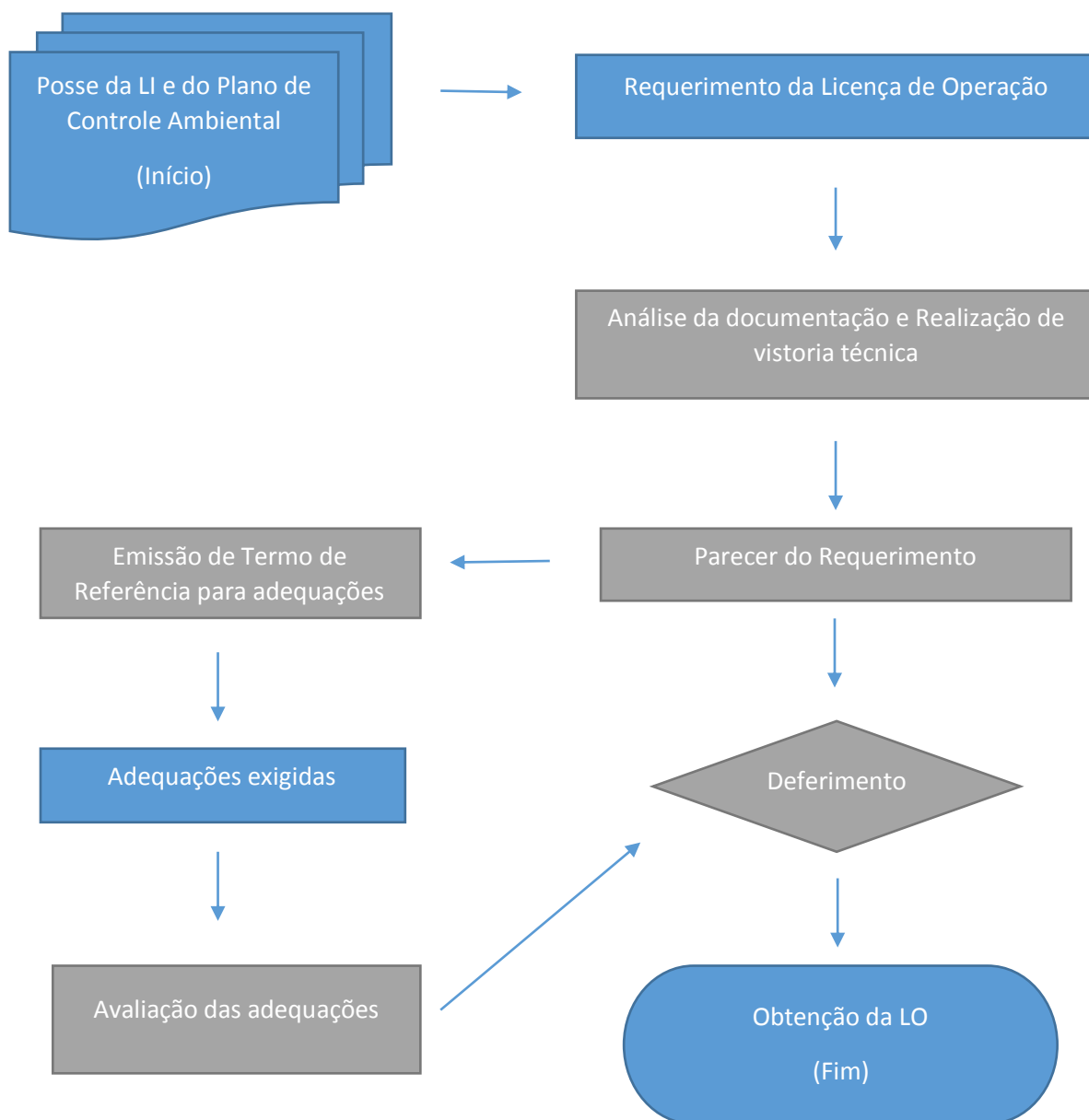
Figura 23 – Diagrama dos procedimentos para obtenção da Licença de Instalação (LI)

Figura 24 – Diagrama dos procedimentos para obtenção da Licença de Operação (LO)



Conforme a Resolução CONAMA N° 237/97, a competência legal para licenciar um empreendimento ou atividade que cause impacto ambiental será atribuída aos órgãos ambientais das esferas municipal, estadual ou federal de acordo com o raio de abrangência dos impactos diretos que a atividade pode causar. Na Tabela 7, está apresentado o órgão ambiental responsável pelo licenciamento a partir da abrangência do impacto direto.

Tabela 7 - Órgãos responsáveis pelo Licenciamento Ambiental

Abrangência dos Impactos Diretos	Competência para licenciar
Dois ou mais estados	IBAMA
Dois ou mais municípios	Órgão Estadual de Meio Ambiente
Local	Órgão Municipal de Meio Ambiente

Fonte: Ministério do Meio Ambiente (2012)

É importante frisar que em casos em que o empreendimento seja de abrangência local e no município não haja agência de meio ambiente, a responsabilidade pelo licenciamento passa diretamente para a esfera superior (agência estadual), e assim sucessivamente. Apesar da determinação da CONAMA descrita na Tabela 7, algumas atividades são obrigatoriamente licenciadas pelo IBAMA devido à sua localização ou por terem alguma importância estratégica, conforme apresentadas no Anexo J.

Outro fator de relevância é que no processo de licenciamento ambiental, empreendimentos ou atividades que afetem unidade de conservação ou sua zona de amortecimento (proteção ao entorno das unidades de conservação), deverá constar a autorização do órgão responsável por sua administração. A Tabela 8 relaciona os órgãos gestores de unidades de conservação com as situações em que devem ser consultados.

Tabela 8 – Órgãos consultivos para licenciamento ambiental

Órgão Gestor	Unidade de Conservação
Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN).	Áreas com sítios arqueológicos, e de interesse histórico e cultural.
Fundação Nacional do Índio (FUNAI)	Territórios indígenas.
Fundação Cultural Palmares	Empreendimentos ou atividades que causem impactos nas comunidades da influência negra na formação da sociedade brasileira.

Fonte: Ministério do Meio Ambiente (2012)

Nos casos em que o empreendimento necessite da anuência de um ou mais órgãos citados na Tabela 8, toda documentação e custos com profissionais para elaboração de parecer técnico do terreno é de exclusiva responsabilidade do empreendedor. Segundo consulta direta ao superintendente do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional – IPHAN em Pernambuco, para qualquer empreendimento situado num possível sítio arqueológico, é

necessária a contratação de um arqueólogo que faça o estudo de reconhecimento do local e elabore um relatório para apreciação do IPHAN, para que este emita um parecer para a o órgão ambiental responsável pela licença ambiental.

Em se tratando de território indígena, segundo consulta direta Coordenadora Geral de Licenciamento Ambiental da Fundação Nacional do Índio (FUNAI), é necessário que seja emitido pelo órgão o Atestado Administrativo, que se destina a atestar a situação geográfica do empreendimento em relação às terras indígenas regularizadas ou em processo de demarcação; e a Declaração de Reconhecimento de Limites que fornece ao empreendedor a certificação de que foram respeitados os limites de posse permanente destinados a indígenas. Para obtenção dos documentos emitidos pela FUNAI, o empreendedor deverá cumprir com as seguintes exigências:

I. O requerimento de Atestado Administrativo ou de Declaração de Reconhecimento de Limites deverá ser instruído com cópia dos documentos técnicos exigidos na Norma Técnica para Georreferenciamento de Imóveis Rurais, editada pelo Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária - INCRA. (MJ-FUNAI, 2012)

II. O requerimento encaminhado à FUNAI deve apresentar planta individual, em cópia impressa e digital, e o Memorial Descritivo do empreendimento objeto da análise, contendo os vértices definidores dos limites referenciados em coordenadas geográficas (latitude e longitude) do Sistema Geodésico Brasileiro (SGB) ou UTM, de modo a caracterizar seu posicionamento. Os documentos deverão estar devidamente assinados por técnico habilitado pelo Conselho Regional de Engenharia e Agronomia – CREA. (MJ-FUNAI, 2012)

Para empreendimentos planejados em áreas quilombolas, segundo consulta direta ao Coordenador de Preservação do Patrimônio Afro-brasileiro da Fundação Palmares, é necessário, além do expresse interesse pelo empreendimento por parte da população residente, que detém a posse coletiva do terreno, o órgão ambiental licenciador deverá enviar o estudo de impacto ambiental para a Fundação Palmares e essa irá avaliar o potencial de danos que o empreendimento causará, tanto do ponto de vista ambiental, como cultural, podendo dar a anuência ou não para a licença ambiental.

No caso do licenciamento para a central fotovoltaica de Petrolina, pelo fato do terreno não se tratar de terras indígenas nem quilombolas, em relação às exigências dos órgãos

consultivos, foi necessário apenas o estudo arqueológico para a atestação, por parte do IPHAN, de que o terreno do empreendimento não se caracteriza como sítio arqueológico

8.3. Monitoramento Ambiental

Em todas as etapas de implementação de uma central fotovoltaica, o órgão ambiental licenciador monitora as condições ambientais, através de visitas periódicas, podendo fazer intervenções a qualquer momento, se houver qualquer cenário divergente do previsto no programa ambiental.

É muito importante ressaltar que nos estudos ambientais, devem constar necessariamente as ações que o empreendedor desenvolverá em caso de desativação do empreendimento. Os órgãos ambientais reguladores responsabilizam o responsável pelo empreendimento pela estrutura física e possíveis equipamentos utilizados em caso de desativação da central fotovoltaica. Nessas condições, é obrigatória a entrega de um plano de fechamento, em que serão descritas as medidas tomadas para recuperação do cenário ambiental bem como o destino a ser dado aos resíduos gerados. O não cumprimento de tal exigência ocasionará o pagamento de multa e comprometimento judicial a partir de critérios pré-estabelecidos pelo CONAMA.

9. METODOLOGIA PARA ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS

Nas simulações realizadas neste trabalho, foi utilizado o *Retscreen* que é um o software computacional gratuito que dentre outros parâmetros, calcula a produção de energia elétrica ao longo dos anos, o tempo de retorno do investimento, e o acúmulo financeiro ao longo dos anos. Estes são na verdade os elementos principais na tomada de decisão de se investir, ou não, num sistema fotovoltaico. Os recursos oferecidos pelo programa são apresentados a seguir.

1. Modelo Energético: Especifica-se os parâmetros de localização do projeto, o tipo de sistema usado como base de referência (tipo de tecnologia convencional), a tecnologia a ser utilizada no projeto (no caso, central fotovoltaica conectada à rede elétrica), a carga (quando aplicável) e o recurso de energia renovável. O programa calcula a produção anual de energia ou a energia poupada.

Para fazer a simulação do modelo energético para a central fotovoltaica de Petrolina, foram inseridos os valores médios mensais da irradiância solar, da temperatura ambiente e da velocidade do vento, obtidos na estação solarimétrica existente na cidade de Petrolina. Esses dados, referentes a oito anos (2004-2012), foram tratados por uma equipe do grupo FAE/UFPE, chegando a valores médios mensais muito próximos à valores apresentados pelo Atlas Solarimétrico do Brasil para aquela localidade. Por sua vez, o programa contém dados meteorológicos para Petrolina obtidos por satélite, porém os valores divergem em média 5% para mais dos valores obtidos na estação local.

Ainda para a simulação, tiveram como dados de entrada: a potência instalada da central, o tipo de tecnologia a ser utilizada, o modelo e fabricante dos módulos fotovoltaicos, as perdas por cabeamento, o fator de capacidade da central, a potência do inversor, a eficiência de conversão, as perdas no inversor, entre outros parâmetros técnicos dos equipamentos que irão compor a central fotovoltaica, a partir das características dos equipamentos propostos por um dos licitadores que concorreram para implantação da Central Fotovoltaica de Petrolina.

2. Análise de Custo: Pode-se escolher entre um estudo de pré-viabilidade, em que são inseridas menos informações e obtém-se uma análise mais simples, e um estudo de

viabilidade, que consta de informações de entrada mais apuradas e também se obtêm informações mais precisas a respeito da viabilidade do projeto.

No caso da Central Fotovoltaica de Petrolina, foi feito o estudo da viabilidade do projeto, que para a implementação de um projeto baseado em energias renováveis estão relacionados vários fatores que devem ser cuidadosamente analisados pelo empreendedor. No caso específico, os fatores avaliados foram:

- ✓ Recurso energético disponível no local do projeto;
- ✓ Características dos equipamentos;
- ✓ Custos iniciais do projeto;
- ✓ Custos com manutenção, reparos e substituição;
- ✓ Preço bruto da energia;
- ✓ Financiamento;
- ✓ Impostos sobre equipamentos;
- ✓ Créditos ambientais e subsídios;
- ✓ Relação de custo-benefício.

3. Análise de Gases de Efeito Estufa: Trata-se de um tópico opcional, em que se apresenta a redução anual na emissão de gases de efeito estufa em decorrência do uso de energia renovável em substituição a uma tecnologia convencional usada como base.

Nesta etapa, com a inserção das informações de localização e características técnicas dos equipamentos que irão compor a central fotovoltaica de Petrolina, o software dá o resultado da quantidade de CO₂ anual que deixa de ser lançado na atmosfera.

4. Resumo Financeiro: Nessa etapa o usuário especifica parâmetros financeiros relacionados com a economia do custo de energia, créditos de produção, créditos de redução da emissão de gases de efeito estufa, incentivos, inflação, taxa de desconto, dívida, e impostos. Na simulação realizada para a central fotovoltaica de Petrolina, todos esses parâmetros foram preenchidos, tanto para a situação real do empreendimento, quanto para uma situação hipotética em que um empreendedor iria instalar uma central com as mesmas características, recorrendo a financiamentos.

O único parâmetro que não foi simulado para a central fotovoltaica de Petrolina foi o dos créditos por redução da emissão de gases do efeito estufa, haja vista que no Brasil

não existe política normativa para a recompensar financeiramente os produtores de eletricidade pelas toneladas de CO₂ que deixaram de ser lançadas na atmosfera.

5. Sensibilidade e Análise de Risco: Também é um tópico opcional, em que o empreendedor é auxiliado na determinação de como a incerteza nas estimativas de vários parâmetros pode afetar a viabilidade financeira do projeto. Esse foi outro parâmetro não simulado para a central fotovoltaica de Petrolina, uma vez que na viabilidade financeira será avaliada basicamente o tempo de retorno do empreendimento.

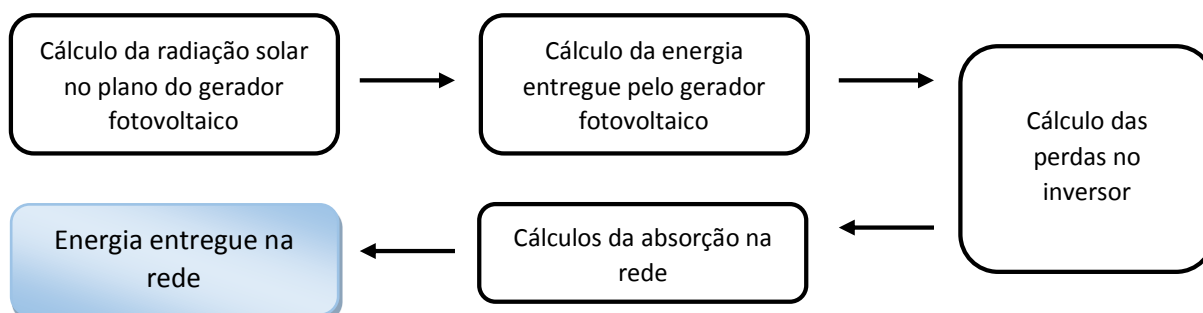
9.1. Equações Utilizadas para Cálculo dos Parâmetros de Viabilidade Técnico-econômica

No software que foi utilizado nas simulações e que está sendo detalhado neste capítulo, tem-se implicitamente equações matemáticas conhecidas amplamente nos ramos da economia e da geometria solar. Portanto, para possível comprovação dos resultados obtidos através do software, as sub-seções seguintes apresentam os algoritmos contidos nessas equações. Apesar de que, os programas utilizados têm seus algoritmos comprovados através de modelos clássicos conhecidos na literatura mundial.

9.1.1. Modelo de Análise da Geração de Eletricidade

Para a obtenção da geração de eletricidade, na simulação foram inseridos os dados de localidade e especificações técnicas dos equipamentos que irão compor a central fotovoltaica de Petrolina, como já foi dito anteriormente. No entanto, para se chegar a esse montante de energia gerada anualmente, o software utilizou o seguinte algoritmo representado pela Figura 25.

Figura 25 - Algoritmos para cálculo da eletricidade injetada na rede elétrica



9.1.1.1. Cálculo da radiação solar no plano do gerador fotovoltaico

Para fazer o cálculo da radiação solar no plano do gerador fotovoltaico, é preciso esclarecer que o software usa como base para tal cálculo, alguns parâmetros muito conhecidos na geometria solar, os quais são definidos e apresentados a seguir.

- ✓ Declinação Solar (δ): Ângulo entre a posição do Sol e o plano do equador. O valor é dado em graus e é calculado pela equação 11 de Cooper.

$$\delta = 23,45 \sin \left(2\pi \frac{284+n}{365} \right) \quad (11)$$

Em que n é o dia juliano do ano que vai de 1 (1° de janeiro) a 365 (31 de dezembro).

- ✓ Ângulo do pôr do Sol (ω_s): Trata-se do ângulo solar na hora correspondente ao pôr do Sol. Este ângulo é calculado pela Equação 12.

$$\cos \omega_s = -\tan \lambda \tan \delta \quad (12)$$

Em que δ é a declinação solar e λ é a latitude do local.

- ✓ Radiação Extraterrestre e Índice de Claridade Médio: Como o próprio termo indica, a radiação extraterrestre é a radiação fora da atmosfera. Tal radiação é representada por H_{0h} e o software calcula este parâmetro através da Equação 13.

$$H_{0h} = \frac{86400I_0}{\pi} \left(1 + 0,033 \cos \left(2\pi \frac{n}{365} \right) \right) (\cos \lambda \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin \lambda \sin \delta) \quad (13)$$

Em que I_0 é a constante solar que vale 1367 W/m^2 , e demais variáveis já definidas anteriormente.

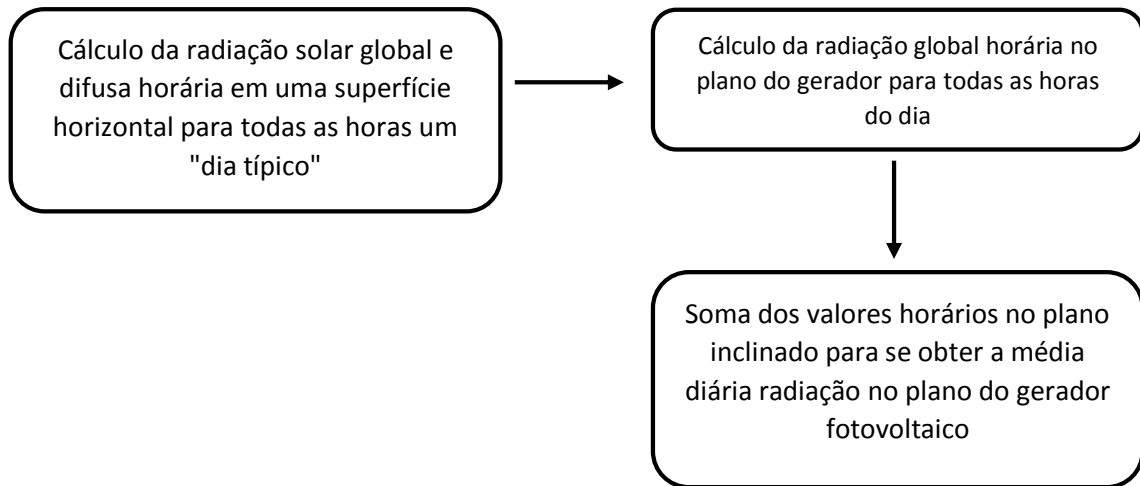
Já o índice de claridade é definido como a razão entre a radiação solar na superfície da Terra e a radiação extraterrestre. A Equação 14 é usada pelo software para calcular o índice de claridade médio ($\overline{K_T}$).

$$\overline{K}_T = \frac{\overline{H}_h}{\overline{H}_{oh}} \quad (14)$$

Em que $\overline{H}_h$ é a média mensal da radiação solar diária na superfície horizontal e $\overline{H}_{oh}$ é média mensal diária extraterrestre da radiação solar na superfície horizontal. O índice de claridade médio depende da latitude do local e da época do ano. Geralmente, seu valor varia de 0,3 a 0,8.

Uma vez conhecido os parâmetros que auxiliam no cálculo da radiação solar no plano do gerador fotovoltaico, os passos seguintes para se chegar ao resultado, e que são usados pelo software, estão representados no fluxograma da Figura 26.

Figura 26 -Algoritmo para calcular a radiação solar no plano do gerador fotovoltaico



- ✓ Calculo da irradiância global e difusa horárias: O algoritmo utilizado no software para o cálculo da radiação solar, a divide em duas partes: direta, que provém do disco solar; e difusa, que vem do restante do céu.

Primeiramente, a média mensal diária da radiação difusa ($\overline{H}_d$) é calculada a partir da média mensal diária da radiação global ($\overline{H}$) através da Equação 15 de Erbs et al., apresentada a seguir.

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1,391 - 3,560\overline{K}_T + 4,189\overline{K}_T^2 - 2,137\overline{K}_T^3 \quad (15)$$

A Equação 15 é usada quando o ângulo do pôr do Sol para o dia médio mensal for menor que $81,4^\circ$, e quando o ângulo do pôr do Sol para o dia médio mensal for maior que $81,4^\circ$, o software usa a Equação 16.

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1,311 - 3,022\bar{K}_T + 3,427\bar{K}_T^2 - 1,821\bar{K}_T^3 \quad (16)$$

Em seguida, a média diária de radiação é descrita em valores horários. Isso é feito pela Equação 17 que é uma formulação de Collares-Pereira e Rabl para a irradiância global.

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (17)$$

$$a = 0,409 + 0,501 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (18)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad (19)$$

Em que r_t é a relação horária para radiação global total diária. E para calcular a radiação difusa, o software usa a Equação 20 de Liu e Jordan.

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (20)$$

Em que r_d é a relação horária para radiação difusa total diária.

Para cada hora do “dia médio”, o software calcula a irradiância global horizontal I e suas componentes difusa I_d e direta I_b através das Equações a seguir.

$$I = r_t \bar{I} \quad (21)$$

$$I_d = r_d \bar{I}_d \quad (22)$$

$$I_b = I - I_d \quad (23)$$

- ✓ Cálculo horário da irradiância no plano do gerador: Para fazer este cálculo, o software recorreu ao modelo isotrópico de Duffie e Beckman. Existem modelos mais completos do que o supracitado, porém para uma análise de viabilidade, esse é satisfatório. O modelo em questão é descrito pela Equação 24.

$$I_{col} = I_b \cos \theta + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_\rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (24)$$

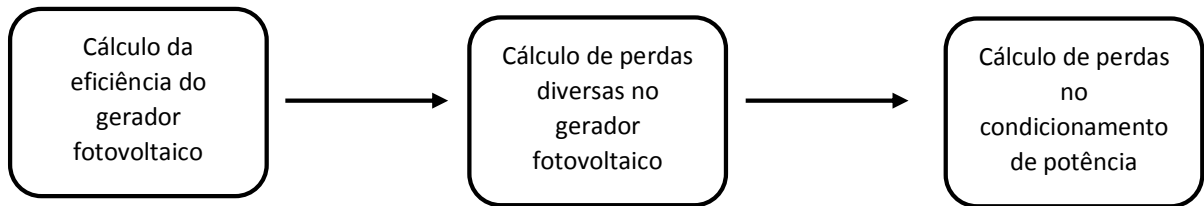
Em que I_{col} é a irradiância no plano do gerador, ρ representa o albedo, e β representa a inclinação do gerador.

- ✓ Soma dos valores horários no plano do gerador: A irradiância para todas as horas do dia é calculada pelo software através da soma horária individual.

9.1.1.2. Cálculo da energia entregue pelo gerador

No software, o cálculo da energia que o gerador entrega tem como base o trabalho de Evans (1981). Tal trabalho, tem como algoritmo a representação através da Figura 27.

Figura 27 - Algoritmo para cálculo da energia entregue pelo gerador



- ✓ Cálculo da eficiência média do gerador fotovoltaico (η_p): No software, esse cálculo é feito baseado na Equação 25, que está em função da temperatura média do módulo fotovoltaico (T_c).

$$\eta_p = \eta_r [1 - \beta_p (T_c - T_r)] \quad (25)$$

Em que η_r representa a eficiência do módulo fotovoltaico na temperatura de referência T_r ($=25^\circ\text{C}$), e β_p é o coeficiente de temperatura do módulo. T_c está

relacionada com a média mensal da temperatura ambiente, através da Equação 26 que representa a fórmula de Evans (1981):

$$T_c - T_a = (219 + 832\bar{K}_t) \frac{NOCT-20}{800} \quad (26)$$

Em que $NOCT$ é a temperatura nominal de operação da célula, medida em °C, e $\bar{K}_t$ é o índice de claridade médio mensal.

Portanto, a energia entregue pelo gerador fotovoltaico, E_p (medida em Wh), é calculada pela Equação 27.

$$E_p = A \cdot \eta_p \bar{I}_{col} \quad (27)$$

Em que A é a área do gerador fotovoltaico.

- ✓ Cálculo das perdas no gerador e no condicionamento de potência: Da Equação 27, devem ser reduzidas as perdas diversas no gerador (λ_p) e as perdas no condicionamento de potência (λ_c), através da Equação 28.

$$E_A = E_p(1 - \lambda_p)(1 - \lambda_c) \quad (28)$$

Em que E_A será a energia no gerador fotovoltaico disponível para a carga.

9.1.1.3. Perdas no inversor e no cabeamento

Estas são as últimas etapas consideradas pelo software para calcular a energia entregue à rede elétrica. Após calcular a energia disponibilizada pelo gerador fotovoltaico através da Equação 28, o software ainda leva em consideração dois fatores limitantes da energia a ser entregue à rede elétrica, são eles: a eficiência do inversor (η_{inv}) e do cabeamento (η_{abs}).

A energia que estará disponível para a rede é a energia produzida pelo gerador fotovoltaico, reduzida das perdas no inversor. Para fazer esse cálculo, o software utiliza a Equação 29.

$$E_{cab} = E_A \eta_{inv}$$

Em que E_{cab} representa a energia disponível no cabeamento e η_{inv} é a eficiência do inversor.

Para calcular a energia realmente entregue à rede, o software utiliza da Equação 30.

$$E_{entregue} = E_{cab} \eta_{cab} \quad (30)$$

Em que η_{cab} é a eficiência do cabeamento.

Enfim, o resultado gerado no software para a energia elétrica entregue à rede segue implicitamente todas as etapas apresentadas nesta seção.

9.1.2. Modelo de Análise Financeira

Sendo a viabilidade financeira do projeto um dos fatores mais importantes na tomada de decisão em se instalar um SFCR, esse modelo calcula, a partir dos parâmetros financeiros inseridos pelo usuário, indicadores de viabilidade financeira tais como taxa de retorno interna, valor líquido atual, entre outros. É importante ressaltar que nesse modelo são feitas as seguintes considerações:

- ✓ O ano de investimento inicial é o ano zero;
- ✓ Os custos e os créditos são estabelecidos em termos do ano zero, e a taxa de inflação é aplicada do ano 1 (um) em diante; e
- ✓ O balanço do fluxo de caixa ocorre no final do ano.

Dentre os vários aspectos financeiros abordados na simulação da Central Fotovoltaica de Petrolina, alguns deles merecem relevância na tomada de decisão de se investir no projeto. São eles:

1. Pagamento da Dívida: Este parâmetro está relacionado ao prazo em que a dívida será paga. Trata-se de um fluxo constante de pagamentos regulares que, geralmente, duram um número fixo de anos. Considerando D como sendo o pagamento da dívida anual, seu cálculo é feito através da Equação 31.

$$D = C \cdot f_d \cdot \frac{i_d}{1 - \frac{1}{(1 + i_d)^{N'}}$$

Na Equação 31, C representa o custo inicial total do projeto, f_d a taxa da dívida, i_d é a taxa de juros anual efetiva da dívida, e N' é o prazo da dívida em anos. Por sua vez, o pagamento da dívida representado pela Equação 32 também pode ser dividido em pagamento principal $D_{p,n}$ e pagamento dos juros $D_{i,n}$, conforme representado na Eq. 32.

$$D = D_{p,n} + D_{i,n} \quad (32)$$

Importante ressaltar que tanto o pagamento principal quanto o pagamento dos juros apresentados na Equação 32, irão variar de ano a ano.

Nas simulações feitas para um empreendedor que recorre a empréstimo financeiro, o tempo para pagamento da dívida foi escolhido como sendo de 25 anos, por ser esse o tempo de vida útil do sistema fotovoltaico.

2. Fluxo de Caixa: Trata-se do balanço anual de toda renda (entradas) e de toda despesa (saídas) gerada pelo projeto. O cálculo do fluxo de caixa (C_n) utilizado pelo software, está descrito através da Equação 33.

$$C_n = C_{in,n} - C_{out,n} \quad (33)$$

Na Equação 33, os termos $C_{in,n}$ e $C_{out,n}$ representam entradas de caixa e saídas de caixa, respectivamente. Importante ressaltar que o cálculo do fluxo de caixa apresentado através da Equação 33, aponta para valores antes de considerar os impostos. Este é um parâmetro calculado a partir do preço do MWh informado na base de dados do programa.

No entanto, as entradas de caixa bem como as saídas de caixa, são calculadas através das equações seguir.

- ✓ Entradas de Caixa ($C_{in,n}$): É toda a receita gerada pelo empreendimento. Considerando o ano zero, as entradas de caixa do projeto seriam apenas os incentivos e os subsídios. Já para os anos subsequentes, o software calcula as entradas de caixa pela Equação 34.

$$C_{in,n} = C_{ener}(1 + r_e)^n + C_{capa}(1 + r_i)^n + C_{RE}(1 + r_{RE})^n + C_{GHG}(1 + r_{GHG})^n \quad (34)$$

Onde n é o ano, C_{ener} é a energia anual economizada ou vendida, C_{capa} é a potência economizada ou vendida, C_{RE} é a renda do crédito da produção de energia renovável anual, r_{RE} é a taxa de escalada de crédito de energia renovável, C_{GHG} é a renda de redução do GHG, e r_{GHG} é a taxa de escalada de crédito do GHG.

- ✓ Saídas de Caixa ($C_{out,n}$): São todos os custos com o empreendimento. Para o ano zero, a saída de caixa antes de impostos é igual ao capital do projeto. Para as saídas de caixa, o software utiliza a Equação 35 apresentada a seguir.

$$C_{out,n} = C_{O\&M}(1 + r_i)^n + C_{fuel}(1 + r_e)^n + D + C_{per}(1 + r_i)^n \quad (35)$$

Onde n é o ano, $C_{O\&M}$ é o custo anual de operação e manutenção, r_i é a taxa de inflação, C_{fuel} é o custo anual com combustível ou eletricidade, r_e é a taxa escalada do custo de energia, D é o pagamento de débito anual e C_{per} é o custo periódico.

3. Relação Custo-Benefício (B-C): Esse é um dos parâmetros mais importante da análise financeira, pois ele indica qual a rentabilidade relativa do projeto. Ela é calculada através da razão entre o valor presente das receitas anuais menos o custo anual com o projeto. A Equação 36 descreve como foi calculada a relação custo-benefício

$$(B - C) = \frac{NPV + (1 - f_d)C}{(1 - f_d)C} \quad (36)$$

Onde NPV representa o valor presente das receitas, a f_d a taxa da dívida e C o custo inicial do projeto.

Enfim, mesmo o software disponibilizando outros aspectos financeiros para avaliação da viabilidade de um projeto, nas as simulações feitas neste trabalho para a Central Fotovoltaica

de Petrolina, este último foi o aspecto mais levado em consideração, conforme pode ser visto no capítulo dos resultados e discussões.

10. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Sendo este, um trabalho que tem como foco principal, o estudo das normativas técnico-operacionais e procedimentais para instalação de uma central fotovoltaica e que teve como estudo de caso a Planta Fotovoltaica de Petrolina, projeto aprovado através da Chamada Pública Nº 013/2011 da ANEEL, neste capítulo serão apresentadas as etapas já cumpridas no processo de implantação até o momento, além de simulações numéricas, nas condições reais e hipotéticas, para um empreendimento fotovoltaico com as características técnicas do que está previsto no projeto básico da Central Fotovoltaica de Petrolina.

É importante frisar, que tal empreendimento, de propriedade da CHESF, teve lançado o seu edital de licitação em que quatro empresas apresentaram as suas propostas orçamentárias. Para fundamentação das simulações feitas neste trabalho, foi feito, de forma sigilosa, um estudo das propostas para verificar o atendimento das exigências técnico-operacionais e mapeamento dos custos da central por segmentos que compõem o investimento total, conforme já foi apresentado no capítulo 4. Porém, é de conhecimento público que o preço dos módulos fotovoltaicos baixou significativamente, devido à grande oferta do produto no mercado. Por isso, os valores atribuídos para os módulos no momento da proposta licitatória e que são considerados neste trabalho, estão acima do preço de mercado praticado atualmente, porém o custo total representa a realidade do mercado brasileiro.

A discussão sobre os pontos mais relevantes no processo de implantação (ainda não concluído) e os resultados das simulações para a Planta Fotovoltaica de Petrolina, serão apresentados a seguir.

10.1. Aspectos Naturais de Viabilidade

A Central Fotovoltaica de Petrolina será instalada num local privilegiado no Brasil, em termos da disponibilidade do recurso solar durante o ano inteiro ($\overline{H}_h = 5,38 \frac{kWh}{m^2} \cdot dia$); local de pouca precipitação pluviométrica, além da chuva ser concentrada em certos meses do ano; ar com pouca umidade e consequentemente, céu com pouca nebulosidade. Estrategicamente bem localizado quanto ao acesso por via terrestre; fica próximo a um canal de irrigação do vale do São Francisco; e próximo à uma rede de distribuição elétrica de 13,8 kV onde terá seu ponto de conexão.

10.2. Aspectos Normativos Técnicos

Os projetos básico e executivo da Central Fotovoltaica de Petrolina atendem às exigências feitas pela ANEEL nos requisitos de característica dos equipamentos, níveis de tensão, qualidade da energia, procedimentos operacionais, e segurança do sistema. Em resumo:

- ✓ O sistema tem potência instalada de 2,5MWp e será conectado na rede de distribuição (média tensão) de 13,8 kV, conforme exige a ANEEL;
- ✓ Para centrais solares, não são recomendados módulos fotovoltaicos de potência inferior a 50W. Na planta fotovoltaica de Petrolina, estão previstos módulos de 240W;
- ✓ Os módulos fotovoltaicos previstos devem ter eficiência superior a 14,8%, sendo classificados como “A” em termos de Eficiência Energética;
- ✓ Toda a documentação necessária para o cumprimento das etapas de procedimento de acesso (consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso) foi elaborada dentro dos padrões exigidos pela ANEEL, tendo no fim das contas a permissão para conexão à rede;
- ✓ O memorial descritivo da central contempla todas as exigências em relação aos critérios técnicos e operacionais, à proteção do sistema, e a operação, manutenção e segurança da conexão;

10.3. Aspectos Normativos Ambientais

Sendo esta, uma das etapas mais delicadas e morosas na implantação da Central Fotovoltaica de Petrolina. Até o momento, já foram obtidas as licenças prévia (LP) e de instalação (LI). Dentre os aspectos mais relevantes das normativas ambientais para a implantação da Central Fotovoltaica de Petrolina, alguns são citados a seguir.

- ✓ Por haver agência municipal de meio ambiente na cidade de Petrolina e o empreendimento não ultrapassar os limites territoriais do município, é essa agência municipal que está sendo responsável pelo licenciamento ambiental do empreendimento, conforme prevê a resolução N° 237 CONAMA;

- ✓ Em termos de estudos ambientais, a CHESF foi responsável pela contratação de profissionais para fazer o levantamento da fauna, da flora e do relevo para os estudos ambientais e a geração de seu relatório, para fins de obtenção da licença prévia (LP);
- ✓ Todas as exigências feitas até o momento em termos de estudos, relatórios e ações mitigadoras foram cumpridas pela CHESF;
- ✓ Dentre os órgãos consultivos, o único que foi acionado para emissão de parecer para o licenciamento foi o IPHAN, a fim de verificar o potencial arqueológico do local a ser instalada a central;
- ✓ Nem o IBAMA nem a CPRH tiveram qualquer influência direta sobre o processo de licenciamento.

10.4. Estudo de Caso para a Geração da Central Fotovoltaica de Petrolina

Foram realizadas simulações para subsidiar o empreendedor na tomada de decisão de se investir ou não em um empreendimento fotovoltaico, a partir de diferentes cenários financeiros, ou de tecnologias diferentes. Neste capítulo estão apresentados os resultados de quatro simulações, conforme apresentado a seguir.

10.4.1. Simulação 1

Tratou-se de uma simulação com os parâmetros descritos no projeto executivo da Central Fotovoltaica de Petrolina. Os parâmetros utilizados foram:

Tecnologia	Pot. do Módulo	Pot. Total Instalada	Custo Total Médio
p-Si	240 Wp	2502,72 KWp	R\$ 14.774.780,00

Outros parâmetros inseridos:

Taxa inflação	Razão da dívida	Vida do projeto	Valor MWh
6,75%	0%	25 anos	R\$ 215,00

Tratou-se do caso real da Central Fotovoltaica de Petrolina, cujo investimento foi proveniente de recursos do Governo Federal. De acordo com a simulação apresentada no Apêndice A, tem-se como resultado:

Eletricidade injetada na rede ano zero	Tempo de retorno	Total acumulado nos 25 anos
4180 MWh	11,4 anos	R\$ 40.358.484,00

10.4.2. Simulação 2

Nessa simulação foram usados os mesmos parâmetros usados na simulação 1, porém hipoteticamente um empreendedor recorreria a um financiamento de 20% do valor total, pagando juros de 8% ao ano.

Tecnologia	Pot. do Módulo	Pot. Total Instalada	Custo Total Médio
p-Si	240 Wp	2502,72 KWp	R\$ 14.774.780,00

Outros parâmetros inseridos:

Taxa inflação	Razão da dívida	Taxa juros da dívida	Vida do projeto	Pag. da dívida	Valor MWh
6,75%	20%	8,0%	25 anos	25 anos	R\$ 215,00

De acordo com a simulação apresentada no Apêndice B, tem-se como resultado:

Eletricidade injetada na rede ano zero	Tempo de retorno	Total acumulado nos 25 anos
4180 MWh	11,6 anos	R\$ 38.389.829,00

10.4.3. Simulação 3

Nessa simulação foram usados os mesmos parâmetros usados na simulação 2, porém hipoteticamente um empreendedor recorreria a um financiamento de 80% do valor total, pagando juros de 8% ao ano.

Tecnologia	Pot. do Módulo	Pot. Total Instalada	Custo Total Médio
p-Si	240 Wp	2502,72 KWp	R\$ 14.774.780,00

Outros parâmetros inseridos:

Taxa inflação	Razão da dívida	Taxa juros da dívida	Vida do projeto	Pag. da dívida	Valor MWh
6,75%	80%	8,0%	25 anos	25 anos	R\$ 215,00

De acordo com a simulação apresentada no ApêndiceC , tem-se como resultado:

Eletricidade injetada na rede ano zero	Tempo de retorno	Total acumulado nos 25 anos
4180 MWh	11,1 anos	R\$ 28.667.139,00

10.4.4. Simulação 4

Nesta simulação, foi considerado que a Central Fotovoltaica de Petrolina, cuja potência instalada será de 2500 kWp, financiada pelo governo federal, usaria a tecnologia de Silício amorfo para os módulos fotovoltaicos. Para isso, tomando como base os preços médios das propostas licitatórias para cada segmento da central, e fazendo a correção de preço entre os módulos de Silício policristalino e Silício amorfo, chegou-se às seguintes conclusões:

Quanto às variações ocorridas entre as duas tecnologias, obteve-se:

Módulos Fotovoltaicos	Tecnologia	Quantidade	Valor unitário	Valor total
	p-Si	10 428	R\$ 817,37	R\$ 8.523.534,36
	a-Si	17 563	R\$ 672,25	R\$ 11.806.726,75

A área ocupada pelos módulos de p-Si é de 16 933 m² enquanto a área ocupada pelos módulos de a-Si é de 31 206 m². Uma razão 1,84 entre as áreas de a-Si e p-Si, ocasionando, obviamente um aumento de diversos outros custos, como mostrados a seguir.

	Tecnologia	Valor total
Cabeamento	p-Si	R\$ 393.756,68
	a-Si	R\$ 725.658,24
Estruturas	p-Si	R\$ 1.564.909,08
	a-Si	R\$ 2.883.987,05
Instalações	p-Si	R\$ 2.431.767,09
	a-Si	R\$ 4.481.528,60

Independentemente do tipo de tecnologia utilizada, para alguns segmentos os custos permanecem inalterados, no entanto, os custos da Central Fotovoltaica de Petrolina usando a-Si ao invés de p-Si, passaram de R\$ 14.774.780,00 para R\$ 21.758.714,64. Portanto, a partir do novo valor de investimento, foi feita a simulação 4. Os parâmetros utilizados são apresentados a seguir.

Tecnologia	Pot. do Módulo	Pot. Total Instalada	Custo Total Médio
a-Si	142 Wp	2502,73 KWp	R\$ 21.758.714,64

Outros parâmetros inseridos:

Taxa inflação	Razão da dívida	Vida do projeto	Valor MWh
6,75%	0%	25 anos	R\$ 215,00

Tratou-se do caso real da Central Fotovoltaica de Petrolina, cujo investimento foi feito pelo governo federal. De acordo com a simulação apresentada no Apêndice B, tem-se como resultado:

Eletricidade injetada na rede ano zero	Tempo de retorno	Total acumulado nos 25 anos
4477 MWh	14,4 anos	R\$ 35.741.856,00

10.4.5. Desempenho Global do Sistema

Utilizando a Equação 10, a produtividade (Y_F) prevista para a central fotovoltaica de Petrolina foi calculado utilizando como base de dados:

- Energia gerada pelo sistema no primeiro ano: 4.180,4 MWh
- Potência da planta instalada: 2,502 MW

O resultado dos cálculos indicam uma produtividade $Y_F = 1.670,82 \text{ h}$

De posse do resultado da produtividade do sistema, calcula-se o desempenho global (PR) previsto para a central fotovoltaica de Petrolina utilizando a Equação 9. Para isso, foi utilizada como base de dados:

- Irradiância anual no plano do coletor: 1.910.000 Wh/m²
- Irradiância de referência: 1000 W/m²

O resultado dos cálculos para o desempenho global previsto para a central fotovoltaica de Petrolina apontam o $PR = 0,87$, numa escala de 0 (zero) a 1 (um). Logo, pode-se considerar como muito bom um desempenho global de 87%.

11. CONCLUSÕES

Diante do que foi apresentado neste trabalho, o Brasil tem plenas condições para desenvolver o mercado interno de fotovoltaicos, como já sinalizam os resultados dos últimos leilões de energia renovável, não só em termos de grandes empreendimentos, mas também para pequenos sistemas integrados à edificação civil. Portanto, faz-se necessário difundir as informações a respeito das normas e dos procedimentos para a instalação desses sistemas de geração de eletricidade.

Verificou-se que os artigos científicos que tratam de dimensionamento dos dispositivos, comparação entre diferentes tecnologias, viabilidade econômica para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, em sua maioria, referem-se a sistemas de pequeno porte. Em termos de sistemas maiores que caracterizam uma central, não há publicações nacionais, sobretudo pela quase inexistência delas em âmbito nacional.

O que se verifica no processo liberação de um ponto para conexão à rede elétrica, tanto para sistemas grandes ou pequenos, existe muita burocracia, além de ser um processo oneroso para o empreendedor. Além do mais, é preciso que o Brasil avance em termos de incentivos fiscais, tributários e financeiros para quem pretender instalar sistemas fotovoltaicos à rede elétrica.

Em termos de centrais fotovoltaicas, além da burocracia existente em aspectos técnicos, também existe a falta de padronização e a morosidade nos procedimentos para o licenciamento ambiental. O órgão ambiental licenciador tem a liberdade de pedir o tipo de estudo, o tipo de relatório e a ação mitigadora que achar pertinente. Além do mais, quando se recorre aos órgãos consultivos, em alguns casos, os estudos demandam um tempo bem superior ao previsto no cronograma do projeto, podendo, dessa forma, inviabilizar o empreendimento.

Do ponto de vista ambiental, os sistemas fotovoltaicos não poluem durante sua operação, não causam grandes impactos e estão enquadrados nos projetos de sustentabilidade. Quanto à disponibilidade do recurso solar, o Brasil é bastante privilegiado na maior parte do seu território. Portanto, julga-se como bastante viável a utilização de sistemas fotovoltaicos para geração de eletricidade no Brasil.

Do ponto de vista da geração de eletricidade, as simulações apontaram que para uma planta fotovoltaica de mesma potência instalada, usando a tecnologia de Silício policristalino, que é mais eficiente que a tecnologia de Silício amorfo, foi verificada uma geração de eletricidade na planta de Silício amorfo em torno de 7% a mais do que na planta de Silício

policristalino. Esse efeito atípico se dá para localidades com temperaturas ambiente elevadas, como na Região Nordeste brasileira. Tal efeito ocorre devido ao coeficiente temperatura que ocasiona uma perda na geração. Sendo o coeficiente dos módulos de Silício amorfo praticamente um quarto do coeficiente dos módulos de Silício policristalino, logo tendo a mesma potência instalada, a planta de amorfo terá uma geração superior à de policristalino.

Em termos do desempenho global do sistema (Performance Ratio), o valor calculado a partir dos dados de irradiância e configuração do sistema, apontam para um valor acima do que é exigido no edital da planta fotovoltaica de Petrolina.

E do ponto de vista financeiro, as simulações mostraram que, usando a tecnologia prevista para a central fotovoltaica de Petrolina e com as condições reais de investimento, o tempo de retorno foi de 11,4 anos. Já na simulação em que se utilizou uma tecnologia menos eficientes, porém sem recorrer a empréstimos financeiros, o tempo de retorno foi de 14,6 anos. Contudo, o uso da tecnologia menos eficiente, apesar de apresentar uma maior geração de eletricidade, conforme a simulação, economicamente é menos viável do que a tecnologia mais eficiente.

Também é importante frisar que na análise técnico-econômica, em condições gerais, deve-se ser considerado o custo com a aquisição do terreno a ser utilizado em uma central. Especificamente no caso da Central Fotovoltaica de Petrolina, não houve custos com a aquisição do terreno, por se tratar de uma cessão do uso do terreno, autorizada por órgãos públicos.

Ainda do ponto de vista financeiro, os valores acumulados, conforme as simulações, ao longo da vida útil do projeto, apontam para um montante acumulado, durante os 25 anos de vida útil do sistema, da ordem de 35% superior ao montante obtido se o investimento fosse feito em uma caderneta de poupança.

11.1. Sugestão para Próximos Trabalhos

- ✓ Estudo das normas técnicas exigidas pela ANEEL para criação de um documento normativo com especificidade fotovoltaica.
- ✓ Elaboração de um documento que padronize os procedimentos básicos para obtenção do licenciamento ambiental, respeitando as peculiaridades dos diferentes biomas.

- ✓ Estudo de diferentes tecnologias fotovoltaicas para diferentes regiões do país, a fim mapear o tipo de tecnologia é mais viável, do ponto de vista custo-benefício e da eficiência energética.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Chamada N° 13/2011 – Projeto Estratégico: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção de Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira.”**. Brasília – DF, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. Módulo 6 - 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 481/2012**. Brasília –DF, 2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 482/2012**. Brasília –DF, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa N° 493/2012**. Brasília –DF, 2012

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Tarifas Residenciais**. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idarea=493>> Acesso em 05 de Junho de 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Banco de Informação de Geração – BIG**. Brasília – DF, 2014. Disponível em < [http:// www.aneel.gov.br /aplicações /capacidadebrasil/FontesEnergia.asp?>](http://www.aneel.gov.br/aplicações/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp?>) Acesso em 15 de Setembro de 2014.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Universidade de São Paulo. Dissertação. Maio, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA – ABINEE. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Junho, 2012.

ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA – COGEN. **Inserção da Energia Solar no Brasil**. Relatório. São Paulo –SP. Maio, 2012.

ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; Samuel Luna de Abreu e Ricardo Rüther. – São José dos Campos - INPE, 2006.

ATLAS SOLARIMÉTRICO DO BRASIL. Chigueru Tiba; Naum Fraidenraich; Francisco José Maciel Lyra; Ângela Maria de Barros Nogueira; Hugo Grossi Gallegos. UFPE, CHESF, 2000.

BENEDITO R. S., ZILLES R., **A expansão da oferta de Energia Elétrica nos centros urbanos brasileiros por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Revista Brasileira de Energia, Vol. 16, 1° Sem. 2010, pp. 7-19.

BÜHLER, A. J., **Determinação de Parâmetros Fotovoltaicos a partir de Ensaios de Curvas Características sem Iluminação**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Dissertação, Junho. 2007.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Projeto de Lei 1859/2011**. Disponível em < <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=512620> > Acesso em 22 de outubro de 2014.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Projeto de Lei 2952/2011**. Disponível em < <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=531561> > Acesso em 22 de outubro de 2014.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Projeto de Lei 630/2003**. Disponível em < <http://www.camara.gov.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=109513> > Acesso em 22 de outubro de 2014.

CÂMARA, C. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Universidade Federal de Lavras. Dissertação (mestrado). Lavras – MG, 2011.

CEPEL/CRESESB. **Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro. 2014.

CONGRESSO NACIONAL. **Lei Federal N° 6.938/81 das Políticas de Meio Ambiente**. Brasília-DF.1981

CONGRESSO NACIONAL. **Lei N° 11.977/2009**. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/11977.htm. Acesso em 22 de abril de 2013.

COSTA, H. J. S. **Avaliação do Fator de Dimensionamento do Inversor em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Universidade Federal do Ceará. Monografia (graduação), pág. 52. Fortaleza – CE, 2010.

CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. **Licenciamento Ambiental**. Brasília-DF. 1988.

CPFL – ENERGIAS RENOVÁVEIS S.A. **Contribuição ao Processo de Consulta Pública N° 007/2013**. Disponível em < http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/CPFL%20Renov%C3%A1veis_cp007_2013.pdf. Acesso em 12 de julho de 2013.

CPRH – Agência Estadual de Meio Ambiente. **Documentação básica para licenciamento ambiental**. Disponível em < http://www.cprh.pe.gov.br/licenciamento/documentacao_basica_para_licenciamento_ambiental/39741%3B41753%3B1526%3B0%3B0.asp > Acesso em 30 de maio de 2013.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION – EPIA. Market Report 2012. Disponível em < <http://pt.scribd.com/doc/125267115/Epia-Market-Report-2012>. Acesso em 12 de abril de 2013.

GERALDI, D. **Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes**. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Campinas. 2013. (Dissertação de Mestrado).

INTERNATIONAL ENERGY INITIATIVE. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação**. Campinas- SP, 2009.

JANNUZZI, G. M.; MELO, C. A.; TRIPODI, A. F.; **Políticas Públicas para Promoção da Eficiência Energética e Microgeração Renovável em Edificações no Brasil: Uma Análise Multicritérios**. International Energy Initiative – Latin America. Junho, 2012.

MACEDO, W.N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) Aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR)**. Universidade de São Paulo. 2006. (Tese de Doutorado).

LISITA JR., O. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – Estudo de Caso: 3kWp instalados no estacionamento do IEE-USP**. Universidade de São Paulo. 2005. (Dissertação de Mestrado).

MINISTÉRIO DA JUSTIÇA – FUNAI. **Diário Oficial da União**. Seção 1, pág. 44, de 23 de abril de 2012. Brasília-DF. 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. Relatório Final. Brasília – DF, 2013. Disponível em < https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf > Acesso em 25 de novembro de 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/NT - EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira**. Nota técnica. Brasília – DF, 2012. Disponível em < http://www.epe.gov.br/geração/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf > Acesso em 23 de junho de 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Empresa de Pesquisa Energética**. Brasília – DF, 2013. Disponível em < [http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leilão de Energia A-3 2013](http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leilão%20de%20Energia%20A-3%202013.aspx) > Acesso em 18 de julho de 2013.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Resolução Normativa N° 001/86 do Conselho Nacional do Meio Ambiente**. Brasília-DF. 1986.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Resolução Normativa N° 237/97 do Conselho Nacional do Meio Ambiente**. Brasília-DF. 1997.

MITSCHER, M.; RÜTHER, R. **Economic Performance and Policies for Grid-Connected Residential Solar Photovoltaic Systems in Brasil**. Energy Policy, v. 49, p. 688-694, 2012.

NASA. **Atmospheric Science Data Center**. Disponível em < <https://eosweb.larc.nasa.gov/> > Acesso em 25 de Abril de 2013.

NOGUEIRA, L.G. **Políticas e Mecanismos de Incentivo às Fontes Renováveis Alternativas de Energia e o Caso Específico da Geração Solar Fotovoltaica no Brasil e no Chile.** Faculdade de Engenharia Mecânica – Campinas. 2011. (Dissertação de Mestrado).

PUFAL, R. A.; KRENZINGER, A. **Estudo Normativo da Qualidade de Energia de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.** III Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belém-PA, 2010.

QUAGLIA, R.B. **Incentivo à Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos: Cenários para o Setor Elétrico Brasileiro.** Universidade Federal do ABC – Santo André. 2010 (Dissertação de Mestrado).

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY- REN21. **Renewables Global Status Report** , 2010. Disponível em < [http:// www.unep.fr /shared/docs/publications/RE_GSR_2009_Update.pdf](http://www.unep.fr/shared/docs/publications/RE_GSR_2009_Update.pdf). Acesso em 01 de Abril de 2013.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY- REN21. **Renewables Global Status Report** , 2012. Disponível em < [http:// www.theengineer.co.uk /Journals/2012/06/11/r/o/f/RenewableS-2012-GLOBAL-STATUS-REPORT.pdf](http://www.theengineer.co.uk/Journals/2012/06/11/r/o/f/RenewableS-2012-GLOBAL-STATUS-REPORT.pdf). Acesso em 01 de Abril de 2013.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Universidade Estadual de Campinas. 2002. (Dissertação de Mestrado).

RÜTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil.** Editora UFSC/LABSOLAR Florianópolis, 2004.

RÜTHER, R. **Energia que vem do Sol.** Revista O Setor Elétrico. Edição 65 – Junho/2011.

VARELLA, F. K. O. M. ; GOMES, R. D. M. ; JANNUZZI, G. M. . **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação.** International Energy Initiative, 2009. Disponível em < <http://www.nipeunicamp.org.br/inovafv/fv-no-brasil.php>>. Acesso em 01 de junho de 2013.

VARELLA, F. K. O. M. **Estimativa do Índice de Nacionalização dos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil.** Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. 2009. (Tese de Doutorado).

VARELLA, F. K. O. M.; CAVALIERO, C. K. N. SILVA, E. P. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Incentivos Regulatórios.** Revista Brasileira de Energia, v. 14, p. 09-22, 2008.

VARELLA, F. K. O. M.; GOMES, R. D. M. ; JANNUZZI, G. M. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação.** VII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. São Paulo – SP, 2010.

VARELLA, F. K. O. M.; CAVALIERO, C. K. N.; SILVA, E. P. **Incentivos Regulatórios ao uso da Energia Solar Térmica e Fotovoltaica no Brasil.** V Congresso Brasileiro de Regulação. Recife-PE, 2007.

VARELLA, F. K. O. M.; CAVALIERO, C. K. N. SILVA, E. P. . **Regulatory Incentives to Promote the Use of Photovoltaic Systems in Brasil**. HOLOS, Ano 28, v. 3, Junho, 2012.

VIANA, A. G.; PARENTE, V. A **Experiência Brasileira de Incentivo a Expansão das Fontes Renováveis por Meio de Leilões de Energia Elétrica**. Revista Brasileira de Energia, v. 16, p. 21-36, 2010.

WANDERLEY, A. C. F.; CAMPOS, A. L. P. S. **Perspectivas de Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Geração de Energia Elétrica no Rio Grande do Norte**. HOLOS, Ano 29, vol. 3. 2013.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Ed. Oficina de Textos. São Paulo. 2012.

APÊNDICE A – PLANILHAS DA SIMULAÇÃO 1

✓ Caracterização do Sistema

Informação sobre o projeto		Veja banco de Dados do projeto
Nome do Projeto	Central Fotovoltaica de Petrolina	
Localização do Projeto	Petrolina - PE	
Preparado para	Geração de Eletricidade	
Preparado por	CHESF-UFPE	
Tipo de projeto	Produção de eletricidade	
Tecnologia	Fotovoltaica	
Tipo de grid	Rede Central	
Tipo de análise	Método 2	
Poder calorífico de referência	Poder Calorífico Inferior (PCI)	
Ver parâmetros	☐	
Condições de Referência do site		Selecionar local de dados climáticos
Localização dos dados climáticos	Petrolina	
Mostrar dado	☒	

	Unidade	Localização dos dados climáticos	Localização do Projeto
Latitude	°N	-9,1	-9,1
Longitude	°E	-40,2	-40,2
Elevação	m	377	377
Temperatura para projeto de aquecimento	°C	18,8	
Temperatura para projeto de refrigeração	°C	32,7	
Amplitude da Temperatura do Solo	°C	12,9	

Mês	Temperatura do Ar °C	Humidade relativa %	Radiação solar diária - horizontal kWh/m²/d	Pressão Atmosférica kPa	Velocidade do Vento m/s	Temperatura do Solo °C	Graus-dia para aquecimento °C-d	Refrigeração graus-dias °C-d
Janeiro	27,8	63,8%	5,80	95,7	2,5	28,0	0	498
Fevereiro	27,0	65,2%	5,52	95,7	2,2	27,8	0	442
Março	26,6	67,3%	5,53	95,7	1,9	27,5	0	485
Abril	25,6	65,2%	4,99	95,8	2,4	27,5	0	470
Mai	25,3	61,6%	4,61	95,9	2,2	27,7	0	481
Junho	24,2	59,9%	4,27	96,1	2,6	27,2	0	441
Julho	24,2	58,2%	4,49	96,1	2,8	27,1	0	437
Agosto	25,0	53,6%	5,24	96,1	3,2	28,5	0	458
Setembro	26,5	48,5%	5,79	95,9	3,3	30,8	0	494
Outubro	27,7	47,6%	6,14	95,8	3,0	32,2	0	550
Novembro	28,4	54,1%	6,27	95,7	2,8	30,7	0	521
Dezembro	27,8	58,7%	5,94	95,7	2,5	29,4	0	523
Anual	26,3	58,6%	5,38	95,8	2,6	28,7	0	5.801
Medido a	m				10,0	0,0		

✓ **Modelo Energético: Módulo de Silício Policristalino**

Tipo de análise

- ☐ Método 1
☒ Método 2

Avaliação de recursos

Sistema de posicionamento solar
 Inclinação
 Azimut

*

*

Fixo
10,0
0,0

☒ Mostrar dado

Mês	Radiação solar diária - horizontal kWh/m²/d	Radiação solar diária - inclinada kWh/m²/d	Preço eletricidade exportada Rs/MWh	Eletricidade exportada p/ rede MWh
Janeiro	5,80	5,95	215,0	400,6
Fevereiro	5,52	5,55	215,0	339,6
Março	5,53	5,41	215,0	366,7
Abril	4,99	4,73	215,0	312,0
Maio	4,61	4,23	215,0	289,2
Junho	4,27	3,87	215,0	257,7
Julho	4,49	4,08	215,0	280,4
Agosto	5,24	4,88	215,0	331,8
Setembro	5,79	5,59	215,0	364,4
Outubro	6,14	6,13	215,0	410,9
Novembro	6,27	6,41	215,0	414,6
Dezembro	5,94	6,13	215,0	412,2
Anual	5,38	5,25	215,00	4.180,2
Radiação Solar anual - horizontal	MWh/m²	1,96		
Radiação Solar anual - inclinado	MWh/m²	1,91		

Fotovoltaica

Tipo
 Potência elétrica
 Fabricante
 Modelo
 Eficiência
 Temperatura de operação normal da célula
 Coeficiente de Temperatura
 Área do coletor solar

poly-Si

2.502,72

China Sunergy

poly-Si - CSUN240-60P

14,8%

45

0,40%

16.933

10428 unidade(s)

Perdas diversas

1,5%

Inversor

Eficiência
 Capacidade
 Perdas diversas

98,7%

2100,0

1,5%

Resumo

Fator de Utilização
 Eletricidade exportada p/ rede

19,1%

4.180,2



✓ Análise de custos

Opções					
☒ Método 1	☒ Notas/faixa	Notas/faixa			
☐ Método 2	☐ Segunda moeda	Nenhum			
	☐ Alocação de custo				

Custos iniciais (créditos)	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	Custos relativos
Estudo de viabilidade					
Estudo de viabilidade	custo			Rs -	
Subtotal				Rs -	0,0%
Desenvolvimento					
Desenvolvimento	custo			Rs -	
Subtotal				Rs -	0,0%
Engenharia					
Engenharia	custo			Rs -	
Subtotal				Rs -	0,0%
Sistema de produção de eletricidade					
Fotovoltaica	kW	2.502,73	Rs 5.908	Rs 14.786.637	
Construção de estrada	km			Rs -	
Linha de Transmissão	km			Rs -	
Subestação	projeto			Rs -	
Ações de Eficiência energética	projeto			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Subtotal				Rs 14.786.637	100,0%
Balanco do sistema e misc.					
Peças de reposição	%			Rs -	
Transporte	projeto			Rs -	
Treinamento & Comissionamento	d-p			Rs -	
Definido pelo usuário	custo			Rs -	
Contingências	%		Rs 14.786.637	Rs -	
Juros durante a construção			Rs 14.786.637	Rs -	
Subtotal				Rs -	0,0%
Total de custos de investimento				Rs 14.786.637	100,0%

Custo anual (créditos)	Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade
O&M				
Peças e mão de obra	projeto	1	Rs 59.099	Rs 59.099
Definido pelo usuário	custo			Rs -
Contingências	%		Rs 59.099	Rs -
Subtotal				Rs 59.099

✓ Análise Financeira: Capital próprio (sem recorrer a empréstimos)

Parâmetros financeiros

Geral

Reajuste do custo do combustível

%

Taxa de inflação

%

6,8%

Taxa de desconto

%

0,0%

Vida do projeto

ano

25

Financiamento

Incentivos e subsídios

Rs

Razão da dívida

%

0,0%

Análise do imposto de renda

☐

Receita anual

Receita com eletricidade exportada

Eletricidade exportada p/ rede

MWh

4.180

Preço eletricidade exportada

Rs/MWh

215,00

Receita com eletricidade exportada

Rs

898.745

Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada

%

6,8%

Receita pela redução de GEE

☐

Redução líquida de GEE

tCO2/an

821

Redução líquida de GEE - 25 anos

tCO2

20.514

Receita (ou desconto) adicional do consumidor

☐

Custo projeto e sumário econ./receita

Custos iniciais

Sistema de produção de eletricidade

100,0%

Rs

14.788.572

Balanco do sistema e misc.

0,0%

Rs

0

Total de custos de investimento

100,0%

Rs

14.788.572

Pagamento anual de custos e empréstimos

O&M

Rs

59.099

Custo combustível - caso proposto

Rs

0

Total de custos anuais

Rs

59.099

Custos periódicos(créditos)

Economia anual e receita

Custo combustível - caso de referência

Rs

0

Receita com eletricidade exportada

Rs

898.745

Total de economia e receita anual

Rs

898.745

Viabil. Financeira

TR antes impostos-capital próprio

%

9,9%

TR antes impostos - ativos

%

9,9%

TR após impostos - capital

%

9,9%

TR após impostos - ativos

%

9,9%

Retorno simples

ano

17,6

Retorno do capital próprio

ano

11,4

Valor Presente Líquido (VPL)

Rs

40.356.484

Economia anual no ciclo de vida

Rs/an

1.614.259

Razão custo benefício (C-B)

3,73

Custo da Geração de energia

Rs/MWh

67,93

Custo de Redução de GEE

Rs/tCO2

(1.987)

Fluxo de caixa anual

Antes

Ano

#

-14.788.572

imposto

Rs

896.771

Após imposto

Rs

896.771

Cumulativo

Rs

-14.788.572

1

896.771

896.771

-13.891.801

2

957.783

957.783

-12.934.018

3

1.022.946

1.022.946

-11.911.072

4

1.092.542

1.092.542

-10.818.529

5

1.166.874

1.166.874

-9.651.659

6

1.246.262

1.246.262

-8.405.393

7

1.331.052

1.331.052

-7.074.342

8

1.421.610

1.421.610

-5.652.732

9

1.518.329

1.518.329

-4.134.403

10

1.621.629

1.621.629

-2.512.774

11

1.731.956

1.731.956

-780.818

12

1.849.790

1.849.790

1.068.972

13

1.975.640

1.975.640

3.044.612

14

2.110.053

2.110.053

5.154.665

15

2.253.610

2.253.610

7.408.276

16

2.406.935

2.406.935

9.815.210

17

2.570.690

2.570.690

12.385.900

18

2.745.587

2.745.587

15.131.487

19

2.932.382

2.932.382

18.063.869

20

3.131.887

3.131.887

21.195.756

21

3.344.964

3.344.964

24.540.720

22

3.572.538

3.572.538

28.113.258

23

3.815.595

3.815.595

31.928.853

24

4.075.188

4.075.188

36.004.041

25

4.352.443

4.352.443

40.356.484

APÊNDICE C – PLANILHAS DA SIMULAÇÃO 3

- ✓ Caracterização do Sistema: A mesma do apêndice A
- ✓ Modelo Energético: Módulos de Silício Policristalino
- ✓ Análise de Custos: A mesma do apêndice A
- ✓ Análise Financeira: 20% do capital próprio

Parâmetros financeiros			Custo projeto e sumário econ./receita			Fluxo de caixa anual			
Geral			Custos iniciais			Antes			
Reajuste do custo do combustível	%					Ano	imposto	Após imposto	Cumulativo
Taxa de inflação	%	6,8%				#			
Taxa de desconto	%	0,0%					R\$	R\$	R\$
Vida do projeto	ano	25				0	-2.957.327	-2.957.327	-2.957.327
Financiamento			Sistema de produção de eletricidade 100,0% R\$ 14.786.637			1	-143.321	-143.321	-3.100.648
Incentivos e subsídios	R\$					2	-77.681	-77.681	-3.178.329
Razão da dívida	%	80,0%				3	-7.575	-7.575	-3.185.904
Empréstimo	R\$	11.829.309				4	67.301	67.301	-3.118.603
Capital próprio investido	R\$	2.957.327				5	147.270	147.270	-2.971.333
Taxa de juros da dívida	%	8,00%				6	232.680	232.680	-2.738.654
Duração da dívida	ano	25				7	323.900	323.900	-2.414.753
Pagamento da dívida	R\$/an	1.108.155				8	421.327	421.327	-1.993.426
Análise do imposto de renda			Balanço do sistema e misc. 0,0% R\$ 0			9	525.381	525.381	-1.468.045
			Total de custos de investimento 100,0% R\$ 14.786.637			10	636.515	636.515	-831.530
						11	755.209	755.209	-76.320
			Pagamento anual de custos e empréstimos			12	881.979	881.979	805.658
			O&M R\$ 59.099			13	1.017.373	1.017.373	1.823.031
			Custo combustível - caso proposto R\$ 0			14	1.161.978	1.161.978	2.985.009
			Pagamento da dívida - 25 anos R\$ 1.108.155			15	1.316.420	1.316.420	4.301.429
			Total de custos anuais R\$ 1.167.254			16	1.481.370	1.481.370	5.782.800
						17	1.657.542	1.657.542	7.440.342
			Custos periódicos(créditos)			18	1.845.699	1.845.699	9.286.041
						19	2.046.657	2.046.657	11.332.698
						20	2.261.287	2.261.287	13.593.985
						21	2.490.518	2.490.518	16.084.502
						22	2.735.344	2.735.344	18.819.846
			Economia anual e receita			23	2.996.826	2.996.826	21.816.673
			Custo combustível - caso de referência R\$ 0			24	3.276.098	3.276.098	25.092.770
			Receita com eletricidade exportada R\$ 962.474			25	3.574.369	3.574.369	28.667.139
			Total de economia e receita anual R\$ 962.474						
Receita anual									
Receita com eletricidade exportada									
Eletricidade exportada p/ rede	MWh	4.477							
Preço eletricidade exportada	R\$/MWh	215,00							
Receita com eletricidade exportada	R\$	962.474							
Taxa de indexação sobre a eletricidade exportada	%	6,8%							
Receita pela redução de GEE									
Redução líquida de GEE	tCO2/an	879							
Redução líquida de GEE - 25 anos	tCO2	21.969							
Receita (ou desconto) adicional do consumidor									

APÊNDICE D – PLANILHAS DA SIMULAÇÃO 4

- ✓ Caracterização do Sistema: A mesma do apêndice B
- ✓ Modelo Energético: Módulos de Silício Policristalino

Sistema de eletricidade do caso proposto

Tipo de análise

- ☐ Método 1
☒ Método 2

Avaliação de recursos

Sistema de posicionamento solar

Inclinação

Azimet

*

*

Fixo

10,0

0,0

☒ Mostrar dado

Mês	Radiação solar diária - horizontal kWh/m²/d	Radiação solar diária - inclinada kWh/m²/d	Preço eletricidade exportada Rs/MWh	Eletricidade exportada p/ rede MWh
Janeiro	5,80	5,95	215,0	430,7
Fevereiro	5,52	5,55	215,0	363,3
Março	5,53	5,41	215,0	392,5
Abril	4,99	4,73	215,0	332,4
Maio	4,61	4,23	215,0	307,5
Junho	4,27	3,87	215,0	272,5
Julho	4,49	4,08	215,0	297,1
Agosto	5,24	4,88	215,0	354,1
Setembro	5,79	5,59	215,0	391,5
Outubro	6,14	6,13	215,0	442,9
Novembro	6,27	6,41	215,0	448,3
Dezembro	5,94	6,13	215,0	443,7
Anual	5,38	5,25	215,00	4.476,6

Radiação Solar anual - horizontal

MWh/m²

1,96

Radiação Solar anual - inclinado

MWh/m²

1,91

Fotovoltaica

Tipo

a-Si

Potência elétrica

kW

2.502,73

Fabricante

Q-Cells

Modelo

a-Si - SN2-142.5W

17563 unidade(s)

Eficiência

%

8,0%

Temperatura de operação normal da célula

°C

45

Coefficiente de Temperatura

% / °C

0,11%

Área do coletor solar

m²

31.206

Perdas diversas

%

1,5%

Inversor

Eficiência

%

98,7%

Capacidade

kW

2100,0

Perdas diversas

%

1,5%

Resumo

Fator de Utilização

%

20,4%

Eletricidade exportada p/ rede

MWh

4.476,6



✓ Análise de Custos:

Custos iniciais (créditos)		Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	Custos relativos
Estudo de viabilidade						
Estudo de viabilidade	custo			Rs	-	
Subtotal				Rs	-	0,0%
Desenvolvimento						
Desenvolvimento	custo			Rs	-	
Subtotal				Rs	-	0,0%
Engenharia						
Engenharia	custo			Rs	-	
Subtotal				Rs	-	0,0%
Sistema de produção de eletricidade						
Fotovoltaica	kW	2.502,73	Rs	8.697	Rs	21.765.015
Construção de estrada	km			Rs	-	
Linha de Transmissão	km			Rs	-	
Subestação	projeto			Rs	-	
Ações de Eficiência energética	projeto			Rs	-	
Definido pelo usuário	custo			Rs	-	
Subtotal				Rs	21.765.015	100,0%
Balanco do sistema e misc.						
Peças de reposição	%			Rs	-	
Transporte	projeto			Rs	-	
Treinamento & Comissionamento	d-p			Rs	-	
Definido pelo usuário	custo			Rs	-	
Contingências	%		Rs	21.765.015	Rs	-
Juros durante a construção			Rs	21.765.015	Rs	-
Subtotal		Entrar número de meses		Rs	-	0,0%
Total de custos de investimento				Rs	21.765.015	100,0%
Custo anual (créditos)		Unidade	Quantidade	Custo unitário	Quantidade	
O&M						
Peças e mão de obra	projeto	1	Rs	87.060	Rs	87.060
Definido pelo usuário	custo			Rs	-	
Contingências	%		Rs	87.060	Rs	-
Subtotal				Rs	87.060	
Custos periódicos (créditos)		Unidade	Ano	Custo unitário	Quantidade	
Definido pelo usuário	custo				Rs	-
					Rs	-
Valor residual do projeto	custo				Rs	-

ANEXO A – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, NORMAS, PADRÕES E PROCEDIMENTOS PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.

Módulos Fotovoltaicos	
Norma / Certificação	Descrição
ISO 9001:2008	(qualidade)
ISO 14001:2004	(ambiental)
IEC 17025	Requisitos gerais para a competência.
IEC 60904-1	Dispositivos fotovoltaicos - Parte 1: Medição das características da corrente-tensão.
IEC 60904-2	Dispositivos fotovoltaicos - Parte 2: Requisitos para células solares de referência.
IEC 60904-3	Dispositivos fotovoltaicos - Parte 3: Princípios de medição para dispositivos solares com referência de dados de Irradiação Espectral.
IEC 60891	Procedimentos para correções de temperatura e irradiância às características IV medidas de dispositivos fotovoltaicos de silício cristalino.
IEC 61173:1992	Versão alemã EN 61173: 1994DIN EN 61173: 1996-10 sobretensão proteção para fotovoltaicos (PV) sistemas de geração de energia – Guia.
IEC 61215 (DIN 61215)	Módulos Fotovoltaicos de Silício cristalino: Projeto de Qualificação e Homologação.
IEC-61646	Módulos de filmes finos (a-Si, CdTe, CIGS, etc): Ensaio de Qualificação para módulos fotovoltaicos
IEC-61701	Procedimentos de ensaios da resistência de módulos fotovoltaicos à corrosão por névoa salina
IEC 61730	Qualificação de segurança de módulos fotovoltaicos.
IEC 61724	Sistema fotovoltaico de monitoramento de desempenho - Orientações para a medição, intercâmbio e análise de dados.
IEC 61829	Painéis Fotovoltaicos de silício cristalino (PV) - medição no local de características IV.
IEC 62446	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede- Requisitos mínimos para a documentação do sistema, comissionamento e testes de inspeção.

NBR 10899	Terminologia para conversão de energia fotovoltaica.
NBR 11704:2008	Classificação de sistemas fotovoltaicos.
NBR 11876:2010	Especificação de módulos fotovoltaicos.
INMETRO 004/2011	Revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica e outras providências.
IEEE 929	Prática Recomendada para Interface Utilitário de sistemas de energia fotovoltaica (PV).
Certificação UL 1703	Padrão de Segurança Flat-Placa Fotovoltaica Módulos e Painéis.
Transformadores e Inversores	
Norma / Certificação	Descrição
NBR 5356	Transformadores de Potência
IEC 60364-7-712	Sistemas de alimentação solares fotovoltaicos (PV).
IEC 61000	Compatibilidade eletromagnética (EMC) ou Equivalente.
IEC 61683	Os sistemas fotovoltaicos - procedimento para medir a eficiência.
IEC 62103	Equipamentos eletrônicos para uso em instalações elétricas.
IEC 62116 (VDE 0126-2)	Procedimento de teste de ilhamento e medidas de prevenção para utilidade inversores fotovoltaicos interativos.
Certificação EM 50524	Folha de dados para inversores fotovoltaicos.
IEC 62109-1	Segurança de conversores de energia para uso em sistemas de energia fotovoltaica - Parte 1: Requisitos gerais.
IEC 62109-2	Segurança de conversores de energia para uso em sistemas de energia fotovoltaica - Parte 2: Regras particulares para conversores.
EN 50530	Eficiência global de inversores fotovoltaicos conectados à rede elétrica
Cabos Elétricos e Instalações Elétricas	
Norma / Certificação	Descrição
NBR 5410:2008	Instalações elétricas de baixa tensão
NBR 5419:2005	Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas
NBR 13571	Hastes de aterramento aço-cobreada e acessórios
NBR 14039	Instalações elétricas de média tensão
NBR 14692	Sistemas de subdutos de polietileno para telecomunicações (determinação do tempo de oxidação induzida)
NBR 15465	Sistemas de eletrodutos plásticos para instalações elétricas de baixa tensão – Requisitos de desempenho.
IEC 60331	Testes para cabos elétricos sob condições de fogo.
IEC 60529	Graus de proteção oferecido pelos gabinetes (Código IP).

IEC 60947	Aparelhagem de baixa tensão - Parte 3: Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores e combinados fusíveis.
IEC 61140	Proteção contra choques eléctricos - Aspectos comuns às instalações e equipamentos.
IEC 61643-1	Dispositivos de proteção contra surtos de baixa tensão - Parte 1: dispositivos de proteção conectados a sistemas de distribuição de energia de baixa tensão - Requisitos e ensaios.
EN 50395	Métodos de teste eléctrico para cabos de energia em baixa tensão.
EN 50396	Métodos de ensaio não eléctricos para cabos eléctricos de baixa tensão.
IEEE - 519	Recomendação IEEE de práticas e requisitos para controle de harmônicas no sistema eléctrico de potência.
Estruturas	
Norma / Certificação	Descrição
NBR 8800/86	Projeto de execução de estruturas de aço em edifícios.

ANEXO B - PROJETOS APROVADOS NO P&D ESTRATÉGICO Nº 13/2011 – “ARRANJOS TÉCNICOS E COMERCIAIS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA.”

Empresa	Sigla	Pot. (MW)
Elektro Eletricidade e Serviços	Elektro	0,5
Furnas Centrais Elétricas	Furnas	3
Companhia Energética do Ceará	Coelce	1,5
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	Coelba	1
Companhia Hidrelétrica do São Francisco	Chesf	3
Companhia Energética de São Paulo	Cesp	0,723
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo	Eletropaulo	1
Petróleo Brasileiro	Petrobrás	1,1
Tractebel Energia	Tractebel	3
Eletrosul Centrais Elétricas	Eletrosul	1,024
Cemig Distribuição	Cemig - D	0,5
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	Ceee-GT	0,55
Copel Geração e Transmissão	Copel - GT	3
Copel Geração e Transmissão	Copel – GT	1
MPX Pecém II Geração de Energia	MPX	1
Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL - Piratininga	1,081
Celg Distribuição	Celg - D	1
Total		24,578

ANEXO C – DOCUMENTOS EXIGIDOS NAS ETAPAS DE VIABILIZAÇÃO DO ACESSO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA CENTRAIS GERADORAS:

1) CONSULTA DE ACESSO:

- Informações preliminares: Identificação do acessante, ramo de atividade, natureza, localização, endereço do empreendimento, ponto(s) de conexão, características da conexão, estágio atual do acesso, cronograma de implantação, cronograma de expansão, representante para contato, data da consulta, comprovantes legais e projeto básico.
- Informações técnicas: Natureza (nova ou ampliação), energético utilizado, estudo de avaliação da capacidade energética, potência de cada unidade, número de unidades, fator de potência, tensão nominal, energia garantida, regime de operação, operação interligada (sim ou não), característica das principais máquinas de corrente alternada, sistemas de proteção e controle, níveis de confiabilidade, variação de tensão, variação de frequência, diagrama unifilar das instalações internas do gerador, informações sobre o sistema de medição, e cronograma do empreendimento.

2) INFORMAÇÃO DE ACESSO: Competência da acessada.

3) SOLICITAÇÃO DE ACESSO:

- Concessão ou autorização emitida pela ANEEL;
- Projeto das instalações de conexão, que incluem o memorial descritivo, a localização da central, o arranjo físico e os diagramas.
- Outros dados solicitados que podem ser solicitados ao acessante por ocasião da informação de acesso.

4) PARECER DE ACESSO: Competência da acessada.

ANEXO D – CRITÉRIOS TÉCNICOS E OPERACIONAIS ESTABELECIDOS PELA ANEEL PARA A CONEXÃO DE UMA CENTRAL FOTOVOLTAICA À REDE EM MÉDIA TENSÃO.

A ANEEL determina que:

- I. Centrais geradoras de energia podem ser conectadas ao sistema de distribuição de Baixa Tensão (BT), desde que preservadas a confiabilidade e a segurança operativa do sistema elétrico;
- II. O ponto de conexão deve situar-se na interseção das instalações de conexão de interesse restrito, de propriedade do acessante, com o sistema de distribuição acessado.
- III. O ponto de conexão inicialmente implantado pode ser deslocado a partir do compartilhamento das instalações de uso exclusivo com outro acessante, o qual será responsável pelos custos decorrentes das adequações necessárias;

Nota: O ponto de conexão é definido como sendo o limite de responsabilidades entre a acessada e o acessante.

Como critérios técnicos e operacionais específicos para as centrais geradoras, a ANEEL determina que:

- I. A conexão deve ser realizada em corrente alternada com frequência de 60 (sessenta) Hz;
- II. O acessante que conecta suas instalações ao sistema de distribuição não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do mesmo, seja em função das limitações dos equipamentos ou por tempo de recomposição;
- III. O paralelismo das instalações do acessante com o sistema da acessada não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com sua operação e manutenção;
- IV. Para o bom desempenho da operação em paralelo, deve existir um sistema de comunicação entre a acessada e o acessante, obedecendo a critérios definidos pela PRODIST;
- V. O acessante é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição acessado;

- VI. O acessante deve ajustar suas proteções de maneira a desfazer o paralelismo caso ocorra desligamento, antes da subsequente tentativa de religamento;

Nota: O tempo de religamento é definido no acordo operativo.

- VII. No caso de paralelismo permanente, o acessante deve atender aos requisitos técnicos de operação da acessada, observando os procedimentos operacionais determinados pela PRODIST no módulo 4 e que são apresentadas no Anexo D;
- VIII. As partes devem definir os arranjos da interface de seus sistemas no acordo operativo;
- IX. Os estudos básicos, de responsabilidade do acessante, devem avaliar tanto no ponto de conexão como na sua área de influência no sistema elétrico acessado os seguintes aspectos:
- a) nível de curto-circuito;
 - b) capacidade de disjuntores, barramento, transformadores de instrumento e malhas de terra;
 - c) adequação do sistema de proteção envolvido na integração das instalações do acessante e revisão dos ajustes associados, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis;
 - d) ajustes dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão e de frequência e, para conexões em alta tensão, dos sinais estabilizadores.
- X. Os estudos operacionais necessários à conexão da instalação do acessante ao sistema de distribuição são de sua responsabilidade, devendo ser aprovados pela acessada.
- XI. A instalação do acessante, conectada ao sistema de distribuição, deve operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz .
- XII. As tensões de conexão padronizadas para Baixa Tensão (BT) são apresentadas na Tabela a seguir:

Tensões Nominais Padronizadas de Baixa Tensão

Sistema	Tensão Nominal (V)
Trifásico	220 / 127
	380 / 220
Monofásico	254 / 127
	440 / 220

Fonte: ANEEL (2013)

- XIII. As Tensões de conexão padronizadas para Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT) são:
- a) 13,8 kV (MT)
 - b) 34,5 kV (MT)
 - c) 69 kV (AT)
 - d) 138 kV (AT)
- XIV. O acessante deve garantir que suas instalações operem observando as faixas de fator de potência estabelecidas pela PRODIST, conforme a Tabela a seguir:

Faixas de Fator de Potência

Tensão da conexão	Fator de Potência no ponto de conexão
Inferior a 230kV	Entre 0,92 e 1,00 (indutivo) ou 1,00 e 0,92 (capacitivo)
Igual ou superior a 230kV	Segue-se o determinado no Procedimento de Rede.

Fonte: ANEEL (2013)

- XV. Os ajustes das proteções das instalações do acessante devem ser por ele calculados e aprovados pela acessada, observando requisitos estabelecidos pela PRODIST e apresentados na Tabela 4 .
- XVI. Os procedimentos de operação da proteção do sistema elétrico do acessante devem estar definidos no acordo operativo;
- XVII. A forma de onda e amplitude da tensão no ponto de conexão deve ser garantida pelo acessante de que não haverá violação dos valores de referência para seguintes parâmetros:
- a) Distorções harmônicas;
 - b) Desequilíbrio de tensão;
 - c) Flutuação de tensão; e
 - d) Variações de tensão de curta duração.

ANEXO E – ORIENTAÇÕES PARA ELABORAÇÃO DE PROJETOS DE INSTALAÇÃO DE CONEXÕES.

No que se refere ao memorial descritivo, que é parte fundamental do projeto de instalações de conexão, este apresenta uma estrutura mais complexa e deve ser composto da seguinte forma:

- I. CARACTERÍSTICAS GERAIS DO EMPREENDIMENTO
 - a) Motivação do projeto;
 - b) Localização da planta e acessos;
 - c) Recurso Solar e condições climáticas do local de implantação;
 - d) Características geral do terreno da central geradora quanto à topografia, à cobertura vegetal, às construções e obras de adequação do terreno.
- II. CONCEPÇÃO TÉCNICA DA CENTRAL FOTOVOLTAICA
 - a) Características dos módulos fotovoltaicos e inversores, informando os principais dados operacionais. A ANEEL exige a declaração, anexa à documentação, que os módulos e inversores sejam novos;
 - b) Descrição dos demais componentes da central, informando as características técnicas e operacionais das instalações;
 - c) Sistemas de controle e equipamentos elétricos.
- III. MEDIÇÕES SOLARIMÉTRICAS
- IV. IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DECORRENTES DA CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO DA CENTRAL FOTOVOLTAICA.
- V. DESENHOS DO PROJETO
 - a) Localização e Acessos à Central Fotovoltaica;
 - b) Diagrama Unifilar;

No que se refere às redes e linhas de energia, o projeto deve conter:

- I. A capacidade de transporte considerando a produção de energia, com a previsão de seu crescimento;
- II. A escolha do traçado com base em critérios técnicos e econômicos, considerando as questões de preservação ambiental, da segurança e do patrimônio histórico e artístico, devendo ser respeitadas as regulamentações específicas dos órgãos ambientais federais, estaduais e municipais;
- III. Cálculos elétricos com base em critérios técnicos e econômicos, conforme normas da ABNT, considerando as orientações da acessada para:
 - a) dimensionamento dos cabos condutores;
 - b) isolamento;
 - c) proteção contra sobretensões;
 - d) sistema de aterramento;
 - e) cabo para-raios e condutor neutro;
 - f) conexão ao sistema de aterramento da subestação;
 - g) afastamentos e distâncias mínimas de segurança.
- IV. Cálculos da carga mecânica sobre a rede conforme critérios das normas da ABNT e as utilizadas pela acessada. Deve também considerar a utilização de sistema de amortecimento para prevenção de danos provocados por vibrações relacionadas à ação do vento;
- V. As travessias e sinalizações das redes e linhas sobre ou sob vias urbanas e rurais, ferrovias, vias fluviais, linhas de comunicação e proximidade de aeroportos devem observar a legislação e as normas instituídas pelas entidades envolvidas e poder público, cabendo à acessante a responsabilidade pela obtenção das aprovações necessárias;
- VI. Lista e especificação dos materiais e equipamentos;
- VII. Análise de confiabilidade.

No que se refere às subestações, o projeto deve deverá conter:

- I. As características técnicas dos equipamentos elétricos, de comunicação e sinalização, das obras civis e da proteção física da subestação;
- II. Estrutura ou pórtico de entrada indicando a disposição dos condutores e as cargas mecânicas e espaçamentos;
- III. Arranjo das barras definido entre o acessante e a acessada, de modo a otimizar o número de circuitos e aspectos operacionais, prevendo futuras expansões;
- IV. Distâncias de segurança observando as normas técnicas específicas, objetivando a garantia da integridade física das pessoas e instalações;
- V. Unidades transformadoras de potência cuja ligação dos enrolamentos e o deslocamento angular devem ser compatíveis com indicação da acessada;
- VI. Equipamentos de proteção e sobrecorrente com as entradas e saídas de rede e linhas equipadas com disjuntor ou religador. Também deve-se considerar a potência de curto-circuito no ponto de conexão informada pela acessada.
- VII. Equipamentos de seccionamento e manobra, em que os seccionadores devem estar intertravados com os disjuntores e religadores do mesmo circuito de entrada;
- VIII. Para-raios a serem instalados, no mínimo, nas chegadas das linhas. E em caso de entradas com redes subterrâneas, os para-raios, se necessários, devem ser instalados após o disjuntor de entrada do acessante;
- IX. Transformadores para instrumentos cujas características devem satisfazer às necessidades dos sistemas de proteção e ser compatíveis com os padrões e procedimentos da acessada.
- X. Proteção:
 - a) No caso de subestação de unidade consumidora de MT e AT, é necessária, no mínimo a proteção de sobrecorrente de fase e de neutro, com unidades instantânea e temporizada;

- b) Os relés devem possibilitar sinalização individual das atuações da proteção, com registro de sequência de eventos para fins de análise de ocorrências;
- c) Os ajustes dos relés que atuam sobre o disjuntor de entrada, bem como as relações dos transformadores de corrente que os suprem, devem levar em consideração o esquema de proteção informado pela acessada, observando-se estudos de coordenação de proteção, quando aplicáveis.

XI. Serviços auxiliares de corrente alternada e/ou corrente contínua, dimensionados para o acionamento dos dispositivos de comando, proteção, medição e comunicação instalados na subestação, devendo a tensão de operação atender aos padrões da acessada;

XII. Sistema de aterramento compatível com os padrões e normas da acessada, atendendo a requisitos de segurança pessoal e de equipamentos.

ANEXO F - EXIGÊNCIAS PARA O SISTEMA DE PROTEÇÃO E CONTROLE DE USINAS GERADORAS.

Para o sistema de proteção e controle de usinas geradoras, a ANEEL determina o nível de tensão de conexão a partir da potência instalada da usina geradora conforme apresentado na Tabela a seguir:

Relação entre a potência instalada de uma usina geradora e o nível de tensão da conexão

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico)/ Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico)/ Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão/ Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão

Fonte: ANEEL, 2012

Em se tratando da proteção para o ponto de conexão da usina geradora, a ANEEL determina o tipo de equipamento exigido de acordo com a potência instalada, conforme a Tabela a seguir:

Proteções mínimas em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim

Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: ANEEL, 2012

Além dos elementos de proteção apresentados na Tabela 11, a ANEEL considera que:

- I. a acessada pode propor proteções adicionais em função de características específicas do sistema de distribuição acessado, desde que justificadas tecnicamente;
- II. Nas conexões de centrais geradoras acima de 10 MW, as proteções de subtensão/sobretensão e subfrequência/sobrefrequência devem prever as operações instantânea e temporizada, levando em consideração o esquema de proteção informado pela acessada;
- III. Os relés de subfrequência/sobrefrequência devem ser ajustados de acordo com a parametrização sugerida pela acessada, devendo, na determinação dos ajustes, ser observado o eventual impacto da operação da usina geradora sobre a rede básica e as Demais Instalações de Transmissão (DIT).

A ANEEL também determina que toda usina geradora com potência instalada acima de 300 kW deve possuir sistemas de controle de tensão e de frequência. Já no caso de centrais com potências inferiores a esse valor, estes sistemas devem ser instalados quando em operação ilhada.

Em caso de paralelismo de uma usina geradora com o sistema de distribuição, as condicionantes a seguir devem ser observadas:

- I. O disjuntor ou religador na saída da subestação da acessada do circuito alimentador no qual se estabelece o paralelismo do acessante deve ser dotado de comando de abertura por relés que detectem faltas entre fases e entre fase e terra na linha de distribuição;
- II. O paralelismo pode ser estabelecido por um ou mais disjuntores, que devem ser supervisionados por relé de verificação de sincronismo;
- III. 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;

- IV. Os disjuntores nas instalações do acessante, que possam fechar o paralelismo, devem ser dotados de dispositivos de intertravamento com o disjuntor de paralelismo;
- V. Os relés de proteção da interligação devem operar nas seguintes condições anormais, atuando nos disjuntores:
 - a) sobretensão e subtensão;
 - b) sobrecorrente de fase e de neutro;
 - c) sobrefrequência e subfrequência.
- VI. Instalação de proteção de retaguarda, composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, atuando na abertura do paralelismo;
- VII. Os dispositivos que atuam nos disjuntores de paralelo não devem operar por perturbações ou interferências provenientes de súbita variação de tensão ou frequência e correntes harmônicas do sistema, sendo tal característica comprovada por meio de ensaios apropriados;
- VIII. Não devem ser utilizados fusíveis ou seccionadores monopolares entre o disjuntor de entrada e os geradores;

E por fim, no que se refere aos sistemas de proteção e controle para conexão de centrais geradoras, a ANEEL determina que:

- I. Na determinação de sobrecorrentes e de sobretensões devem ser levadas em conta as impedâncias de aterramento e a existência de banco de capacitores;
- II. Os geradores da usina geradora de energia devem estar acoplados ao sistema de distribuição da acessada através de um transformador de acoplamento, em que o transformador de acoplamento não pode ser protegido por meio de fusíveis e as derivações de quaisquer de seus enrolamentos devem ser definidas no projeto;
- III. Para as centrais geradoras com potência instalada acima de 300 kW, deve ser feita uma avaliação técnica da possibilidade de operação ilhada envolvendo as unidades consumidoras atendíveis. Quando a operação ilhada não for permitida, deve ser utilizado sistema automático de abertura do disjuntor de paralelismo;

- IV. Não podem ser instalados fusíveis entre a saída do circuito da subestação da acessada e o ponto de conexão com a usina geradora de energia;
- V. A acessada deve prevenir a inversão de fluxo de potência nos reguladores de tensão;
- VI. A acessada deve implementar medidas preventivas que impeçam a ocorrência de sobretensões e sobtensões sustentadas em um sistema de distribuição, decorrentes da inserção e retirada de centrais geradoras, até a atuação dos reguladores de tensão em operação;
- VII. Os estudos devem prever a possibilidade da usina geradora vir a participar do controle automático de geração (CAG) e do esquema de corte de geração (ECG), atendendo aos requisitos de proteção e controle estabelecidos nos procedimentos de rede;
- VIII. Os estudos devem prever a possibilidade da usina geradora vir a participar de um agrupamento de centrais despachadas por um centro de despacho de geração distribuída.

ANEXO G – ORIENTAÇÕES PARA OPERAÇÃO, MANUTENÇÃO E SEGURANÇA DA CONEXÃO.

No que diz respeito aos procedimentos de operação e manutenção de uma usina geradora conectada à rede de distribuição elétrica, a ANEEL define que:

- I. A operação e a manutenção devem garantir a segurança das instalações, dos equipamentos e do pessoal envolvido. Além de manter os padrões de qualidade da energia elétrica no ponto de conexão;
- II. Na execução da manutenção devem ser considerados os procedimentos das partes envolvidas, as recomendações dos fabricantes dos equipamentos e as normas técnicas nacionais ou internacionais;
- III. Os procedimentos relativos à manutenção devem incluir instruções sobre:
 - a) Inspeção (programada e aleatória);
 - b) Manutenção corretiva;
 - c) Manutenção preventiva;
 - d) Manutenção preditiva, quando aplicável;
 - e) Manutenção em linha viva.
- IV. Cabe ao acessante realizar a prevenção do sistema de distribuição acessado contra os efeitos de quaisquer perturbações originadas em suas instalações;
- V. As partes devem estabelecer as condições de acesso para a manutenção do ponto de conexão no acordo operativo;
- VI. A programação de intervenções no ponto de conexão deve seguir os procedimentos determinados pela PRODIST em seu Módulo 4;
- VII. Sendo permitida a operação ilhada para a usina geradora, as condições devem ser estabelecidas no acordo operativo, devendo também serem observados os procedimentos estabelecidos pela PRODIST em seu Módulo 4;
- VIII. Os recursos necessários à operação do ponto de conexão, tais como supervisão, comando, controle, comunicação e medição, devem ser disponibilizados pelo acessante, atendendo às características técnicas definidas pela acessada;

- IX. A especificação de todos os meios de comunicação que devem estar disponíveis para o relacionamento operacional entre a acessada e o acessante deve constar no acordo operativo;
- X. O intercâmbio de informações e dados necessários às atividades de operação e manutenção das instalações de conexão deve ser detalhado no acordo operativo, em conformidade com os requisitos e procedimentos estabelecidos no Módulo 4 da PRODIST;
- XI. Devem constar do acordo operativo os nomes e dados das pessoas autorizadas por parte da distribuidora e do acessante para troca de informações sobre a operação e manutenção das instalações de conexão;
- XII. Eventuais distúrbios ocorridos no ponto de conexão, provenientes das instalações do acessante ou do sistema de distribuição acessado, devem ser investigados por meio de análise de perturbação, prevista no acordo operativo, observando os procedimentos estabelecidos no Módulo 4 pela PRODIST.

Quanto à Segurança da Conexão de uma usina geradora, os requisitos mínimos estabelecidos pela ANEEL são:

- I. O acessante e a acessada devem estabelecer normas de segurança a serem seguidas pelas equipes envolvidas na operação e manutenção do ponto de conexão, de forma a incluir:
 - a) todos os procedimentos relacionados às rotinas de operação e manutenção;
 - b) a emissão e o cancelamento das ordens de serviço relativo aos equipamentos associados;
 - c) as medidas de segurança para a execução de serviços envolvendo manobras elétricas, manutenções, reparos e procedimentos adequados ao ambiente de trabalho.
- II. As normas para a execução de serviços no ponto de conexão devem incluir:
 - a) regras de comunicação;
 - b) aterramento temporário do equipamento ou instalação no qual se executará o serviço;
 - c) chaves de manobra e conjuntos de aterramento;
 - d) tensões de toque e de passo;

- e) distâncias de segurança;
 - f) regras de acesso e circulação;
 - g) sinalização;
 - h) procedimentos de combate a incêndios;
 - i) recursos para iluminação de emergência;
 - j) segurança para trabalho em vias públicas.
- III. Quando for permitida a operação ilhada da usina geradora de energia, as normas de segurança devem conter instruções específicas para esta situação;
- IV. As normas de segurança devem considerar aspectos relativos à segurança das instalações contra vandalismo e invasões;
- V. Os responsáveis pela usina devem prover garantias de segurança contra acidentes no acesso à mesma;

A ANEEL determina que o acessante é responsável por manter sempre a adequação técnica e a segurança de suas instalações internas.

No caso da Usina Fotovoltaica de Petrolina, para obter a liberação do ponto de conexão à rede de distribuição elétrica de 13,8kV, pertencente à CELPE, que já existia e que fica próximo à localização em que será instalada a usina, todos os condicionantes apresentados neste capítulo foram contemplados no projeto elétrico da usina.

ANEXO H – EXIGÊNCIAS DA ANEEL PARA SISTEMAS EM PARALELISMO PERMANENTE

1) INFORMAÇÕES DE CARGA E DE DESPACHO DE GERAÇÃO:

- Aquela que servirão para o desenvolvimento de estudos de planejamento e programação da operação elétrica e energética e para os estudos de ampliações e reforços;
- Aquelas que servirão para permitir ajustes nos dados de carga;
- Aquelas que servirão para compor os dados de carga verificados das distribuidoras.

2) RESPONSABILIDADES DOS ACESSANTES:

- Fornecer informações consistentes relativas aos dados previstos e verificados de carga e de despacho de geração, conforme padrão e meios de comunicação definidos pelas distribuidoras;
- Fornecer dados e informações complementares, quando solicitados;
- Cumprir os prazos de envio de dados e a rotina de autorização estabelecida pelas distribuidoras;
- Participar de reuniões quando convocados pelas distribuidoras nas quais suas instalações estão conectadas.

ANEXO I – DIRETRIZES PARA A ELABORAÇÃO DO ACORDO OPERATIVO

- 1) Identificação do Acordo Operativo: Identifica o Contrato de Conexão às Instalações de Distribuição (CCD) ao qual o acordo operativo se refere;
- 2) Estrutura da operação entre os agentes: Descreve a estrutura de operação responsável pela execução da coordenação, supervisão, controle e comando das instalações de conexão, tanto da parte da acessada quanto da parte do acessante, especificando o órgão de cada agente responsável pelas atividades; Fornece a relação do pessoal credenciado de cada parte para exercer o relacionamento operacional; Especifica a forma de atualização e meios de comunicação entre os representantes das partes.
- 3) Codificação de equipamentos e sistema de distribuição nas fronteiras: Codifica visando à segurança do relacionamento operacional entre a acessada e o acessante; Inclui, como anexo ao Acordo Operativo, diagramas unifilares das instalações da acessada onde se localizam os pontos de conexão e a subestação do acessante com a configuração de chaves e disjuntores na condição normal de operação; Descreve os pontos de conexão codificados e especifica a forma de atualização.
- 4) Meios de comunicação: Especifica os meios de comunicação para o relacionamento operacional entre a acessada e o acessante.
- 5) Fluxo de informações: Detalha os processos para a transferência das informações e dados necessários para o desenvolvimento das atividades operacionais, envolvendo as etapas de planejamento operativo, programação, coordenação e supervisão da operação e de pós-operação.
- 6) Definições de intervenções e desligamentos: Conceitua as intervenções e desligamentos envolvendo os equipamentos e as instalações do sistema de distribuição, incluídas as instalações de conexão.
- 7) Procedimentos operacionais: Detalha os procedimentos operacionais associados às instalações de conexão observando as exigências da ANEEL apresentadas no Módulo 4 da PRODIST, fazendo constar no mínimo:
 - a) níveis de coordenação operacional das instalações de conexão e responsabilidades;

- b) instruções para operação em regime normal e em contingência, e as responsabilidades pela sua emissão;
 - c) procedimentos para acesso às instalações de conexão pelas equipes de operação, manutenção e de segurança;
 - d) requisitos e procedimentos para notificação dos eventos em ocorrências envolvendo as instalações de conexão e as centrais geradoras conectadas;
 - e) procedimentos para programação de intervenção em equipamentos das instalações de conexão e das centrais geradoras conectadas;
 - f) procedimentos para testes dos meios de comunicação;
 - g) condições em que é admitido o ilhamento de centrais geradoras com parte do sistema de distribuição;
 - h) procedimentos para a análise de perturbações, conforme previsto no Módulo 4 da PRODIST.
- 8) Solicitação de intervenção no sistema: Especifica os procedimentos a serem seguidos para solicitação e programação de intervenções nas instalações de conexão quanto aos meios de comunicação e equipamentos associados à supervisão em tempo real, conforme os requisitos e procedimentos estabelecidos no Módulo 4 da PRODIST;
- 9) Aspectos de segurança do pessoal durante a execução dos serviços com equipamento desenergizado: Relaciona as normas e/ou instruções de segurança e outros procedimentos a serem seguidos para garantir a segurança do pessoal e de terceiros durante a execução de serviços em equipamento desenergizado, observando o disposto no Módulo 4 da PRODIST;
- 10) Responsabilidades sobre a operação e manutenção do ponto de conexão: Especifica as responsabilidades pela operação e pela manutenção do ponto de conexão;
- 11) Data e assinatura do Acordo Operacional.
- 12) Apresentação dos seguintes anexos:
- ANEXO 1 – Relação de pessoal credenciado da acessada
 - ANEXO 2 – Relação do pessoal credenciado do acessante
 - ANEXO 3 - Diagrama unifilar das instalações da acessada
 - ANEXO 4 – Diagrama unifilar das instalações do acessante
 - ANEXO 5 – Identificação do(s) ponto(s) de conexão
 - E1 – Instalações e equipamentos (detalhamento e codificação)

E2 – Desenhos e diagramas elétricos e operativos

E3 – Parâmetros elétricos das instalações

E4 – Limites de responsabilidades

E5 – Agrupamento de ponto de conexão

E6 – Descrição do ponto de conexão (com informações da instalação, equipamentos, tensões nominais, capacidades operativas normais e de emergência)

ANEXO 6 – Normas e instruções de segurança

ANEXO J – ATIVIDADES LICENCIADAS OBRIGATORIAMENTE PELO IBAMA

- I. Aquelas cujos impactos diretos ultrapassem os limites do País;
- II. Aquelas localizadas ou desenvolvidas conjuntamente no Brasil e em país limítrofe;
- III. No mar territorial;
- IV. Na plataforma continental;
- V. Na zona econômica exclusiva;
- VI. Em terras indígenas;
- VII. Em unidades de conservação de domínio da União;
- VIII. Atividades envolvendo material radioativo; e
- IX. Empreendimentos militares.