

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR *Antonio Roberto*
Donadon E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM *30, 07, 2010*
.....
Hamargo
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Autor: Antonio Roberto Donadon

**Proposta de Norma de Conexão de Fontes de
Geração Distribuída à Rede de Baixa Tensão
da Concessionária**

109/2010

Campinas
2010

Autor: Antonio Roberto Donadon

Proposta de Norma de Conexão de Fontes de Geração Distribuída à Rede de Baixa Tensão da Concessionária

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Área de Concentração:

Orientador: Dr. João Carlos Camargo

Co-orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

Campinas
2010

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

D714p Donadon, Antonio Roberto
Proposta de norma de conexão de fontes de geração
distribuída à rede de baixa tensão da concessionária /
Antonio Roberto Donadon. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientadores: João Carlos Camargo, Ennio Peres da
Silva.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e
Instituto de Geociências.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia
elétrica - Distribuição. 3. Energia elétrica - Produção. I.
Camargo, João Carlos. II. Silva, Ennio Peres da. III.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. IV.
Título.

Título em Inglês: Proposal of standard connection for distributed generation
sources on low voltage network of the utility

Palavras-chave em Inglês: Distributed generation of electricity, Electrical energy
- Distribution, Electrical energy - Production

Área de concentração: -

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, Ernesto Ruppert
Filho

Data da defesa: 30/07/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADEMICO

**Proposta de Norma de Conexão de Fontes de
Geração Distribuída à Rede de Baixa Tensão
da Concessionária**

Autor: Antonio Roberto Donadon

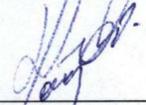
Orientador: Dr. João Carlos Camargo

Co-orientador: Prof. Dr. Ennio Peres da Silva

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Dr. João Carlos Camargo (Orientador), Presidente
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade
Universidade Estadual de Campinas e ARSESP



Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho
Universidade Estadual de Campinas

Campinas, 30 de julho de 2010.

Dedicatória

Dedico este trabalho a duas pessoas: Antonio Donadon e minha saudosa mãe Idalina Albino Donadon (*in memoriam*), que em nenhum momento mediram esforços para realização dos meus sonhos, que me guiaram pelos caminhos corretos, me ensinaram a fazer as melhores escolhas, me mostraram que a honestidade e o respeito são essenciais à vida, e que devemos sempre lutar pelo que queremos. A eles devo a pessoa que me tornei, sou extremamente feliz e tenho muito orgulho por chamá-los de pai e mãe. Amo Vocês!

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Ao meu orientador, Dr. João Carlos Camargo pela dedicação, participação e incentivo.

Ao co-orientador Prof. Dr. Ennio Perez da Silva por contribuições ao trabalho.

À Universidade Estadual de Campinas pela estrutura de ensino.

A minha esposa, Olga, por acrescentar razão e beleza aos meus dias, pela paciência e tolerância na minha ausência.

A minha irmã, Regina, pelo apoio e ajuda na concretização desse trabalho.

A Maria Amélia, pessoa de grande importância a quem dedico este trabalho.

Ao Brittes e a Denile pelo apoio, pelas discussões e pelo incentivo diário.

A CPFL por ter possibilitado a realização desse trabalho.

E, finalmente, a DEUS, meu refúgio e força, onde sempre encontrei respostas para os meus problemas, pela oportunidade e pelo privilégio que me foi dado em compartilhar tamanha experiência e, ao frequentar este curso, perceber e atentar para a relevância de temas que não faziam parte, em profundidade, de minha vida.

“...Descobri como é bom chegar quando se tem paciência. E para se chegar, onde se quer que seja, aprendi que não é preciso dominar a força mas a razão. É preciso antes de mais nada querer.”
Amir Klink

Resumo

O objetivo do trabalho foi propor uma minuta de norma de conexão de geradores ou pequenos sistemas de geração distribuída em baixa tensão (GDBT) com potência menor ou igual a 75 kW monofásico ou trifásico com conversão estática em paralelo com a rede de distribuição secundária da concessionária local.

Para atingir esse objetivo realizou-se um levantamento do estado da arte em matéria de normas de conexão em países onde esse assunto já se encontra em situação mais avançada bem como da incipiente legislação brasileira sobre o assunto. Baseado nisso e nos os dados obtidos dos testes de operação das fontes estudadas no projeto de pesquisa Implantação de Geração Distribuída Junto à Rede de Distribuição relacionados aos aspectos de qualidade de energia e segurança chegou-se a um elenco de tópicos relevantes para a construção de uma norma. O trabalho concluiu também que fontes de GDBT que possuam conversores estáticos que atendam aos requisitos de segurança e qualidade de energia da norma internacional IEEE 1547 poderiam ser conectadas à rede de distribuição da concessionária.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Redes de Distribuição, Normas de Conexão.

Abstract

The objective was to propose a draft standard for connecting small single-phase or three-phase generators with rated power lower than or equal to 75 kW with static converter in parallel with low voltage utility grid (GDBT).

To reach this goal it was carried out a survey of the state of the art in connection standards in countries where this matter is already more advanced state as well as the incipient Brazilian legislation on this matter. Based on this survey and the data obtained from operation tests of power sources studied in the R&D project Implementation of Distributed Generation in the Utility Grid related to safety and power quality was possible to obtain a range of relevant topics to build a connection standard. The study also concluded that GDBT power sources equipped with static converters that meet the international standard IEEE 1547 safety and power quality requirements could be connected to the utility grid.

Keywords: Distributed Generation, Distribution Nets, Interconnection rules.

Lista de Figuras

Figura 2.1	Sistema de interconexão da geração distribuída	22
Figura 2.2	Sistema de GDBT utilizando inversor	25
Figura 2.3	Atores envolvidos na implantação da GD	28
Figura 4.1	Célula a combustível tipo PEMFC	74
Figura 4.2	Microturbina Capstone 30 kW	76
Figura 4.3	Foto da instalação fotovoltaica	77
Figura 4.4	Esquema unifilar de ligação do sistema fotovoltaico	77
Figura 4.5	Foto da instalação da planta de GD	78
Figura 4.6	Conexão das fontes de geração na planta de GD	79
Figura 4.7	Inversores SMA	80
Figura 4.8	Tempo de detecção e desconexão	83
Figura 4.9	Espectro harmônico das tensões fase-neutro do sistema CPFL	84
Figura 4.10	Tempo de desconexão CaC	85
Figura 4.11	Espectro harmônico das tensões fase do sistema CaC	86
Figura 4.12	Tensões de fase-fase do sistema em teste	87
Figura 4.13	Perfis das correntes de fase nos terminais do PV	87
Figura 4.14	Tempo de detecção e desconexão PV	88

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Tensões nominais padronizadas de baixa tensão	12
Tabela 2.2	Tecnologias utilizadas em geração distribuída	16
Tabela 2.3	Tecnologias, características e custos de fontes de GD	18
Tabela 2.4	Tecnologias e mercado de fontes de GD	18
Tabela 2.5	Índice de nacionalização de sistemas fotovoltaicos	19
Tabela 2.6	Características de inversores quanto à forma de onda	27
Tabela 2.7	Requisitos da empresa da SDG&E	32
Tabela 2.8	Requisitos da empresa da SMUD	33
Tabela 2.9	Status desenvolvimento da família de norma IEEE 1547	36
Tabela 2.10	Comparação entre as diretrizes do antigo e do novo modelo	38
Tabela 2.11	Principais leis e decretos aprovados visando a reestruturação do setor Elétrico	41
Tabela 2.12	Resoluções normativas da ANEEL	42
Tabela 2.13	Pontos de entrega em tensão nominal igual ou inferior a 1 Kv	50
Tabela 2.14	Valores padrão de fator de potência conforme tipo de geração	51
Tabela 2.15	Tempo de atuação frente a distúrbios de tensão	52
Tabela 2.16	Tempo de atuação frente a distúrbios de frequência	52
Tabela 2.17	Níveis de referência para distorções harmônicas de tensão	54
Tabela 2.18	Resumo dos índices de conformidade para harmônicos de tensão	55
Tabela 2.19	Restrições de conteúdo harmônico	56
Tabela 2.20	Índices de conformidade para desequilíbrios de tensão	56
Tabela 2.21	Limites globais para a qualidade da rede básica	57
Tabela 2.22	Fatores de transferência	57

Lista de Abreviações e Siglas

A - Ampère

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CaC – Célula Combustível

CC - Corrente Contínua

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica

CHP - *Combined Heat and Power*

CIGRÈ – *International Council on Large Electric Systems*

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CO₂ - Dióxido de Carbono

COGENSP - Associação da Indústria de Cogeração de Energia (São Paulo)

CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz

CPG – Comissão de Pós-Graduação

D – Distribuição

DDT - Distorção de Demanda Total

DIT - Demais Instalações de Transmissão

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DOE - *Department of Energy (USA)*

ELETRORÁS - Centrais Elétricas Brasileiras

EN - *European Standard*

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EPRI - Instituto de Pesquisa de Potência Elétrica

EUA - Estados Unidos da América

FT – Fator de Transferência
GC - Geração Centralizada
GD – Geração Distribuída
GDBT - Geração Distribuída em Baixa Tensão
GDMT - Geração Distribuída em Média Tensão
GT – GDSF - Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
FEM – Faculdade de Engenharia Mecânica - Unicamp
FERC - *Federal Energy Regulatory Commission*
FINAME – Financiamento de Máquinas e Equipamentos
FP – Fator de Potência
FV – Geração Fotovoltaica
Hz - Hertz
IEC - *International Electrotechnical Commission*
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IGBT - *Insulated Gate Bipolar Transistor*
kW – Kilo Watt
MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME – Ministério de Minas e Energia
MPPT - *Maximum Power Point Tracking*
ms – Mili Segundo
MT - Média Tensão
MW – Mega Watt
NEC - *National Electric Code*
NREL - Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos
NTCSE – Norma Técnica de Qualidade dos Serviços Elétricos
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSHA - Norma internacional de Saúde e Segurança do Trabalho
PAC - Ponto de Acoplamento Comum
PCH's- Pequenas Centrais Hidrelétricas
PD28 - Projeto ANEEL “Implantação da GD Junto à Rede de Distribuição”
PEMFC – *Proton exchange membrane fuel cells*
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PG&E - *Pacific Gas & Electric*

Plt - Severidade de Longa Duração
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRODIST - Procedimentos da Distribuição
Pst - Severidade de Curta Duração
PUC's - *Public Utility Comissions*
PURPA - *Public Utilities Regulatory Policies Act*
PV – *Photovoltaic*
QEE – Qualidade de Energia Elétrica
RTO's - *Regional Transmission Operators*
REESEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
R\$ - Reais
SCADA - *Supervisory Control and Data Aquisition*
SMF - Sistema de Medição para Faturamento
SDG&E – *San Diego Gás & Electric*
SMUD - *Sacramento Municipal Utility District*
R&D - Research and Development
ROL – Receita Operacional Líquida
SEB - Setor Elétrico Brasileiro
SEP - Sistemas Elétricos de Potência
SI - Sistema de Interconexão
SIN - Sistema Interligado Nacional
TI – Transformadores de Instrumentos
TP - Transformadores de Potencial
TC - Transformadores de Corrente
TL - Tensões de Leitura
TUC - Tecnologia Universal de Conexão
TUSDg - Sistemas de Distribuição aplicável às Centrais Geradoras
UL – *Underwriter Laboratories*
UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas
US\$ - Dólares
W - Watt

SUMARIO

Dedicatória	iv
Agradecimentos	v
Epígrafe	vi
Resumo	vii
Abstract	viii
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	x
Lista de Abreviações e Siglas	xi
CAPÍTULO 1	1
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO	5
1.2 MOTIVAÇÃO	6
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	7
CAPÍTULO 2	9
2.1 A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.2 ASPECTOS POSITIVOS E NEGATIVOS DA GD	12
2.2.1 Relação das principais barreiras à disseminação da GD	14
2.3 TECNOLOGIAS E FONTES.....	15
2.3.1 Custos do kW por tipo tecnologia	17
2.3.2 Tecnologia e nacionalização de equipamentos de GD	19
2.4 IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	20
2.5 A QUESTÃO DA INTERCONEXÃO DA GD	21
2.5.1 Definição de Tecnologia Universal de Conexão – TUC	23
2.5.2 Conversores estáticos para GD.....	25
2.6 AGENTES PARTICIPANTES DA GD, PAPÉIS E INTERESSES.....	28
2.7 MARCOS REGULATÓRIOS INTERNACIONAIS E NORMAS DE INTERCONEXÃO	29
2.7.1 A hierarquia regulamentar nos EUA	30
2.7.2 Principais Normas de Interconexão de Geração Distribuída nos EUA	31
2.7.3 Requisitos Impostos por Concessionárias Americanas	32
2.7.4 A Norma IEEE 1547	34
2.7.5 IEEE 929 Standard: Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems .	37
2.8 O ARCABOUÇO REGULATÓRIO DO BRASIL.....	37
2.8.1 O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB).....	37
2.8.2 Leis e Resoluções Importantes no Contexto da GD	38
2.8.3 Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	41
2.8.4 Procedimentos de Distribuição (PRODIST/ANEEL)	44
2.8.5 Aspectos da Conexão de Fontes em Sistemas Elétricos.....	44

2.8.6 Tipos de Conexão GD Brasil.....	45
2.8.7 Condições de Conexão da GD no Brasil	45
2.8.8 Resumo dos Padrões de Qualidade Recomendados	47
2.9 REQUISITOS GERAIS	49
2.9.1 Requisitos de Proteção de Segurança	51
2.9.2 Requisitos de Qualidade da Energia.....	54
CAPÍTULO 3	58
3.1 NECESSIDADE DE NORMAS PARA GDBT	58
3.2 PROPOSTA DE NORMA DE CONEXÃO BT.....	58
1 Finalidade	59
2. Aplicabilidade.....	59
3. Limitações	60
4. Referências	60
5. Definições.....	60
6. Especificações e requisitos técnicos de interligação	64
6.1 REQUISITOS GERAIS	64
6.2 REQUISITOS ESPECÍFICOS PARA O PROJETO DE CONEXÃO	65
6.3 REQUISITOS DE PROTEÇÃO DE SEGURANÇA.....	67
6.4 REQUISITOS DE QUALIDADE DA ENERGIA	67
7. Medição	68
ANEXO A.....	71
ANEXO B.....	71
ANEXO C.....	72
CAPÍTULO 4.....	72
PD28 – IMPLANTAÇÃO DE GD JUNTO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO: ESTUDO DE CASO	73
4.1 APRESENTAÇÃO DO PROJETO PD-28.....	73
4.1.2 Etapas do projeto PD-28.....	73
4.2 DESCRIÇÃO DAS FONTES INSTALADAS PLANTA DE GD	74
4.2.1 Célula a Combustível.....	74
4.2.2 Microturbina a Gás	75
4.2.3 Sistema Fotovoltaico	76
4.2.4 Conexão das Fontes do Site de Geração Distribuída.....	77
4.3 CONEXÃO À REDE.....	80
4.4 RESULTADOS OBTIDOS NOS TESTES DAS FONTES	81
CAPÍTULO 5.....	90
CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS.....	90
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93

CAPÍTULO 1

Introdução

As crises econômicas ocorridas, a globalização e a escassez de recursos motivaram um movimento em nível global de rearranjo e privatizações no setor elétrico mundial nas últimas três décadas. No Brasil, principalmente, visando buscar recursos para investimentos no setor em geração, transmissão e distribuição de energia e conseqüentemente permitir o desenvolvimento econômico, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi reestruturado, passando por um processo de ajuste na regulação que promoveu a desverticalização e a privatização.

Ao mesmo tempo verifica-se o interesse, cada vez maior, em se operar geradores conectados à rede de distribuição. Este conceito de operação, conhecido como geração distribuída (GD), está se consolidando como uma tendência nos sistemas elétricos e como tal tem recebido grande atenção dos pesquisadores e da indústria (CIGRÈ, 1998). As pressões ambientais, o avanço de novas tecnologias e as fontes alternativas de energia (eólica e solar, por exemplo) têm sido fatores importantes para a disseminação desse novo conceito. Programas de incentivo a geração a partir de fontes renováveis como essas em função da necessidade de diversificação de fontes de geração; e metas de redução de emissões de CO₂ e do avanço tecnológico têm feito com que a GD avance. Além disso, causas de natureza técnica como a saturação existente nos sistemas de transmissão, a redução das margens de segurança, as restrições geográficas, o aumento contínuo da carga, os problemas de estabilidade de tensão e a conseqüente necessidade de investimentos para sustentar a demanda de potência observada em diversos países, também têm contribuído para o interesse em operar geradores em paralelo aos sistemas de distribuição.

A Geração Centralizada (GC) por questões de volume de produção, de domínio de tecnologia e razões econômicas, não só no Brasil como em vários outros países é a forma predominante no setor elétrico. A GC representa grandes blocos de geração (usinas) interconectados por linhas de transmissão e com despacho centralizado. Segundo Spier *et alli* (2001), este modelo foi projetado para prover economia, segurança, confiabilidade e qualidade no

suprimento da carga onde o despacho é centralizado. Neste modelo as redes de distribuição são radiais e com fluxo de potência em apenas uma direção.

No entanto, desde o ponto de vista organizacional, os sistemas elétricos têm atendido a demanda dos consumidores segundo a premissa de que a geração deve ser centralizada. Porém, os sistemas energéticos atuais não abrangem todas as necessidades básicas das pessoas e a perpetuidade de suas práticas habituais compromete as perspectivas de gerações futuras (RODRIGUEZ, 2002).

A concepção tradicional de sistemas elétricos de potência, baseada em grandes usinas hidrelétricas ou termelétricas geralmente utilizam a energia primária local. Dessa forma situam-se distantes dos pontos de consumo e são conectadas a esses através de extensas linhas de transmissão as quais, no caso brasileiro, têm-se mostrado cada vez mais dispendiosas e com maiores dificuldades em seu licenciamento para serem aprovadas e construídas. Há uma tendência de elevação de custos em função da distância a ser percorrida pela energia gerada até os grandes centros consumidores e dos impactos ambientais gerados, das pressões exercidas pela população atingida pela construção desses empreendimentos e de grupos ligados à defesa ambiental. Esse fato, aliado à demanda crescente por energia, torna concebível a busca de meios que proporcionem um aproveitamento energético mais eficiente em nível local e a redução da dependência em relação à GC.

Isso faz com que a GD seja uma opção plausível, pois é um novo conceito de operação, onde pequenas unidades geradoras são conectadas à rede de distribuição local. Este sistema aproxima os produtores de energia aos centros consumidores, reduzindo assim as perdas na transmissão (GOMES *et alli*, 1999 e PAIVA, 2006).

Embora as alterações no setor de energia elétrica no Brasil têm oferecido novas oportunidades de instalações de GD para autosuprimento de indústrias, também têm introduzido novas variáveis e parâmetros nos estudos de viabilidade dessas instalações. Isto tem motivado reflexões e pesquisas sobre modelos técnicos, econômicos e regulatórios para avaliar as potencialidades e os riscos dessas instalações, considerando os correspondentes requisitos

técnicos de desempenho, pois a liberação da geração e da comercialização de energia elétrica no sistema de distribuição tem teoricamente como objetivo, obter um cenário de concorrência e de competição pelo mercado. Entretanto, dentre todos os fatores comerciais pode não ter sido tomado os cuidados necessários no que se refere ao aspecto técnico. Problemas que não foram previstos devem ser solucionados na sua origem para que nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) não ocorram colapsos (CONCEIÇÃO, 2003).

Romagnoli (2005) ressalta que a liberalização dos mercados de energia e o aumento das restrições ambientais têm apontado para uma tendência de transição, ou ao menos de revisão de conceitos, no que se refere a modelos de sistemas de energia elétrica. A concepção tradicional de sistemas elétricos de potência, baseada em grandes usinas hidrelétricas, termelétricas ou nucleares localizadas distantes dos pontos de consumo e conectadas a estes através de extensas linhas de transmissão tem se mostrado cada vez mais difícil de ser implementada.

Segundo Severino (2008), nos EUA, as gigantes usinas geradoras de eletricidade não têm conseguido fornecer a energia elétrica necessária para mover a nova economia digital. As interrupções no fornecimento de energia elétrica devido à vulnerabilidade das usinas elétricas convencionais (hidroelétricas, termoeletricas e nucleares) e das linhas de transmissão custam até US\$ 80 bilhões por ano. No Brasil, no início dessa década houve uma crise no suprimento de eletricidade, provocando um racionamento que abalou a confiança da população e do governo na confiabilidade da hidroeletricidade como fonte de energia. Esse problema foi enfrentado com medidas de racionalização e conservação de energia. Essa crise despertou a atenção das autoridades e de especialistas para a vulnerabilidade do sistema hidroelétrico decorrente, em parte, da escassez de investimentos em novos reservatórios e em linhas de transmissão.

A GD oferece vantagens ao setor elétrico devido à sua proximidade em relação à carga, o que pode permitir a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica (JENKINS *et alli*, 2005). Além disso, permite uma diversificação das tecnologias empregadas para produção de energia e a escolha pode ser feita em função dos requerimentos específicos da carga ou da disponibilidade dos recursos energéticos locais, podendo levar à postergação de investimentos.

Entre as tecnologias empregadas, mencionam-se desde as mais tradicionais tais como os motores à combustão, turbinas a gás ou a vapor e PCH's quanto as mais recentes ou com pouca maturidade tecnológica como os aerogeradores, usinas à biomassa, a resíduos sólidos, células combustíveis, células fotovoltaicas, usinas termosolares (por armazenamento ou ciclo Stirling), usinas geotérmicas, usinas que utilizam a força do mar (maremotrizes, turbinas de correntes oceânicas, por diferença de temperatura, dentre outras) (ROMAGNOLI, 2005).

O mercado a ser ocupado pela GD está em expansão devido a políticas institucionais de incentivo e desenvolvimento e ao aprimoramento de tecnologias (ACKERMANN *et alli*, 2001). Vários países têm fomentado e incentivado a GD com políticas públicas específicas. Essas medidas visam à criação de arcabouço legal e regulatório para a inserção e participação de novas tecnologias energéticas – e das renováveis em particular – em um mercado competitivo. A consideração dos seus benefícios ambientais e sociais fez com que governos de vários países tenham traçado suas políticas energéticas visando sua maior participação (SILVA *et alli*, 2002 e RODRIGUEZ, 2002).

A GD possui historicamente um mercado potencial; entretanto, no Brasil, há dificuldade de converter em iniciativas concretas por diversas razões. As principais são custo e disponibilidade em escala, além da falta de legislação específica, de normas técnicas de conexão em baixa tensão e da falta de *know-how* por parte dos envolvidos (órgão regulador, empresas do setor e da sociedade) que reforçam as barreiras à implantação e a disseminação do uso da GD.

Além da evolução na penetração da GD, outro cenário a que se deve estar atento é a evolução das tecnologias de controle e operação de redes de distribuição de eletricidade que tendem a mudar por completo o modo como são operadas hoje através da implantação de *Smart Grids*. Segundo Jimenez (2006), os usuários da rede de energia elétrica que hoje são receptores passivos, passarão a exercer um papel ativo na cadeia de suprimento de energia elétrica, onde um grande número de pequenos e médios produtores de energia elétrica com tecnologia baseada em fontes renováveis de energia deverá ser integrado à rede elétrica. Milhares de usuários terão geração própria, tornando-se tanto produtores quanto consumidores de energia elétrica. O mercado de energia elétrica deverá fazer uso pleno de ambos, grandes produtores centralizados e

pequenos produtores distribuídos. Esses pequenos produtores, quando operando interligados à rede de distribuição em baixa tensão, dão origem a um novo tipo de sistema de potência denominado de microrredes. As microrredes podem operar em modo autônomo ou como parte da rede principal de energia elétrica. Quando várias fontes são conectadas entre si e operam de forma conjunta e coordenada dá origem ao que se denomina de plantas de geração virtual (Jimenez, 2006).

Nesse contexto, onde há ênfase à participação da GD na matriz de eletricidade, existe a necessidade das concessionárias distribuidoras estarem aptas a atender os cenários relacionados à penetração e ao uso da GD que esse trabalho, focado na GD em baixa tensão (BT¹), sugere procedimentos normativos de conexão como forma de preparar as distribuidoras ao uso da GD de baixa potência na rede de distribuição.

1.1 Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo principal propor uma minuta de norma de conexão de fontes de GD conectadas à rede de baixa tensão da concessionária a partir da identificação das principais barreiras e da revisão de normas técnicas existentes no Brasil e no exterior.

Como objetivos específicos e decorrentes do cumprimento do objetivo principal, pode-se citar:

- Rever e analisar a evolução do arcabouço regulatório da GD no Brasil e em outros países;
- Avaliar normas e aspectos técnicos da conexão dessas fontes à rede BT;
- Apresentar os resultados obtidos nos ensaios de conexão de fontes de GD do projeto ANEEL - PD28 – “Implantação da Geração Distribuída Junto à Rede de Distribuição” a fim de verificar a aderência dos resultados obtidos com a norma existente no exterior e a minuta proposta.

¹ Baixa tensão de distribuição: tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV (módulo 1 do PRODIST).

1.2 Motivação

Os SEP tradicionalmente caracterizados pelo despacho centralizado, onde a geração está conectada ao sistema interligado de transmissão tende a um cenário onde cada vez mais ter-se-á geradores conectados às linhas de distribuição, em média e baixa tensão, próximos à demanda ou ao centro de consumo. Por outro lado, as redes de distribuição tradicionalmente passivas, ou seja, projetadas para um fluxo unidirecional desde a subestação até os consumidores finais, não são geralmente concebidas para suportar a inserção de unidades de geração. Assim, vários estudos têm indicado que esta integração pode acarretar problemas técnicos e de segurança, abrindo caminho para a busca dos arranjos da GD onde a localização e modo de operação dos geradores minimizem os possíveis impactos negativos no gerenciamento da distribuição (OCHOA-PIZZALI, 2006).

Cada uma das tecnologias de geração elétrica existente possui suas particularidades e, dessa forma, faz-se uma análise da viabilidade dessas tecnologias, procurando-se identificar qual a forma mais eficaz e racional de uso dessas alternativas. As tecnologias de fontes de GD têm presenciado uma transformação contundente e significativa em seu mercado mundial. Por exemplo, nos últimos dez anos a aplicação dominante da tecnologia fotovoltaica passou dos sistemas isolados para os pequenos geradores fotovoltaicos conectados à rede, primeiramente a partir de grandes centrais (centrais da ordem de centenas de megawatts) e, posteriormente, de forma distribuída através de sistemas menores. Segundo Ackerman *et alli*, 2001 *apud* Severino (2008): para o EPRI, em 2010, 25% da nova geração mundial será na forma de GD e para o *Natural Gás Foundation*, esse número poderá ser superior a 30%.

Esse cenário implica em desafios técnicos onde as unidades geradoras estão mais próximas do consumidor e as potências dessas são menores, comparativamente às fontes tradicionais. Com isso ajustes nos sistemas de proteção, absorção de reativos, manutenção dos níveis de tensão e frequência e do sincronismo entre as máquinas são questões frequentemente levantadas pelos técnicos das concessionárias.

As dificuldades apontadas na literatura sobre desenvolvimento da GD no país também são consideradas aspectos motivadores. Dentre estas, destaca-se as questões técnicas relativas à

conexão de geradores à rede de distribuição (GOMES *et alli*, 1999; GONÇALVES, 2004 e CARDOSO, 2009), a falta de consistência no estabelecimento de padrões para conexão e atendimento à carga na legislação brasileira (ROMAGNOLI, 2005) e as questões relacionadas ao custo das tecnologias de uso da GD e ao índice de nacionalização de produtos (VARELLA, 2009).

Outro fator de motivação é poder compartilhar as preocupações de uma empresa distribuidora de energia no tocante a GD e procurar responder a questões como:

- a) Qual a situação da GD no Brasil e no exterior? O que é fato e o que é realidade?
- b) Qual o tipo de conexão mais usual?
- c) Existe caso de GD com venda de energia excedente?
- d) Como será a proteção da rede? A geração será em paralelo com a concessionária ou irá operar isoladamente?
- e) No momento de uma manutenção, como evitar fluxo de energia reverso?
- f) A geração poderá ser feita em baixa tensão (rede secundária)?

Foi a partir da identificação da necessidade de se avaliar, de forma sistemática, a viabilidade técnica da conexão de fontes energia elétrica de pequeno porte², considerando as recentes transformações vividas pelos mercados elétricos e de geração distribuída. Ainda considerando-se a possibilidade de aplicar o conhecimento acadêmico na solução de problemas à questões relacionadas à conexão de GD é que foi proposto realizar este estudo.

1.3 Organização do trabalho

A presente dissertação está, então, organizada da forma descrita nos parágrafos a seguir.

A Introdução trata dos objetivos a serem atingidos no trabalho e dos aspectos que motivaram a realizar o trabalho.

² Neste trabalho considera-se fonte de pequeno porte aquelas com potência de até 75 kW com conexão monofásica ou trifásica à rede de baixa tensão da concessionária.

O Capítulo 2 abrange a revisão da literatura sobre aspectos conceituais da GD e uma breve revisão do arcabouço regulatório. Além disso, são identificados os principais agentes envolvidos na questão da GD e são relatadas algumas experiências internacionais. Avaliam-se os aspectos técnicos e como esses estão sendo tratados nos Estados Unidos e no Brasil, bem como as barreiras à penetração da GD. Com relação à GD apresenta-se uma análise abordando a sua regulamentação os seus principais benefícios e desafios, incluindo os possíveis impactos relacionados aos requisitos gerais de operação, segurança e proteção e qualidade quando da conexão ao SEP.

No Capítulo 3, apresenta-se a proposta de minuta de norma de conexão para o atendimento de conexão de fontes de geração distribuída de baixa potência à rede de BT da concessionária.

No Capítulo 4, apresentam-se os resultados dos testes e ensaios do projeto de pesquisa PD-28 onde foram conectados à rede um sistema fotovoltaico (7.5 kW) uma célula a combustível (5 kW) e uma microturbina a gás (30 kW) a fim de avaliar a aderência dos resultados com a norma estrangeira disponível (IEEE 1547) avaliando principalmente os aspectos relacionados à segurança, à proteção e à qualidade da energia.

No capítulo 5, são apresentadas as conclusões sobre a presente dissertação e perspectivas de continuidade deste trabalho.

CAPÍTULO 2

2.1 A Geração Distribuída de Energia Elétrica

Apesar de ter sido a primeira forma de distribuição de energia elétrica, no final do século XIX e no início do século XX, a GD foi substituída pela GC, com base no princípio da economia de escala e evolução tecnológica como meio de aumento dos ganhos. Nos EUA, a partir da década de 1970, mudanças na regulamentação da indústria de energia, deficiências no sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, o aumento de preços e o avanço da tecnologia promoveram, novamente, a competitividade da geração distribuída. No Brasil, discute-se este modo de geração de energia motivado em parte pelo interesse de grupos de pesquisa e pela re-introdução desse paradigma nos Estados Unidos, maior mercado de energia no mundo.

GD é a produção de energia por meio de fontes modulares, normalmente de pequeno porte, integradas à rede ou isoladas e utilizadas pelas concessionárias, consumidores e/ou terceiros em aplicações que beneficiem o sistema elétrico, os consumidores finais ou ambos. A GD diferencia-se da GC pelo fato de entregar a energia diretamente à rede de distribuição ou onde está localizado o consumidor final, não necessitando de linhas de transmissão. O consumidor da GD pode estar localizado numa região industrial, num prédio comercial ou na comunidade. Além disso, a GD é caracterizada por diferentes tecnologias de geração, com grande aporte tecnológico ou não, e que se presta a diferentes aplicações.

Segundo o CIGRÈ, geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada. (MALFA, 2002). Segundo Turkson & Wohlgemuth (2001), geração distribuída é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos.

Para o IEEE, geração descentralizada é uma central de geração pequena o suficiente para estar conectada a rede de distribuição e próxima do consumidor (MALFA, 2002). No Brasil, os Procedimentos da Distribuição (PRODIST), da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) definem a geração distribuída como:

“a geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada despachada ou não pelo ONS (Operador Nacional do Sistema)”.

Segundo Ackermann, 2001, por exemplo, a geração distribuída pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente na rede de distribuição ou ao consumidor. O autor divide a geração distribuída em função da potência em:

- Micro (até 5 kW);
- Pequena (de 5 kW a 5 MW);
- Média (de 5 MW a 50 MW); e
- Grande (de 50 MW a 300 MW); valores que consideram a realidade americana.

Lora e Haddad (2006), sugerem a divisão em:

- Micro (até 10 kW);
- Pequena (de 10 kW a 500 kW);
- Média (de 500 kW a 5 MW); e
- Grande (de 5 MW a 100 MW).

Severino (2008), propõe uma adaptação das duas classificações anteriores para flexibilizar o limite máximo de 30 MW definido pelo Decreto n.º 5.163/2004 (Brasil, 2004) para a GD:

- Micro (até 10 kW);
- Pequena (de 10 kW a 500 kW);

- Média (de 500 kW a 30 MW);
- Grande (acima de 30 MW).

Para Willis e Scott (2000), a expressão *dispersed generation*, designa um caso particular de GD, com potências na faixa de 10 kW a 250 kW.

Como pode ser visto tem-se que é difícil, atualmente, um acordo na definição do que constitui a GD e de como ela difere da geração convencional ou centralizada, originando amplas variações entre o que pode ser encontrado na literatura especializada (Daly e Morrison, 2001). A única certeza, em geral, é que esse tipo de geração está conectado à rede distribuição. Na literatura já se pensou em defini-la em função de parâmetros técnicos tais como níveis de tensão, capacidade de geração, suprimento de serviços ancilares, tecnologia empregada, modo de operação (despacho centralizado e programado ou não, etc.), área de atendimento dos consumidores, propriedade dos equipamentos, etc. No entanto fatores limitadores como dificuldades operativas, de planejamento, regulatórias e outros empecilhos acabaram impedindo que se adotasse uma definição mais simplista e restritiva.

Considerando as classificações e informações vistas até o momento e considerando definição de Willis e Scott (2000), esse trabalho estuda o caso particular da GD conectada à rede de distribuição em baixa tensão a qual será denominada de GDBT. Nessa, será dada ênfase ao estudo daquelas fontes ou sistemas que podem ser conectadas em baixa tensão e, portanto, cabe diferenciar GD conectada em MT³ da GD conectada em BT.

Para o aspecto da conexão desse trabalho julgou-se relevante determinar o limite de potência e ponto de conexão das GDBT. Assim levando em consideração os estabelecido no PRODIST, módulo 3, na Tabela 2.1, tem-se a relação potência da fonte e tensão de conexão.

³ Média tensão de distribuição: Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV. (módulo 1 do PRODIST).

Tabela 2.1 - Tensões nominais padronizadas de baixa tensão

Sistema	Potência	Tensão Nominal (V)	Classificação da GD
Trifásico	10 kW a 75 kW	220 / 127	Pequena
		380 / 220	
Monofásico	<10 kW	254 / 127	Micro
		440 / 220	

Vale ressaltar que a geração distribuída conectada à rede de distribuição em média tensão (GDMT), como o próprio nome sugere, são conectadas acima de 1 kV.

2.2 Aspectos positivos e negativos da GD

A utilização da GD em sistemas elétricos implica em desafios relacionados à conexão ao sistema; aspectos de controle e proteção; procedimentos de operação e segurança e procedimentos de planejamento. No entanto, apesar dos desafios, vários autores relacionam aspectos positivos. Isso ocorre independentemente da falta de consenso na definição de realidade de cada país.

Romagnoli 2005; Paiva, 2006; Severino, 2008; Daly e Morison, 2001 e Camargo, 2003) relacionam aspectos positivos como:

- a) Redução de carregamento da rede e melhoria na qualidade do suprimento (tensão, fator de potência, frequência, harmônicas,...).
- b) Melhoria na confiabilidade do fornecimento no atendimento à carga devido a sistema de geração pronta para injetar excedentes na rede ou substituir a ausência de energia com várias unidades distribuídas e interligadas à rede.
- c) Reduzir custos devido à redução de despesas com linhas de transmissão e distribuição em função da produção próxima ao local de consumo.
- d) Flexibilidade de implantação em curto espaço de tempo para operação quando comparado às grandes centrais.
- e) Operar nos horários de ponta, para diminuir a flutuação dos preços, podendo reduzir investimento das concessionárias para atendimento da demanda nesse horário
- f) Gerar benefícios ambientais quando há aproveitamento de resíduos, quando se

utilizam de fontes primárias regionais (eólica, solar) possibilitando diversificação da matriz energética. OK

- g) Possibilitar geração de energia através de cogeração produzindo eletricidade junto com energia térmica, calor ou frio, gerando eficiência energética no uso dos combustíveis e economia de energia primária.
- h) Atender a regiões remotas ou isoladas (universalização do acesso aos serviços público de energia – Lei 10.438/2002).
- i) Gerar desenvolvimento econômico local.

A utilização da GD nos sistemas de distribuição também apresenta desvantagens para o sistema como:

- a) Aumento da complexidade no nível de operação do despacho central.
- b) Aumento da complexidade e dos impactos nos procedimentos de proteção, operação e controle da rede de distribuição inclusive manutenção.
- c) A GD pode deteriorar a energia elétrica devido à subtensões causadas por interação com equipamentos de regulação existentes.
- d) Impactos relacionados à qualidade da energia na rede de distribuição devido à possibilidade de inserção de harmônicas quando a GD tem interface baseada em conversores estáticos (conversores); às variações na frequência quando há gerações intermitentes; ao aparecimento de flicker (flutuação de tensão).
- e) Conexão e desconexão de geradores de indução e desequilíbrio entre as fases quando se faz uma conexão de GD monofásica.
- f) Aumento no nível de curto-circuito em alimentadores, devido à contribuição dos geradores distribuídos. A coordenação de proteções do sistema é modificada com a inserção de uma ou mais unidades de geração próximas a um alimentador, pode conduzir à operação não desejada deste, sem a devida atuação do disjuntor.
- g) Custos das tecnologias de GD ainda são altos quando comparados aos da GC (R\$/kW) apesar de decrescentes em função do desenvolvimento das tecnologias;
- h) Complexidade nas interligações e no planejamento integrado do sistema de distribuição.

2.2.1 Relação das principais barreiras à disseminação da GD

Sendo assim, de forma geral, baseado nas barreiras citadas pela literatura especializada da área pode ser resumidas a seguir segundo Romagnoli (2005), Severino (2008), Rodrigues (2002) e Silva Filho (2005), as principais barreiras encontradas hoje no Brasil e no mundo à implantação da GD:

- Dificuldade de acesso seguro à rede com condições justas.
- Competição desigual no mercado de energia.
- Regras de mercado que incentivam a ineficiência.
- A oposição exercida pelo monopólio das grandes companhias.
- Os benefícios ambientais e benefícios trazidos à rede não recebem o devido crédito.
- Preço e mercado indefinidos para investidores.
- Falta de consciência quanto aos benefícios da GD.
- Poucos países têm organizações bem estruturadas para promover a GD.
- Ausência de normas para contratos de interconexão na BT.
- Política governamental não definida.
- Ausência de redes desenvolvidas para o fornecimento de gás natural (ao menos nos países em desenvolvimento).
- Planejamento do sistema
- Medição
- Disseminação de informações sobre tecnologias e aplicações disponíveis

Apesar das barreiras técnicas enfrentadas pela maioria das tecnologias que se utilizam de energias renováveis, a pesquisa sobre as oportunidades de redução os impactos ambientais, de criação de Mercados Verdes ⁴ e do aumento da eficiência das tecnologias apresentam um vasto campo de pesquisa. Como exemplo, tem-se a quantidade de eletricidade produzida através de cogeração nos últimos anos cresceu significativamente em países desenvolvidos, representando

⁴ Mercados Verdes: a geração de energia é feita a partir de fontes renováveis incluindo a GD. Este tipo de geração pode receber incentivos dos governos (depende da política de cada país), além de poder se beneficiar de créditos de carbono.

hoje algo ao redor de 10% de toda a energia gerada nos Estados Unidos. Na Dinamarca, a cogeração responde hoje por 27,5% de toda eletricidade produzida, na Holanda, a cogeração representa hoje 20% da energia elétrica gerada, sendo estes apenas alguns dos exemplos de países que estão promovendo a cogeração (COGENSP, 2005 *apud* ROMAGNOLI, 2005).

Em todos esses países foi criado algum tipo de incentivo ou política pública para geração distribuída de energia, que contribuem para o estímulo ao seu desenvolvimento. Mas, no Brasil, ainda são incipientes os mecanismos em favor de ações concretas que assegurem o desenvolvimento sustentado nesse segmento de cogeração, como nas demais possibilidades tecnológicas de geração distribuída.

2.3 Tecnologias e fontes

A GD, não está associada a um único combustível, ou a uma única fonte de energia primária, ou a uma única tecnologia. Diniz, Carvalho e Barros (2004), dentre as várias tecnologias destacam as seguintes: células combustíveis, eólicas, microturbinas a gás, motores Stirling, motores de combustão interna com baixa emissão, painéis fotovoltaicos, PCH's, térmicas solares e cogeração.

Na tabela 2.2 são apresentadas as tecnologias, bem como o tamanho típico expresso em watts (W) das unidades de potência.

Tabela 2.2 - Tecnologias utilizadas em geração distribuída

Tecnologia	Tamanho típico disponível por módulo
Não Renováveis	
Turbina a gás de ciclo combinado	35 kW - 400 MW
Motores de combustão interna	5 kW - 10 MW
Turbina de combustão	1 MW - 250 MW
Microturbinas	35 kW - 1 MW
Renováveis	
Hidro pequena	1 - 100 MW
Hidro micro	25 kW - 1 MW
Turbina eólica	200 Watts - 3 MW
Sistemas fotovoltaicos	20 Watts - 100 kW
Térmica solar, receptor central	1 - 10 MW
Térmica solar, sistema Lutz	10 - 80 MW
Biomassa, baseada na gaseificação	100 kW - 20 MW
PAFC (*)	200 kW - 2 MW
MCFC (*)	250 kW - 2 MW
PEFC(*)	1 kW - 250 kW
SOFC(*)	250 kW - 5 MW
Geotérmica	5 - 100 MW
Energia oceânica	100 kW - 1 MW
Motor ciclo Stirling	2 - 10 kW

(*) FC referente a *Fuell cells* ou célula a combustível

Fonte (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001 e CAMARGO, 2002)

Características comuns a estas tecnologias são: modularidade, pouco tempo para instalação, operação em conexão com a rede. Várias destas tecnologias permitem a produção de calor concomitante com a energia elétrica (*CHP* ou *Combined Heat and Power*).

Dentre as várias tecnologias utilizadas para geração de eletricidade a partir de outras formas de energia se pode agrupá-las como a seguir:

- Máquinas rotativas acopladas a geradores síncronos CA
- Máquinas rotativas acopladas a geradores de indução
- Fontes de corrente CC acopladas a sistemas inversores

As tecnologias utilizadas para geração e conexão da GD podem ser muito diferentes das tradicionalmente utilizadas na geração centralizada. Estas utilizam geradores síncronos que são capazes, por exemplo, de controlar a saída de geração de energia reativa (Q). Nos geradores síncronos é possível controlar o comportamento reativo, através da variação da corrente de

excitação, ou seja, regular a tensão. A possibilidade de controle de tensão é um dos principais benefícios desse tipo de gerador e torna possível a operação ilha. O controle independente de energia ativa (P) e reativa (Q) torna os geradores síncronos mais atraentes para a GD (ACKERMANN *et alli*, 2001).

Os geradores assíncronos são utilizados principalmente na geração eólica e pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Apresentam características operacionais diferentes dos geradores síncronos. Um gerador assíncrono conectado diretamente a rede não é capaz de fornecer energia reativa. Mesmo quando o gerador não está fornecendo potência ativa, dado que estes derivam sua excitação a partir da rede, sempre consomem corrente indutiva, portanto, comportam-se como cargas reativas mesmo se eles estão fornecendo potência ativa. Por isso, controle de tensão e operação ilha normalmente não é possível de ser feita. Um fato a considerar é que estas máquinas funcionam normalmente com baixo fator de potência. A presença desse tipo de máquina na rede gera aumento na corrente de falta (GEIDL, 2005). A regulação de tensão insatisfatória e a variação da frequência, mesmo quando acionada sob velocidade constante no rotor e alimentando cargas com potência totalmente ativa implica em dificuldades no uso e na conexão desse tipo GD.

2.3.1 Custos do kW por tipo tecnologia

Na tabela 2.3 são apresentados valores de custos por kW instalado para alguns tipos de tecnologia de GDBT.

Tabela 2.3 – Tecnologias, características e custos de fontes de GD.

Tecnologia	Características	Custo/kW instalado (€)
PCH	Aproveitamento de pequenos cursos de água	600 – 800**
Diesel	Pequenas centrais de centenas de kW	1000 – 2500
Turbina à Gás	Grandes centrais termelétricas de dezenas de MW	1000 – 1250
Célula a combustível	Existem poucos fornecedores comerciais	4500 – 20000 (ou mais)
Biomassa	Grande potencial de aplicação no Brasil	400 – 600**
Fotovoltaico	Fator de capacidade de 10% a 15% na Europa	5000 – 7000
Eólica	É o tipo de geração que mais cresce no mundo	800 – 2000
Fotovoltaico PD28	Fator de capacidade de 16%	7500

** Referentes a instalações no Brasil

Fonte (COLLEGE; FERREIRA; FEDEIROS, 2005 *apud* PAIVA, 2006)

Na tabela 2.4 tem-se uma previsão de mercado por tipos de fonte apontada por Paiva (2006), fruto de estudo conjunto feito pela CEMIG e *Department of Energy* (DOE-EUA) referente às principais tendências para as tecnologias de GD.

Tabela 2.4 – Tecnologias e mercado de fontes de GD

Tecnologia	Mercado Alvo							Potência Típica
	Resid	Co mer.	Ind.	Rural Remoto	Conectado à Rede	Portátil / Eletroele.	Trans	
CaC - baixa temperatura	P	P	S	S	S	S	P	1 kW a 250 kW
CaC – alta temperatura	S	P	P	S	P	-	S	1 kW a 3 MW
Microturbinas a gás	S	P	P	S	P	-	S	25 kW a 300 kW
Motores Stirling	P	P	S	P	P	-	P	1 kW a 150 kW
Motores combustão interna	-	S	P	S	P	-	-	1 kW a 50 kW
Sistemas híbrido Cac e microturbinas	-	S	P	S	P	-	-	250 kW a 20 MW
PV	P	-	-	P	-	P	-	1 W a 1 kW
PCT	-	-	P	S	P	-	-	1 MW a 30 MW
PCH	-	-	P	S	P	-	-	1 MW a 30 MW
Usinas eólicas	-	-	P	S	P	-	-	1 MW a 20 MW

P = mercado primário – S = mercado secundário

Fonte (DINIZ; CARVALHO; BARROS, 2004 *apud* PAIVA, 2006)

2.3.2 Tecnologia e nacionalização de equipamentos de GD

O baixo índice de nacionalização é um dos fatores que inibem o avanço da GD no Brasil. Tem-se o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) como sendo o único programa nacional de incentivo as fontes renováveis para geração de eletricidade. Dentre as ações previstas nesse programa, estabeleceu-se um índice mínimo de 60% do custo total de construção de projetos contemplados para serviços e equipamentos, que foi adotado como padrão da Agência Especial de Financiamento Industrial (FINAME) quanto aos equipamentos e serviços, conforme o documento intitulado “Critérios e Instruções para Cálculo de Índices de Nacionalização de Equipamentos e Serviços dos Empreendimentos do PROINFA”. Entretanto, esse programa não contempla fontes de baixa potência nem energia solar.

Como exemplo, pode-se citar o índice de nacionalização para o caso de sistemas fotovoltaicos, tabela 2.5, adaptado para metodologia PROINFA por (VARELLA, 2009).

Tabela 2.5 – Índice de nacionalização de sistemas fotovoltaicos

Aplicação do Sistema Fotovoltaico	Índice de Nacionalização (%)
Bombeamento de água	5
Eletrificação rural	35
Conectado à rede elétrica	0

Fonte: (VARELLA, 2009)

Tem-se ainda que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica não dispõem de nenhum dos seus dois principais equipamentos fabricados no Brasil, que são os inversores para conexão à rede elétrica e os módulos fotovoltaicos. Isto mostra o espaço que se têm para produzir esforços coordenados e conjugados utilizando, por exemplo, verba de P&D ANEEL para priorização dessas necessidades. Ainda segundo Varella (2009), a tecnologia dos inversores CC-CA já está bem desenvolvida nacionalmente. Acredita-se que tal fato possa facilitar o desenvolvimento e amadurecimento dos inversores CC-CA para conexão à rede elétrica, possibilitando avanços tecnológicos importantes no país. Assim, considera-se aqui que no médio prazo este equipamento pode vir a ser fabricado no país e o sistema fotovoltaico conectado à rede

elétrica poderá atender um índice de nacionalização de cerca de 19%, que corresponderia ao inversor para conexão à rede elétrica fabricado no Brasil. Diferentemente dos inversores CC-CA para conexão à rede elétrica, para a fabricação de módulos fotovoltaicos é preciso investimento inicial muito alto, previu-se algo em torno de R\$ 50 milhões.

2.4 Impactos na Rede de Distribuição

É importante levar em consideração que do ponto de vista técnico há diferenças significativas entre conexão em redes de transmissão e em redes de distribuição, pois o projeto dessas é significativamente diferente. A rede distribuição é projetada para ter fluxo de carga unidirecional (ACKERMANN *et alli*, 2001) e, portanto, não é projetada para a conexão de geradores. A conexão de GD altera a distribuição das correntes de falta o que pode gerar a necessidade de se reprojeta o sistema de proteção contra faltas.

A inserção da GD pode ter influência no nível de tensão local e nas perdas do sistema devido ao efeito provocado pela relação entre reatância e resistência ser mais equilibrada. As perdas e a queda de tensão são maiores nas redes de distribuição que nas redes de transmissão devido à diferença no projeto dessas (ACKERMANN *et alli*, 2001 *apud* SEVERINO, 2008). Reforça-se que o aumento na penetração da GD necessita acompanhamento e controle da parte dos sistemas supervisórios. No entanto, no caso das microgerações e ou das GDBT, em geral, o centro de operação da distribuição de uma concessionária não “enxerga” esses geradores. A coleta de dados de redes de distribuição BT pelo sistema supervisório é difícil, segundo Severino (2008), os terminais de baixa tensão dos sistemas de distribuição não são ainda normalmente conectados a sistemas de supervisão de controle de aquisição de dados – *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). Isto implica em dificuldade e complexidade no controle da GD. Portanto, o uso da GD conectada à rede BT gera impactos e a instalação de geradores distribuídos nos sistemas de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica deve ser precedida de uma série de estudos técnicos visando determinar condições de operação, controle e proteção desses geradores. Esses estudos técnicos têm o objetivo de minimizar eventuais impactos negativos nos sistemas de energia elétrica como um todo. Logo, requisitos técnicos devem ser satisfeitos de modo a garantir a operação segura e confiável da rede elétrica em sua totalidade.

Nesse contexto, problemas locais que aparecem e que estão relacionados com aspectos de proteção, controle dos níveis de tensão na rede de distribuição, controle de reativos e interação com a automatização da distribuição são exemplos de aspectos que devem ser levados em conta para a implantação da GD.

Junto a isso, com o aumento relativo deste tipo de geração, além do aumento na complexidade dos problemas já citados, surgirão outras preocupações afetadas com o despacho de geração e o armazenamento de energia gerada em algumas condições. Logo, enquanto o número e o montante de geração for pequeno em relação à carga local, o problema pode ser administrado sem grandes preocupações, mas à medida que o grau de penetração da GD aumenta surgem necessidades de ajustes na legislação, na criação e padronização de normas técnicas, no direcionamento de programas de P&D, na criação de incentivos, na redução de custos, no estudo e criação de modelos e programas de simulação visando dar o tratamento técnico e regulatório adequado a GD.

2.5 A questão da interconexão da GD

Os aspectos de interconexão e de medição passam a ter grande importância, além dos incentivos que vem sendo praticados para suplantar essas barreiras. Uma das barreiras identificadas ao incremento da geração distribuída, reclamada principalmente pelos empreendimentos de pequeno porte, é o custo da interconexão que envolve, entre outros, o do projeto, o dos equipamentos e o do processo para o acesso ao sistema da concessionária. Portanto, reveste-se de importância a discussão sobre o sistema de interconexão da unidade de geração distribuída com a rede da companhia de eletricidade. Na realidade esse sistema de interconexão, representado na Figura 1 (CAMARGO, 2003), como SI⁵, abrange o conjunto de todos os equipamentos, tanto físicos (hardware) quanto lógicos (software) que fazem a interligação da geração distribuída com a concessionária e cargas próprias.

⁵ SI = Sistema de Interconexão

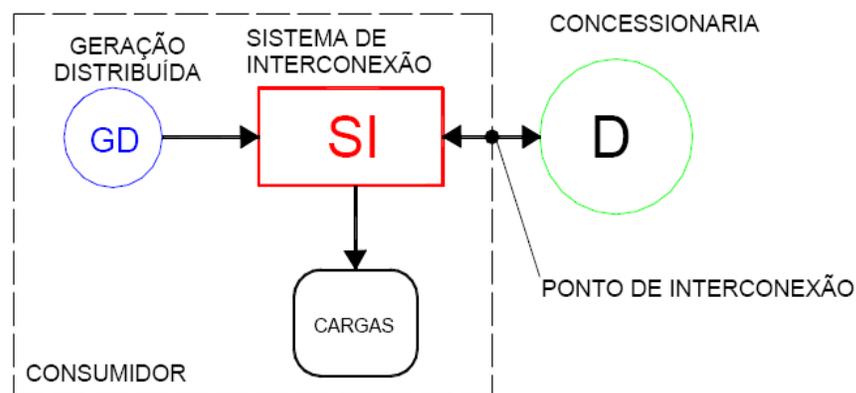


Figura 2.1 – Sistema de interconexão da geração distribuída.

Atualmente o sistema de interconexão é composto por uma série de dispositivos que, em função do tipo da geração distribuída, varia conforme as exigências particulares de cada concessionária, da natureza do sistema elétrico e do projeto de instalação. Isso impede os benefícios que poderiam advir da padronização mediante a utilização das tecnologias já disponíveis.

O avanço da eletrônica digital já tornou obsoletos os relés eletromecânicos fazendo com que novos dispositivos de proteção assumam essa função de forma mais integrada.

Dentro desse conceito está sendo desenvolvida a nova concepção de SI. Este sistema faz a ligação física entre a geração distribuída e a rede da concessionária podendo concentrar num único equipamento as funções, entre outras, de medição, controle, monitoramento, e até de despacho dessa unidade de geração. Sob o ponto de vista do sistema o SI atua com vistas à manutenção dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade da interconexão da geração distribuída. (CAMARGO, 2003).

As funções desses SI permitem o paralelismo, questão levada com muita restrição por parte das concessionárias. Para tanto, incorporam esquemas de proteção contra ilhamento que desconectam a geração distribuída em caso de alguma anormalidade no sistema. Possuem, também, esquemas de proteção de sub e sobretensão e de frequência.

Outras tantas funções podem ser incorporadas no SI. Entre elas cita-se: conversão de corrente contínua – CC para alternada para as fontes que produzem em CC como as células

fotovoltaicas, células combustíveis e armazenagem de energia em baterias; condicionamento de energia com vistas a ajustar a fonte às exigências de qualidade do sistema; sistema de comando liga/desliga; controle da excitação de geradores; sincronizador de paralelismo; controle de chaveamento de transferência e controle de importação/exportação.

2.5.1 Definição de Tecnologia Universal de Conexão – TUC

Há um empenho crescente por parte de governos, empresas e centros de pesquisa, para desenvolver um conjunto de normas que serão utilizadas para a adoção de uma Tecnologia Universal Conexão (TUC), que consiste em um sistema de interconexão da geração distribuída, de diferentes tecnologias, com o sistema elétrico da concessionária, permitindo o fluxo de energia em ambos os sentidos. Com isso, a medição será realizada, como já vem ocorrendo em muitos casos, nos dois sentidos de fluxo: direto e reverso. Além destas características, a qualidade de energia e a segurança são questões consideradas. A TUC seria um dispositivo padronizado que faria a interconexão transparente tanto para o consumidor com GD quanto para a concessionária. Os componentes principais dessa tecnologia deveriam fornecer um mínimo de funções para um sistema de interconexão comum, para aplicações com ou sem inversores.

Definir essas características para projetar a unidade de interconexão é de capital importância para o desenvolvimento posterior das funções centrais que deveriam estar incluídas em uma configuração mínima de uma unidade. O Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL), patrocinou um workshop sobre sistema de interconexão de GD com especialistas de diversas áreas, empresas e concessionárias. Os especialistas destacam como características fundamentais básicas para uma unidade de interconexão (SHEAFFER, 2002).

Anti-ilhamento: Neste contexto, ilhamento se refere a uma condição potencialmente insegura, na qual um sistema de geração não pertencente à concessionária continua tentando exportar energia elétrica após alguma falha na rede. Por exemplo, se a concessionária está fornecendo energia para um consumidor que possui uma unidade de GD conectada à rede, e a rede da concessionária for desligada por falha ou para manutenção, a GD deve imediatamente ser desconectada dessa rede. Se não o for, ela se torna uma ilha de geração representando risco tanto

ao pessoal de manutenção da concessionária quanto a outros consumidores;

Operação autônoma: O SI deve ter rotinas por software/hardware para operar automaticamente sem intervenção humana;

Sistema liga/desliga: O SI deve ter condições de ser ligado ou desligado manualmente para que sejam feitos testes, consertos, manutenção, etc., sem que haja problemas para o consumidor ou para a concessionária;

Além destas, o SI deverá possibilitar a adequação das seguintes características a níveis adequados:

- Capacidade para suportar as condições ambientais nas quais opera;
- Sistema *reset*;
- Sincronização e verificação;
- Controle de importação/exportação;
- Tensão;
- Frequência;
- Apresentar ângulo de fase e corrente como parâmetros de entrada da unidade de interconexão;
- Controle de fator de potência/VAR;
- Indicador de falha da unidade de GD;
- Testabilidade da unidade de interconexão;
- Atendimento a todos os requisitos da norma IEEE 1547;
- Autodiagnóstico;
- Ajustes (*set points*) não voláteis.

O Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos (IEEE) tem estudado, desenvolvido e proposto normas como a família de normas IEEE 1547, que estabelece critérios e requisitos para a interconexão de GD com o sistema elétrico de potência. Essa norma traz referências aos sistemas de geração distribuída, chama a atenção a muitas questões relacionadas ao desenvolvimento desta tecnologia e fornece subsídios à discussão do assunto. Pode-se dizer, a

priori, que o conceito da TUC é similar aos computadores pessoais: um conjunto de funções essenciais fornecido pela placa-mãe. Dentre estas funções encontram-se: flexibilidade, expansibilidade, compatibilidade, e interoperabilidade, as quais são obtidas através da modularidade, uma estrutura de barramento e sistema operacional comum que podem ser adaptados a diferentes configurações e aplicações.

2.5.2 Conversores estáticos para GD

A rede elétrica convencional, a corrente apresenta-se na forma alternada (CA). Algumas tecnologias de geração como fotovoltaica (FV), com células a combustível (CaC) e turbinas hidrocinéticas necessitam de um dispositivo de conversão, pois a energia é gerada em corrente contínua (CC). Para que seja possível conectar tais fontes à rede torna-se imprescindível a utilização de um conversor CC/CA, também chamado de inversor. O inversor tem como principal finalidade transformar a forma de onda da tensão e corrente gerada por essas tecnologias, de contínua para alternada, adequando as características de saída desses geradores aos padrões da rede local e permitir alimentar carga em CA conforme figura 2.2 e, portanto, o inversor utilizado em um sistema de GDBT tem como função adequar as características da energia gerada às características da rede elétrica convencional. Sua utilização é fundamental em sistemas híbridos, devido à maior facilidade de se encontrar no mercado equipamentos eletro-eletrônicos de uso final que operam em corrente alternada.

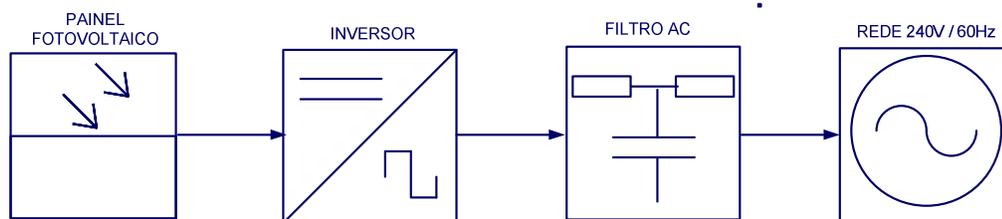


Figura 2.2 – Sistema de GDBT utilizando inversor

Funcionamento

O princípio de funcionamento de um inversor está baseado em mecanismos de chaveamento que alteram o fluxo de corrente entre os sentidos positivo e negativo. As técnicas utilizadas na

conversão são diversas, e delas depende a qualidade da energia fornecida pelo inversor à carga. Dentre as características principais dos inversores estão as suas tensões de operação de entrada (CC) e saída (CA), frequência de saída, potência nominal, capacidade de surto, eficiência, e forma de onda de saída. As tensões e frequência de operação dependem da carga a ser atendida. A potência nominal é aquela que pode ser fornecida à carga de forma contínua, enquanto que a potência de pico refere-se a um valor máximo de potência entregue em um curto intervalo de tempo, normalmente para atender equipamentos que possuem altas correntes de partida, como motores. A eficiência de conversão é a relação entre a potência de saída e a de entrada.

Principais funções

Os inversores utilizados em sistemas de GDBT têm como principais funções:

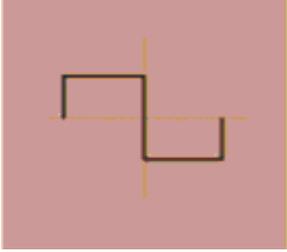
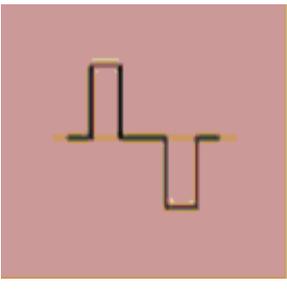
- Converter a corrente gerada em CC em CA. Como exemplo pode-se citar a corrente gerada através do efeito fotovoltaico apresenta-se na forma contínua, o inversor deve criar uma forma de onda alternada. O nível de semelhança com a forma de onda senoidal deve ser alto. Deve haver pouca distorção na forma de onda gerada.
- Rastreamento do Ponto de Máximo de Potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*). Através do controle da corrente e tensão, esse sistema é capaz de fazer ajustes para manter, por exemplo, no caso de PVs, operando perto do seu ponto de maior potência, que varia de acordo com a radiação solar incidente.
- Desconexão e isolamento: O inversor deve desconectar o gerador da rede caso os níveis de corrente, tensão e frequência não estejam dentro da faixa aceitável dos padrões da rede elétrica ou também do lado CC. O inversor deve ainda isolar o gerador da rede quando a mesma não estiver energizada, seja por falhas ou operações de manutenção, evitando possíveis acidentes com operadores.
- Relatório de *Status* – Os inversores podem apresentar um painel de informação (*display*) com parâmetros de entrada e armazenamento das informações em *data-logger* ou envio para um computador (aplicação remota por link de dados ou transmissão por satélite). Podem ser registrados, por exemplo, grandezas elétricas como a tensão CC e CA, corrente CC e CA, potência CA, energia CA diária,

energia CA acumulada entregue à rede, frequência. Dependendo da fonte de geração poderão ser enviados parâmetros meteorológicos e térmicos, como irradiância no plano dos geradores e a temperatura de operação dos módulos.

Forma de onda

A forma de onda de saída é uma característica importante do inversor, pois dela depende a qualidade do fornecimento de energia elétrica à carga. Onda quadrada, onda quadrada modificada e onda senoidal são os tipos de forma de onda comumente utilizadas na saída de um inversor.

Tabela 2.6 – Características de inversores quanto à forma de onda

Forma de onda na saída	Características
	<p>A tensão de onda quadrada é obtida apenas alternando-se a contínua e, por este fato, oferece baixa regulação e uma quantidade de harmônicos alta.</p> <p>Comparando-se a operação de um motor elétrico com a tensão CA fornecida por este inversor e a tensão senoidal da rede elétrica convencional, verifica-se que o motor acionado pelo inversor, possui apenas 60% de seu torque, além de níveis de aquecimento indesejáveis.</p>
	<p>Trata-se de uma versão melhorada dos inversores de onda quadrada, ou seja, chaveamentos adicionais são feitos para que a forma de onda se aproxime de uma senoidal, diminuindo assim a quantidade de harmônicos. São adequados para alimentação de diversos tipos de cargas, tais como lâmpadas, equipamentos eletrônicos e a maioria dos motores elétricos. Para estes últimos o inversor permite obter um menor aquecimento e melhor torque de partida/operação, devido à tensão e corrente de pico maiores; entretanto, o valor da tensão não deve ser excessivo.</p>
	<p>Utiliza a técnica PWM⁶ somente como uma filtragem posterior. São mais caros; porém, desde que corretamente dimensionados, são os que produzem tensão de saída e desempenho mais adequados para alimentação de qualquer tipo de carga CA.</p>

Fonte: Livro - Sistemas Híbridos Soluções Energéticas para a Amazônia (RÜTHER, 2004)

⁶ PWM = e é a abreviação de *Pulse Width Modulation* ou **Modulação de Largura de Pulso**

Especificação

Para especificar um inversor de tensão é necessário considerar tanto a tensão de entrada do equipamento (CC) quanto à tensão de fornecimento (saída CA). Em termos da potência, os inversores são dimensionados levando-se em consideração basicamente dois fatores: o primeiro é a potência elétrica que deverá suprir em operação normal por determinado período de tempo; o segundo é a capacidade de surto do equipamento, que deve ser especificada de acordo com a natureza dos equipamentos que compõem a carga. Equipamentos que exigem altos valores de corrente de partida, como motores elétricos, devem merecer atenção especial no dimensionamento, para que o inversor possa fornecer, durante um curto intervalo de tempo, a potência necessária para acionar esses equipamentos. Outro fator importante na especificação é que devem ser observadas todas as exigências que a carga fará ao inversor, não somente em relação à potência, mas também em relação à variação de tensão, à frequência e à forma de onda de tensão de saída. Outro parâmetro de grande importância na seleção do inversor a ser utilizado é sua eficiência. Uma variação de 1% na eficiência pode resultar em um diferencial de 10% na energia anual gerada (Rüther, 2004). Atualmente, a grande maioria dos fabricantes informa valores maiores que 90% de eficiência de conversão. Valores muito inferiores representam perdas excessivas, que podem comprometer a viabilidade do projeto.

2.6 Agentes Participantes da GD, Papéis e Interesses.

A figura 2.3 mostra quais são os principais agentes envolvidos e que têm influência direta no desenvolvimento e implantação da geração distribuída, na visão de Lora e Haddad, (2006).

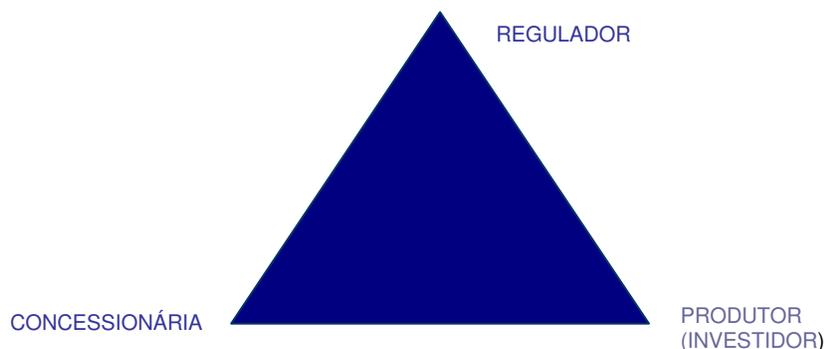


Figura 2.3 – Atores envolvidos na implantação da GD

Quando da implementação da GD é necessário que sejam respondidas questões como: quais são os principais atributos da GD e quais são as condições de aplicação. Para que isso seja respondido é necessário identificar o interesse dos agentes envolvidos e sistematizar procedimentos técnicos e regulatórios como forma de incentivar e disciplinar a aplicação da GD no Brasil.

A variedade de interesses bem como dos atributos da instalação de GD exige abordagens diferentes para avaliar a viabilidade de cada caso e as distribuidoras de energia necessitam estar aptas para atender tecnicamente as solicitações que lhes são solicitadas. Por exemplo:

- Produtor independente, eólica, 600 kVA, conectada na rede de MT
- Shopping Center, turbina a vapor, 8000 kVA, operando na ponta, conectada na rede de MT
- Sistema fotovoltaico residencial de 2 kWp conectado à rede de BT da concessionária
- Pequena Central Hidrelétrica

Os exemplos acima caracterizam a variedade e mostram a necessidade de sistematizar e atualizar constantemente procedimentos para identificar necessidades de melhorias em requisitos técnicos e regulatórios e buscar soluções específicas.

2.7 Marcos Regulatórios Internacionais e Normas de Interconexão

A redescoberta e o incentivo inicial à GD surgiram nos Estados Unidos da América (EUA) com as mudanças promovidas na legislação pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA)* em 1978, devido a uma crise econômica mundial, com o intuito de reduzir a dependência do petróleo, promover fontes alternativas de energia mais eficientes e diversificar a indústria de geração de energia elétrica. Essas mudanças foram ampliadas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a desregulamentação da geração de energia. Outros países também começaram a alterar sua legislação referente ao setor elétrico a partir de então (Gonçalves, 2004). Assim os EUA passaram a ser uma importante referência mundial nessa matéria.

Em diversos países estão sendo estudados requisitos específicos para conexão de GD às redes elétricas. Em termos gerais, o *IEEE Working Group SCC21 P1547* publicou uma recomendação para a interconexão de geração distribuída, o *Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*. O documento ainda está em fase de aperfeiçoamento, porém tratou de alguns aspectos elétricos e testes que devem ser observados para a implantação de GD, tais como regulação de tensão, sincronização, proteção, qualidade de energia, ilhamento, testes necessários para conexão da GD à rede, comissionamento, dentre outros. Em alguns países existem algumas normas específicas. No Reino Unido, por exemplo, criou-se o *Engineering Recommendation G.59/1* que trata das questões relacionadas à conexão da GD na rede elétrica. Na Califórnia foi criado o *Distributed Generation Interconnection Rules*. A maioria dos países não apresenta nenhuma norma especial, e essas normas em geral dependem do tipo de geração (Silva Filho, 2005).

2.7.1 A hierarquia regulamentar nos EUA

A FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) é um órgão federal de regulação da energia nos EUA (ROMAGNOLI, 2005; SILVA FILHO, 2005). É a principal autoridade regulatória sobre o sistema de transmissão. Seu papel inclui:

- Controle de tarifas, termos e condições de vendas e revendas de energia elétrica, serviços de transmissão e comércio interestadual pelas empresas públicas; deve assegurar que as tarifas sejam justas e razoáveis;
- Análise de fusões e transferências de bens envolvendo empresas de utilidade públicas;
- Estabelecer diretrizes sobre a interconexão e influenciar outras autoridades para adotá-las.

Além da FERC há as PUC's (*Public Utility Comissions*), que são entidades reguladoras estaduais na área de energia tem a missão de:

- Regular as permissionárias e concessionárias de serviços públicos no Estado;
- Recomendar tarifas, preços, encargos e taxas;
- Determinar as receitas permitidas por intermédio das tarifas;

- Fornecer diretrizes sobre o gerenciamento dos negócios das permissionárias e concessionárias;
- Emitir pareceres sobre a aquisição, vendas, disposições ou outras trocas de proprietários, incluindo fusões.

Os requisitos estabelecidos a partir das *Public Utility Comissions* sobre a interconexão de geração distribuída são mandatários e não voluntários como são estabelecidos pelas FERC.

Os RTO's (*Regional Transmission Operators*) são operadores de transmissão regionais autorizados pela FERC para gerenciar o sistema de transmissão. Também são chamados de *pool* de energia, grupos de transmissão regional ou operadores independentes de sistemas.

De acordo com a Lei Americana, entidades federais não têm autoridade mandatória em matéria que estão fora do seu controle. Em conseqüência, a FERC não pode impor decisões tomadas sobre as PUC's em questões de interconexão num estado. A FERC só pode influenciar autoridades locais para seguir suas recomendações. Em conseqüência, os processos e requisitos aplicáveis à geração distribuída podem variar consideravelmente de um lugar para o outro nos EUA (SILVA FILHO, 2005).

2.7.2 Principais Normas de Interconexão de Geração Distribuída nos EUA

Cada concessionário leva em conta critérios próprios quando se trata de um novo processo de interconexão de geração distribuída. Por outro lado, sem normas nacionais, os produtores de equipamentos de geração distribuída são obrigados a desenvolverem dispositivos e equipamento de proteção diferente para cada empresa que desenvolvem suas próprias normas de interconexão. Portanto, ocorrem variações e as linhas gerais de interconexão variam conforme o estado e a concessionária, mas existe uma tendência de padronização, principalmente em relação à conexão de fontes com de GD de baixa potência (inferior a 20 kW).

Atualmente são usadas nos EUA as seguintes normas sobre interconexão:

- A *National Electric Code* (NEC) Article 690
- A UL 1741 (UL – *Underwriter Laboratories*)
- A IEEE Std 929-2000 (*IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers*)

- A IEEE Std 519
- A IEEE Std 1547

2.7.3 Requisitos Impostos por Concessionárias Americanas

As concessionárias da Califórnia – EUA, tais como *San Diego Gás & Electric* (SDG&E), *Pacific Gás & Electric* (PG&E) e *Sacramento Municipal Utility District* (SMUD) têm exigências próprias para a interligação desses geradores distribuídos.

Os estudos e recursos de conexão exigidos pela *San Diego Gás & Electric* (SDG&E) são mostrados na Tabela 2.7. Os critérios variam por faixa de potência e são aplicáveis a tensões inferiores a 25 kV.

Tabela 2.7 – Requisitos da empresa SDG&E (San Diego Gás & Electric)

Recurso	Potência			
	< 10 kW	10 a 200 kW	200 a 1.000 kW	1 a 20 MW
Falta à terra do lado da rede	Não	Sim	Sim	Sim
Método de sincronização	Automático / Manual	Automático / Manual	Automático	Automático
Transformador dedicado	Não	Sim ⁽¹⁾	Sim ⁽¹⁾	Sim ⁽¹⁾
Verificação do Projeto	Não	Sim ⁽²⁾	Sim ⁽²⁾	Sim
Define ajustes de relés ⁽⁴⁾	Ajustes de fábrica	Ajustes de fábrica	Ajustes coordenados com o sistema	Ajustes coordenados com o sistema
Relés discretos	Não necessariamente	Não necessariamente	Não necessariamente	Relés e proteção de retaguarda
Teste periódico de funções dos relés	Não	Sim	Sim	Sim
Requer desconexão	Não	Sim	Sim	Sim
Controle de fator de potência ⁽³⁾	Mínimo 0,95	Mínimo 0,95	Mínimo 0,95	Mínimo 0,95
Controle de tensão	Seguir a tensão da rede	Seguir a tensão da rede	Seguir a tensão da rede	Seguir a tensão da rede
Medição	A definir	A definir	A definir	A definir
Comunicação e controle remoto	A definir	A definir	A definir	A definir
Qualidade de energia	IEEE Std 519	IEEE Std 519	IEEE Std 519	IEEE Std 519
Injeção de DC	DC<0,5%	DC<0,5%	DC<0,5%	DC<0,5%

Fonte: SDG&E , LORA e HADDAD (2006) e SILVA FILHO (2005)

Notas:

- (1) O transformador não precisa ser novo. Cada gerador deve ter o seu transformador.
 (2) Se a potência do gerador for maior que a do transformador apresentar estudo.

(3) Compensação de fator de potência exigida para certificação da capacidade.

(4) Podem ser de estado sólido, eletromecânico ou microprocessado.

A SMUD apresenta os requisitos em função da capacidade de geração, conforme Tabela 2.8.

Tabela 2.8 – Requisitos da empresa SMUD (Sacramento Municipal Utility District)

Recuso ⁽²⁾	Potência ⁽¹⁾						
	<10	10 a 40	40 a	100 a 400	0,4 a 1	1 a 10	> 10
	kW	kW	100 kW	kW	MW	MW	MW
Transformador dedicado ⁽¹²⁾	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Dispositivo de desconexão ⁽³⁾	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Disjuntor do gerador	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Interrupção de falta trifásica ⁽⁶⁾	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente de fase	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Subtensão	Sim ⁽⁸⁾	Sim ⁽⁸⁾	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobre/subfrequencia	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Falta a terra	Não	Não	Sim ⁽⁹⁾	Sim	Sim	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão ou relé de impedância	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Regulação de tensão e FP	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Reles classe concessionária ⁽⁴⁾	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim
Telemetria ⁽⁵⁾	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Medição contínua ⁽¹⁰⁾	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Medição de reativos	Não	Não	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Contato telefônico direto	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
Unidade terminais remotas	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Registrador de eventos	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim	Sim
Telemetria de retaguarda ⁽¹³⁾	Não	Não	Não	Não	Não	Sim	Sim
Registro de medição	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: SMUD, LORA e HADDAD (2006) e SILVA FILHO (2005)

Notas:

(1) Todas as exigências são baseadas na potência de placa do gerador, exceto quando indicado.

(2) Os equipamentos de proteção listados representam exigências mínimas.

- (3) Dispositivos de desconexão são exigidos nos lados da linha e da carga das unidades de medição para as conexões em transmissão.
- (4) Relés classe *utility* são exigidos para qualquer tensão de conexão acima de 25kV, exceto para a saída do gerador.
- (5) Toma-se como base o fornecimento total maior que 1MW, não necessariamente a potência do gerador. Medição contínua adicional no gerador para se obter saída líquida pode ser exigida em função do acordo de conexão e opção de saída escolhida.
- (6) Exige-se um dispositivo de interrupção de falta trifásico no ponto de conexão (custo do acessante) com a SMUD. É normalmente instalado na subestação do produtor no lado de alta do transformador de conexão, considerando que a conexão não envolve linha de terceiros.
- (7) Requer-se um registrador de eventos para instalações não atendidas com paralelismo automático ou remoto, ou para aquelas cujos relés não possuam capacidade de reter seu estado após a perda de energia.
- (8) Esta exigência pode ser atendida por um contator atuado por subtensão.
- (9) Para geradores de indução de 40 a 100 kW, a exigência de detecção de faltas à terra será analisada caso a caso.
- (10) A medição contínua, ou durante o período de uso apenas, será definida em função de acordos contratuais.
- (11) Pode usar fusível se o disjuntor do gerador é equipado com proteção contra operações monopolares.
- (12) Pode-se eliminar o transformador de isolamento no caso de geradores menores que 10 kW conectados na rede secundária, devendo o projeto ser aprovado pela SMUD.
- (13) A telemetria de retaguarda deve ser instalada para todas as unidades remotas e instalações telemétricas.
- (14) Registros de medição de retaguarda são exigidos para todas as conexões, independentemente da potência do gerador. Este registrador deve ter habilidade de armazenar parâmetros que permitam o cálculo do fator de capacidade do gerador caso a telemetria em tempo real não seja exigida.

2.7.4 A Norma IEEE 1547

Em 2003, o IEEE publicou um padrão normativo para auxiliar as concessionárias e os usuários de energia elétrica sobre a instalação de fontes modulares de geração de energia à rede elétrica. Trata-se do Padrão IEEE 1547 *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, cujo foco principal associa-se com o estabelecimento de critérios e requisitos para a conexão de tecnologias de geração distribuída no sistema elétrico de potência. Mais precisamente, este documento fornece requisitos importantes concernentes ao desempenho, à operação, proposição de testes, à segurança e à manutenção associados com a conexão da GD ao sistema elétrico.

A série IEEE 1547, atualmente, é composta por seis normas distintas, cuja denominação e escopo encontram-se listados na seqüência deste documento:

- *IEEE Std 1547[®] (2003): IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: este documento, que é a diretriz da série de padrões 1547, fornece um procedimento uniforme para a interconexão de equipamentos de geração distribuída com o sistema de energia elétrico. Em suma, fornece as exigências mais relevantes no tocante ao desempenho, à operação, aos procedimentos de ensaios, às considerações de segurança, e à manutenção da

interconexão com a rede.

- *IEEE Std 1547.1[®] (2005): IEEE Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: este padrão especifica o tipo, a concepção, e os testes que serão executados para demonstrar que o sistema de interconexão de equipamentos de GD está em conformidade com a norma *IEEE 1547*. O equipamento da interconexão que conecta as fontes de geração distribuída ao sistema elétrico deve estar em consonância com as exigências especificadas no padrão 1547 do *IEEE*. Os procedimentos de teste padronizados são necessários para estabelecer e verificar a conformidade com aquelas exigências.
- *IEEE P1547.2[®]: Application Guide for IEEE Std 1547-2003, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: o objetivo deste documento é facilitar a utilização da norma 1547, através da caracterização das várias tecnologias de GD e o detalhamento das questões associadas à interconexão (ainda disponível em minuta).
- *IEEE P1547.3[®]: Draft Guide for Monitoring, Information Exchange and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*: este documento fornece requisitos técnicos para a monitoração, trocas de informação e controle de fontes distribuídas conectadas com a rede (ainda disponível em minuta).
- *IEEE P1547.4[®]: Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*: neste documento são apresentados os requisitos necessários à operação e integração de fontes distribuídas quando o sistema opera em situação de ilha (ainda disponível em minuta).
- *IEEE P1547.5[®]: Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10 MVA to the Power Transmission Grid*: este documento fornece os requisitos técnicos para a conexão e controle de equipamentos de geração de energia elétrica, com capacidade maior que 10 MVA, nos sistemas elétricos de transmissão (ainda disponível em minuta).
- *IEEE P1547.6[®]: Draft Recommended Practice For Interconnecting Distributed*

Resources With Electric Power Systems Distribution Secondary Networks: o foco deste documento é estabelecer as exigências técnicas para a interconexão entre uma instalação elétrica particular, contendo equipamentos de geração distribuída e o sistema de distribuição de energia da concessionária local. Esta norma fornece os requisitos técnicos associados com o desempenho, à operação, procedimentos de ensaios, as considerações de segurança, e à manutenção da interconexão entre as redes de distribuição de energia (ainda disponível em minuta).

Dentre os documentos listados anteriormente, os quatro primeiros estão consolidados e aprovados junto ao comitê do *IEEE*. Os demais documentos encontram-se, até o presente momento, em fase de revisão e análise. A tabela 2.9 mostra o status completo da família de normas *IEEE 1547* para conexão de geração distribuída até 10 MW.

Tabela 2.9 – Status desenvolvimento da família de normas IEEE 1547

Nº.	NOME	STATUS
1547	Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems	2003
1547.1	Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems	2005
1547.2	Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems	2008
1547.3	Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems	2007
1547.4	Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems	Pendente
1547.5	Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10MVA to the Power Transmission Grid	Pendente
1547.6	Draft Recommended Practice For Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks	Pendente
1547.7	Draft Guide to Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection	Pendente

Fonte: ABRAHAM, (2009).

2.7.5 IEEE 929 Standard: Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems

Publicada em 2000, contém orientações para assegurar a compatibilidade operacional de sistemas fotovoltaicos conectados em paralelo com a rede elétrica. Estas diretrizes incluem os requisitos técnicos relacionados com segurança, equipamentos de proteção, qualidade da energia elétrica e operação do sistema elétrico.

A *IEEE 929-2000* descreve recomendações específicas para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, em até 10 kW, que podem ser utilizados em residências. No entanto, os equipamentos de capacidade intermediária, compreendidos entre 10 kW até 500 kW, também podem ser abrangidos pelas mesmas recomendações gerais apresentadas no documento.

Adicionalmente, o padrão 929 propõe vários testes com equipamentos fotovoltaicos vislumbrando mensurar impactos da conexão destes dispositivos com a rede, e avaliar, principalmente, as questões relacionadas ao ilhamento destes dispositivos de geração quando da ocorrência de distúrbios na rede elétrica.

2.8 O Arcabouço Regulatório do Brasil

2.8.1 O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (REESEB)

O Projeto RESEB (1996/1997) foi encomendado pelo Ministério de Minas e Energia – MME, sendo desenvolvido por um consórcio de empresas liderado pela *Coopers & Lybrand*. Este trabalho teve papel fundamental na definição de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, com a indicação da necessidade de criação de novas entidades com atribuições específicas, tendo o seu relatório final consolidado em dezembro de 1997. Este trabalho demandou grande esforço jurídico-institucional para que uma concepção liberal fosse introduzida no setor elétrico brasileiro. A tabela 2.10 resume as principais diferenças entre o antigo e o novo modelo do sistema elétrico brasileiro.

Tabela 2.10 - Comparação entre as diretrizes do antigo e do novo modelo

SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	
MODELO ANTIGO (antes RESEB)	MODELO NOVO (após RESEB)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados
Empresas estatais verticalizadas	Concessionárias divididas por atividade: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização
Monopólios com competição inexistente	Livre concorrência – competição na geração e comercialização ⁷
Consumidores cativos	Consumidores livres e cativos
Preços regulados pelo DNAEE	Preços livremente negociados (para grandes clientes) Preços regulados para os clientes cativos

Fonte: CAMARGO (2003) – Adaptado

2.8.2 Leis e Resoluções Importantes no Contexto da GD

A introdução da expressão "Geração Distribuída" no texto do instrumento legal, a Lei 10.848, de 15 de março de 2004, o novo Marco Regulatório do Setor, em seu Art. 2º, §8º, II b, consolidou a evolução para o mercado de GD. Entretanto, é importante caracterizar que o conjunto de toda a regulamentação ora vigente, embora introduza agora a GD em seu contexto, deixa em aberto vários aspectos na medida em que está, ainda, impregnada da cultura centralizante dominante no setor. Vale ressaltar que de fato a abertura à concorrência já estabelecida anteriormente, norteadora das alterações ocorridas, terminou por contemplar basicamente a possibilidade de a iniciativa privada participar da geração centralizada ou mesmo que os consumidores livres buscassem soluções com outras concessionárias. No entanto, a GD de pequeno porte e a microgeração ficou em segundo plano pode se estabelecer no país.

⁷ A livre concorrência passa a existir, mas estão mantidos os monopólios naturais da distribuição de energia.

O modelo criado no Governo Fernando Henrique foi ajustado no Governo Lula, criando-se o novo Marco Regulatório, que não alterou a estrutura deste contexto. Embora em nada altere estruturalmente quanto ao exercício da competição o contexto legal pré-existente persiste, situando a GD marginalmente apesar de, pela primeira vez, citá-la nominalmente como uma das alternativas para a expansão do sistema e para a sua operação rotineira. O novo marco, de fato, volta-se basicamente para a comercialização e embora cite não dá à GD a visualização necessária para que cumpra a sua função complementar à GC. Na verdade, introduziu alguns empecilhos, como se poderá observar a seguir, ao se tratar da criação do PROINFA. Estipulou toda a geração utilizando fontes renováveis (biomassa, PCH, eólica) possam vender os seus excedentes.

O governo, através da ANEEL, intenta, como fruto deste novo marco, igualar a co-geração qualificada e as fontes renováveis às condições privilegiadas já concedidas às PCHs: redução nos “aluguéis” das linhas de transmissão e de distribuição, fato que facilita a transferência de energia para pontos de consumo distantes embora não afete, propriamente, a geração distribuída quando ela se instala próxima do local de consumo.

A criação do PROINFA visou incentivar a exploração de fontes renováveis, mediante preços pré-definidos; esta criação de certa forma ignorou o fato de que estas fontes constituem GDs e por este motivo no Marco Regulatório foi considerada como algo diferente da cogeração qualificada, onde se enquadram várias das formas inclusas no PROINFA basicamente a biomassa oriunda dos segmentos sucro-alcooleiro e madeireiro. Entretanto, este programa da maneira como foi concebido descaracteriza o mercado que resultará da prática da GD, pois fixa, a priori, os preços e assim inibe a negociação formulação mais adequada para a sua operação.

Por sua vez, criou-se a figura do “consumidor livre” (Lei 9.074/1995) aquele que está liberado para comprar a sua energia de quem lhe oferecê-la a menores custos; inicialmente, há uma limitação (nem todos os consumidores são livres), porém a tendência é estender esta característica a todos os consumidores. As regras para liberdade de compra de energia no mercado livre foram inicialmente definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica conforme disposto na Resolução nº 264 de 13/08/1998. A partir do ano de 2000 passam a ser considerados consumidores livres aqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69.000 Volts (69 kV) com

demanda contratada de no mínimo de 3 MW, e aqueles com demanda contratada de no mínimo 500 kW atendidos em qualquer tensão optantes pela compra de energia de pequenas centrais hidrelétricas.

Portanto, o novo instrumento legal já demonstra, claramente, a intenção de incentivar a GD na medida em que abre uma exceção na própria Lei isentando-a do processo de licitação para aquisição da energia por ela gerada pelas distribuidoras; permite-se, assim, que a GD quando inserida na rede de distribuição de uma dada concessionária possa vender diretamente a energia por ela produzida.

Outro ponto ainda não bem esclarecido é o papel extremamente importante que o comercializador representa para a GD. Ele, de fato, retira dos proprietários de unidades descentralizadas a função da venda da energia, função esta que foge ao *core business* de cada um e que pode vir a pesar para um pequeno empreendimento. Na verdade, este agente detém como seu *core business* exatamente esta função de intermediário que lhe permite juntar várias centenas de kW ou dezenas de MW, provenientes de vários geradores e vendê-los para uns poucos consumidores livres ou através do *pool* e também, cuidar das tratativas com as concessionárias envolvidas visando o transporte da energia. Sem esta figura, haverá óbices para a comercialização, principalmente porque esta tarefa vem sendo exercida pelas próprias concessionárias, que se aproveita de sua condição de quase monopolista e de praticamente única compradora.

Neste sentido, faz-se importante realizar uma análise dos instrumentos legais e regulatórios de modo a identificar as dificuldades e carências do momento, bem como propor melhorias para o benefício dos investidores de pequeno porte, de forma a simplificar o acesso e o uso dos sistemas de distribuição de média e baixa tensão com vistas à dinamização dos pequenos negócios de energia. Adicionalmente, podem vir a contribuir com a modicidade tarifária das empresas distribuidoras, sem prejuízo do equilíbrio econômico-financeiro garantido às mesmas por lei.

2.8.3 Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Desde sua criação, a ANEEL estabeleceu uma série de resoluções normativas para assegurar a operação do sistema elétrico dentro de certa margem de segurança e qualidade. A seguir estão relacionadas, nas tabelas 2.11 e 2.12, as principais Leis Governamentais e Resoluções Normativas da ANEEL, que determinaram a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e impactam diretamente a aplicação da GD no Brasil.

Tabela 2.11 - Principais leis e decretos aprovados para a reestruturação do setor elétrico

TIPO	OBJETIVO
Lei Nº. 8987 (13/02/1995)	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, cria a figura do cliente livre e PIE e dá outras providências.
Lei nº 9.074 (07/07/1995)	Estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, cria a figura do PIE do autoprodutor e dá outras providências.
Lei nº 9.427 (26/12/1996)	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
Lei nº 9.648 (27/05/1998)	Autoriza o poder executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS, e de suas subsidiárias, cria o ONS, o MAE (hoje CCEE) e dá outras providências.
Lei nº 9.991 (24/07/2000)	Dispõe sobre realização de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e em Eficiência Energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Alterada pela lei nº 10.438 – montante mínimo 1% da receita operacional líquida (ROL).
Lei nº 9.993 (24/07/2000)	Destina recursos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e pela exploração de recursos minerais para o setor de ciência e tecnologia.
Decreto nº 2003 (10/09/1996)	Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e dá outras providências.
Decreto nº 2665 (02/07/1998)	Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, e dá outras providências.
Lei nº 10.438 (26/04/2002)	Dispõe sobre a oferta de energia elétrica e sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – regulamentada pelo Decreto nº 4.541, de 23/12/2002.
Lei nº 10.762 (26/04/2002)	Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, altera as Leis Nº. 8.631 de 04/03/1994, Nº. 9.427 de 26/12/1996 e Nº. 10. de 26/04/2002 e dá outras providências.
Lei nº 10.847 (15/03/2004)	Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e dá outras providências.
Lei nº 10.848 (15/03/2004)	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no país, alterando as Leis Nº. 8.631 de 04/03/1994, e dá outras providências. Cria ACR e ACL. Introduziu o

TIPO	OBJETIVO
	conceito de GD na legislação brasileira (§8 , artigo 2º).
Decreto nº 5.163 (30/07/2004)	Dispõe sobre a regulamentação da comercialização de energia, o processo de outorga de concessões, define geração distribuída em seu artigo 14, define contratação de energia elétrica proveniente de GD e dá outras providências.
Portaria nº 36 (26/11/2008)	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético cria grupo de trabalho de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos (GT – GDSF) com o objetivo de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios de subsídio em torno de uma proposta de política de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede.

Fonte: Planalto, 2009

Tabela 2.12 - Resoluções normativas da ANEEL

TIPO	OBJETIVO
Resolução Nº. 112/1999	Estabelece os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.
Resolução Nº. 281, Nº. 282 e Nº. 286/99	Estabelecem regras para contratação do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, além de definir metodologia para o cálculo de valores de encargos e usos de conexão. Tiveram algumas disposições originais revogadas ou retificadas por regulamentos subsequentes.
Resolução Nº. 371/99	Regulamenta o contrato de reserva de capacidade para Autoprodutor e Produtor Independente de Energia, com instalações geradoras até 30 MW. Foi atualizado pela Resolução Normativa nº 304, de 04/03/2008.
Resolução Nº. 170/2001	Estabelece as condições especiais para comercialização temporária de energia elétrica oriunda de excedentes de centrais cogeneradoras, autoprodutores e centrais geradoras de emergência.
Resolução Nº. 56/2004	Estabelece procedimentos para o acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA aos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.
Resolução Nº. 62/2004	Estabelece procedimentos para o acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA aos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição.
Resolução Nº. 68/2004	Estabelece os procedimentos para acesso e implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão, não integrantes da Rede Básica, e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio, de interesse sistêmico, das concessionárias ou permissionárias de distribuição, e dá outras providências.
Resolução Nº. 77/2004	Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para empreendimentos com fontes renováveis com potência instalada $\leq 30\text{MW}$
Resolução Nº. 167/2005	Estabelece as condições para a contratação da energia elétrica proveniente de geração distribuída, por concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição que atue no Sistema Interligado Nacional – SIN, nos termos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.
Resolução Nº. 228/2006	Estabelece os requisitos para centrais geradoras termelétricas na modalidade geração distribuída para fins de comercialização no ACR.
Resolução Autorizativa Nº. 1.482/2008	Autoriza Programa de Geração Distribuída com Saneamento Ambiental apresentado pela Companhia Paranaense de Energia – COPEL como projeto piloto de implantação de geração distribuída em baixa tensão.
Resolução Nº. 349/2009	Estabelece Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às

TIPO	OBJETIVO
	Centrais Geradoras (TUSDg), sendo estas conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV. E estabelece os critérios para o cálculo locacional da tarifa

Fonte: ANEEL, 2009.

Nesse contexto, cabe dar destaque ao Projeto de Lei Nº 630/2003 de autoria do Deputado Roberto Gouveia, tendo o Deputado Fernando Ferro como relator, que se encontra em trâmite na Câmara Federal para votação, e trata, essencialmente, de questões de interesse da produção de energia elétrica renovável no país.

Este PL pretende estabelecer incentivos à produção de energia a partir de fontes alternativas renováveis e fomentar o desenvolvimento de pesquisas relacionadas às mesmas, instituindo um Fundo Nacional para este fim. Propõe, também, alteração nas Leis Nº 9.427, de 26/12/1996, Nº 9.478, de 06/08/1997, Nº 9.249 e Nº 9.250, de 26/12/1995 e Nº 10.848, de 15/03/2004; e dá outras providências.

Para os efeitos deste PL, consideram-se fontes alternativas renováveis a energia eólica, solar, geotérmica, maremotriz, de pequenos aproveitamentos hidráulicos, da biomassa, dos biocombustíveis e das ondas do mar. Dentre as várias proposições, destaca-se que as Distribuidoras do país adquiram, a partir de 2011, toda a energia elétrica produzida por centrais de microgeração distribuída (até 50 kW de capacidade instalada, a partir de fontes alternativas renováveis), que estarão isentas do pagamento das tarifas de uso da distribuição e deverão ser conectadas em até 90 dias, utilizando-se o mesmo ponto de entrega de energia ao consumidor. A acessada deverá assumir os reforços e ampliações em seu sistema elétrico, bem como o custo da medição. Este fato reforça a importância desse trabalho e de termos leis e normas técnicas de conexão discutidas, definidas e claras para consumidores, distribuidoras e órgão regulador.

Observa-se que as leis, resoluções e decretos aqui apresentados, em sua maioria, contemplam apenas aspectos burocráticos, relacionados com a comercialização de energia proveniente de GD, entre eles: critérios contratuais, taxas e impostos a serem pagos pelo proprietário da unidade, forma como deve ser regularizada na ANEEL, e incentivos como a

criação do PROINFA. Apenas recentemente foram estabelecidos procedimentos técnicos para conexão e gerenciamento da GD (Cardoso, 2009).

2.8.4 Procedimentos de Distribuição (PRODIST/ANEEL)

Os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), foram estabelecidos pela resolução normativa nº 395, de 15 de dezembro de 2009. É um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes. Estabelece critérios visando garantir que os indicadores de desempenho ou de qualidade de serviço sejam atingidos de forma clara e transparente preservando, dentre outros aspectos, a segurança, a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos.

O objetivo é disciplinar todos os aspectos técnicos relativos ao planejamento de expansão e à operação das redes de distribuição, bem como à conexão de usuários e também aos requisitos técnicos da interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede dos Sistemas de Transmissão. É composto por oito módulos: Introdução (Módulo 1), Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso ao Sistema de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6), Cálculo de Perdas na Distribuição (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8). Inicialmente eram sete módulos, no entanto, no decorrer dos trabalhos acrescentou-se um módulo específico para a qualidade de fornecimento de energia elétrica.

2.8.5 Aspectos da Conexão de Fontes em Sistemas Elétricos

O emprego de fontes de geração distribuída (GD) pode ocasionar uma série de impactos no sistema elétrico onde se pretende instalar uma determinada fonte de GD ou um conjunto delas. Para tanto, o engenheiro ou grupo de engenheiros responsáveis pela execução de uma instalação

necessita revisar alguns conceitos básicos de engenharia, mas de grande relevância ao considerar o uso de GD. Assim, poder-se-á evitar impactos negativos advindos da instalação de uma determinada fonte de GD no sistema de potência.

Há muitos aspectos de engenharia envolvidos que precisam ser revisados antes da instalação de, por exemplo, uma unidade de microturbina. Dentre as principais questões a serem consideradas podem ser citados: a coordenação, a aplicação de dispositivos de proteção, o controle de tensão, a configuração do transformador de conexão, a qualidade de energia e as questões relacionadas ao ilhamento. Evidentemente, há outros assuntos que precisam ser investigados, porém, em muitos casos, o responsável pela instalação poderá decidir se uma fonte de GD merece ou não ser instalada num dado sistema através da investigação destas questões. Sendo assim, na seqüência, será feita uma abordagem acerca de alguns destes relevantes temas enfocando as reais preocupações com o emprego de fontes de geração distribuída em sistemas elétricos de potência.

2.8.6 Tipos de Conexão GD Brasil

Conforme com o Decreto nº. 2003, de 10 de setembro de 1996 (Tabela 2.13), os agentes geradores PIE e Autoprodutor têm livre acesso aos sistemas de distribuição para a interconexão de geradores próprios. A forma de conexão pode ocorrer por meio do paralelismo momentâneo, do paralelismo permanente e da transferência automática rede / gerador. O que interessa para esse trabalho é o paralelismo permanente que será feito pelas GDBT.

2.8.7 Condições de Conexão da GD no Brasil

A eletricidade a ser disponibilizada na rede pelo gerador distribuído deve atender parâmetros de qualidade, confiabilidade e segurança de acordo com as exigências da concessionária responsável pelo local da instalação e com os critérios estabelecidos pela ANEEL. No módulo 3, Acesso ao Sistema de Distribuição, do PRODIST, são apresentadas as condições e requisitos necessários para que a conexão de centrais geradoras de energia elétrica ao sistema de distribuição possa ser realizada (PRODIST, 2009; CARDOSO, 2009).

- O gerador deve fornecer energia em corrente alternada, ajustada à frequência de 60Hz.

- Limitações dos equipamentos ou tempo de recomposição das instalações do produtor devem manter a flexibilidade de recomposição do sistema de distribuição.
- O paralelismo não pode causar problemas técnicos ou de segurança aos demais usuários (ou acessantes) do sistema de distribuição.
- Deve haver um sistema de comunicação entre a unidade de geração do acessante e da acessada (distribuidora de energia)
- A sincronização do gerador à rede de forma adequada é de responsabilidade única do acessante.
- Caso ocorra desligamento, o sistema de proteção do acessante deve retirar a geração do paralelismo antes da tentativa de reconexão.
- Para o paralelismo permanente, o gerador distribuído deve atender aos requisitos técnicos de operação estabelecidos pela concessionária responsável pela rede que se conectará, observando os procedimentos operativos apresentados no Módulo 4 dos procedimentos de distribuição.
- Tanto a acessada como a acessante devem definir como serão os arranjos da interface dos sistemas, no acordo operativo.
- É de responsabilidade do acessante realizar estudos básicos da influência da geração no sistema em que se conectará, avaliando nível de curto-circuito; capacidade de disjuntores, barramentos, transformadores de instrumento e malhas de terra; 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; e ajuste dos parâmetros dos sistemas de controle de tensão e de frequência e, para conexões em alta tensão, dos sinais estabilizadores.
- O acessante deve realizar os estudos operacionais necessários à conexão da planta de geração para aprovação da distribuidora.
- As plantas de GD devem operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, quando em condições normais de operação e em regime permanente. Na ocorrência de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações de geração devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de trinta segundos após sair desta faixa, para permitir a recuperação do equilíbrio

carga-geração. No módulo são apresentados outros dados relacionados a qualidade de energia.

- O acessante deve garantir que suas instalações operem observando as faixas de fator de potência estabelecidas nos Procedimentos de Rede - Submódulo 3.6 (ONS, 2010), que aponta que em potência ativa nominal a unidade geradora deve ser capaz de operar com fator de potência mínimo de 0,90 sobreexcitado; e fator de potência mínimo de 0,95 subexcitado.
- O acessante deve calcular e submeter à aprovação da acessada os ajustes das proteções das instalações. Deve-se observar os requisitos técnicos da seção 3.3 e os requisitos do acordo operativo da seção 3.5 do Módulo 3 do PRODIST.
- O acessante deve garantir que, ao se conectar à rede, os parâmetros de qualidade de energia, como distorções harmônicas; desequilíbrio de tensão; flutuação de tensão; e variações de tensão de curta duração, ao conectar suas instalações de geração, não tenham seus valores de referência estabelecidos em regulamentação específica violados.

Todos esses aspectos técnicos de interconexão são de grande importância para garantir que não haja prejuízo aos demais consumidores conectados a mesma rede de distribuição e às próprias instalações do gerador, promovendo a qualidade da energia elétrica, a segurança e a qualidade de seu fornecimento. No entanto, os aspectos técnicos relacionados servem como parâmetro para as especificações estabelecidas pela concessionária, que diferem de empresa para empresa e de região para região. Mesmo a concessionária sendo obrigada a fornecer o ponto de conexão, se a instalação de Geração Distribuída não for de seu interesse, as solicitações impostas por ela para efetivar a interconexão podem desestimular e servir como barreira à implementação da GD (RODRÍGUEZ, 2002). No Brasil, para a GDBT, não existem critérios ou normas estabelecidas pelas distribuidoras.

2.8.8 Resumo dos Padrões de Qualidade Recomendados

A conexão de equipamentos de geração distribuída com a rede de distribuição de energia demanda, dentre outros aspectos, uma preocupação relacionada com a manutenção da conformidade e continuidade do fornecimento de energia do sistema, aspectos estes afetados à

qualidade da energia elétrica. Tendo em vista que os documentos internacionais e nacionais destinados a orientar supridores e consumidores são extensos e repletos de informações, neste item apenas serão citadas as normas consultadas. Esta opção simplificadora almejou mostrar que as diferentes normalizações são pouco diferentes em suas essências qualitativas e quantitativas.

As recomendações consultadas foram:

- IEEE 519 – IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System (Estados Unidos);
- EN 50160 – European Standard (União Européia);
- IEC 61000-3 – Electromagnetic Compatibility – Part 3 – Emission Limits (Internacional – utilizada tanto na Europa quanto nos Estados Unidos);
- ONS-Submódulo 2.2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica (Brasil);
- PRODIST – Módulo 3 -
- PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

O sistema elétrico de potência não foi concebido para comportar geração de energia ativa ao nível de distribuição em baixa tensão (GROSS, 1986). Entretanto, devido às restrições ambientais e técnicas, o paradigma anteriormente descrito vem, gradativamente, sofrendo alterações conceituais e apresentando forte tendência para a utilização massiva de equipamentos de geração distribuída.

Nesse contexto, a instalação, manuseio e operação de equipamentos de GD, próximos às cargas e ao nível de distribuição, devem obedecer a certos requisitos técnicos, evitando quaisquer anomalias funcionais e mantendo o sistema operando dentro de margens consideradas seguras. Assim procedendo, após minuciosa investigação tanto nos padrões normativos já estabelecidos, como nas normas em desenvolvimento, resumidos anteriormente, ficou evidenciado que a conexão de equipamentos de geração distribuída com a rede elétrica deve atender a três grandes exigências, a saber:

- Requisitos de Qualidade do Produto: o qual enfoca as questões associadas com a regulação de tensão, frequência, sincronismos, quando da instalação de pequenas unidades geradoras no sistema de distribuição;
- Requisitos de Segurança e Proteção: relacionado com a sensibilidade dos

equipamentos de geração distribuída e dos seus respectivos dispositivos de proteção, na detecção de eventuais distúrbios provenientes da rede e consequente proteção do sistema elétrico;

- Requisitos de Qualidade da Energia Elétrica: atrelado com as questões de injeção de distúrbios elétricos na rede elétrica, provenientes da operação de equipamentos de GD.

2.9 Requisitos Gerais

Variação de tensão em regime.

A interconexão de equipamentos de geração distribuída com a rede elétrica não pode provocar variações dos níveis de tensão no ponto de acoplamento comum, de forma a causar violações de limites proibitivos pré-estabelecidos. Os níveis de tensão eficazes nos sistemas em baixa tensão devem permanecer dentro de certos patamares que garantam o correto funcionamento de equipamentos elétricos. No Brasil, os níveis de tensão em regime permanente são regulamentados pelos procedimentos de distribuição - PRODIST. Para uma maior clareza, a tabela abaixo apresenta os limites permitidos para variação de tensão em regime permanente, ao nível de distribuição em baixa tensão, conforme estabelecido pelo PRODIST (2009).

Tabela 2.13 – Pontos de entrega em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV

TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS				
Tensão Nominal (TN)		Faixa de Valores Adequados das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Precários das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)	Faixa de Valores Críticos das Tensões de Leitura (TL) em relação à TN (Volts)
Ligação	Volts			
Trifásico	(220)	$(201 \leq TL \leq 231)$	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$	$(TL < 189$ ou $TL > 233)$
	(127)	$(116 \leq TL \leq 133)$	$(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$	$(TL < 109$ ou $TL > 140)$
Monofásico	(127)	$(116 \leq TL \leq 132)$	$(109 \leq TL < 116$ ou $132 < TL \leq 140)$	$(TL < 109$ ou $TL > 140)$

Frequência do sistema

Em sistemas elétricos interligados operando em 60 Hz, a variação da frequência deverá ser limitada a uma faixa estabelecida. O documento normativo IEEE 929 recomenda que esta variação deva permanecer entre 59,3 Hz a 60,5 Hz, para sistemas de baixa capacidade, a qual pode ser replicada aos sistemas de geração distribuída.

No caso brasileiro, conforme estabelecido no submódulo 2.2 do PRODIST, em condições normais de variação de carga, em regime permanente, os desvios da frequência instantânea (valores absolutos sem integralização) em relação ao valor nominal não poderão exceder a +/- 0,1 Hz.

Fator de Potência

Conforme estabelecido pelo PRODIST, o responsável pela unidade produtora de energia elétrica, operando com potência ativa nominal, deve assegurar que no ponto de conexão o fator de potência esteja compreendido entre os valores estabelecidos na Tabela 2.14.

Tabela 2.14 – Valores padrão de fator de potência conforme o tipo de geração

Tipo de Geração	Fator de Potência Capacitivo	Fator de Potência Indutivo
Hidrelétrica e Térmica	0,95 a 1,00 sobre-excitado (capacitivo - injetando reativo)	1,00 a 0,95 sub-excitado (indutivo - absorvendo reativo)
Eólica	0,95 a 1,00 (capacitivo - injetando reativo)	1,00 a 0,95 (indutivo - absorvendo reativo)

Outras restrições

Além dos requisitos acima reportados, merecem destaque questões associadas com o sincronismo entre o equipamento de GD e a rede elétrica, monitoração da energia fornecida, aterramento do sistema de GD dentre outras.

2.9.1 Requisitos de Proteção de Segurança

Distúrbios da Tensão (Variações de Tensão)

Conforme estabelecido pelo padrão IEEE 1547, quando um determinado equipamento de GD for submetido a variações de tensão provenientes da rede elétrica, o mesmo deverá interromper o fornecimento de energia ao sistema em que está conectado dentro de um determinado período de tempo. Os detalhes quantitativos estabelecidos pelo dito padrão encontram-se descritos na Tabela 2.15.

Tabela 2.15 – Tempo de atuação frente a distúrbios de tensão

Variação da Tensão no Ponto de Acoplamento (%)	Tempo máximo para atuação (s)
V<50	0,16
50≤V<88	2,00
110<V<120	1,00
V≥120	0,16

Distúrbios da Frequência

Analogamente ao caso dos distúrbios de tensão, quando ocorrer uma variação na frequência do sistema no qual o equipamento de GD estiver inserido, o mesmo deverá interromper o seu fornecimento de energia num período de tempo determinado. Os limites estabelecidos pelo padrão IEEE 1547 encontram-se detalhados na Tabela 2.16.

Tabela 2.16 – Tempo de atuação frente a distúrbios de frequência

Capacidade do GD	Variação da Frequência (HZ)	Tempo de atuação (s)
≤30kW	>60,5	0,16
	<59,3	0,16
>30kW	>60,5	0,16
	< {59,8 – 57,0}	0,16 a 300
	<57,0	0,16

Com relação ao cenário nacional, o ONS estabelece que na ocorrência de distúrbios no sistema, havendo necessidade de corte de geração ou carga para permitir à recuperação do equilíbrio carga-geração, a frequência:

- Não pode exceder 66 Hz nem ser inferior a 56,5, em condições extremas;
- Pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 por no máximo 10 segundos;
- Pode permanecer abaixo de 58,5 por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 por no máximo 5 segundos.

Reconexão

Conforme estabelecido anteriormente, na ocorrência de um determinado distúrbio, o equipamento de GD deverá cortar o seu fornecimento de energia ao sistema no qual se encontra inserido e permanecer fora de operação enquanto perdurar as anomalias do sistema. A norma IEEE 1547 estabelece que o sistema de interconexão dos equipamentos de GD deve estar provido de um equipamento de retardo que impeça a imediata reconexão do dispositivo gerador ao sistema de distribuição durante um determinado período de tempo, vislumbrando garantir a segurança operativa da rede elétrica.

Ilhamento

A situação de ilhamento acontece quando uma parte da rede elétrica permanece suprida por um equipamento de geração distribuída enquanto que o restante do sistema elétrico, em face de um determinado evento (curto-circuito, por exemplo), encontra-se fora de operação. Tal situação representa uma condição de extremo perigo, tanto para a operação dos equipamentos do sistema elétrico como para as equipes de manutenção da concessionária que atuam na rede. Segundo a IEEE 1547, o sistema de interconexão do equipamento de GD deve detectar a situação de ilhamento e interromper o fornecimento da energia gerada pela GD à rede elétrica dentro de um período de tempo inferior a 2 segundos.

2.9.2 Requisitos de Qualidade da Energia

Tabela 2.17 - Níveis de referência para distorções harmônicas de tensão

Harmônica		Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]			
Tipo	Ordem	$V_n \leq 1\text{kV}$	$1\text{kV} < V_n \leq 13,8\text{kV}$	$13,8\text{kV} < V_n \leq 69\text{kV}$	$69\text{kV} < V_n \leq 230\text{kV}$
Ímpares não múltiplas de 3	5	7.5	6	4.5	2.5
	7	6.5	5	4	2
	11	4.5	3.5	3	1.5
	13	4	3	2.5	1.5
	17	2.5	2	1.5	1
	19	2	1.5	1.5	1
	23	2	1.5	1.5	1
	25	2	1.5	1.5	1
>25	1.5	1	1	0.5	
Ímpares múltiplas de 3	3	6.5	5	4	2
	9	2	1.5	1.5	1
	15	1	0.5	0.5	0.5
	21	1	0.5	0.5	0.5
	>21	1	0.5	0.5	0.5
Pares	2	2.5	2	1.5	1
	4	1.5	1	1	0.5
	6	1	0.5	0.5	0.5
	8	1	0.5	0.5	0.5
	10	1	0.5	0.5	0.5
	12	1	0.5	0.5	0.5
	>12	1	0.5	0.5	0.5
Total		10	8	6	3

No entanto, como os procedimentos de distribuição foram aprovados recentemente e as distribuidoras estão no período de maturação das novas regras, a Tabela 2.18 apresenta um compêndio com as mais diversas normas relacionadas com o estabelecimento de limites sobre harmônicos de tensão, atualmente disponíveis nos EUA e na Europa.

Tabela 2.18 – Resumo dos índices de conformidade para harmônicos de tensão.

Harmônicas de Tensão		Recomendações / Normas										
		IEEE 519			EN501 60	NRS 048		NTCSE		IEC	ONS	
		V ≤ 69 kV	69 < V ≤ 161 kV	V > 161 kV	V ≤ 35 kV	V ≤ 44 kV	44 < V ≤ 440 kV	V ≤ 60 kV	V > 60 kV	V ≤ 35 kV	V < 69 KV	V ≥ 69 kV
Ímpares não múltiplas de 3	5	3,0	1,5	1,0	6	6	2	6	2	6	5	2
	7				5	5	2	5	2	5	5	2
	11				3,5	3,5	1,5	3,5	1,5	3,5	3	1,5
	13				3	3	1,5	3	1,5	3	3	1,5
	17				2	2	1	2	1	2	2	1
	19				1,5	1,5	1	1,5	1	1,5	2	1
	23				1,5	1,5	0,7	1,5	0,7	1,5	2	1
	25				1,5	1,5	0,7	1,5	0,7	1,5	2	1
	> 25				-	0,2 + 1,3 * (25/h)	0,2 + 0,5 * (25/h)	0,2 + 12,5/h	0,1 + 2,5/h	0,2 + 1,3 * (25/h)	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	3,0	1,5	1,0	5	5	2	5	1,5	5	5	2
	9				1,5	1,5	1	1,5	1,0	1,5	3	1,5
	15				0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2	1
	21				0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2	1
	> 21				-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	2	0,5
Pares	2	3,0	1,5	1,0	2	2	1,5	2	1,5	2	1	1
	4				1	1	1	1	1	1	2	1
	6				0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	2	1
	8				0,5	0,5	0,4	0,5	0,2	0,5	2	0,5
	10				0,5	0,5	0,4	0,5	0,2	0,5	1	0,5
	12				0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1	0,5
	> 12				0,5	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1	0,5
TOTAL	5,0	2,5	1,5	8	8	3	8	3	8	6	3	

Onde: V – Tensão nominal no ponto de medição.

Observação: Os valores das distorções individuais e totais para as normas IEEE 519, NTCSE, IEC estão expressos em porcentagem do valor nominal, enquanto que a EN 50160 e o ONS referem-se à tensão fundamental.

Para complementar as informações sobre o fenômeno harmônico, o IEEE 1547 estabelece que quando o equipamento de GD estiver suprindo cargas lineares e equilibradas, o conteúdo harmônico de corrente deve permanecer dentro de patamares estabelecidos. A Tabela 2.19 apresenta tais restrições.

Tabela 2.19 – Restrições de conteúdo harmônico

Ordem Harmônica	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Distorção de demanda Total (DDT)
Percentual (%)	4,00	2,00	1,50	0,60	0,30	5,00

Desequilíbrios

A Tabela 2.20, elaborada com base nos documentos consultados, quantifica os índices de conformidade referentes aos desequilíbrios de tensão. No entanto, para o índice de conformidade relativo aos desequilíbrios, algumas recomendações/normas são lacônicas, fato este que determina alguns quadros vazios junto à referida tabela.

Tabela 2.20 – Índices de conformidade para desequilíbrios de tensão

Recomendação / Norma	Limite
IEEE 519	-
EN 50160	2 %
ANSI C84.1	3%
NRS 048	2%
NTCSE	-
IEC	2%
ONS - Submódulo 2.2	2%
PRODIST	2%

A EN 50160 e a NRS 048 estabelecem que, em algumas áreas, onde parte dos consumidores é monofásica ou bifásica, podem ocorrer desequilíbrios de até 3%.

Flutuações de Tensão

A operação de equipamentos de geração distribuída não poderá provocar flutuações de tensão na rede de distribuição. Os valores dos Limites Globais Inferiores e Superiores, que são considerados para controlar a qualidade da tensão na Rede Básica quanto à flutuação de tensão, são apresentados na Tabela 2.21, onde são expressos em função dos Limites Globais para tensão secundária de distribuição 220 V e considerando a atenuação esperada quando a flutuação se propaga dos barramento da rede básica para os barramentos da rede secundária de distribuição.

Tabela 2.21 – Limites globais para a qualidade da rede básica

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite Global Inferior	1pu/FT	0,8pu/FT
Limite Global Superior	2pu/FT	1,6pu/FT

Na tabela anterior, FT é o Fator de Transferência aplicável entre o barramento da Rede Básica sob avaliação e o barramento da tensão secundária de distribuição eletricamente mais próximo, sendo calculado pela relação entre o valor do PltS95% do barramento sob avaliação e o valor do PltS95% do barramento da rede de distribuição.

Tabela 2.22 – Fatores de transferência

Barramento de Tensão Nominal ≥ 230 kV	FT = 0,65
$69 \text{ kV} \leq$ Barramento de Tensão Nominal < 230 kV	FT = 0,8
Barramento de Tensão Nominal < 69 kV	FT = 1,0

Os mesmos limites apresentados anteriormente constam nos Procedimentos da Distribuição (PRODIST), no módulo 8.

Injeção de Nível CC

Os equipamentos de GD, conforme estabelecido pela IEEE 1547, não devem injetar corrente CC na rede elétrica, com magnitude superior à 0,5% da sua corrente nominal de operação.

CAPÍTULO 3

3.1 Necessidade de Normas para GDBT

Os capítulos precedentes mostraram que em referência mundial, há uma tendência de utilização do padrão IEEE 1547 para nortear o projeto, a conexão a operação, testes e o controle da GD e como sendo uma balizadora da TUC (Capítulos 2 e 3). Busca-se uma harmonização de padrões e normas para produção de equipamentos, a certificação destes, os requisitos para projetar e conectar plantas de GD as redes de distribuição, que nesse trabalho estudou-se a conexão no SDBT. Há um empenho crescente por parte de governos, empresas, centros de pesquisa e, em alguns países, distribuidoras de energia encontram-se envolvidas no desenvolvimento de tecnologias e conjunto de normas, que serão utilizada para a adoção de Tecnologia Universal Conexão (TUC). Pretende-se ter sistema de interconexão da GD utilizando-se de diferentes tecnologias, com o sistema elétrico da concessionária, permitindo o fluxo de energia em ambos os sentidos (Capítulo 2). Também deve-se considerar os conceitos de *Smart Grid* (Capítulo 1), no qual as redes de energia terão condição muito diversa da existente. Haverá inteligência no controle e sensoriamento das redes e forte penetração de GD ligadas no SDBT.

Leis nacionais, padrões e recomendações nos diferentes países, naturalmente, tem características diferentes e, na prática tem crescido e se desenvolvido a partir das necessidades e condições locais.

Assim, com o objetivo de colaborar e gerar discussão no sentido de preparar as distribuidoras de energia para as necessidade que se avizinham propõem-se uma norma para conexão de GDBT na rede de distribuição

3.2 Proposta de Norma de Conexão BT

A minuta está focada nos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade, pois conforme relatado na revisão da literatura, os países que estão em estágio mais avançado na interligação de fontes de geração dispersa assim procedem e tem como base a IEEE 1547.

A minuta restringe seu escopo à operação e a interligação de geradores ou pequenos sistemas de GDBT (Geração Distribuída) cuja potência é menor ou igual a 75 kW monofásico ou trifásico com conversão estática em paralelo com a rede de distribuição secundária da concessionária local.

1 Finalidade

1.1 A presente minuta de norma estabelece os requisitos técnicos mínimos que deverão ser atendidos para conexão de produtores de eletricidade a partir de fontes de GD conectados em baixa tensão (BT) e quaisquer outros acessantes ou usuários que possuam geradores elétricos, cuja conexão será feita na rede de distribuição BT. Ela fornece os requisitos relevantes para o desempenho, operação, análise, considerações de segurança e manutenção da interligação.

1.2 As especificações e os requisitos, técnicos e de teste, são exigências para interconexão de fontes de GD que se utilizem máquinas síncronas, máquinas de indução e conversores estáticos que serão suficientes para a maioria das instalações⁸.

2. Aplicabilidade

2.1 Estas regras aplicam-se à operação e a interligação de geradores ou pequenos sistemas de GDBT (Geração Distribuída) cuja potência seja menor ou igual a 75 kW monofásico ou trifásico com conversão estática em paralelo com a rede de distribuição secundária da concessionária local.

2.2 Concessionárias distribuidoras de energia (acessada) e produtores independentes de energia (acessantes).

⁸ Requisitos técnicos adicionais e/ou testes poderão ser necessários em algumas situações específicas.

3. Limitações

3.1 Os requisitos e critérios dessa norma aplicam-se às tecnologias de geração com capacidade agregada de 75 kW ou menos no ponto de conexão Sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT). Conjunto de linhas de distribuição e de concessionária local.

3.2 Fontes que utilizam conversão estática (inversor).

4. Referências

4.1. PRODIST – Procedimentos da Rede de Distribuição (módulos 1 a 8)

4.2. NBR 5410 – Instalações Elétricas Residenciais

4.3. IEEE P1547-2003 *Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*

4.4. IEEE Std C37.90.1-1989 (R1994) *Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems*

4.5. IEEE Std C37.90.2 (1995) *Standard Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers*

4.6. IEEE Std 929-2000 *Recommended Practices*

4.7. IEEE Std C62.41.2-2002 *Recommended Practice on Characterization of Surges in Low Voltage (1000V and Less) AC Power Circuits*

4.8. IEEE Std 929-2000 *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*

4.9. IEEE Std C62.45-1992 (R2002) *Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000V and Less) AC Power Circuits*

5. Definições

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

Acordo de Interconexão: Um acordo, juntamente com anexos, celebrados entre o Cliente e a concessionária, abrangendo os termos e condições de interligação e funcionamento em paralelo da instalação de produção com a concessionária.

Baixa tensão de distribuição (BT): Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.

Central geradora: instalações de uma planta de geração elétrica conectada a uma rede de distribuição da concessionária

Chave de proteção: Dispositivo de desconexão visível que o cliente é obrigado a instalar e manter em conformidade com os requisitos estabelecidos neste documento. Tem por objetivo permitir isolar a GDBT da rede elétrica.

Condições de acesso: Condições gerais de acesso que compreendem ampliações, reforços e/ou melhorias necessários às redes ou linhas de distribuição da acessada, bem como os requisitos técnicos e de projeto, procedimentos de solicitação e prazos, estabelecidos nos Procedimentos de Distribuição para que se possa efetivar o acesso.

Condições de conexão: Requisitos que o acessante obriga-se a atender para que possa efetivar a conexão de suas instalações ao sistema elétrico da acessada.

Conversor CC/CA: Aparelho estático ou máquina rotativa que utilizada usualmente para converter a energia CC em CA.

Distribuidora: Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

Distorções harmônicas: As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.

Estudo de Interconexão: Um estudo ou estudos que podem ser realizadas pela concessionária em resposta a uma solicitação de interconexão de uma GDBT ao Sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT).

Flutuação de tensão: A flutuação de tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão. A determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão.

Instalação de GDBT: Todo ou parte do gerador elétrico do Cliente (s) ou inversor (s), juntamente com todos os dispositivos de proteção, segurança e equipamentos associados, necessários para produzir energia elétrica. A instalação de produção também inclui qualquer mecanismo de Qualificação.

Ilhamento: Operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada. O mesmo que operação ilhada.

Ilhamento intencional: Uma condição planejada onde uma ou mais GDs e uma parte da rede da distribuidora permanecem energizadas por meio do ponto de acoplamento.

Ilhamento não intencional: Uma condição não planejada onde uma ou mais GDs e uma parte da rede da distribuidora permanecem energizadas por meio do ponto de acoplamento.

IEEE: O Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos. Veja www.ieee.org.

Interligação: A conexão física do Cliente possuidor da planta de GDBT à rede de distribuição.

Instalação de conexão: Instalações e equipamentos com a finalidade de interligar as instalações próprias do acessante ao sistema de distribuição, compreendendo o ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito.

Medição: Equipamento de medição destinado a medir a transferência de energia elétrica da rede para o acessante e do acessante para a rede (consumida e produzida/exportada).

OSHA: Norma internacional de Saúde e Segurança do Trabalho. Veja www.osha.com

Ponto de acoplamento comum (PAC): Ponto onde um SDBT onde está conectado a uma GD.

Religamento: O ato de automaticamente re-energizar uma linha de utilidade na tentativa de restaurar o poder.

Sistema de distribuição: Conjunto de instalações e equipamentos elétricos existentes na área de atuação de uma distribuidora. Para efeitos do PRODIST, o sistema de distribuição compreende apenas as instalações de propriedade de distribuidora, não alcançando as Demais Instalações de Transmissão – DIT, exceto quando expressamente citado.

Sistema de distribuição de baixa tensão (SDBT): Conjunto de linhas de distribuição e de equipamentos associados em tensões nominais inferiores ou iguais a 1 kV.

Sistema de medição para faturamento (SMF): Sistema composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores de instrumentos (TI) – transformadores de potencial (TP) e de corrente (TC) -, pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

Importante

- O termo paralelismo aqui utilizado refere-se em geral à condição permanente, isto é, as instalações do acessante que possui geração própria estão operando em sincronismo com a rede da Concessionária por tempo indeterminado.

6. Especificações e requisitos técnicos de interligação

Estes requisitos referem-se ao PAC, embora os equipamentos utilizados para atender estas exigências possam estar localizados em outro lugar. A exigência se aplica à interligação tanto de uma única unidade de geração quanto a mais de um tipo de tecnologia utilizado para gerar eletricidade no mesmo local. Todo hardware e software do sistema de interconexão que afetam a concessionária são obrigados a cumprir essa norma, independentemente da sua localização no SDBT. As especificações técnicas e os requisitos solicitados são necessários para a interligação da GD, incluindo máquinas síncronas, máquinas de indução, ou a energia estática, sistemas fotovoltaicos, inversores / conversores, e será suficiente para a maioria das instalações, pois em sua maioria são utilizadas de modo universal⁹.

6.1 Requisitos Gerais

6.1.1 Os requisitos aqui estabelecidos referem-se fundamentalmente aos aspectos de projeto elétrico, de proteção contra faltas na rede da concessionária, de operação do paralelismo e a qualidade do fornecimento de eletricidade por quaisquer das partes. São da inteira responsabilidade do acessante do paralelismo a proteção e operação do seu sistema elétrico particular. O funcionamento em paralelo com a rede de um gerador está sujeito a condições específicas, dentre as quais, em particular, o seguinte:

- O cliente produtor não deve causar variações na tensão de regime de operação nem problemas para a continuidade do serviço na rede da concessionária. Caso contrário, visando a evitar danos à instalação de geração, a rede e a outros clientes a GDBT será desconectada automaticamente.
- Em caso de falha de energia na rede da distribuidora, a planta de GDBT não deve alimentar a rede devendo desconectar-se automaticamente.

⁹ Requisitos técnicos adicionais poderão ser necessários em algumas situações específicas.

6.1.2 Interconexão das instalações de GDBT deve cumprir todas as leis nacionais, estaduais e locais de construção, operação e manutenção, de códigos de segurança relacionados, tais como Procedimentos da Distribuição (PRODIST) e normas de Saúde e Segurança.

6.1.3 Ao solicitar a interligação o cliente deverá encaminhar à empresa um diagrama unifilar contendo a configuração do sistema de GDBT proposta, incluindo a proteção e controle, dispositivos de corte, a classificação nominal de cada dispositivo, fator de potência, conexões de transformador, e outras informações consideradas relevantes. Caso necessário, serão solicitadas informações adicionais visando a avaliação e o atendimento da solicitação.

6.1.4 No caso de ampliação ou modificação de instalação do acessante já construída e em operação que envolva o paralelismo, seja em termos de demanda e/ou potência, ou de alteração somente envolvendo o regime operativo, a distribuidora local deverá analisá-la previamente. Feita a análise deverá informar quais as características ou aspectos técnicos deverão sofrer adequação, total ou parcialmente, para que se garanta o cumprimento dos requisitos da presente proposta de Norma Técnica e das que lhe são associadas.

6.1.5 Interconexão das instalações de GDBT deve cumprir todas as leis nacionais, estaduais e locais de construção, operação e manutenção, de códigos de segurança relacionados, tais como Procedimentos da Distribuição (PRODIST), normais de meio ambiente e normas de Saúde e Segurança.

6.1.6 As instalações de conexão devem ser projetadas observando as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da acessada, além das normas da ABNT.

6.2 Requisitos Específicos para o Projeto de Conexão

Para que uma interconexão seja segura para os empregados da concessionária, para equipamentos do SDBT e para os outros clientes as condições abaixo exigidas e deverão ser atendidas pelos equipamentos da GD.

6.2.1 Os equipamentos de GDBT devem ser equipados com proteção e controle de adequados para desligar¹⁰ a unidade de geração na presença de condições anormais¹¹ de acordo com os requisitos abaixo:

6.2.2 Regulação da tensão de regime: Conforme tabela 13, capítulo 3.

6.2.3 Sincronismo: A unidade de GDBT conectada em paralelo como não deve causar flutuação de tensão no PAC superior a 0,5% a tensão de operação da rede de distribuição (IEEE 1547, item 4.1.3). Controle de sincronização para assegurar a segurança da interconexão com SDBT. O equipamento de GD deve capaz de realizar interconexão com distúrbio mínimo de tensão e corrente. Em caso de falta de energia a GDBT deve parar de fornecer energia para o circuito do SDBT que está conectada.

6.2.4 Dispositivo de desconexão: A unidade de GDBT deve possuir dispositivo para desconexão para manobra por motivos de segurança durante as manutenções e durante condições de emergência. A concessionária poderá requerer dispositivo de desconexão que será fornecido, instalado e pago pelo acessante da GDBT, que deverá estar acessível para e ser manuseado pela equipe da concessionária de distribuição. Este dispositivo deve estar claramente identificado com tinta indelével como sendo “chave de desconexão da GDBT”.

6.2.5 Frequencia: O responsável pela unidade de GDBT deve garantir a operação da planta em 60 Hz. Variações não poderão exceder a +/- 0,1 Hz (59,9 Hz e 60,1 Hz). (Módulo 8 do PRODIST).

6.2.6 Fator de potência: O responsável pela unidade de GDBT deve garantir o definido na tabela 2.14 do capítulo 3.

¹⁰ Desligar automaticamente (sem intervenção humana) abrindo dispositivo de desconexão para separar o equipamento de GD do SDBT.

¹¹ Condições anormais de operação inclui as relacionadas a condições de tempo adversas e incluindo descargas, vandalismo, vazamentos e outras situações que não estão sob controle da concessionária.

6.3 Requisitos de Proteção de Segurança

6.3.1 Distúrbios da Tensão (subtensão e sobretensão): O responsável pela unidade de GDBT deve garantir o definido na tabela 2.15, capítulo 3, os tempos de desligamento da GD nessas condições.

6.3.2 Distúrbios da Frequência (subfrequência e sobrefrequência): O responsável pela unidade de GDBT deve garantir o definido na tabela 16, capítulo 3.

6.3.3 Ilhamento: Deve ser inferior a 2 segundos (conforme IEEE 1547 – capítulo 3) para ilhamento não-intencional. Ilhamento intencional não deve ser permitido.

6.3.4 Coordenação de Reconexão: Equipamento de GDBT deve ser capaz de parar o fornecimento de energia para o SDBT. A norma IEEE 1547 estabelece que o sistema de interconexão dos equipamentos de GD deve estar provido de um equipamento de retardo que impeça a imediata reconexão do dispositivo gerador ao sistema de distribuição durante um determinado período de tempo, vislumbrando garantir a segurança operativa da rede elétrica. (capítulo 3 – Reconexão)

6.4 Requisitos de Qualidade da Energia

6.4.1 Harmônicos: Conforme tabela 2.17, capítulo 3.

Caso específico: A IEEE 1547 estabelece que quando o equipamento de GD estiver suprindo cargas lineares e equilibradas, o conteúdo harmônico de corrente deve permanecer dentro de patamares estabelecidos. A Tabela 2.19 (capítulo 3) apresenta tais restrições.

6.4.2 Desequilíbrios: Conforme tabela 2.20, capítulo 3.

Não deve ser superior a 2% conforme PRODIST.

6.4.3 Flutuações de Tensão: Conforme tabela 2.21, capítulo 3

6.4.4 Injeção de CC: Não deve ser superior a 0,5% da sua corrente nominal de operação (IEEE 1547 – capítulo 3).

6.4.5 Cintilação (flicker): A GD e seu sistema de interconexão não deve criar efeito de cintilação indesejável para os outros clientes conectados no mesmo SDBT¹².

7. Medição

7.1 As instalações da conexão de paralelismo deverão possuir um sistema de medição do intercâmbio de energia entre o SDBT (concessionária) e do acessante, para fins de faturamento. Tal sistema é composto de: medidor eletrônico bidirecional de energia ativa, reativa e interface de comunicação.

7.2 Ficará a cargo do acessante a disponibilização de mídia de comunicação modem-celular para telemedição. Contudo, poderá ser estudada entre as partes a adoção de outras soluções em termos de comunicação de dados.

7.3 Na instalação do sistema de medição deverá ser seguido, em princípio, o padrão da concessionária.

7.4 Os medidores, devem ser monofásicos a 2 ou 3 fios ou polifásicos a quatro fios, para medir e registrar as energias envolvidas no ponto de conexão para os possíveis sentidos do fluxo de potências ativa e reativa.

7.5 Os medidores são de propriedade da concessionária e serão por ela instalados quando o local de instalação estiver pronto e aprovado. O acessante será responsável, na qualidade de depositário a título gratuito, pela custódia dos equipamentos de medição da Concessionária.

¹² Cintilação é considerada indesejável quando também causa modulação luminosidade de lâmpadas o suficiente para causar irritação as pessoas ou provocar mal funcionamento de equipamentos.

7.6 Os medidores devem possuir mostrador digital com pelo menos 6 dígitos, para leitura local, indicando de forma cíclica as grandezas programadas a serem medidas

7.7 Os medidores devem fornecer um registro com data e hora das últimas 15 ocorrências de falta de alimentação e 15 ocorrências de alterações realizadas na sua programação. Eles poderão possuir saída de pulsos adequada para controlador de demanda e devem utilizar senha de segurança para permitir o acesso apenas aos usuários autorizados.

7.8 Os medidores devem permitir atualização de *hardware* e *software* tal que possam medir, em um futuro próximo, os seguintes indicadores de qualidade de energia: desequilíbrio de tensão, distorção harmônica, cintilação (*flicker*), valor eficaz de tensão, frequência e variação de tensão de curta duração.

ANEXO A – Resumo critérios de conexão

POTÊNCIA	Requisitos gerais	
Requisitos gerais	< 10 kW	10 - 75 kW
CONSULTA DE ACESSO (PRAZO RESPOSTA)	PRODIST	PRODIST
DISPOSITIVO DE DESCONEXÃO	Sim	Sim
PERMISSÃO PARA ILHAMENTO	< 2 s	< 2 s
ESTUDO DE CURTO-CIRCUITO	Não	Sim ⁽¹⁾
SINCRONIZAÇÃO	AUTOMÁTICA OU MANUAL	AUTOMÁTICA OU MANUAL
NÍVEIS DE TENSÃO	PRODIST	PRODIST
DISTORÇÃO HARMÔNICA	Sem exigência ⁽²⁾	PRODIST
FLICKER	Sem exigência ⁽²⁾	PRODIST
FREQUÊNCIA	Entre 59.9 Hz e 60.1 Hz	Entre 59.9 Hz e 60.1 Hz
INJEÇÃO CORRENTE CONTÍNUA	< 0,5%	< 0,5%
FATOR DE POTÊNCIA 0,92	0,92	0,92
INTERFERÊNCIAS ELETROMAGNÉTICAS	Não	Não
INTERCOMUNICAÇÃO ENTRE SISTEMAS	Não	A definir ⁽⁵⁾
MEDIÇÃO	Especificação simplificada	Especificação simplificada
CONTRATOS		
CUSD	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾
CCD	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾
VENDA	Sim	Sim
INSPEÇÃO E ENSAIO		
INSPEÇÃO E ENSAIO	Não ⁽⁴⁾	Não ⁽⁴⁾

(1) Concessionária deverá avaliar Estudo só se a potência de curto-circuito com o gerador e sem o gerador no ponto de conexão.

(2) Estudo só se houver reclamações na área de influência do acesso.

(3) Dependerá da legislação e regulação vigentes para fontes de baixa potência.

(4) Quando o sistema de interconexão for certificado

ANEXO B

Para efeito de acesso e estabelecimento das proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras, são consideradas as faixas de potência indicada na Tabela 1.

Tabela 1 – Níveis de tensão considerados para conexão de centrais geradoras

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

ANEXO C

Para efeito de acesso e estabelecimento das proteções mínimas necessárias para o ponto de conexão de centrais geradoras, apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Proteções mínimas necessárias

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW ⁽⁴⁾	> 500 kW ⁽⁴⁾
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	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

Notas:

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.

(2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.

(3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.

(4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

CAPÍTULO 4

PD28 – Implantação de GD Junto à Rede de Distribuição: Estudo de Caso

4.1 Apresentação do projeto PD-28

Em junho de 2002, a CPFL Paulista, iniciou o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento PD28 – “Implantação de geração distribuída junto à rede de distribuição”, visando estudar e avaliar a variedade de temas relacionados ao desenvolvimento da Geração Distribuída (GD). Especificamente, o PD28, preocupou-se com a conexão de geradores de pequena potência espalhados e conectados à rede de distribuição.

O objetivo principal do projeto foi o estudo da geração distribuída de energia elétrica através das tecnologias de células a combustível, microturbina à gás natural e painéis fotovoltaicos. Esses sistemas de geração foram conectados à rede de energia da CPFL em uma planta de microgeração montada no Laboratório de Hidrogênio (LH2) da Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP para avaliação do comportamento dos mesmos quando acopladas ao sistema elétrico.

4.1.2 Etapas do projeto PD-28

O projeto foi desenvolvido em 5 anos (ciclos). No primeiro ciclo do projeto foi feito um estudo da geração distribuída de energia elétrica e das tecnologias que foram utilizadas no projeto. O segundo ciclo correspondeu ao estudo de um sistema de geração de energia elétrica com células a combustível com hidrogênio obtido a partir da reforma do gás natural. O terceiro ciclo do projeto versou sobre a conexão de uma microturbina a gás natural e o quarto ciclo foi a instalação e conexão de um sistema fotovoltaico à rede. No quinto ciclo as fontes de geração foram operadas em modo individual e conjuntamente em paralelo com a rede a fim de serem obtidos dados para avaliação da conexão da GD de baixa potência à rede de distribuição e permitir avaliar e responder dúvidas das concessionárias distribuidoras, bem como se as fontes e seus periféricos atendem à legislação e normas vigentes.

4.2 Descrição das Fontes Instaladas planta de GD

4.2.1 Célula a Combustível

Trata-se de uma célula a combustível tipo membrana de troca de prótons (PEM) com potência de 6 kW abastecida com hidrogênio proveniente de reforma de gás natural. A Figura 4.1 mostra a célula com inversores acoplados (a) e mostra detalhe da pilha de células (b).

Abaixo estão descritas algumas características técnicas do equipamento:

- Modelo: FCP- 6.0kW – 48V – Stationary Fuel Cell Engine
- Fabricante: ANUVU
- Custo: R\$ 140.000,00
- Potência Nominal (potência máxima): 6,0 kW
- Tensão de saída: $V_{out} = 220 V$

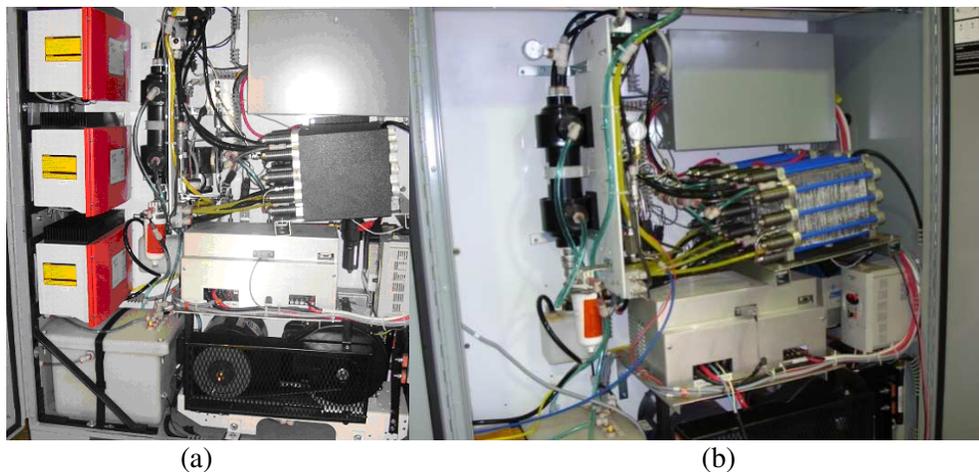


Figura 4.1 – Célula a combustível tipo PEMFC

A CaC possui um painel de proteção e controle integrado ao próprio equipamento. Assim, conforme manual de informações técnicas, não há necessidade de adicionar outros aparatos de proteção para sua conexão ao sistema elétrico de distribuição. As funções de proteção integradas a Cac obedecem à nomenclatura da IEEE C37.90-1989 e são as seguintes:

- Função de proteção 27 – Proteção contra subtensão;

- Função de proteção 59 – Proteção contra sobretensão;
- Função de proteção 81 U/O – Proteção contra sub e sobrefrequência;
- Função de proteção anti-ilhamento;
- Função de proteção 32 – Fluxo de potência reverso.

A CaC possui seletividade que a retira da rede instantaneamente, assim que é detectada uma falta. Desta forma, a célula é praticamente a primeira a sair da linha em caso de transitórios. Ocorrências anormais da rede podem forçar a desconexão da GD do sistema. Esta é uma das premissas do funcionamento paralelo ao sistema.

4.2.2 Microturbina a Gás

Trata-se de uma turbina de combustão que inclui um compressor, um recuperador, um combustor, uma turbina e um gerador. As partes rotativas estão montadas em um eixo simples suportado por rolamentos de ar com rotação máxima de 96.000 rotações por minuto. O gerador de imã permanente é resfriado por um fluxo de ar para o interior da microturbina. A saída do gerador é em voltagem e frequência variáveis em corrente alternada (CA). O gerador é usado como um motor durante a partida e durante os ciclos de parada (resfriamento da microturbina).

A microturbina (Figura 4.2) pode operar conectada à rede exportando energia, em modo isolado (*stand alone*) ou modo dual.

As características técnicas da microturbina utilizada nos ensaios estão descritas abaixo:

- Fabricante: CAPSTONE – USA;
- Modelo: C30;
- Custo: R\$ 170.000,00
- Potência nominal: 30kW;
- Tensão de operação entre 360V e 480V;
- Frequência de operação entre 10Hz e 60Hz;
- Corrente: 46A por fase.

A microturbina Capstone possui o sistema de proteção integrado ao próprio equipamento. Assim, conforme contido no manual de informações técnicas, não há necessidade de adicionar

outros aparatos de proteção para sua conexão com o sistema elétrico de distribuição. As funções de proteção integradas a Microturbina obedecem à nomenclatura da IEEE C37.90-1989 e são as seguintes:

- Função de proteção 27 – Proteção contra subtensão;
- Função de proteção 59 – Proteção contra sobretensão;
- Função de proteção 81 U/O – Proteção contra sub e sobrefrequência;
- Função de proteção anti-ilhamento;
- Função de proteção 32 – Fluxo de potência reverso.

Deve-se destacar que a microturbina possui um filtro conectado nos terminais de saída, cujo objetivo é mitigar conteúdo harmônico gerado pelo conversor eletrônico.



Figura 4.2 - Microturbina Capstone 30 kW

4.2.3 Sistema Fotovoltaico

A instalação fotovoltaica é constituída por um arranjo de 60 painéis fotovoltaicos com potência de 125 Wp cada um, totalizando 7,5 kWp. Os painéis são da marca KYOCERA modelo KC125TM e estão montados em uma estrutura metálica, inclinados em ângulo de 30° em relação à horizontal, faceados para o norte (Figura 4.3). O custo dos painéis foi de R\$ 91.800,00.



Figura 4.3 – Foto da instalação fotovoltaica

Estão conectados eletricamente em série em 3 grupos de 20 painéis. Cada grupo está conectado a um inversor de frequência para conexão à rede (*grid tied inverter*) da marca SMA modelo *Sunny Boy 2500 U*. O esquema unifilar de ligação elétrica está na Figura 4.4.

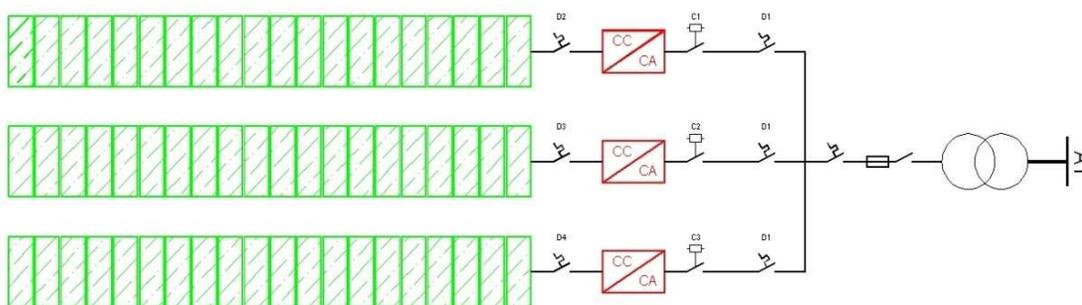


Figura 4.4 – Esquema unifilar de ligação do sistema fotovoltaico

4.2.4 Conexão das Fontes do Site de Geração Distribuída

As fontes de geração citadas no item anterior foram conectadas à rede de distribuição da CPFL conforme o esquema elétrico da Figura 4.5.



Figura 4.5 – Foto da instalação da planta de GD

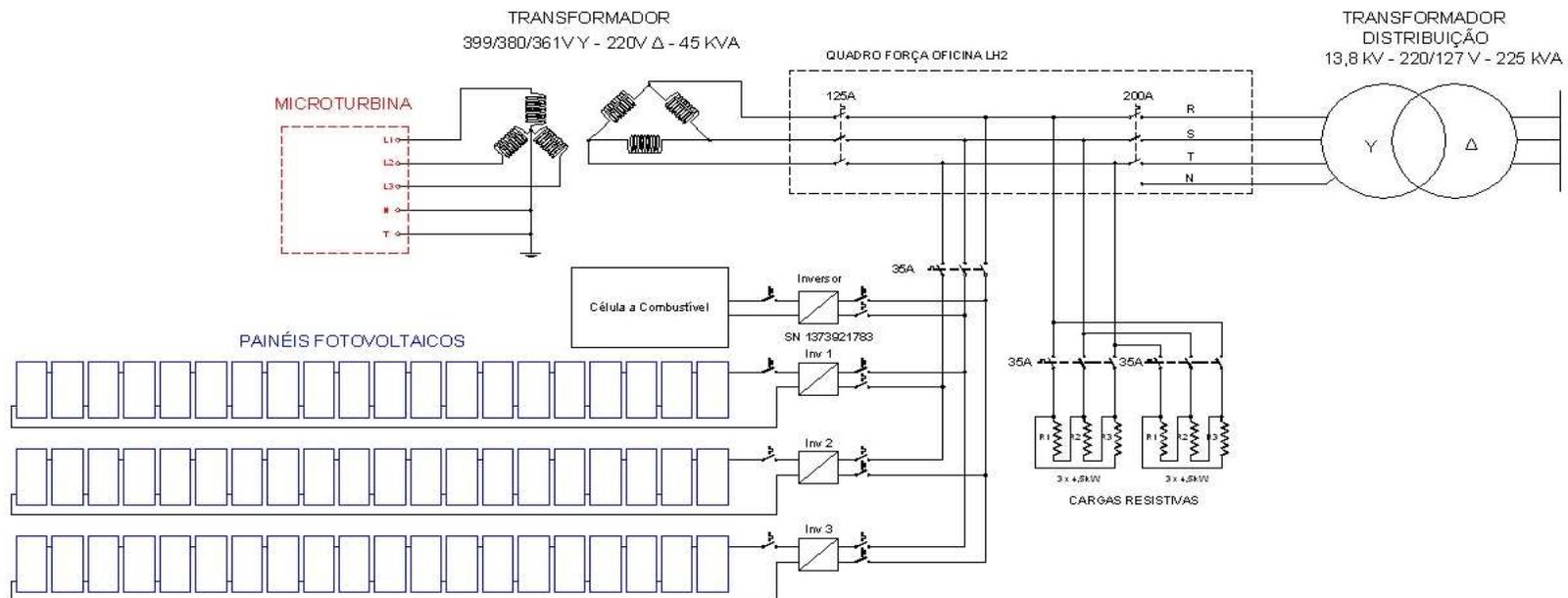


Figura 4.6 – Conexão das fontes de geração na planta de GD

4.3 Conexão à Rede

Os sistemas fotovoltaicos e de célula a combustível geram energia elétrica em tensão contínua. Essa tensão deve ser transformada em alternada para ser exportada para a rede. Ambos os sistemas utilizam inversores de frequência SB 2500U da empresa SMA (Figura 4.7). Esses inversores têm funcionamento totalmente automático.



Figura 4.7 – Inversores SMA.

O inversor SMA é baseado em uma unidade de potência que opera com alta eficiência e confiabilidade. Uma ponte IGBT converte a tensão vinda dos módulos fotovoltaicos para um circuito secundário de alta frequência com 16 kHz. A tensão é então alimentada para a rede após passar por um transformador.

O inversor é projetado para conectar em série entre 18 a 24 módulos fotovoltaicos. Um micro-controlador gerencia o controle de corrente para construir uma corrente alternada senoidal com baixa distorção harmônica. A operação pode ser feita tanto com tensão fixa ou por varredura MPP (Ponto Potência Máxima).

Os inversores SMA fabricados pela SMA Solar Technology GA, custaram R\$ 33.000,00 (inversor + painel de controle) possuem as seguintes características:

- Sobre/subtensão AC: a tensão da rede deve estar dentro de uma amplitude das exigências da UL 1741. Uma vez a tensão da rede exceda esta amplitude o inversor é desconectado da rede dentro de 0,1 s.
- Sobre/subfrequência da rede: a frequência da rede deve estar dentro da amplitude +0,5 a -0,7 Hz da frequência nominal da rede enquanto a tensão esteja dentro da amplitude de -30% e +15% da tensão nominal da rede V_{AC} – uma vez a frequência vá além dessa amplitude, o inversor é desconectado da rede dentro de 0,1s.
- Taxa de mudança da frequência: toda vez que a frequência da rede muda drasticamente enquanto esteja alimentando a rede, o inversor desconecta-se dentro 0,2 s.
- Medição da impedância da rede: o inversor não inicia a alimentação da rede se a impedância da rede Z_{AC} é maior que um determinado ponto ajustável. O inversor é desconectado da rede dentro de 5 s uma vez que a impedância da rede mude drasticamente dentro de um curto período de tempo ou a que a impedância fique muito alta. Todos os valores são ajustáveis pelo instalador.

A microturbina Capstone possui uma unidade de potência interna que praticamente tem as mesmas características dos inversores SMA. Tanto os inversores SMA quanto a unidade de potência da microturbina possuem proteção contra ilhamento, ou seja, impedem a que a fonte de geração continue alimentando a rede da concessionária quando a mesma não estiver presente. Ambos os sistemas de conversão estão de acordo com as normas IEEE 1547 e UL 1741.

4.4 Resultados obtidos nos testes das fontes

Vários testes que avaliaram a conexão das fontes de geração distribuída instaladas na planta do LH2 foram realizados. Alguns resultados são apresentados a seguir, relacionados a testes de ilhamento, distúrbios de frequência, variações de tensão e harmônicos.

Ilhamento: Para simular tal situação, durante determinado momento dos ensaios a rede elétrica foi desconectada do restante da montagem laboratorial (equipamento de geração distribuída e cargas) por meio de um disjuntor.

Qualidade da energia elétrica: Os fenômenos de QEE avaliados nos presentes ensaios associaram-se às distorções harmônicas de tensão e corrente, aos desequilíbrios de tensão, aos transitórios, às injeções de sinais CC, às variações de tensão de curta duração e variações de tensão em regime (regulação de tensão).

Fontes operando individualmente

Cada fonte operou individualmente conectada à rede com objetivo de avaliar o desempenho e de familiarizar a equipe da concessionária com a operação das mesmas.

Microturbina

a) Ilhamento: O limite estabelecido pelo IEEE 1547 para que o sistema de proteção detecte a situação de ilhamento e retire o equipamento de GD de operação é de dois (2) segundos. Conforme apresentado na Figura 4.8 o tempo de reposta da Microturbina diante do evento não transgrediu o limite estabelecido pela norma referência utilizada no presente documento.

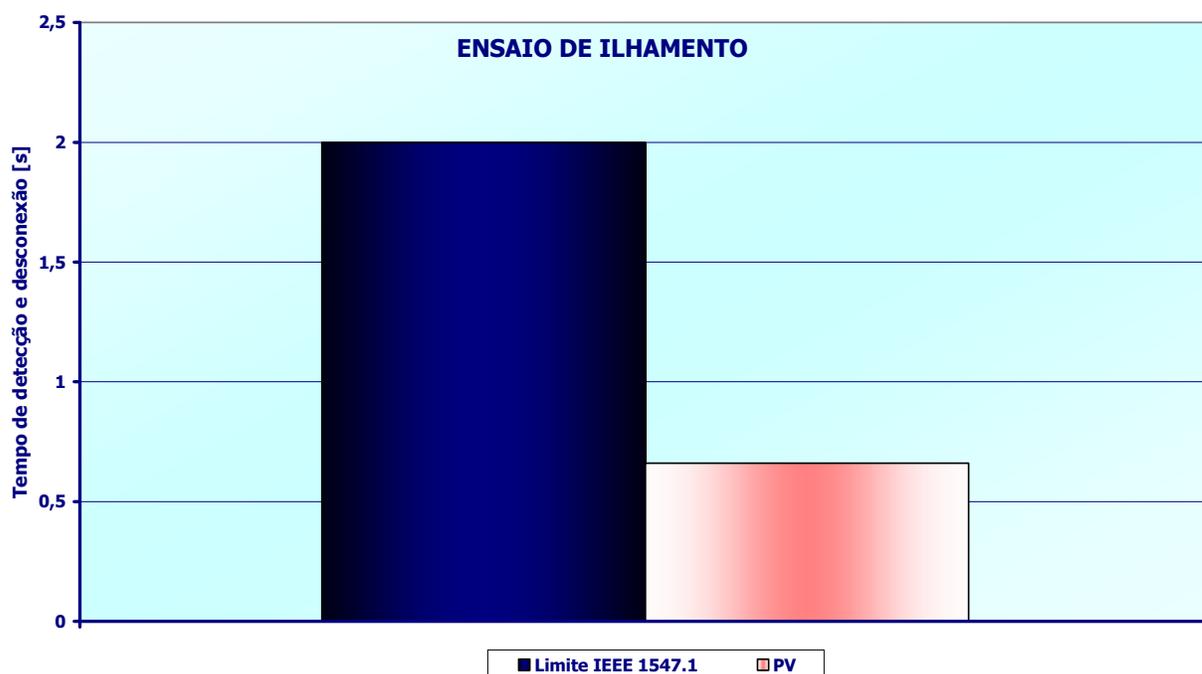


Figura 4.8 - Tempo de detecção e desconexão

b) Qualidade de energia: No que concerne aos ensaios relacionados à qualidade da energia elétrica, os fenômenos que foram contemplados nesta avaliação atenderam as recomendações normativas utilizadas como referência nas análises do impacto. As distorções de correntes registradas não comprometeram a conformidade da tensão do sistema elétrico (Figura 4.9).

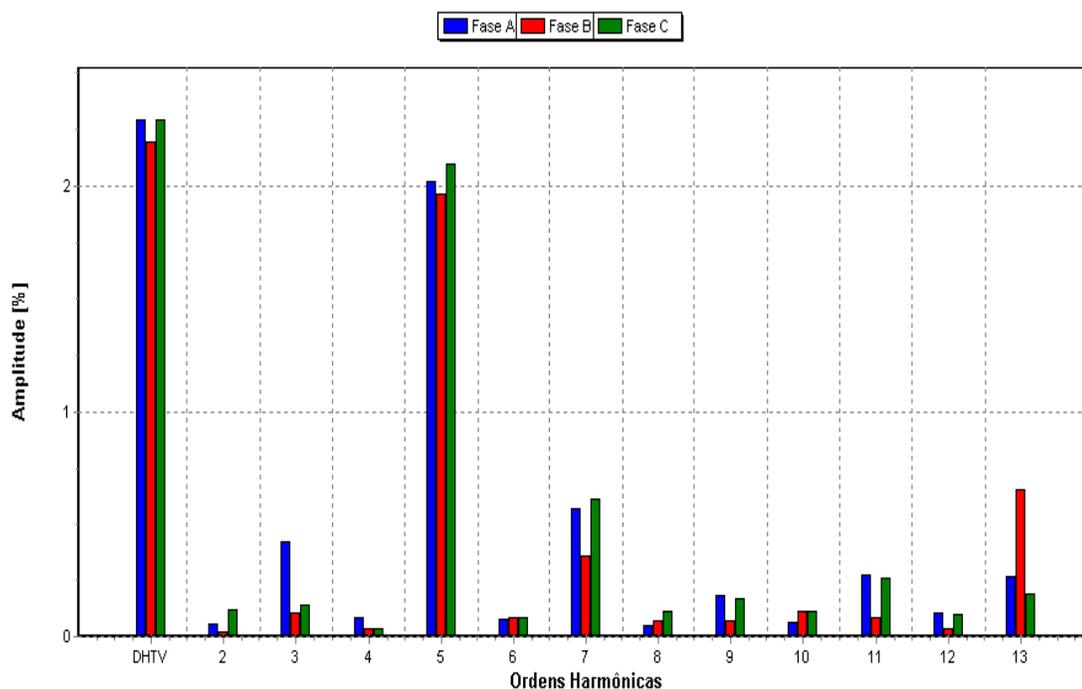


Figura 4.9 - Espectro harmônico das tensões fase-neutro do sistema CPFL.

Célula a Combustível

a) Ilhamento: Conforme apresentado na Figura 4.10 o tempo de reposta do inversor SMA diante do evento não transgrediu o limite estabelecido pela norma referência utilizada no presente documento. Após a abertura do disjuntor, o sistema de proteção da CaC detectou o evento e procedeu à desconexão do equipamento da rede elétrica. O tempo gasto desde a detecção, que coincidiu com a abertura do disjuntor, até a completa retirada do equipamento de operação foi de aproximadamente dois ciclos e meio (2,5), ou 41 ms.

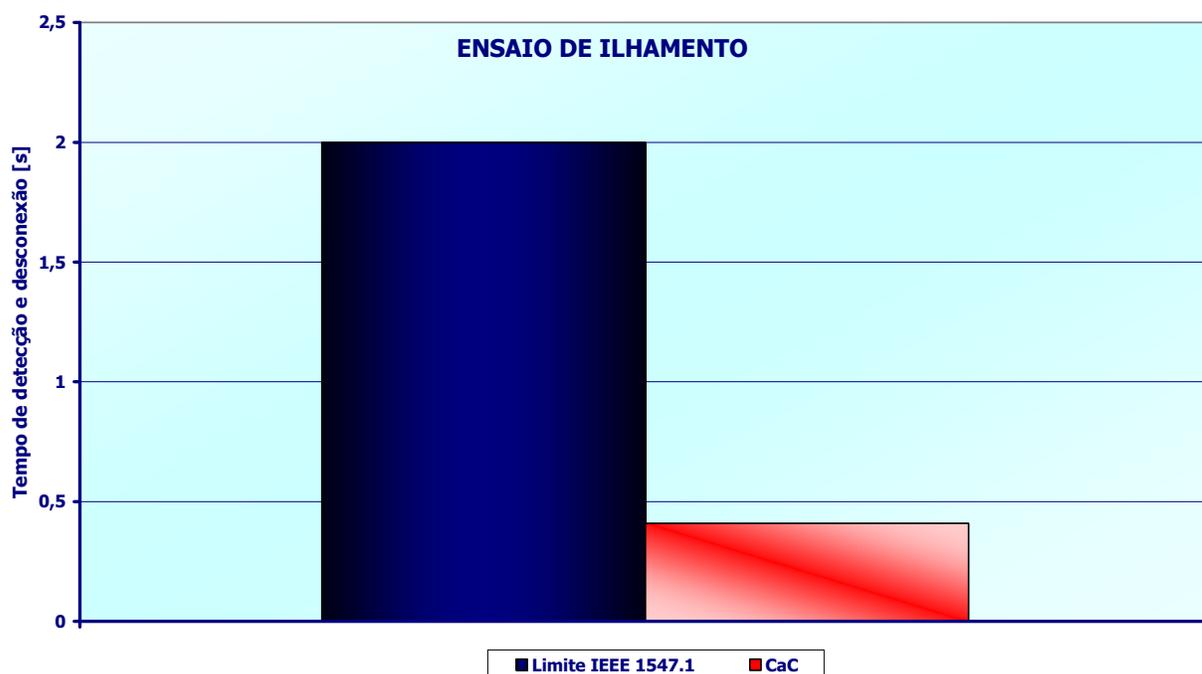


Figura 4.10 - Tempo de detecção e desconexão da CaC

b) Qualidade de energia: Quanto às distorções harmônicas de tensão, pôde-se observar que o valor máximo registrado nas monitorações não transgrediu o limite recomendado pelo ONS, situando-se em torno de 1,5%. No que tange as harmônicas individuais, predominou a 5ª ordem como mais significativa (Figura 4.11). No entanto, não se deve descartar a parcela de contribuição das harmônicas de ordem 3, 7 e 13;

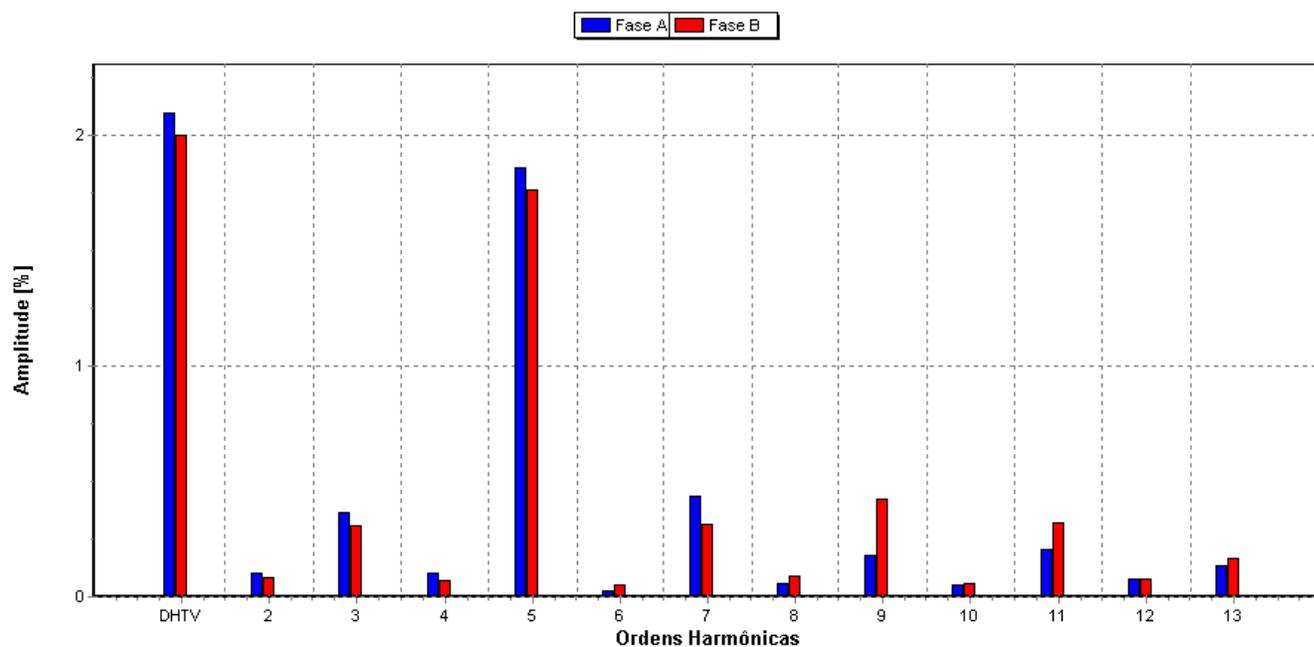


Figura 4.11 - Espectro harmônico das tensões fase do sistema CaC.

Sistema Fotovoltaico

Ensaio: PV fornecendo energia ao sistema elétrico

Neste ensaio, a condição de ilhamento foi imposta ao sistema em teste quando o PV fornecia 1,5 kW de potência à rede. A Figura 4.12 apresenta o perfil da tensão na saída do equipamento de GD quando o disjuntor D1 foi aberto. Deve-se ressaltar que o período de integralização do medidor AR5 foi ajustado para fornecer informações de medição a cada 60 segundos.

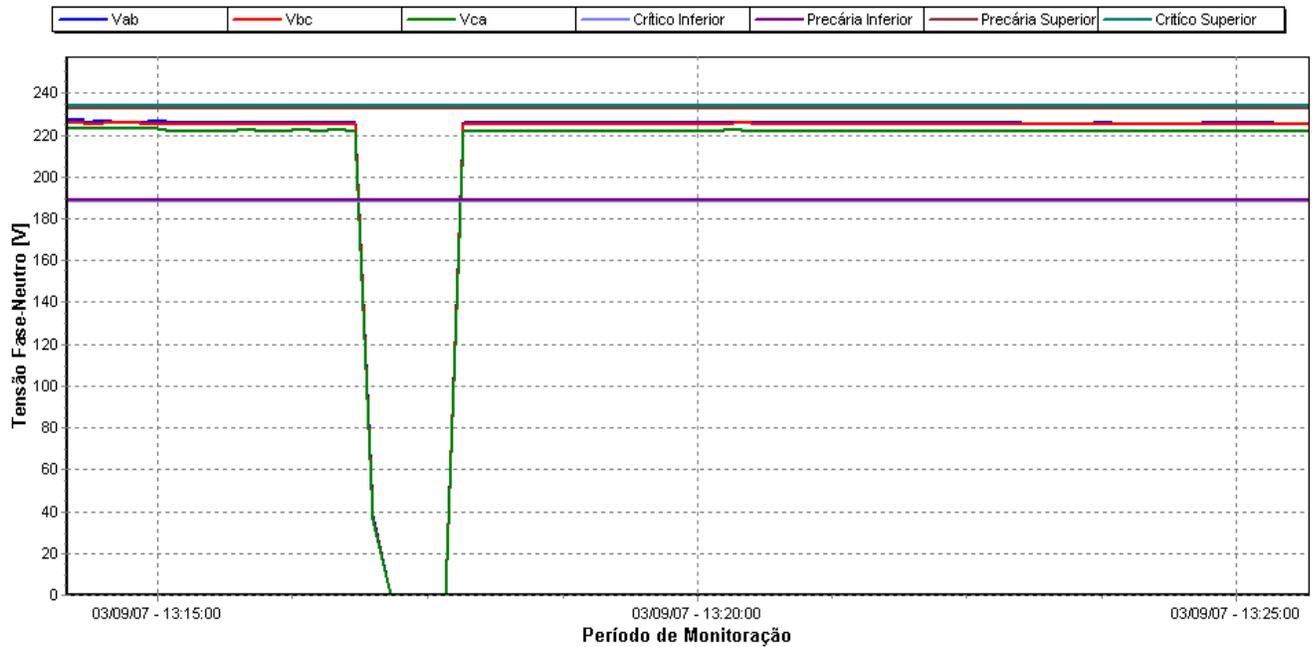


Figura 4.12 – Tensões de fase-fase do sistema em teste

Ainda na condição de ilhamento imposta ao sistema em teste quando o PV fornecia 1,5 kW de potência à rede, a Figura 4.13 apresenta o perfil de corrente de fase nos terminais de saída do equipamento de GD quando o disjuntor D1 foi aberto e as medições feitas nas mesmas condições com período de integralização das informações de medição a cada 60 segundos.

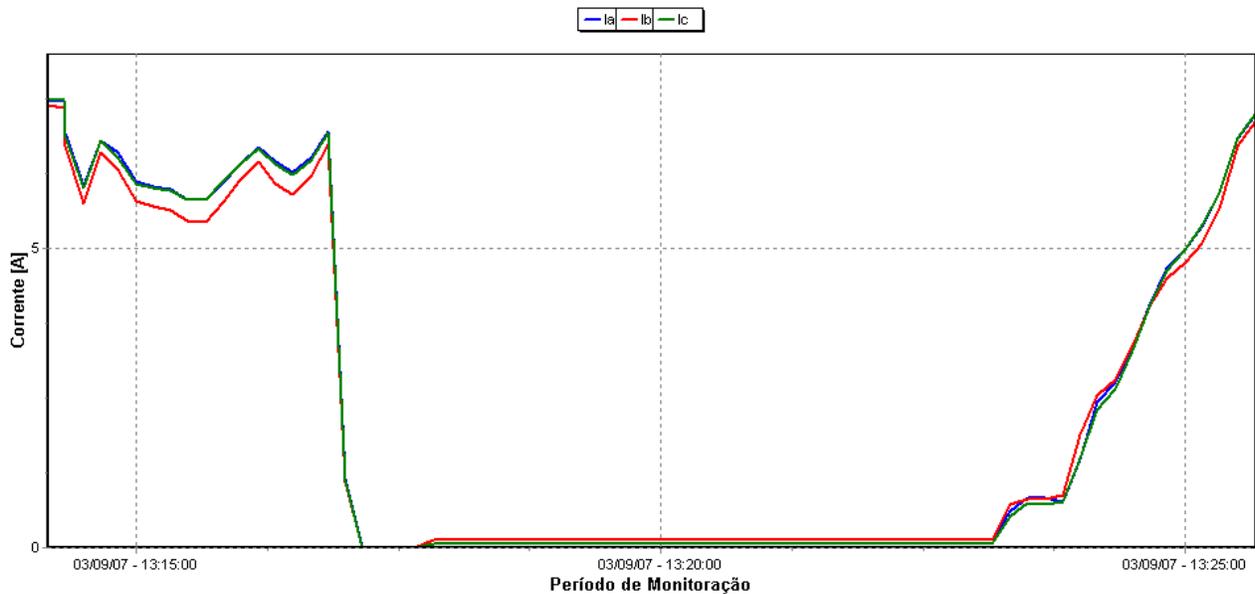


Figura 4.13 – Perfis das correntes de fase nos terminais do PV

Conforme apresentado nas ilustrações anteriores, imediatamente após a abertura do disjuntor, condição estabelecida para representar a situação de ilhamento, o sistema de proteção do PV detectou o evento e procedeu à desconexão do equipamento da rede elétrica. O tempo gasto desde a detecção, que coincidiu com a abertura do disjuntor, até a completa retirada do equipamento de operação foi de aproximadamente quatro ciclos ou sessenta e seis ms. Após alguns segundos o sistema se recompõe e o conjunto *Sunny Boy* procede a reinserção do PV à rede, etapa que leva, aproximadamente, 5 minutos até o completo sincronismo com a rede.

A Figura 4.14 ilustra um gráfico comparativo entre o tempo de atuação do sistema de proteção do PV e o limite de tempo estabelecido pela norma IEEE 1547.1.

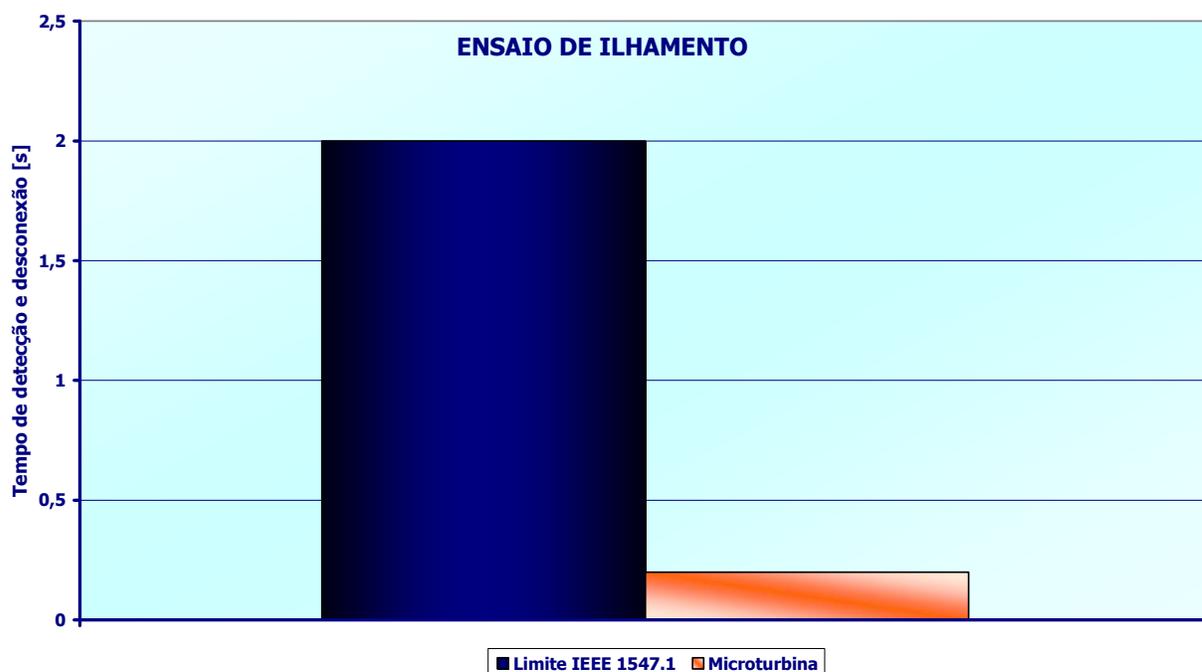


Figura 4.14 – Tempo de detecção e desconexão – PV

O limite estabelecido pelo IEEE 1547, para que o sistema de proteção detecte a situação de ilhamento e retire o equipamento de GD de operação é de dois (2) segundos. Conforme apresentado na figura 17 o tempo de reposta do Sunny Boy diante do evento não transgrediu o limite estabelecido pela norma referência utilizada no presente documento.

Conforme apresentado nas ilustrações anteriores, após a abertura do disjuntor, o sistema de proteção do PV detectou o evento e procedeu à desconexão do equipamento da rede elétrica. O tempo gasto desde a detecção, que coincidiu com a abertura do disjuntor, até a completa retirada do equipamento de operação foi de aproximadamente dois ciclos e meio (2,5), ou quarenta e um (41) ms.

- Na situação analisada, o tempo de atuação do sistema de proteção do sistema fotovoltaico, foi inferior ao limite estabelecido pelo Padrão IEEE 1547;

CAPÍTULO 5

Conclusões e Sugestões para Próximos Trabalhos

Os testes realizados no estudo de caso, capítulo 4 - Projeto PD28, comprovaram que as fontes e dispositivos de controle testados atendem ao disposto nas normas de conexão, notadamente a IEEE 1547, e poderiam ser conectadas à rede de distribuição em baixa tensão sem comprometer a operação dessa satisfazendo às condições de segurança e proteção, qualidade e confiabilidade. Pode-se destacar que os ensaios de ilhamento tanto as fontes que dependem de inversores (painel fotovoltaico e célula a combustível) quanto da microturbina, atenderam ao disposto nessa norma.

Este trabalho também permitiu integrar a visão da concessionária e, utilizando a revisão da literatura juntamente com os ensaios realizados no estudo de caso, dirimir e responder a dúvidas de colaboradores das concessionárias relacionadas à inserção da GD junto à rede de distribuição. Ficam respondidas as questões levantadas no item Capítulo 1, que abrangeram desde questões conceituais até questões técnicas como as relacionadas à proteção e ao ilhamento.

Também ficou claro que a redescoberta da GD ocorre em um cenário de escassez de energia, aumento do efeito estufa, no qual buscam-se soluções para geração de eletricidade de modo a manter o crescimento das economias e há uma tendência na qual os países buscam utilizar cada vez mais a energia de fontes primárias renováveis para complementar a energia oriunda da rede elétrica convencional.

A abundância dessas fontes faz do Brasil um ambiente naturalmente propício para o crescimento significativo da GD, utilizando-se de energias renováveis em sua matriz energética.

Nesse sentido, o novo modelo do setor elétrico com suas várias resoluções contempla a geração distribuída. Entretanto, a geração dispersa e a conexão na rede de distribuição ainda está em segundo plano. O PRODIST não faz restrições ao tamanho da GD, mas faltam regras claras

de incentivo e normas técnicas de conexão. O que está estabelecido é a GD incentivada pelo PROINFA, que se utiliza de leilões e com isso mantém um raciocínio muito próximo da geração centralizada. A energia solar não é contemplada no PROINFA e também não é levada em consideração a possibilidade de plantas de geração híbridas.

A geração distribuída é vista como um caminho que pode reduzir custos, aumentar a confiabilidade, reduzir emissões ou expandir as opções energéticas. No Brasil, as fontes de geração centralizadas estão cada vez mais distantes dos grandes centros consumidores e o custo final da energia gerada tende a crescer, sem falar nos impactos ambientais gerados.

As barreiras existentes, em parte, ocorrem em função do modelo centenário de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, da falta de conhecimento técnico, de fatores culturais e de interesses variados. A GD surge para contrapor, em parte, esse modelo, pois o uso de um sistema não elimina o outro; GD e GC são complementares.

A eliminação de barreiras exige que os agentes envolvidos estejam preparados para esse novo mercado e as oportunidades são reais para os que se prepararem. As empresas que não estiverem preparadas correm risco de perder mercado para as que se adaptarem a essa nova realidade.

Faz-se necessário trabalhar regulamentação e a normatização técnica do país, mas principalmente as das concessionárias de energia elétrica pois, hoje, se for pedido para conectar um gerador de 10 kW a rede de distribuição BT a tendência é receber um não. Nesse sentido, este trabalho colaborou na medida que estudou, analisou, resumiu critérios de conexão, bem como propôs uma minuta de norma de conexão visando aparelhar as distribuidoras para responder à solicitação de conexão nessas condições.

Cabe ainda sugerir por toda revisão feita e pelo estudo de caso, que as concessionárias adotem a IEEE 1547 como base para análise de solicitações de interconexão da GD na rede de distribuição.

Segue sugestão de temas para trabalhos visando complementar e aprofundar o tema aqui abordado, bem com tratar outros aspectos importantes não cobertos por esse trabalho. Desta forma, resumam-se, abaixo, alguns pontos a serem estudados futuramente e que provavelmente apontarão para outros:

- Estudo visando criar um procedimento padrão para análise da conexão de GD em redes de distribuição BT abrangendo aspectos técnicos, custos e tarifas.

- Estudo sobre a certificação de equipamentos para sistemas de interconexão com vistas a facilitar o ingresso de novos geradores no sistema;

- Estudo detalhado da regulação visando facilitar a penetração da geração dispersa e a conexão à rede de distribuição BT. Avaliar e sugerir ajustes no PRODIST.

- Estudo de compensação tarifária específica para os geradores distribuídos que injetarem energia na rede de distribuição.

- Alternativas de Governo para energia especial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAHAM E.; **Interconnection standards for pv systems: where are we? where are we going?.** Sandia National Laboratories. Cedar Rapids, IA. Outubro, 2009.

ACKERMANN T.; ANDERSON G.; SÖDER L.; **Distributed generation: a definition.** Electric Power Systems Research. v. 57, p.195-204, 2001.

ANEEL. **Resoluções e Resoluções Normativas**, referências disponíveis na Internet, item Legislação, <http://www.aneel.gov.br>, 2005/2009/2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2010, Janeiro). **Distribution procedures: PRODIST.** [Online]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/383.htm>

CAMARGO, J. C. **A alternativa da geração distribuída de energia elétrica.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9, 2002, Rio de Janeiro: Anais. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, v. 4, p.1748-1753, 2002.

CAMARGO, J. C.; CERCHIARI, A. P. N. **A Questão da interconexão da geração distribuída de energia elétrica com a rede da concessionária.** Junho, 2003.

CARDOSO, Gracieli Sartório. **Uma visão crítica do cenário da geração distribuída no Brasil.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade Federal do ABC. Santo André, 2009.

CIGRÈ. Final Report of Working Group 37-23. **Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system**, Set., p. 2-10, 1998.

COGENSP, <http://www.cogensp.com.br/cogera5.htm>, acesso em 28-02-2005.

COLLEGE, P. R. C.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F. **Geração distribuída e impacto na qualidade de energia**. In: VI SBQEE Seminário brasileiro sobre qualidade da energia elétrica. Belém, Para, Brasil, p. 781–787, 2005.

CONCEIÇÃO, C. L. da. **Impactos da geração distribuída no sistema de potência**. 2003. Trabalho Individual, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2003.

DALEY, J. M.; SICILIANO, R. L. **Application of emergency and standby generation for distributed generation: Part 1 - Concepts and hypotheses**, IEEE Transactions on Industry Applications, v. 39, n. 4, p.1214-1225, 2003.

DALY, P. A. & MORRISON, J. (2001). **Understanding the potential benefits of distributed generation on power delivery systems**, Proceedings of IEEE Rural Electric Power Conference, p. A211-A213, Little Rock, AR, USA.

DINIZ, J. H.; CARVALHO, A. M.; BARROS, D. M. R. **Geração distribuída: conceitos, tecnologias e perspectivas**. Eletricidade moderna, n. 231, p. 66–79, abr. 2004.

GEIDL, MARTIN. **Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art Power Systems**. Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich. Julho, 2005. geidl@eeh.ee.ethz.ch

GOMES, PAULO.; SCHILLING, M. Th.; LIMA, J. W. MARANGON; MARTINS, NELSON. **Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas**. XV Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica. Grupo VII: Planejamento de sistemas elétricos (GPL/09). Foz do Iguaçu, 1999.

GOMES, PAULO.; SCHILLING, M. Th.; LIMA, J. W. MARANGON; e MARTINS, NELSON. **Considerações sobre a utilização crescente da geração distribuída no atendimento ao**

crescimento de mercado. VII SEPOPE - Simpósio de especialistas em planejamento da operação e expansão elétrica. Curitiba, 2000.

GONÇALVES, L. F. **Contribuição para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande. 2004.

GROSS, C. A. **Power system analysis.** 2.ed. New York: John Wiley e Sons Inc., 1986.

IEEE Std STANDARD 1547 – Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. Julho, 2003.

JENKINS, N., ALLAN, R., CROSSLEY, P., KIRSCHEN, D., STRBAC, G. **Embedded generation.** IEE, London, 245 p. 2005.

JIMENEZ, M.S.; **Smart electricity network based on large integration of renewable sources and distributed generation.** PhD Thesis presented at Kassel University. 158 p. June, 2006.

LORA, E.E.S., HADDAD, J. (Coord.). **Geracao distribuida aspectos tecnologicos, ambientais e institucionais.** Editora Interciencia. Rio de Janeiro, 2006.

MALFA, E., “**ABB on Sustainable Energy Markets**”, Università di Brescia, 2002.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, <http://www.mme.gov.br>, acesso em 2005/2009/2010.

OCHOA-PIZZALI, LUIS FERNANDO. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos.** Tese de doutorado. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”. Ilha Solteira, 2006.

PAIVA, R. R. da C. **Fluxo de potência ótimo em redes de distribuição de energia com a presença de geração distribuída: Um novo algoritmo para auxiliar a análise do perfil de tensão.** Universidade Federal de Santa Catarina. 108 p. 2006. (Dissertação de Mestrado).

PINHO, J. T. *et alli.* **Sistemas Híbridos: Soluções Energéticas para a Amazônia.** MME. Brasília, 307 p. 2008.

PLANALTO, **Leis e Decretos**, referências disponíveis na Internet, item Legislação, <http://www.planalto.gov.br>, 2009.

PUC of TEXAS - PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS; Relatório: **Technical requirements for interconnection and parallel operation of on-site distributed generation**, Nov. 1999.

RODRIGUEZ, C. R. C. “**Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**”, Dissertação M.Sc., UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 2002.

ROMAGNOLI, H. C.; **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regularório atual do setor elétrico brasileiro.** Tese de Mestrado, Engenharia Elétrica, UFSC, 2005.

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

SEVERINO, M MOURA. **Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento de comunidades isoladas da Amazônia.** Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica. Publicação PPGENE.TD – 027/08, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília. Brasília, DF, 335p. 2008.

SHEAFFER, P. et al. NREL – National Renewable Energy Laboratory – Universal Interconnection Technology Workshop Proceedings. Chicago III. Julho, 2002.

SILVA FILHO, ARMANDO. **Análise regulatória das condições de interconexão da geração distribuída: requisitos para os procedimentos de distribuição.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 120 p. 2005.

SILVA, J. C. B.; KAGAN, N.; UDAETA, M. E. M.; GIMENES, A. L. V.; Introdução da geração distribuída no planejamento energético. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 9, 2002, Rio de Janeiro: Anais. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, v. 2, p. 795-799, 2002.

SPIER, E. B. et al. Avaliação da conexão de produtores independentes em alimentadores radiais de sistemas de distribuição. In: IV SBQEE SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA. Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil, 2001.

TURKSON, W. & WOHLGEMUTH, N. “**Power Sector Reforms and Distributed Generation in sub-Saharan Africa**”. Energy Policy 29: 134-145, 2001.

VARELLA, F. K. O. M. **Estimativa do Índice de Nacionalização dos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil.** Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. 2009. 148 p. (Tese de Doutorado).

WILLIS, H. L.; SCOTT, W.G. **Distributed power generation: planning and evaluation.** New York: Marcel Dekker, 2000.