

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

ESTEBAN ANDRÉS VIEIRA GARCETE

**REQUISITOS DE CONEXÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NO BRASIL E O SISTEMA DE
COMPENSAÇÃO DE ENERGIA**

MONOGRAFIA

CURITIBA

2013

ESTEBAN ANDRÉS VIEIRA GARCETE

**REQUISITOS DE CONEXÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NO BRASIL E O SISTEMA DE
COMPENSAÇÃO DE ENERGIA**

Monografia apresentada ao Programa de Pós- Graduação em Eficiência Energética da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Especialista em Eficiência Energética.

Orientador: Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior

CURITIBA

2013

Esta página em branco foi deixada intencionalmente.



TERMO DE APROVAÇÃO

ESTEBAN ANDRÉS VIEIRA GARCETE

REQUISITOS DE CONEXÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO BRASIL E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Esta Monografia foi apresentada em 20 de setembro de 2013 como requisito parcial para a obtenção do título de Especialista em Eficiência Energética. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Curitiba, 12 de novembro de 2013.

Prof. Luiz Amilton Peplow, M. Eng.
Coordenador de Curso de Especialização em Eficiência Energética
Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

Prof^a Rosangela Winter, M. Eng.
Chefe do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

BANCA EXAMINADORA

Dr^a. Lilian Machado Moya Makishi
Examinadora Externa

Prof. Dr. Jair Urbanetz Junior
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

Prof. Gerson Maximo Tiepolo, M. Eng.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Luiz Amilton Peplow, M. Eng.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

- O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso -

Dedico este trabalho à minha mãe Rosângela, professora do ensino fundamental e a minha avó Nair, professora aposentada, que sempre me inspiraram a estudar e tomar os caminhos do aprendizado sempre me apoiando e incentivando a estar junto dos mestres do ensino que são os meus professores nesta instituição desde o meu ingresso em 1993 no curso técnico seguido do curso de engenharia e agora nesta especialização.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela minha vida, saúde e capacidade diária para aprender e me desenvolver, à minha avó e minha mãe que sempre me incentivaram a estudar, pela oportunidade concedida pela Copel para que realizasse esta especialização, incluindo o esforço da minha gerência para tal e aos mestres e professores da UTFPR que dedicam sua carreira e tempo ao ensino das formas mais criativas para que o conhecimento possa ser disseminado neste imenso país.

“...sonhos sem disciplina produzem pessoas frustradas, que nunca transformam seus sonhos em realidade, e disciplina sem sonhos produz servos, pessoas que executam ordens, que fazem tudo automaticamente e sem pensar.” (CURY, 2003). Façamos da disciplina uma ferramenta para atingir nossos sonhos.

RESUMO

GARCETE, Esteban. Requisitos de Conexão para Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil e o Sistema de Compensação de Energia. 90 f. Monografia (Especialização em Eficiência Energética) – Programa de Pós-Graduação em Eficiência Energética, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

Destacar aspectos relacionados com a geração distribuída fotovoltaica, de acordo com a Resolução ANEEL nº 482/2012, observando as questões tarifárias e de tributos além dos requisitos para conexão ao sistema elétrico e especificamente os requisitos da Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL.

Palavras-chave: Eficiência energética. Geração distribuída, Geração fotovoltaica, Requisitos de conexão, Sistema de Compensação, Tarifas, Tributos.

ABSTRACT

GARCETE, Esteban. Connection Requirements for Distributed Generation Photovoltaics in Brazil and the System Energy Compensation. 90 f. Monograph (Specialization in Energy Efficiency) - Graduate Program in Energy Efficiency, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

Highlight aspects of distributed generation photovoltaic, according to ANEEL Resolution number 482/2012, noting the issues of tariff and taxes beyond the requirements for connection to the electrical system and specifically the requirements of Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL.

Keywords: Energy efficiency. Distributed generation, Photovoltaic generation, Connection requirements, Compensation system, Tariff, Taxes.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Exemplo de Selo Procel.....	26
Figura 2 – Matriz energética brasileira para a produção de energia elétrica.....	27
Figura 3 – Mapa da irradiação solar no Brasil.....	28
Figura 4 – Geração convencional versus geração distribuída.....	29
Figura 5 – Célula, módulo e painel fotovoltaico.....	32
Figura 6 – Funcionamento de uma Célula Fotovoltaica.....	33
Figura 7 – Alguns tipos de Células Fotovoltaicas.....	34
Figura 8 – Outros tipos de Células Fotovoltaicas.....	34
Figura 9 – Componentes do sistemas de geração fotovoltaicos.....	35
Figura 10 – Inversores de frequência conectados á rede, instalados na SE Fazenda Iguaçu.....	36
Figura 11 – Composição da onda em função do PWM aplicado aos IGBTs.....	37
Figura 12 – SFCR conectado em uma rede de distribuição interna de uma residência.....	38
Figura 13 – Distorção harmônica produzida por harmônico de 3 ^a ordem a uma onda senoidal.....	39
Figura 14 – Características Micro e Mini GD.....	47
Figura 15 – Característica contratual e operacional da Micro e Mini GD.....	54
Figura 16 – Diagrama para conexão BT de geração solar ou eólica.....	59
Figura 17 – Detalhe da adequação da entrada de serviço quando instalada GD....	60
Figura 18 – Quantidade de pedidos feitos às distribuidoras para acesso de mini e microgeração.....	61
Figura 19 – Faixas de potência a ser instalada dos pedidos feitos às distribuidoras para acesso.....	62
Figura 20 – Tipo de fonte dos pedidos feitos às distribuidoras para acesso.....	62
Figura 21 – Exemplo de um SFCR monofásica de BT no sistema de compensação de energia de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 482/2012.....	63
Figura 22 – Exemplo de um kit SFCR à venda.....	67
Figura 23 – Modelo financeiro do sistema de compensação de energia caso 4.5.1.1.....	68

Figura 24 – Modelo financeiro do sistema de compensação de energia caso 4.5.1.2.....	70
Figura 25 – Modelo financeiro do sistema de compensação de energia caso 4.5.1.3.....	71
Figura 26 – Curva do tempo de retorno do investimento pelo percentual da energia gerada consumida pela carga sem circular pela rede.....	74
Figura 27 – Comparação das tarifas de energia (kWh) Copel nos principais subgrupos.....	75
Figura 28 – Áreas de abrangência das concessionárias no Brasil.....	76
Figura 29 – Tarifas outras concessionárias grupo B1.....	77
Figura 30 – Comparativo percentual em relação à tarifa B1 da Copel.....	79
Figura 31 – Divisão dos subsistemas no Brasil.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tempo máximo de resposta do inversor para valores anormais da tensão no ponto.....	42
Tabela 2 – Limites de distorção harmônica recomendados na norma IEEE 929/2000.....	43
Tabela 3 – Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentraís geradoras.....	48
Tabela 4 – Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentraís geradoras previstos pelo PRODIST em comparação com a NTC 905100.....	52
Tabela 5 – Funções de proteção conforme nomenclatura ANSI.....	52
Tabela 6 – Funções de proteção intrínsecas do inversor de frequência.....	52
Tabela 7 – Inversores liberados ou em liberação pela Copel.....	56
Tabela 8 – Simulação de faturamento caso 4.1.1.....	69
Tabela 9 – Simulação de faturamento caso 4.1.2.....	70
Tabela 10 – Simulação de faturamento caso 4.1.3.....	71
Tabela 11 – Simulação de faturamento caso 4.1.4.....	72
Tabela 12 – Simulação de faturamento caso 4.1.5.....	72
Tabela 13 – Simulação de retorno do investimento.....	73
Tabela 14 – Simulação de retorno do investimento entre concessionárias de distribuição.....	80

LISTA DE SIGLAS

ABNT	–	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	–	<i>American National Standards Institute</i>
a-Si	–	Silício Amorfo
AU	–	Unidade Astronômica (Do original <i>Astronomical Unit</i>)
CA	–	Corrente Alternada
CC	–	Corrente Contínua
CDE	–	Conta de Desenvolvimento Energético
CdTe	–	Telureto de Cádmio
CIS	–	Disseleneto de Cobre e Índio
CIGS	–	Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio
CNPJ	–	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CPF	–	Cadastro de Pessoa Física
c-Si	–	Carbeto de Silício
EPE	–	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	–	Encargos do Serviço do Sistema
FV	–	Fotovoltaico
GaAs	–	Arseneto de Gálio
GD	–	Geração Distribuída
GT	–	Grupo de Trabalho
ICMS	–	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	–	Comissão Eletrotécnica Internacional
IEEE	–	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IPI	–	Imposto sobre produtos industrializados
Wp	–	Watt de Pico
MME	–	Ministério de Minas e Energia
MOS	–	<i>Metal Oxide Semiconductor</i>
MPPT	–	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
m-Si	–	Silício Monocristalino
NBR	–	Norma Brasileira Regulamentadora
NTC	–	Norma Técnica Copel
ONS	–	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PFV	–	Planta Fotovoltaica
PV	–	<i>Photovoltaic</i>
PWM	–	Modulação por largura de pulso (<i>Do original Pulse Width Modulation</i>)
p-Si	–	Silício Policristalino
PIS	–	Programas de Integração Social
SEP	–	Sistema Elétrico de Potência
SFCR	–	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SFH	–	Sistemas Fotovoltaicos Híbridos
SFI	–	Sistemas Fotovoltaicos Isolados
SIN	–	Sistema Integrado Nacional
SMPP	–	<i>Search maximum power point</i>
SPMP	–	Seguidor de Ponto de Máxima Potência
TE	–	Tarifa de Energia Elétrica
TFSEE	–	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TUSD	–	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
www	–	<i>World Wide Web</i> (Rede de Alcance Mundial)

LISTA DE ACRÔNIMOS

- ABRADEE– Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária
- COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
- COPEL – Companhia Paranaense de Energia
- CIGRE – Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (do original *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*)
- MOSFET – *Metal Oxide Semiconductor Field-Effect Transistor*
- NASA – *National Aeronautics and Space Administration*
- PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição
- PROINFA – Programa de Incentivo à Fontes Alternativas
- SWERA – Avaliação dos Recursos de Energia Solar e Eólica (do original *Solar and Wind Energy Resource Assessment*)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	JUSTIFICATIVAS PESSOAIS DA ESCOLHA DO TEMA.....	19
1.2	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	19
1.3	PROBLEMA DE PESQUISA.....	20
1.4	PESQUISA.....	20
1.5	OBJETIVOS.....	21
1.5.1	Objetivo Geral.....	21
1.5.2	Objetivos Específicos.....	21
1.6	JUSTIFICATIVA.....	22
1.7	METODOLOGIA.....	22
2	LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO	23
2.1	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	23
2.1.1	Eficiência Energética no Brasil.....	24
2.1.2	Programas de Eficiência Energética e Conservação de Energia.....	24
2.2	FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA.....	27
2.3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	29
2.4	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	31
2.4.1	Princípios Básicos da Geração de Energia Fotovoltaica.....	32
2.4.2	Princípios Básicos dos Inversores de Freqüência.....	35
2.4.3	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede - SFCR.....	38
2.4.4	Qualidade de energia e segurança.....	39

3	REQUISITOS DE CONEXÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.....	41
3.1	CARACTERÍSTICAS DAS NORMAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	41
3.2	CARACTERÍSTICAS DA NORMAS NACIONAIS PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	46
3.2.1	CARACTERÍSTICAS PARA CONEXÃO DE GD PREVISTAS PELO PRODIST E PELA ANEEL.....	46
3.2.2	Requisitos Mínimos para o Ponto de Conexão da Central Geradora previstos no PRODIST.....	48
3.3	CARACTERÍSTICAS PARA CONEXÃO DE MINI E MICRO GD FOTOVOLTAICA NA COPEL.....	51
3.3.1	Aspectos de segurança PRODIST e NTC.....	54
3.3.2	Solicitação de acesso de GD.....	55
3.3.3	Inversor.....	56
3.3.4	Parecer de Acesso e Vistoria.....	58
3.3.5	Adequação da Medição e da Entrada de Energia.....	59
3.4	PEDIDOS DE LIGAÇÃO DE GD FEITO ÀS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO NO PAÍS.....	61
4	ANÁLISE FINANCEIRA FRENTE ÀS TARIFAS DAS DISTRIBUIDORAS - ESTUDO DE CASO.....	63
4.1	SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO.....	66
4.1.1	A energia produzida pelo SFCR é totalmente injetada na rede elétrica e consumida em outra unidade consumidora.....	68
4.1.2	A energia produzida pelo SFCR é totalmente consumida na unidade consumidora.....	70
4.1.3	A energia produzida pelo SFCR é parcialmente consumida na unidade consumidora ou é produzida durante o dia e consumida à noite.....	71

4.1.4	A energia produzida pelo SFCR é parcialmente consumida na unidade consumidora ou é produzida durante o dia e consumida à noite e o consumo da unidade não atinge o valor da taxa mínima.....	72
4.1.5	A energia produzida pelo SFCR é totalmente injetada durante o dia na rede elétrica e consumida na mesma unidade consumidora a noite considerando um consumo residencial típico de 300kWh e uma geração instalada de 200kWh.....	72
4.2	SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO FRENTE AO MONTANTE DE ENERGIA CONSUMIDA NA PRÓPRIA INSTALAÇÃO E NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	73
4.3	SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO ENTRE CONCESSIONÁRIAS.....	75
4.4	A QUESTÃO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS.....	81
5	CONCLUSÃO.....	83
	REFERÊNCIAS.....	85
	ANEXOS	
	ANEXO 1 – Ficha de Dados Cadastrais.....	88
	ANEXO 2 – Formulário de Registro.....	89
	ANEXO 3 – Formulário para Homologação de Inversores.....	90

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho abrange uma investigação teórica elaborada através da coleta de informações referentes às tecnologias de geração fotovoltaica, trabalhos teóricos e definições clássicas sobre geração distribuída, dados, normas e legislações brasileiras nacionais e regionais que abordam o tema da conexão da geração distribuída no sistema elétrico de distribuição mais especificamente a geração fotovoltaica e a partir do entendimento e reunião destes conceitos e aplicações.

1.1 JUSTIFICATIVAS PESSOAIS PARA A ESCOLHA DO TEMA

O tema foi escolhido devido ao envolvimento com os processos de conexão de geração distribuída na Companhia Paranaense de Energia – COPEL e devido a necessidade de despertar olhares para a eficiência energética que sistemas fotovoltaicos podem produzir. Atualmente esta tecnologia possui custo elevado.

No Brasil esta tecnologia não está sendo disseminada devido ao *payback* dos equipamentos envolvidos. Além disso existem muitas dúvidas sobre a eficiência do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, no tocante a qualidade de energia e segurança das instalações elétricas.

E também sobre a forma como a energia é produzida e contabilizada pela concessionária de distribuição para que sejam avaliados corretamente os montantes de retorno do investimento.

1.2 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Como vem ocorrendo após a publicação de novas resoluções do órgão regulamentador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que através da Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012 estabeleceu as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como no ambiente de pesquisa e desenvolvimento.

Optou-se por analisar a questão do sistema de compensação de energia para geração distribuída, proposto pela resolução citada, e que por tratar da reunião de temas relativamente novos no Brasil, precisa-se cada vez mais de estudos e percepções do conjunto, para tomar um entendimento sobre esta questão especificamente e que afeta diretamente os cálculos de viabilidade financeira.

1.3 PROBLEMA DE PESQUISA

Devido a novidade do tema exposto, e a necessidade de estudos sobre os assuntos relacionados com a geração distribuída fotovoltaica, principalmente sobre aspectos ainda pouco explorados, logo após a publicação de legislações e normas sobre o assunto, gerou-se a necessidade de concatená-los e assim expor situações que estão sub entendidas e trazer a tona detalhes que ainda devem ser mais pesquisados.

1.4 PESQUISA

A pesquisa restringiu-se a uma exploração bibliográfica sobre assuntos relacionados com o tema de forma a verificar alguns trabalhos acadêmicos, normas e resoluções do setor elétrico brasileiro sobre geração distribuída, geração fotovoltaica e normas regionais que tratam dos procedimentos de conexão ao sistema elétrico de distribuição na maior distribuidora de energia elétrica do estado do Paraná. Sempre que possível foi abordado um relacionamento das questões apresentadas a um panorama básico de eficiência energética.

Como a delimitação do tema é a geração distribuída fotovoltaica, foram pesquisados assuntos relacionados particularmente com os sistemas fotovoltaicos de pequenas dimensões, teorias do funcionamento de um módulo solar fotovoltaico, tipos de inversores, particularmente os conectados à rede. Este conjunto forma os chamados Sistemas Fotovoltaicos Conectado à Rede (SFCR), e estes foram abordados recentemente pela agência regulamentadora, a ANEEL, através da resolução 482/2012 que possibilita um sistema de compensação de créditos em quilowatt-hora referente a energia gerada e a energia gasta por uma unidade consumidora atendida pela concessionária de distribuição.

Este sistema de compensação, portanto, é a forma financeira de avaliar o retorno do investimento para se chegar ao *payback* do sistema de geração e que irá variar de concessionária para concessionária dentro do país devido a variação no preço das tarifas em cada concessionária e também conforme o sub-grupo tarifário que é atendida a unidade consumidora conectada.

1.5 OBJETIVOS

O principal objetivo é a análise baseada em um estudo de caso através de simulações do valor monetário gerado, pelo processo de compensação de energia, previsto pela resolução 482/2012, abordando o assunto sob uma ótica que tange os interesses da ANEEL, das concessionárias de energia e para todos que estudam o assunto, observando novos cenários e fomentando abertura para novas discussões sobre a geração fotovoltaica no Brasil principalmente sob o processo de compensação de energia e utilização desta tecnologia em novos aspectos.

1.5.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho foi consolidar uma visão sobre os mecanismos que propiciam a implantação de geração distribuída fotovoltaica no Brasil enfatizando o sistema de compensação de energia, trazendo considerações sobre dificuldades encontradas e precauções a serem tomadas.

E desta maneira sejam observados os tópicos básicos do processo de conexão da geração distribuída fotovoltaica, para que não apenas as questões relacionadas a medição, segurança e proteção elétrica se destaquem nestes requisitos, mas para que seja também dada uma visão econômica que impacta na sustentabilidade desse sistema que gradativamente deve ser implantado por todo o país.

Este estudo também buscou obter uma visão sistêmica dos procedimentos de conexão de geração distribuída fotovoltaica adotados pela Companhia Paranaense de Energia que estão alinhados com a legislação em vigor, apontando os principais aspectos e peculiaridades.

1.5.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Identificar algumas características da geração distribuída no conceito da eficiência energética apresentando um panorama sobre energia fotovoltaica inserida neste contexto através de uma revisão bibliográfica sobre os tópicos relacionados com os requisitos de conexão para este tipo de geração;
- Identificar características das normas relacionadas aos requisitos de conexão de geração distribuída fotovoltaica ao sistema elétrico de distribuição;

- Identificar características relacionadas aos requisitos de conexão de geração distribuída no Brasil frente ao PRODIST que estão relacionadas com os requisitos de conexão exigidos pela Copel através de uma explanação sobre a norma técnica Copel - NTC 905100;
- Realizar uma análise crítica sobre as questões tarifárias e tributárias relacionadas aos requisitos e procedimentos de conexão da geração distribuída fotovoltaica frente as resoluções e normas de acesso.

1.6 JUSTIFICATIVA

Propiciar uma visão dos aspectos que impactam financeiramente no emprego de geração distribuída fotovoltaica, pois é um aspecto determinante para se investir ou não na tecnologia, pois na atualmente não se tomam iniciativas de investimento sem antes verificar um panorama do retorno financeiro ou do benefício que o investimento irá produzir ao longo do tempo.

1.7 METODOLOGIA

Foi abordado de forma mais predominante, uma metodologia de pesquisa descritiva, tentando relacionar os aspectos que beneficiam ou propiciam a utilização da geração distribuída fotovoltaica considerando necessidades específicas da Copel na norma existente que determina os requisitos de conexão para geração distribuída (NTC 905100) e baseados na principal resolução da ANEEL 482/2012 que estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Foram gerados alguns panoramas extremos, mas não muito difíceis de ocorrerem naturalmente, para que fossem observados o comportamento do custo médio da energia elétrica, considerando-se as tarifas de energia elétrica das concessionárias de distribuição no país, especialmente a da Copel para a maioria das simulações, assim propiciando diferentes cenários, para que se observasse o comportamento frente ao sistema de compensação financeiro e a interação com o sistema tributário vigente, mais especificamente no Paraná.

2 LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

O levantamento bibliográfico a seguir abordará as principais questões relacionadas com eficiência energética, geração distribuída e sistemas fotovoltaicos que são assuntos interconectados e que impactam nas normas e recomendações sobre o assunto e nas determinações governamentais de política energética que estão se desenvolvendo Brasil nos últimos anos.

2.1 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

O conceito de eficiência energética de modo simplista pode ser percebido quando consegue-se realizar um mesmo trabalho, mantendo as características de conforto e qualidade utilizando menos energia (MME, 2013).

Um banho de quinze minutos consome certa quantidade de energia elétrica, quando aumenta-se a eficiência energética deste aquecimento de água, consegue-se o mesmo banho, na mesma temperatura e pelo mesmo tempo, gastando menos energia, seja ela elétrica, combustível fóssil ou qualquer outro energético.

Quando se implementa um aquecimento de água solar, absorve-se uma energia do tipo térmica proveniente do sol, que atua aumentando a temperatura da água e esta por sua vez precisa de menos energia elétrica ou gás para elevar a temperatura para um banho ideal. Assim pode-se dizer que a eficiência deste aquecimento foi aumentada pois a energia ou temperatura inicial adicionada a esta água, foi provida de uma fonte que atinge gratuitamente as casas e edificações urbanas. Desta forma tem-se a radiação solar contribuindo para uma redução do consumo de outra fonte energética e realizando o mesmo trabalho final.

Se for considerado que a mesma fonte solar, ao invés de adicionar calor à água do seu banho, pode também adicionar diretamente energia elétrica através da geração de energia fotovoltaica, considerando o mesmo princípio de gratuidade da radiação solar, tem-se também uma efficientização das construções urbanas, casas ou edifícios, onde forem instalados painéis fotovoltaicos, que contribuirão para a redução do consumo de energia elétrica proveniente da distribuidora local que por sua vez é produzida por uma matriz energética diversificada (MME, 2013).

2.1.1 Eficiência Energética no Brasil

No Brasil o consumo de energia elétrica entre todos os setores é marcado pela forte participação da indústria, em um perfil de destaque para o uso da força motriz, tais como bombas, ventiladores, compressores em inúmeras aplicações industriais. (Plano Nacional de Eficiência Energética, 2010-2030).

No setor residencial dá-se destaque geralmente para o consumo com iluminação e equipamentos eletro-eletrônicos em geral percebido também pelo foco tomado pelos programas de eficiência energética desenvolvidos no Brasil.

2.1.2 Programas de Eficiência Energética e Conservação de Energia

A maioria das medidas de eficiência energética adotadas em nível mundial vem sendo motivadas por sucessivas crises do petróleo (SOUZA *et al*, 2009).

Desde então surgiram diversas iniciativas de conscientização dos consumidores sobre o uso racional e eficiente da energia bem como incentivos fiscais e descontos tarifários para aquisição de equipamentos mais eficientes, destacando-se medidas em inúmeros países de programas de gerenciamento do consumo pelo lado da demanda. No final dos anos 80 verificou-se nos Estados Unidos o surgimento de métodos de regulação tarifária por incentivos distribuindo benefícios associados à melhora no desempenho econômico das concessionárias de distribuição aos seus consumidores, e diante deste contexto, surgiram legislações estabelecendo níveis mínimos de eficiência obrigatórios para equipamentos, veículos, prédios, entre outros, por meio de programas de etiquetagem (SOUZA *et al*, 2009).

No Brasil a consistência de programas nacionais com adesão voluntária à legislação compulsória e um suporte promovido pelos recursos decorrentes das receitas das concessionárias de distribuição, fez do país uma referência internacional em programas de eficiência energética (SOUZA *et al*, 2009). Os principais mecanismos são:

- Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 que restabelece os princípios e objetivos da “Política Energética Nacional” que define, em seu artigo 1º, a competência do Estado brasileiro quanto à proteção ao meio ambiente e à promoção da conservação de energia, dentre outros assuntos;

- Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 que determina a aplicação do montante de 0,5% da receita operacional líquida – ROL – das concessionárias distribuidoras de energia elétrica em projetos de eficiência energética voltados ao uso final;
- Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001 conhecida como a “Lei de Eficiência Energética”, regulamentada pelo Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, estabelece o procedimento para a adoção de “níveis máximos de consumo específico de energia, ou mínimos de eficiência energética, de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País”;
- Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL constituído por diversos subprogramas, dentre os quais se destacam ações nas áreas de iluminação pública, industrial, saneamento, educação, edificações, prédios públicos, gestão energética municipal, informações, desenvolvimento tecnológico e divulgação;
- Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural – CONPET onde o principal objetivo é incentivar o uso eficiente destas fontes de energia não renováveis no transporte, nas residências, no comércio, na indústria e na agropecuária. O programa, com o apoio da Petrobras, estabelece convênios de cooperação técnica e parcerias com órgãos governamentais, não-governamentais, representantes de entidades ligadas ao tema e também organiza e promove projetos;
- Programa Brasileiro de Etiquetagem – PBE visa prover os consumidores de informações que lhes permitam avaliar e aperfeiçoar o consumo de energia dos equipamentos eletrodomésticos, selecionar produtos de maior eficiência em relação ao consumo, possibilitando economia nos custos de energia. Para isto, o PBE atua através de etiquetas informativas, com por exemplo o da figura 1, com o objetivo de alertar o consumidor quanto à eficiência energética de alguns dos principais eletrodomésticos nacionais. O Programa incentiva a melhoria contínua do desempenho dos eletrodomésticos, buscando otimizar o processo de qualidade dos mesmos. Isso estimula a competitividade do mercado, já que, a cada nova avaliação, a tendência é que os fabricantes procurem atingir níveis de desempenho melhores em relação à avaliação anterior;



Figura 1 – Exemplo de Selo Procel

Fonte: Inmetro, 2013

- Fundos Setoriais; com o objetivo de dar apoio financeiro a programas e projetos prioritários de desenvolvimento científico e tecnológico nacionais. Sua constituição foi pensada de modo flexível, podendo receber recursos orçamentários, provenientes de incentivos fiscais, de empréstimos de instituições financeiras ou de outras entidades, de contribuições e doações de entidades públicas e privadas e recursos de outras fontes;
- PROESCO; programa destinado a financiar projetos de eficiência energética. O programa visa apoiar a implementação de projetos que comprovadamente contribuam para a economia de energia, com focos de ação em iluminação, motores, otimização de processos, ar comprimido, bombeamento, ar-condicionado e ventilação, refrigeração e resfriamento, produção e distribuição de vapor, aquecimento, automação e controle, distribuição de energia e gerenciamento energético. A linha de financiamento contempla ainda os usuários finais de energia, interessados em financiar a compra de equipamentos eficientes;
- Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007 que reformula o PEE;
- Plano Nacional para Mudanças de Climáticas – PNMC que visa incentivar o desenvolvimento e aprimoramento de ações de mitigação no Brasil, colaborando com o esforço mundial de redução das emissões de gases de efeito estufa, bem como objetiva a criação de condições internas para lidar com os impactos das mudanças climáticas globais. O PNMC enfatiza, ainda, para o setor de Energia, ações que são denominadas “Ações em Fase de Concepção” onde são realçados: o Programa de Etiquetagem Veicular; o Programa de Incentivo ao Uso de Aquecimento Solar de Água; os Decretos de Compras Públicas Eficientes; a Etiquetagem Voluntária do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos (SOUZA, 2009).

Diante da quantidade de programas aplicados com sucesso no Brasil e medidas governamentais para tal, há uma forte tendência que o país está tomando um rumo adequado no sentido da eficiência energética em diversos segmentos.

"Sendo assim o Brasil encontra-se, atualmente, frente a um cenário extremamente favorável ao fortalecimento do mercado de eficiência energética. Todavia, entende-se que o grande desafio, hoje, é tornar sustentável o mercado e a atividade empresarial da eficiência energética por meio de uma contínua evolução nos mecanismos de promoção das ações, inclusive nos marcos regulatórios. O Estado deve se valer do seu aparato para fomentar os agentes econômicos, alocando recursos públicos já assegurados em lei, segundo prioridades definidas por relações benefício/custo favoráveis, visando sempre o desenvolvimento e consolidação de estruturas que tornem esse mercado, a médio e longo prazos, menos dependente da intervenção governamental." (SOUZA, 2009).

2.2 FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

No Brasil tem-se uma composição de fontes de energia das mais diversas com uma predominância da fonte de geração hidráulica composta pelas grandes usinas hidrelétricas, conforme figura 2, que produzem montantes elevados de energia em regiões normalmente distantes dos grandes centros de consumo, fato que produz diversos problemas ocasionados pela transmissão desta energia, como por exemplo, perdas nos condutores e na transformação. (ANEEL, 2011)

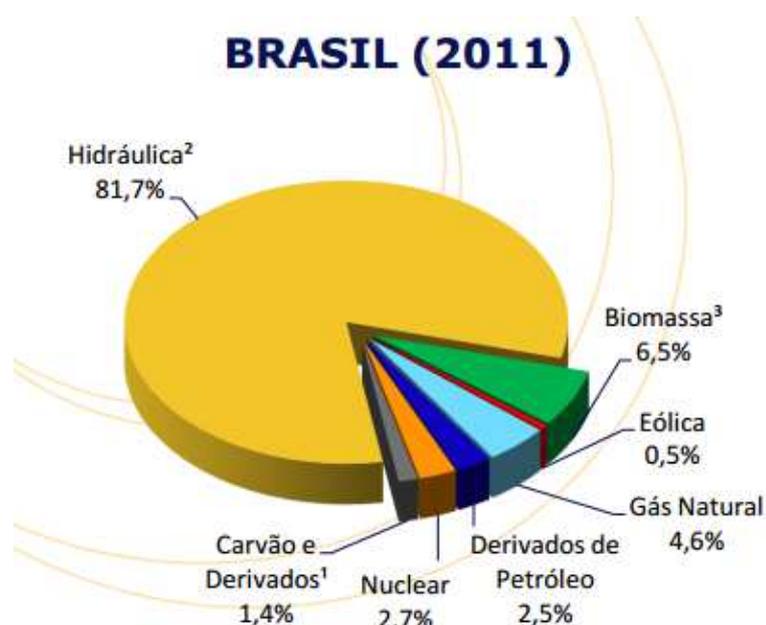


Figura 2 - Matriz energética brasileira para a produção de energia elétrica

Fonte: ANEEL, 2011

Percebe-se que há predominância de fontes renováveis graças ao extenso uso da energia hidráulica para produção de energia elétrica. No entanto observa-se na figura 3 a seguir, o grande potencial que o país possui para explorar o uso da energia solar graças ao alto índice de irradiação que o território brasileiro possui.

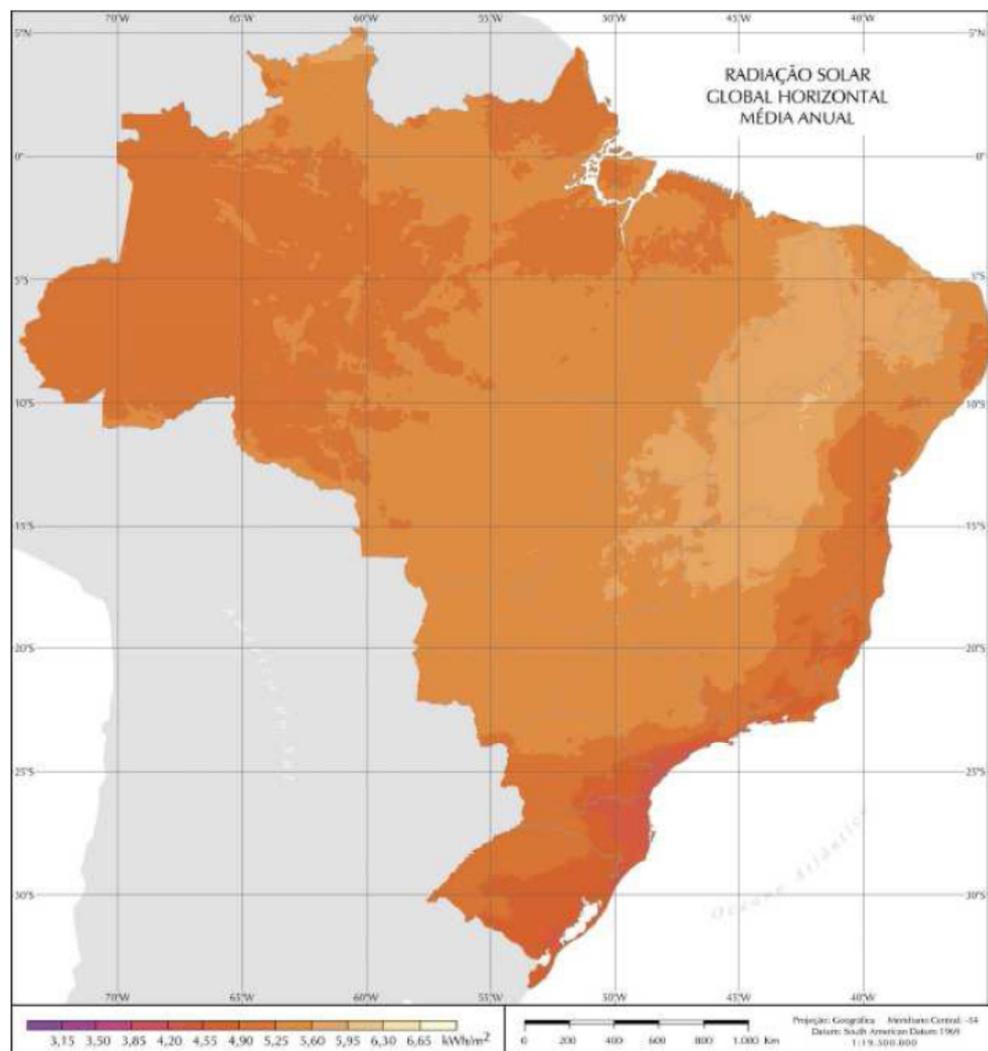


Figura 3 – Mapa da irradiação solar no Brasil.

Fonte: PEREIRA et al., 2006

Segundo (Pereira, et al., 2006), apesar das diferentes características climáticas observadas no Brasil, pode-se observar que a média anual de irradiação global apresenta boa uniformidade, com médias anuais relativamente altas em todo país. Os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro (1500-2500 kWh/m² por ano) são superiores aos da maioria dos países da União Européia, como Alemanha (900-1250kWh/m² por ano), França (900-1650 kWh/m² por ano) e Espanha (1200-1850 kWh/m² por ano), onde projetos para aproveitamento de recursos solares, alguns contando com fortes incentivos governamentais, são amplamente disseminados.

2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Contrapondo o modelo de geração das grandes hidrelétricas, predominante no Brasil, tem-se o conceito de geração de energia elétrica de forma descentralizada que é conhecido no mundo como geração distribuída (GD), ou seja, a energia elétrica é produzida próxima da fonte de consumo, como mostra a figura 4, o que evita perdas na transmissão. Na distribuição pela redução do caminho percorrido pela corrente elétrica. Portanto, de modo bastante simplista é possível perceber ganhos em termos de eficiência energética produzindo e consumindo energia elétrica dentro do próprio ambiente no sentido de eliminar perdas no transporte que se alinha ao conceito de eficiência energética onde realiza-se um mesmo trabalho utilizando menos energia.

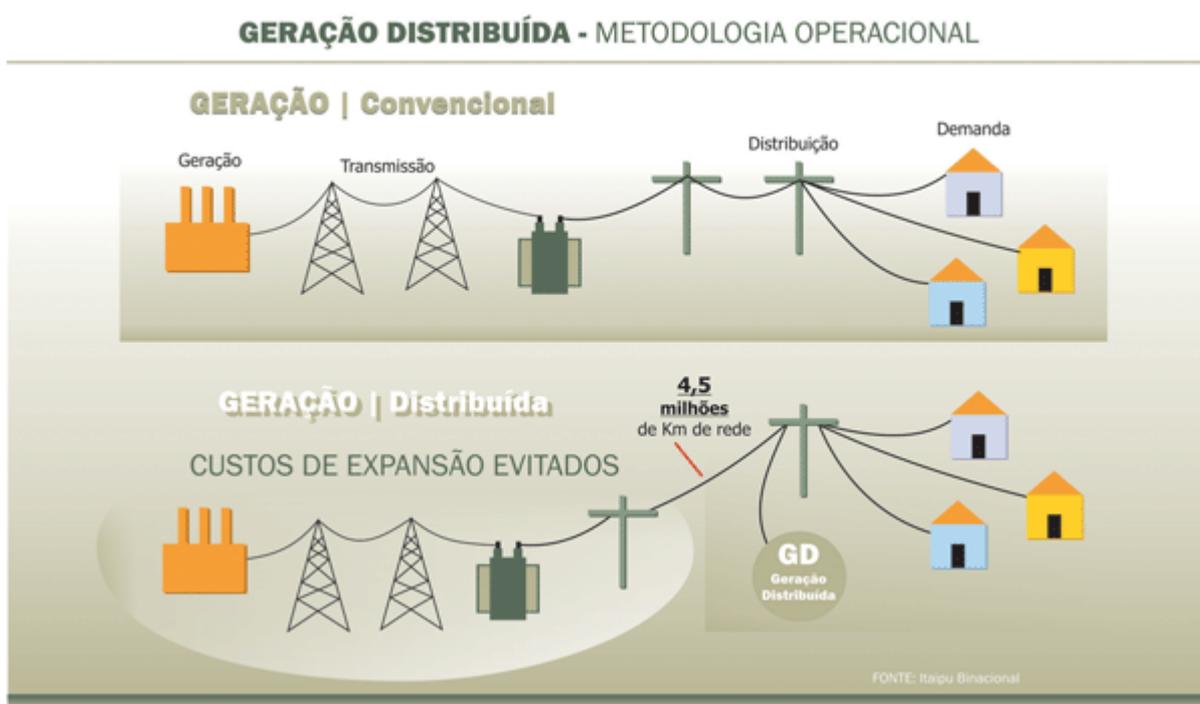


Figura 4 – Geração convencional versus geração distribuída

Fonte: Itaipu Binacional, 2011

A geração distribuída tem como fundamentos verificáveis, produzir energia próximo de onde ela é consumida, reduzir as perdas globais evitando a construção de linhas de transmissão, flexibilizar a implementação gradual, modular, e em curto espaço de tempo, aumentar a confiabilidade do sistema por estar próxima da carga e reduzir o carregamento da rede, além de propiciar técnicas de gerenciamento de demanda e benefícios ambientais quando empregam energias renováveis (CARVALHO, 2012).

A legislação do setor elétrico brasileiro define a GD através do decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 pelo Art. 14 como sendo: “A produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador.”, ou seja, em qualquer rede de distribuição (BRASIL, 2004).

A ANEEL realizou no final do ano de 2010 uma consulta pública com o objetivo de receber sugestões dos agentes do setor para remover barreiras regulatórias que permitissem investimentos em GD. De acordo com a nota técnica da agência, disponibilizada para os agentes realizarem as contribuições, uma das constatações é a de que as distribuidoras pouco optaram por contratar energia por meio de chamada pública e, conseqüentemente, o número de empreendimentos de GD alcançados por esse instrumento também foi muito reduzido, indicando que esse modelo precisa ser aperfeiçoado, já que parece não ser suficientemente atraente para os pequenos geradores e para as distribuidoras (ANEEL, 2011).

A ANEEL através de mecanismo legais oferece incentivos para as pequenas centrais hidrelétricas, eólicas e usinas à biomassa que injetem até 30 MW de potência nas redes de distribuição e transmissão. Porém, as geradoras de pequeno porte – geralmente conectadas em redes de baixa tensão de distribuidoras – têm enfrentado barreiras técnicas, regulatórias e legais para a conexão e a comercialização de energia, bem como a viabilização econômica dos projetos (ANEEL, 2011).

Em 2010, a ANEEL autorizou a Copel a implantar projeto piloto de geração distribuída com saneamento ambiental – através do uso de dejetos de animais – e o Ministério de Minas e Energia criou grupo de trabalho para analisar propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada em redes de distribuição. (Agência Canal Energia, 2011)

2.4 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A geração fotovoltaica é basicamente um processo de geração de energia elétrica diretamente por módulos fotovoltaicos, compostos por células de material semicondutor que captam a energia solar e convertem em energia elétrica do tipo corrente contínua.

Esta energia pode ser armazenada em baterias para utilização de diversas formas, ou mesmo ser aplicada diretamente a um equipamento chamado inversor de frequência que possui a capacidade de modificar a forma de onda da corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos para energia elétrica na forma de onda do tipo alternada senoidal que é compatível com o sistema elétrico de distribuição que conectam os centros urbanos e pólos industriais de praticamente todo o mundo (REQUENA, 2009).

Desta maneira a energia produzida por painéis fotovoltaicos que convertem a energia solar em energia elétrica ganham a possibilidade, através do inversor, para poderem ser conectadas diretamente no sistema elétrico convencional, e este tipo de conversão conectada diretamente à rede elétrica caracteriza a geração distribuída, onde a energia gerada está pronta para ser consumida pelas cargas dispensando o sistema de transmissão, e por consequência reduzindo as perdas entre a geração e a carga, que por sua vez contribui com a eficiência energética.

No entanto ainda existe a questão de que o sistema estará apenas gerando energia durante o dia e variando ao longo dele, assim este tipo de geração fotovoltaica conectada diretamente à rede elétrica - SFCR deve operar em conjunto com outras fontes de energia que compõe a matriz geradora para garantir continuidade no fornecimento de eletricidade para as cargas (URBANETZ, 2010).

Neste trabalho não serão abordados os sistemas fotovoltaicos isolados - SFI e sistemas fotovoltaicos híbridos - SFH que servem para alimentar cargas isoladas. A seguir serão abordados alguns motivos para que os sistemas SFCR não operem sem que estejam conectados a um sistema elétrico convencional para que não haja geração de energia de forma isolada principalmente por requisitos de segurança.

2.4.1 Princípios Básicos da Geração de Energia Fotovoltaica

O efeito fotovoltaico - FV é um fenômeno de geração de eletricidade em um dispositivo opto eletrônico devido a absorção da radiação solar. Este efeito foi descoberto por E. Bequerel em 1839. Em 1958 foi lançado o primeiro satélite espacial contendo células fotovoltaicas que demonstrou utilidade para a mesma (REQUENA, 2009).

Os dispositivos que geram energia através do efeito fotovoltaico são chamados placas ou geradores fotovoltaicos e a unidade mínima onde ocorre o fenômeno de conversão da energia são chamadas células solares (REQUENA, 2009). A figura 5 apresenta uma representação de uma célula, módulo e painel fotovoltaico.

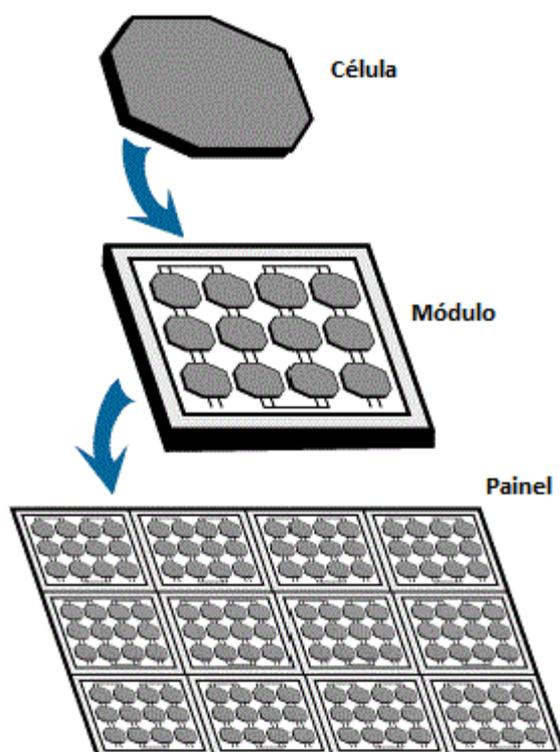


Figura 5 – Célula, módulo e painel fotovoltaico

Fonte: NASA, 2002

Na fabricação das células fotovoltaicas, são utilizados semicondutores devido ao fato que a energia que liga os elétrons de valência ao núcleo deste tipo de material são similares a energia que possuem os fótons que constituem a radiação solar. A figura 6 apresenta o princípio de funcionamento de uma célula solar.

Junção P/N de Silício e o Funcionamento de uma Célula Fotovoltaica

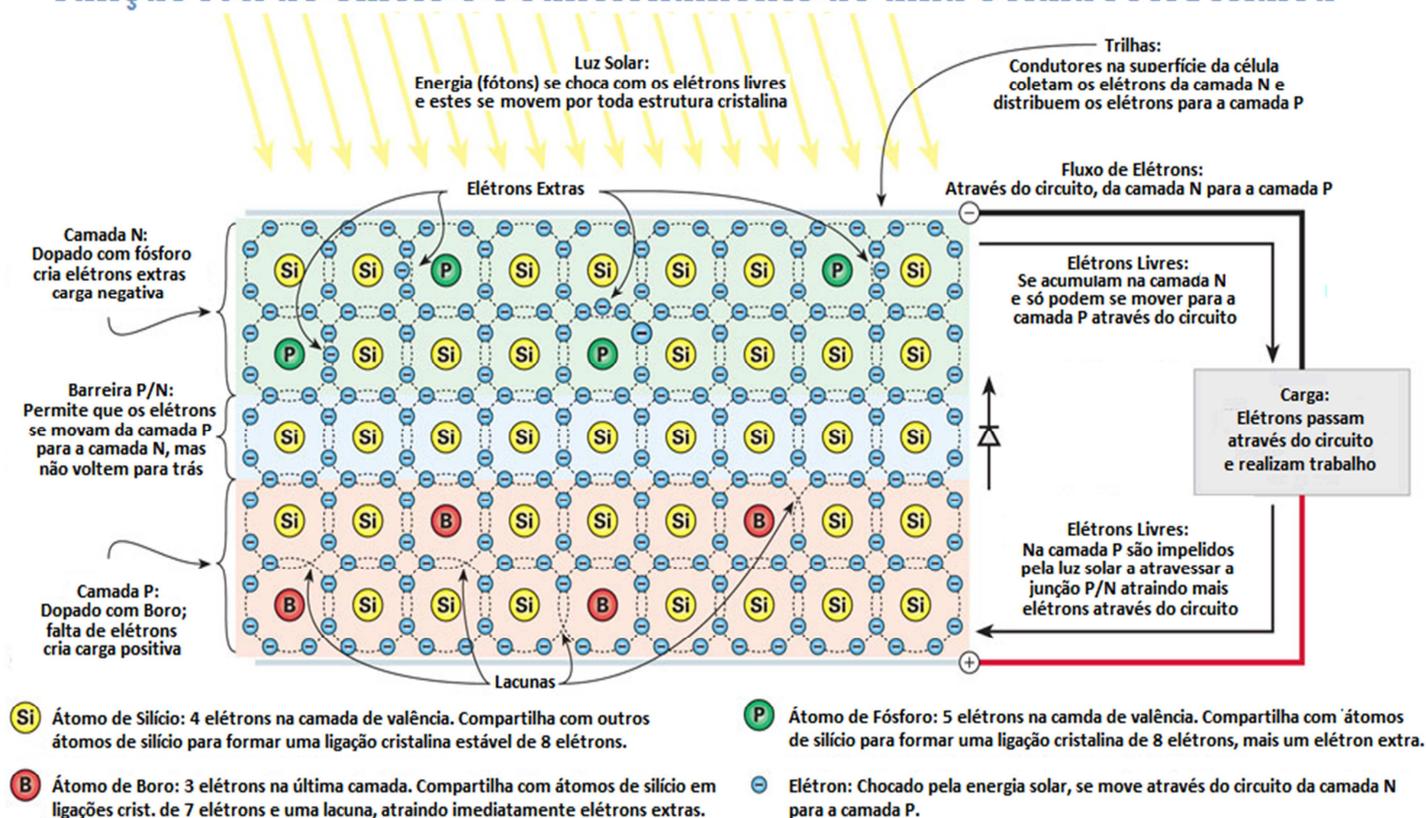


Figura 6 – Funcionamento de uma Célula Fotovoltaica

Fonte: *Home Power Magazine*, 2012

As células solares podem ser feitas de diversos tipos de materiais semicondutores entre eles se destaca o silício - Si que também é fabricado de diversas maneiras conforme a seguir (EPE, 2012).

- Silício Monocristalino: As células são feitas de um só cristal de silício com alta pureza.
- Silício Policristalino: As células são formadas por vários cristais de silício e a vantagem é que possuem um custo menor de fabricação em relação ao monocristalino e sua eficiência é comparável.
- Silício Amorfo: A tecnologia de produção do silício amorfo está evoluindo aceleradamente nos últimos anos e atualmente a grande vantagem foram os ganhos com a eficiência deste tipo de célula em relação ao mono e policristalino.

Existem também células solares fotovoltaicas a base de Telureto de Gálio - GaTe, Telureto de Cádmiu - CdTe, Arseneto de Gálio - GaAs, também conhecidas como Filmes Finos que apresentam em geral um alto índice de eficiência na

conversão de energia solar em energia elétrica, no entanto, ainda possuem custo de produção muito alto. (EPE, 2012).

Outra família de células é a do Disseleneto de cobre e índio (CuInSe_2), conhecido pela sigla CIS, e também o Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (Cu(InGa)Se_2), conhecido como CIGS, que possuem aplicação arquitetônicas em edificações devido a flexibilidade assim como módulos coloridos de silício amorfo e cristalino também possuem aplicações arquitetônicas dentre outras.

Nas figuras 7 e 8 são ilustrados alguns exemplos de células fotovoltaicas.

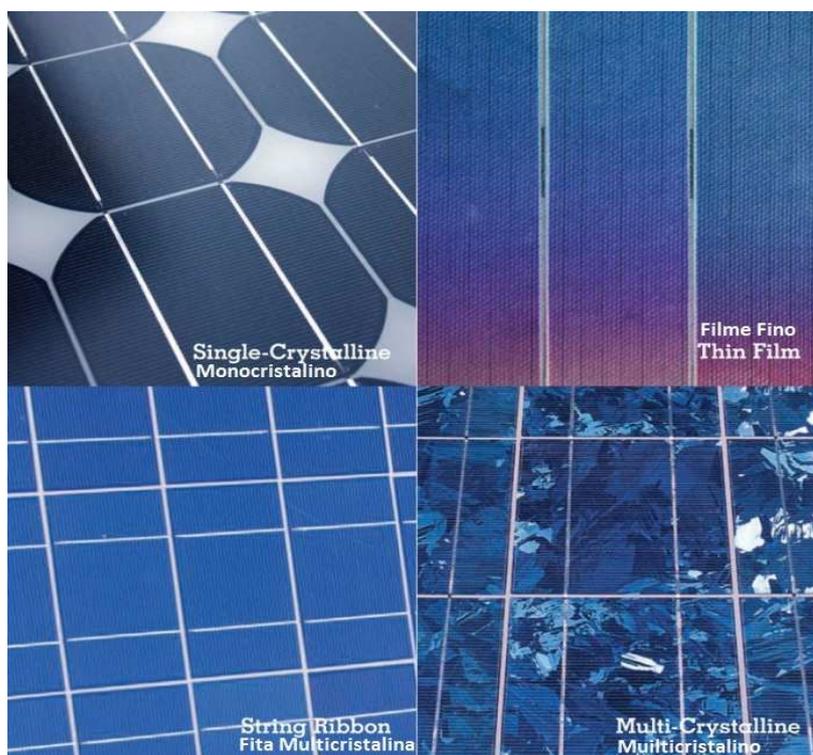


Figura 7 – Alguns tipos de Células Fotovoltaicas

Fonte: *Home Power Magazine*, 2012



Figura 8 – Outros tipos de Células Fotovoltaicas

Fonte: *Deltaenergie*, 2012

2.4.2 Princípios Básicos dos Inversores de Frequência

Um equipamento necessário para que a energia convertida pelos painéis fotovoltaicos seja aproveitada pelas cargas comuns dos equipamentos utilizados no ambiente doméstico é o chamado inversor de frequência. (DUGAN *et al.*, 2004).

Existe a possibilidade de utilização da energia fotovoltaica em sistemas isolados, ou seja, como casas, barcos e trailers. Algumas cargas, como lâmpadas e aquecedores podem ser alimentadas diretamente pelos módulos fotovoltaicos, outras, como equipamentos eletrônicos, exigem a conversão da corrente contínua em corrente alternada. Nestes casos, em geral são utilizados circuitos inversores de onda retangular, ou também conhecidos como de onda senoidal modificada, relativamente mais baratos. Baterias, normalmente estacionárias, acopladas a um controlador automático de carga (da bateria), como os elementos apresentados na figura 9, complementam a geração nos períodos noturnos e de baixa irradiância solar e estabilizam a tensão e corrente do gerador (Nota técnica EPE, 2012).

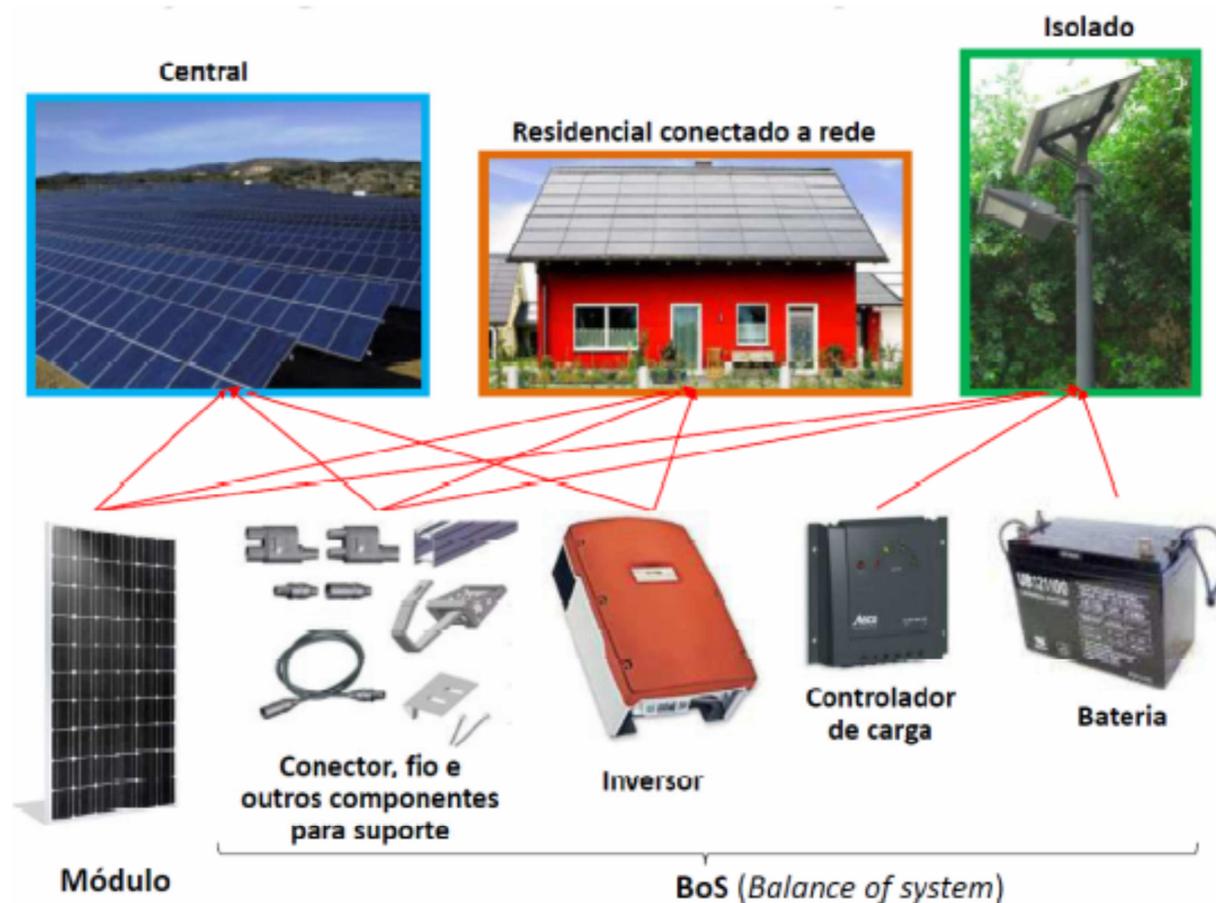


Figura 9 – Componentes dos sistemas de geração fotovoltaica

Fonte: Nota técnica EPE, 2012

Conforme a definição do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* - IEEE, mais precisamente a IEEE 929-2000, os inversores são equipamentos que convertem corrente contínua - CC em corrente alternada - CA que é uma característica necessária para aproveitar a energia produzida pelos sistemas fotovoltaicos - SFV para os padrões de energia elétrica existentes na rede de distribuição das concessionárias para que o SFV seja conectado diretamente à rede de energia (DUGAN *et al.*, 2004).

Além de realizar a função de converter a energia, os inversores de frequência realizam a interface de acoplamento da fonte geradora com a rede elétrica (DUGAN *et al.*, 2004) também no que diz respeito às características de proteção necessárias para ambos os lados do gerador e da carga além de compatibilizar a quantidade energia injetada na rede elétrica com a produzida pelos painéis fotovoltaicos conforme a exposição solar dos mesmos, algoritmo SMPP - *search maximum power point*. Um exemplo é o sistema apresentado na figura 10.



Figura 10 – Inversores de frequência conectados à rede, instalados na SE Fazenda Iguaçu

Fonte: Copel, 2012

Os inversores são construídos com dispositivos semicondutores, normalmente transistores IGBTs - *Induction Gate Bipolar Transistors* ou MOSFETs - *Metal Oxide semiconductor field-effect transistor* ou também retificadores controlados, para efetuar o chaveamento da corrente elétrica contínua de acordo com um oscilador interno programado para a frequência da rede elétrica, no Brasil 60Hz, em que será conectado para o caso dos inversores autocomutados (IEEE 929-2000).

Existem ainda os inversores comutados pela rede onde de acordo com um processador de sinal digital - DSP que se encarrega de ler a forma de onda da rede elétrica e provocar o chaveamento dos IGBTs de forma a acompanhar a forma da onda da rede elétrica inclusive distorções que possam existir na mesma e assim tornam-se mais compatíveis com o sistema aonde será conectado. (IEEE 929-2000).

Ambos os métodos atuam no disparo dos semicondutores de potência controlando a largura do pulso, para injetar a quantidade de corrente necessária através do método de modulação da largura de pulso - PWM, para impor uma corrente instantânea necessária sobre a forma de onda, conforme figura 11, ocorrendo assim um fluxo de corrente no sentido da rede elétrica, ou seja, injetando energia na mesma (IEEE 929-2000).

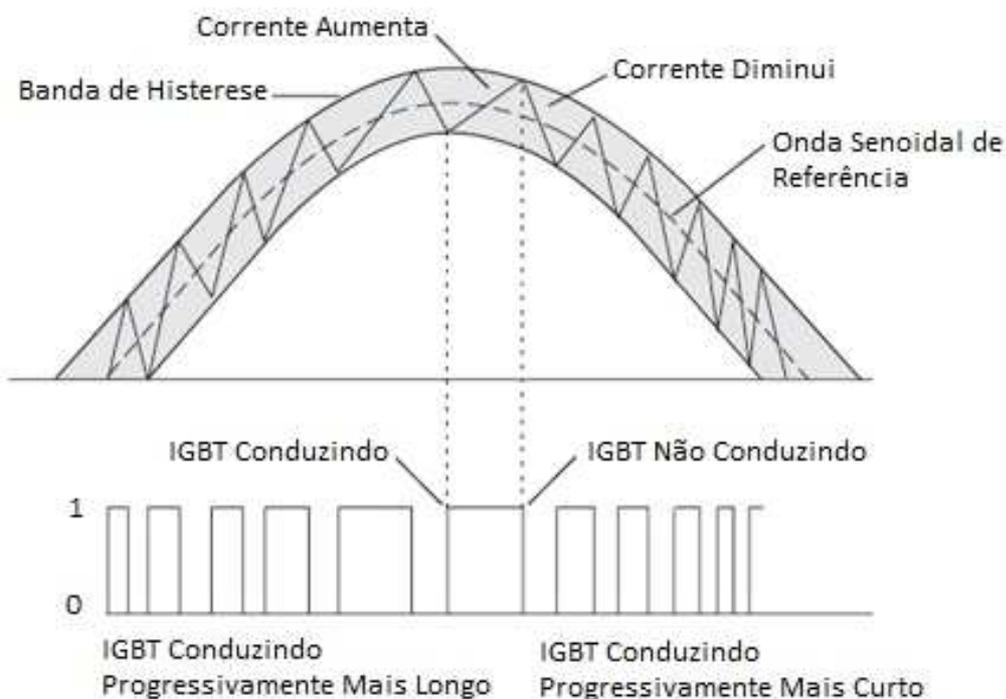


Figura 11 - Composição da onda em função do PWM aplicado aos IGBTs

Fonte: ScreenLight & Grips E-News Letter, 2009

Ainda os inversores conforme a sua configuração elétrica possuem características diversas em sua isolação galvânica entre a fonte CC e a rede CA com diversas topologias de interligação entre as células FV e com outros inversores (central, série, multisérie, módulos CC/CA separados) e também conforme o projeto do sistema de chaveamento ainda ter múltiplos estágios de média e alta frequência de processamento entre a entrada e a saída. (DUGAN *et al.*, 2004)

2.4.3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede - SFCR

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são constituídos basicamente por: painel FV e inversor, não sendo utilizados elementos para armazenar a energia elétrica, como por exemplo o sistema na figura 12. Basicamente, a rede elétrica da concessionária é vista como elemento armazenador, pois toda energia gerada é colocada em paralelo com a energia da rede. (URBANETZ, 2010). Os sistemas conectados apresentam algumas vantagens:

"(...) atuam como usinas geradoras de energia elétrica em paralelo às grandes centrais geradoras. Podem ser integrados à edificação sobrepondo ou substituindo elementos de revestimento – e, portanto, próximos ao ponto de consumo, ou do tipo central FV [Usinas Solares], sendo esta tipicamente distante do ponto de consumo." (URBANETZ, 2010)

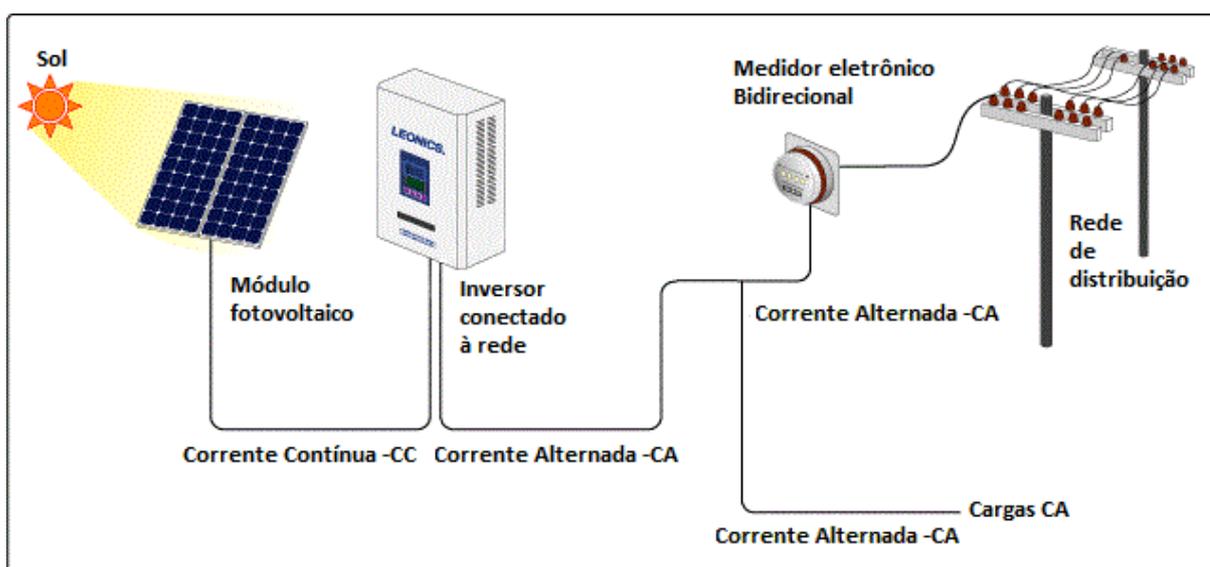


Figura 12 - SFCR conectado em uma rede de distribuição interna de uma residência

Fonte: Adaptado Solar Green Wind.com, 2011

2.4.4 Qualidade de Energia e Segurança

O processo de chaveamento utilizado por todas as topologias de inversores podem produzir alguns inconvenientes quanto a qualidade de energia, termo este utilizado para descrever parâmetros considerados aceitáveis para que os equipamentos conectados na rede elétrica venham a funcionar de forma satisfatória (IEEE-2009).

O parâmetro mais discutido é a distorção harmônica que o inversor empregado nos SFCRs podem produzir sem prejudicar a eficiência do sistema elétrico face as correntes não lineares produzidas pelo sistema de conversão por chaveamento. A distorção harmônica é uma composição da frequência fundamental da onda senoidal, presente na rede elétrica de distribuição, com outras ondas senoidais de frequência múltipla que se somam, conforme o exemplo na figura 13, resultando numa onda distorcida quando comparada a forma da onda original (PINTO NETO, 2012).

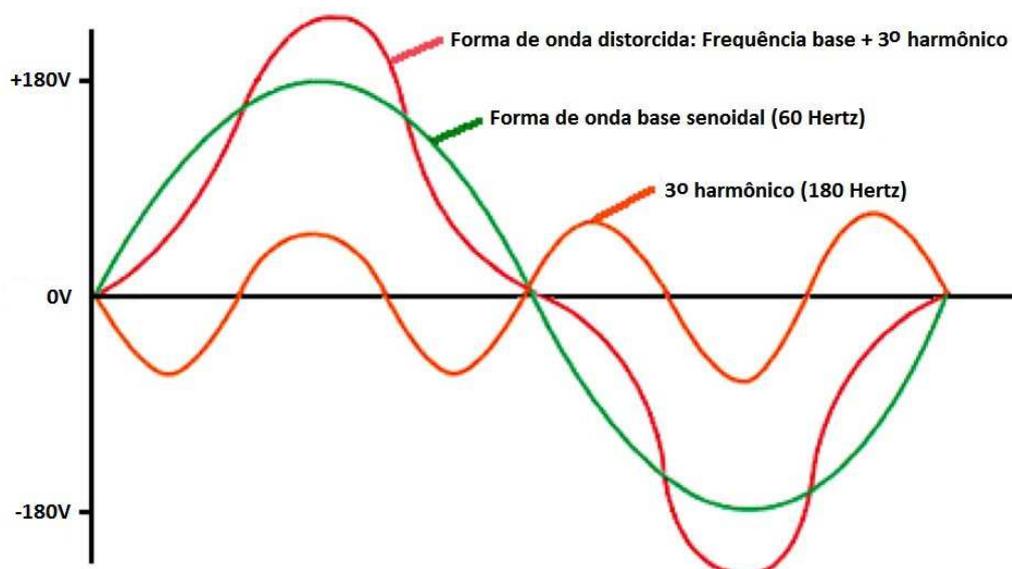


Figura 13 - Distorção harmônica produzida por harmônico de 3ª ordem a uma onda senoidal
Fonte: Harmonic Distorsion Analysis - Seletricity, 2013

Diversos estudos realizados ao longo dos anos produziram uma série de requisitos para que equipamentos eletrônicos de características não-lineares, que é o caso do inversor de frequência dos SFCRs, atendam (IEEE-929-2000).

No Brasil a qualidade de energia é tratada pelos Procedimentos Distribuição - PRODIST, módulo 8, que é um conjunto de condições e recomendações quanto aos níveis de tensão e frequência, desequilíbrios e distorção harmônica na forma de

onda fundamental que podem ser tolerados e devem ser respeitados pelas distribuidoras de energia elétrica do país. A revisão 4 de 1º de Fevereiro de 2012 foi aprovada pela ANEEL pela Resolução Normativa nº 467/2011 (ANEEL, 2011).

Terminologia utilizada nas formulações do cálculo de valores de referência para as distorções harmônicas de acordo com o PRODIST:

- DTTv% - Distorção harmônica total de tensão em percentagem;
- DITh% - Distorção harmônica total de corrente em percentagem;
- h - Número de ordem harmônica;
- Vh - Tensão harmônica de ordem 'h', [V];
- hmáx – Ordem harmônica máxima;
- hmin – Ordem harmônica mínima;
- V1 - Tensão fundamental, [V];

Assim o projeto e construção dos inversores de frequência devem atender estas normas e procedimentos para que a rede elétrica mantenha níveis satisfatórios em condições operacionais consideradas normais para as cargas comumente conectadas ao mesmo. (CARVALHO, 2012).

Por exemplo conforme o PRODIST, os inversores de frequência não devem provocar distorção harmônica total de tensão maior que 10% em sistemas de distribuição com tensão nominal igual ou inferior a 1000V (ANEEL, 2012).

Outro aspecto fundamental a ser observado é a segurança que o usuário da energia fotovoltaica vai obter, pois haverá uma fonte de energia conectada e se por alguma falha houver energização acidental em um sistema elétrico que venha a ser desligado para manutenção, os danos poderão custar vidas humanas assim toda a concepção do SFCR deve estar voltado também a proteção em caso de falta de energia proveniente da rede que pode ser ocasionada acidentalmente ou propositalmente para manutenção dentre outras ações.

Para isto o inversor de frequência deve estar munido de um sistema de proteção que impeça sobrecargas e principalmente não opere de forma isolada (*anti-island*), também chamado de operação ilhada, gerando tensão na saída em caso de estar desconectado da rede de energia ou mesmo quando a rede estiver fora dos parâmetros considerados normais para que não haja contribuição para faltas, afundamentos de tensão e curtos-circuitos nas instalações elétricas adjacentes.

3 REQUISITOS DE CONEXÃO PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Neste capítulo será abordado através da pesquisa desenvolvida, alguns aspectos e características dispostos em normas técnicas de diversas entidades, legislações brasileiras e nos requisitos de conexão especificamente para conexão de mini e microgeração fotovoltaica na Copel, no quesito geração distribuída conectada à rede elétrica de distribuição. Também serão vistos alguns resultados derivados do processo de compensação financeira da energia gerada pelo SFCR proposto no país e que servirá para despertar interesse principalmente quanto a viabilidade econômica de certos casos conforme o sistema tarifário existente no Brasil e em suas diversas empresas de distribuição ao longo do vasto território brasileiro.

3.1 CARACTERÍSTICAS DAS NORMAS INTERNACIONAIS PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Existem diversas normas e regulamentações sobre a conexão de sistemas dispersos à rede elétrica elaboradas por diferentes órgãos técnicos mundiais, como o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos - IEEE e a Comissão Eletrotécnica Internacional - IEC. Esses documentos abordam tópicos relacionados à qualidade da energia, operação e segurança dos sistemas conectados à rede, entre os mais empregados estão:

IEEE 929/2000 – *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*: trata-se da prática recomendada para a interface entre a concessionária e os sistemas fotovoltaicos;

IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*: essa norma se aplica a fontes distribuídas conectadas aos sistemas elétricos de potência;

IEC 61727 – *Characteristics of the Utility Interface*: apresenta as características da interface das concessionárias;

IEC 62116 – *Testing Procedure of Islanding Prevention Methods for Utility-Interactive Photovoltaic Inverters*: são os procedimentos para testes dos métodos de prevenção de ilhamento presentes em inversores de sistemas fotovoltaicos.

DIN V VDE 0126-1-1 – *Automatic Disconnection Device Between a Generator and the Public Low-Voltage Grid*: são recomendações que referem-se ao elemento

automático de desconexão aplicado na interface entre o gerador e a rede de distribuição.

A recomendação IEEE 929 é quem ganha maior destaque por abordar as questões a serem aplicadas aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede operando em paralelo com o fornecimento da concessionária e utilizando inversores na conexão. (PINTO NETO *et al.* 2012)

As recomendações da norma são específicas para sistemas pequenos, até 10kW de capacidade de geração, usados em residências. Além disso, ela pode ser utilizada como diretriz para sistemas médios, entre 10kW e 500kW de potência nominal (IEEE 929-2000).

Os inversores empregados em pequenos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, são basicamente desenvolvidos para atender aos requisitos de qualidade e as funções de segurança e proteção propostos na IEEE 929. Assim compreender as práticas recomendadas nessa norma ajuda a entender o funcionamento desses sistemas, a seguir encontram-se resumidos os principais tópicos abordados na norma IEEE929 (CARVALHO, 2012).

- Tensão de Operação

A maioria dos sistemas fotovoltaicos conectados a redes comerciais não está habilitada a regular a tensão no ponto de conexão, eles apenas injetam corrente na rede. Dessa forma, a faixa de tensão de operação dos inversores para esses sistemas tem a função de proteção que atua como resposta às condições anormais de operação. Ou seja, quando a tensão no ponto de conexão está fora da faixa de operação normal, o inversor deve cessar a energização da rede conforme parâmetros apresentados na tabela 1 (IEEE 929-2000).

Tabela 1 - Tempo máximo de resposta do inversor para valores anormais da tensão no ponto de conexão definido na IEEE 929/2000.

Tensão RMS no PCC	Tempo Máximo para Cessar a Energização
$V < 50\%$	6 ciclos
$50\% \leq V < 88\%$	120 ciclos
$88\% \leq V < 110\%$	Operação Normal
$110\% \leq V < 137\%$	120 ciclos
$V \geq 137\%$	2 ciclos

A faixa de tensão que o conversor deve ser capaz de operar, conforme proposto na norma, é de 88% a 110% da tensão nominal do sistema. E o inversor deve cessar a energização da rede quando a tensão no ponto de conexão estiver fora dessa faixa seguindo os tempos máximos indicados na Tabela 1. (IEEE 929-2000).

- Frequência

O controle da frequência do sistema é feito pela concessionária de energia. Logo, o SFCR deve operar em sincronismo com a mesma. Dessa forma, os sistemas fotovoltaicos devem seguir o padrão de faixa de operação de frequência de cada país. A norma sugere que no caso dos países da América do Norte a faixa de operação seja de 59.3Hz a 60.5Hz, sendo que o inversor deve cessar a energização em no máximo 6 ciclos após o início da condição anormal (CARVALHO, 2012).

- Distorção Harmônica

A distorção harmônica total da corrente de saída do sistema fotovoltaico deve ser inferior a 5% da corrente fundamental em condições nominais de operação. Cada harmônico individual deve ser limitado aos valores apresentados na Tabela 2, sendo que esses limites são referentes à porcentagem da corrente fundamental em condições nominais. Além disso, os harmônicos pares presentes em cada faixa destacada devem ser menores do que 25% do valor listado para os harmônicos ímpares (CARVALHO, 2012).

Tabela 2 - Limites de distorção harmônica recomendados na norma IEEE 929/2000.

Faixa de Harmônicos Ímpares	Limite de Distorção
3 ^o - 9 ^o	4,0%
11 ^o - 15 ^o	2,0%
17 ^o - 21 ^o	1,5%
23 ^o - 33 ^o	0,6%
Acima do 33 ^o	0,3%

Além da preocupação com os níveis de distorção harmônica da corrente de saída do sistema fotovoltaico, outra questão é a injeção de corrente contínua (CC) diretamente na rede que é um problema. O SFCR não deve injetar CC acima de 0,5% da corrente nominal de saída do inversor em condições operacionais normais ou anormais. Normalmente, dois métodos para prevenir a injeção de CC são empregados, um é a incorporação de um transformador de isolamento na saída CA do

inversor, outro é o uso de um sensor de corrente que desconecta o SFCR quando a componente CC ultrapassa o valor especificado (CARVALHO, 2012).

- Fator de Potência

Os inversores com controle de corrente utilizados em sistemas fotovoltaicos são capazes de regular a defasagem entre a corrente CA de saída em relação à tensão da rede. Na grande maioria de SFCR, essa defasagem é regulada de modo que o fator de potência seja próximo do valor unitário, ou seja, corrente em fase com a tensão da rede (CARVALHO, 2012).

Em muitos caso, o inversor não atinge o valor idealmente unitário devido à influência da distorção harmônica da corrente de saída dos inversores no valor do fator de potência. (PINTO NETO *et al.*, 2012)

Quando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é baixa, menor do que 10% da capacidade nominal dos SFCRs, os inversores projetados para fator de potência unitário podem operar com fator não unitário. Esse fenômeno ocorre devido aos componentes inerentes ao inversor, tais como, filtros de saída e transformadores (CARVALHO, 2012).

A IEEE 929 recomenda que os fatores de potência dos sistemas fotovoltaicos devem ser superiores a 0,85, indutivo ou capacitivo, quando a potência gerada é superior a 10% da capacidade nominal. Em casos especiais, nos quais o SFCR possui compensação de potência reativa, esse limite pode variar dependendo da aprovação da concessionária.

- Proteção Anti-Ilhamento

O ilhamento é uma condição em que uma porção do sistema da concessionária composto por cargas e geração se mantém energizada e em operação isolada do restante da rede da concessionária (CARVALHO, 2012).

Devido ao controle de corrente empregado nos inversores e a incapacidade dos mesmos de regular a tensão nos terminais CA, na ocorrência de um ilhamento os níveis de tensão e frequência dificilmente se manterão nas faixas especificadas como ideais pela norma, resultando no cessar da operação do inversor.

Entretanto, mesmo havendo uma probabilidade mínima, pode ocorrer um balanço entre a geração do SFCR e a carga, resultando na continuidade da operação do sistema mesmo durante o ilhamento. Por motivos de segurança, durante a manutenção do sistema da concessionária em função de possíveis interferências no restabelecimento da operação normal e por impactos na qualidade do fornecimento, o ilhamento deve ser evitado. Dessa forma, a pequena probabilidade de balanço entre geração e carga durante o ilhamento deve ser eliminada pelo uso de proteção anti-ilhamento (CARVALHO, 2012).

A proteção mais utilizada é a inclusão dessa funcionalidade aos inversores, passando a serem denominados inversores com anti-ilhamento. Esses equipamentos cessam a energização dos terminais CA em 10 ciclos ou menos quando:

a- Ocorre disparidade de pelo menos 50% entre a potência ativa da carga e a de saída do inversor, isto é, a potência ativa da carga é menor do que 50% ou maior do que 150% da potência de saída do inversor (IEEE 929-2000);

b- O fator de potência da carga durante o ilhamento é inferior a 0.95, atrasado ou adiantado (IEEE 929-2000).

- Reconexão à Rede Após um Distúrbio

Após a ocorrência de um evento no sistema elétrico de potência (SEP), que tenha forçado a desconexão do sistema fotovoltaico da rede, o mesmo deve permanecer em estado de espera até que as condições normais de operação sejam restauradas e mantidas pela concessionária por no mínimo 5 minutos. Decorrido o tempo especificado, o conversor pode ser reconectado à rede (CARVALHO, 2012).

3.2 CARACTERÍSTICAS DAS NORMAS NACIONAIS PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

As normas brasileiras são bem recentes, sendo praticamente todas editadas em 2012 e 2013 e ainda estão sendo debatidas e avaliadas, como é o caso da NBR 16149 que trata das características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.

A NBR 16150 já publicada também trata das características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, mas, especificamente refere-se aos procedimentos de ensaio de conformidade (ZILLES, 2011).

A NBR IEC 62116 que é uma tradução da IEC 62116, e que trata especificamente sobre os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição, um assunto bastante impactante na questão de segurança principalmente durante falhas no sistema e desligamentos programados para manutenção das instalações elétricas de distribuição (ZILLES, 2011).

Ainda existe a NBR 10899 que está sendo revisada e que trata da terminologia da energia solar fotovoltaica, e o capítulo CE-03:064.01 que será agregado à NBR 5410 que trata das instalações elétricas de baixa tensão em geral no Brasil (ZILLES, 2011).

3.2.1 Características para Conexão de GD Previstas pelo PRODIST e pela ANEEL

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST, são um conjunto de normas, recomendações e procedimentos que as concessionárias de distribuição de todo o Brasil devem seguir e aplicar em suas práticas de trabalho em relação a ações com os consumidores de energia e determinados em conjunto com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (CARVALHO, 2012).

Estes procedimentos são divididos em 8 seções que tratam de uma série de questões que envolvem o sistema de distribuição na tensão abaixo de 230kV, os módulos, 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição), 4 (Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição), e 8 (Qualidade da Energia Elétrica) são os que possuem mais informações relacionadas à conexão à rede de sistemas fotovoltaicos, como

exemplo características da rede de distribuição e as faixas operacionais de tensão, frequência e fator de potência mínimo (CARVALHO, 2012).

Com a intenção de fomentar o emprego de geração distribuída em faixas de potência inferiores a 1MW, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 criando o termo microgeração e minigeração, como na figura 14, e regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica, no qual a energia ativa gerada por uma unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída compensa o consumo de energia elétrica ativa.

O consumo das unidades que aderirem ao sistema de compensação de energia a ser faturado será a diferença entre a energia consumida e a injetada, por posto horário quando for o caso, devendo a distribuidora computar o excedente que não tenha sido compensado no ciclo de faturamento corrente para abater do consumo medido em meses subsequentes até o período de 36 meses (Resolução Normativa nº 482).

A resolução ainda regulamenta os critérios de acesso da micro e minigeração aos sistemas de distribuição, a adequação dos sistemas de medição de energia elétrica das unidades que aderirem ao sistema de compensação de energia e define as responsabilidades por danos ao sistema elétrico.



Figura 14 - Características Micro e Mini GD.

Fonte: ABRADDEE, 2012

A redação da Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição foram alterados pela Resolução Normativa nº 517 de 11 de Dezembro de 2012 basicamente nas questões referentes ao sistema de compensação financeira, créditos de energia, questões contratuais entre consumidor e distribuidora, custos de eventuais recapacitações na rede de energia e observações quanto às especificações técnicas e responsabilidade financeira para adequação dos medidores de energia para efetuarem a contabilização pois devem ser no mínimo bidirecionais possuindo memórias distintas para aferição da energia ativa consumida e a energia ativa injetada na rede de distribuição (ANEEL, 2012).

Os procedimentos para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição foram definidos na seção 3.7 do PRODIST e devem cumprir alguns requisitos mínimos conforme a seguir.

- Tensão de Conexão da Central Geradora

A tensão de conexão das unidades de micro e minigeração distribuída é definida no PRODIST de acordo com as faixas de potência das mesmas, conforme indicado na tabela 3 a seguir. O nível de tensão de conexão das demais centrais geradoras será definido pela distribuidora de acordo com as limitações técnicas da rede (CARVALHO, 2012).

Tabela 3 - Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentrais geradoras

Fonte: ANEEL, 2012

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Nota: A quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas da rede.

3.2.2 Requisitos Mínimos para o Ponto de Conexão da Central Geradora previstos no PRODIST

Os requisitos mínimos necessários para o ponto de conexão da central geradora também são definidos em função da potência instalada da mesma (CARVALHO, 2012). Entre eles estão:

- Elemento de desconexão: trata-se de uma chave seccionadora visível e acessível que a concessionária usa para garantir a desconexão da central geradora durante a manutenção em seu sistema. Necessário em todas as unidades de micro e minigeração distribuída independente da potência instalada;
- Elemento de interrupção: também é necessário em todas as centrais geradoras. É um elemento de interrupção automática acionado por proteção, para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para minigeradores distribuídos;
- Transformador de acoplamento: requisitado apenas nos casos em que a potência instalada é superior a 101 kW;
- Proteção de sub e sobretensão: dispositivos de proteção que atuam quando a tensão cai abaixo ou ultrapassa um valor preestabelecido. Necessário em todas as unidades de micro e minigeração. Entretanto, no caso das mesmas possuírem potência instalada inferior a 500 kW não se faz necessário o uso de relé de proteção específico, mas de um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção (CARVALHO, 2012);
- Proteção de sub e sobrefrequência: dispositivos de proteção que atuam quando a frequência cai abaixo ou ultrapassa um valor preestabelecido. Assim como no caso anterior, é necessário em todas as unidades de micro e minigeração. Entretanto, no caso das mesmas possuírem potência instalada inferior a 500 kW não se faz necessário o uso de relé de proteção específico, mas de um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção; (PRODIST, seção 3.7, 2012).
- Proteção contra desequilíbrio de corrente: previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW;
- Proteção contra desbalanço de tensão: previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW;
- Sobrecorrente direcional: previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW;
- Sobrecorrente com restrição de tensão: quando ocorre um curto-circuito em um gerador, a corrente de curto-circuito amortece rapidamente e seu valor permanente

pode ficar abaixo da corrente nominal do gerador. Esse tipo de proteção diferencia a ocorrência desse fenômeno da operação normal do gerador. Previsto somente para unidades geradoras acima de 500 kW (PRODIST, seção 3.7, 2012).

- Relé de sincronismo: permite o paralelismo entre as centrais geradoras e a rede elétrica e deve ser empregado em todos os casos;
- Anti-ilhamento: proteção apresentada na seção anterior. Necessária em todas as centrais geradoras;
- Estudo de curto-circuito: se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização do estudo de curto-circuito, caberá à acessada a responsabilidade pela sua execução e somente nos casos de unidades de minigeração distribuída;
- Medição: para microgeração faz-se necessário o uso de medidores de energia bidirecional capaz de diferenciar, no mínimo, a energia elétrica ativa consumida da injetada na rede. Já para minigeração devem ser utilizados medidores de quatro quadrantes, isto é, capazes de medir energia ativa e reativa tanto injetada na rede quanto consumida (CARVALHO, 2012);
- Ensaios: em todos os casos, o acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, internacionais. A norma IEEE 1547 apresenta ensaios comuns empregados em unidades de geração distribuída (CARVALHO, 2012).

Também é previsto que nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, como os sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede, que as proteções mencionadas podem ser inseridas intrinsecamente no referido equipamento, não sendo necessária implementação externa e a acessada pode propor proteções adicionais, desde que justificadas tecnicamente, em função de características específicas do sistema de distribuição acessado, exceto para central geradora classificada como microgeração distribuída (PRODIST, seção 3.7, 2012).

Outras demais questões relacionadas com a qualidade da energia gerada devem seguir os valores de referência que são adotados para os indicadores de qualidade estabelecidos na seção 8.1 do módulo 8 do PRODIST como níveis de tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência (CARVALHO, 2012).

3.3 CARACTERÍSTICAS PARA CONEXÃO DE MINI E MICRO GD FOTOVOLTAICA NA COPEL

Neste capítulo serão abordados os requisitos de conexão exclusivos da Norma Técnica Copel - NTC 905100 - Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Companhia Paranaense de Energia - COPEL, no tocante apenas aos requisitos para conexão de mini e microgeração fotovoltaica que inclui um inversor de frequência na interface de conexão entre o gerador e a rede elétrica previsto na Resolução ANEEL 482/2012 e que está de acordo com o PRODIST e ainda observa as principais referências às normas internacionais.

A NTC foi criada com o intuito de prever a operação em paralelo de unidades geradoras com o sistema elétrico de distribuição da Copel e é válido para todos os tipos de fontes geradoras e neste trabalho de pesquisa foi focado para o gerador fotovoltaico conectado à rede - SFCR enquadrado na modalidade de mini e microgeração (Copel, 2010).

No manual são tratados outros tipos de geração como eólico, centrais térmicas e pequenas centrais hidrelétricas, mas que não foram abordados neste trabalho e que futuramente podem ser incluídos, pois num futuro próximo deveremos ter outras fontes de geração distribuída, como por exemplo a eólica, que deverão estar presentes até mesmo nas regiões urbanas e que poderão ser enquadradas como mini e microgeração distribuídas e participarem de processos similares.

A norma Copel NTC 905100 traz as principais considerações previstas pela ANEEL divididas por potência instalada, nível de tensão do sistema elétrico a ser acessado e subdivide-se em geradores convencionais e eólicos ou fotovoltaicos pela distinção de haver um inversor de frequência na interface de conexão ou não.

Conforme caracterizado pela ANEEL, tem-se a microgeração com potência instalada menor ou igual a 100kW e a minigeração com potência instalada maior que 100kW e menor que 1000kW ou 1MW.

Conforme caracterizado pelo PRODIST módulo 3, seção 3.7, especifica que o atendimento em baixa tensão - BT ocorre até a potência instalada de 100kW. No entanto, especificamente na Copel temos características de potência de atendimento no sistema elétrico de distribuição em baixa tensão, no caso 220/127V até 75kW e acima de 75kW em média tensão 13,8kV ou 34,5kV.

Desta forma a NTC 905100 prevê uma análise caso a caso se solicitado atendimento para inclusão de geração no sistema de distribuição em BT entre as faixas de potência de 76 e 100kW.

Na tabela 4 é possível observar como a potência de conexão prevista no PRODIST é atendida pela NTC considerando as características específicas da Copel.

Tabela 4 - Níveis de tensão considerados para a conexão de micro e minicentrals geradoras previstos pelo PRODIST em comparação com a NTC 905100

Potência Instalada	Nível de Tensão de Conexão PRODIST	Tensão de conexão NTC 905100
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)	220/127V (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)	220/127V (trifásico)
76 kW a 100 kW*		13,8/34,5kV (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão	
501 kW a 1 MW	Média Tensão	

*Para os consumidores na faixa de 76 a 100 kW que preferirem ser atendidos em BT, a COPEL irá analisar caso a caso (NTC 905100)

A NTC 905100 também apresenta algumas características diferenciadas relativas as funções de proteção para o sistema elétrico relacionado principalmente com às faixas de potência de geração instalada e que no caso de mini e microgeração fotovoltaicas podem ser definidos conforme a tabela a seguir.

Descrição das funções de proteção baseadas na norma ANSI apresentadas na NTC:

Tabela 5 - Funções de proteção conforme nomenclatura ANSI

50	Relé de sobrecorrente instantâneo
50N	Relé de sobrecorrente instantâneo de neutro
51	Relé de sobrecorrente temporizado
51N	Relé de sobrecorrente temporizado de neutro
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
27	Relé de subtensão
59	Relé de sobretensão
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
81 df/dt	Relé de frequência derivada
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização

Tabela 5 - Funções de proteção conforme nomenclatura ANSI (continuação)

46 (I2)	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente de sequência negativa
37	Relé de subcorrente ou subpotência
67	Relé direcional de sobrecorrente
67N	Relé direcional de sobrecorrente de neutro
47	Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
51V	Relé de sobrecorrente com restrição de tensão
32	Relé direcional de potência

A norma também destaca que o inversor do SFCR deve possuir intrinsecamente no mínimo proteções que sejam equivalentes às seguintes funções da norma ANSI conforme a tabela 6:

Tabela 6 - Funções de proteção intrínsecas do inversor de frequência

27/59	Sub e sobretensão
81U/O	Sub e sobrefrequência
25	Verificação de sincronismo
78	Medição de ângulo de fase
81 df/dt	Sub e sobrefrequência derivada

Para geração fotovoltaica com potência instalada igual ou inferior a 75kW é recomendado que seja implementado uma função de sobrecorrente temporizada e instantânea para fases e neutro (50/51N) que atue diretamente no disjuntor geral da instalação, mas não é obrigatório, podendo permanecer apenas o disjuntor existente recomendado na norma da distribuidora para o atendimento das cargas da unidade consumidora já atendida (NTC 905100, 2012).

Para potência instalada maior que 75kW e menor que 300kW é exigida a implementação de funções de proteção redundantes as mínimas exigidas no inversor e que atuem no disjuntor geral de baixa tensão da instalação ou no disjuntor da média tensão se este existir (NTC 905100, 2012).

Para potências superiores a 300kW e iguais ou inferiores a 500kW ainda é necessária a instalação de um religador, que é um dispositivo semelhante ao disjuntor mas que contem no mesmo equipamento o sistema de proteção e que é utilizado na maioria das concessionárias de distribuição e além das funções descritas acima e ter a função de proteção 46(I2) e 37 deverá também ser adequado o terminal da linha de média tensão na subestação através da a instalação de um

sistema chamado de *deadline*, ou linha morta, que verifica se existe tensão na linha do alimentador antes de efetuar um religamento (NTC 905100, 2012).

E finalmente para potências superiores a 500kW até 1MW é preciso que haja todas as proteções descritas anteriormente mais as funções 67/67N, 47, 46 e 51V.

A norma também recomenda para os casos onde é exigido o religador, a partir de 300kW, que haja um sistema de comunicação para que o centro de operações da distribuidora verifique e tenha controle sobre o estado do religador da geração e podendo operá-lo remotamente facilitando assim toda operação por parte da do centro de controle (NTC 905100, 2012).

3.3.1. Aspectos de segurança PRODIST e NTC

Com o intuito de aumentar a segurança nas instalações elétricas que conectam os geradores, deverá ser firmado em conjunto ao contrato de fornecimento de energia, uma cláusula de relacionamento operacional no caso de microgeradores (figura 15) e firmado um documento chamado acordo operativo que descreva o relacionamento, questões operacional entre as partes e devendo constar no contrato de adesão no momento da opção do faturamento pelo sistema de compensação.



Figura 15 - Característica contratual e operacional da Micro e Mini GD.

Fonte: ABRADÉE, 2012

A NTC comenta que é de responsabilidade exclusiva do acessante, o cumprimento dos procedimentos de segurança e os requisitos de sincronismo para possibilitar conexão segura do gerador em paralelo com o sistema elétrico da COPEL no caso de falha ou defeito de qualquer relé de proteção, a operação em paralelo não é permitida. Os relés de proteção deverão possuir função de auto-diagnóstico, sinalizando qualquer defeito ou falha de maneira visível. Nesta condição, o gerador deverá ser retirado de operação imediatamente (COPEL, 2013).

O acordo ou o relacionamento operacional prevê a operação em paralelo da unidade geradora com o sistema elétrico da distribuidora e é de responsabilidade exclusiva do acessante, o cumprimento dos procedimentos de segurança e os requisitos de sincronismo para possibilitar conexão segura do gerador em paralelo com o sistema elétrico no caso de falha ou defeito de qualquer relé de proteção, a operação em paralelo não é permitida (NTC 905100, 2012).

Sobre a qualidade de energia a norma cita que o gerador não deverá causar influências na qualidade de energia fornecida pela COPEL aos seus acessantes. Caso a distribuidora detecte problemas devido à operação da geração com o sistema, será providenciado o desligamento daquela geração até que o acessante implante as medidas cabíveis para solucionar o problema (COPEL, 2013).

3.3.2 Solicitação de Acesso de GD

Antes de conectar qualquer gerador em paralelo com o sistema elétrico da Copel é necessário solicitar o acesso e seguir os procedimentos previstos nas normas relacionadas. A conexão de gerador sem o consentimento da distribuidora coloca em risco os profissionais que trabalham na rede elétrica e pode prejudicar o bom funcionamento do sistema elétrico (COPEL, 2013).

O cliente interessado em aderir ao sistema de compensação de energia elétrica deve formalizar à Copel sua intenção através de uma Solicitação de Acesso. A unidade consumidora onde será instalada a central geradora deverá estar na condição ligada, ou seja, ativa no sistema da Copel. Não é possível fazer a solicitação em caso de ligação nova ou para unidades consumidoras desligadas.

No sistema de compensação de energia elétrica, a potência instalada de geração é limitada à carga instalada (unidades consumidoras atendidas em baixa tensão) ou à demanda contratada (unidades consumidoras atendidas em média ou alta tensão). Caso o cliente deseje instalar uma potência superior a esse limite, deve solicitar previamente o aumento de carga (baixa tensão) ou o aumento de demanda (média e alta tensão). Nesses casos poderá haver participação financeira do consumidor.

A Solicitação de Acesso deve ser entregue pessoalmente em uma agência de atendimento, e deve conter um Formulário para solicitação de Acesso de Micro e Minigeração Distribuídas (Anexos 1 e 2), o projeto das instalações de conexão,

incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico e diagramas, conforme a seção 3.3 do módulo 3 do PRODIST, a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) sobre o projeto e a instalação, a licença ambiental (LA), ou dispensa (DLA), emitida pelo órgão ambiental competente além de toda informação disponível a respeito da unidade geradora que será utilizada. (NTC 905100, 2012).

3.3.3 Inversor

É o componente do sistema de geração que converte em corrente alternada (compatível com a rede elétrica) a energia produzida em corrente contínua pelas unidades geradoras, sendo geralmente utilizado em sistemas de geração cuja fonte é solar ou eólica. Nem todos os sistemas de geração necessitam de inversor. O profissional responsável pelo projeto e instalação da central geradora identificará quando for indicado seu uso (COPEL, 2013).

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos deverão atender aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116 e nas demais Normas ABNT publicadas sobre o assunto. Só serão aceitos inversores com certificação INMETRO.

Excepcionalmente, até que o processo de certificação por parte do INMETRO esteja consolidado, poderão ser aceitos inversores que apresentem certificados dos laboratórios internacionais acreditados pelo Instituto. Os modelos que estão em aprovação ou já estão liberados, até a data de agosto de 2013 são apresentados na tabela 7 a seguir: (COPEL, 2013).

Tabela 7 - Inversores liberados ou em liberação pela Copel

Marca	Modelo	Potência (W)
SMA	Sunny 4600A	4600
SMA	Sunny 5000A	5000
SMA	Sunny 6000A	6000
Compactcia	CT300	300
Theia	4300TL	4120
Theia	4800TL	4600
Theia	5300TL	5000
Theia	6300TL	6000
Theia	7200TL	6900
Solarinvert	PPI 1900/70	1580
Steca	Stecagrid 2020	2000

Tabela 7 - Inversores liberados ou em liberação pela Copel (continuação)

Marca	Modelo	Potência (W)
Enphase	M215	215
Power-one	Aurora PVI-3.0-TL	3000
Power-one	Aurora PVI-3.6-TL	3600
Power-one	Aurora PVI-4.2-TL	4200
Sunteams	1500	1500
Sunteams	2000	2000
Sunteams	3000	3000
Xantrex	GT2.5	2500
Xantrex	GT3.0	3000
Xantrex	GT3.3	3300
Xantrex	GT3.8	3800
Xantrex	GT5.0	5000
SAJ	Sunono TL1.5K	1500
SAJ	Sunono TL2K	2000
SAJ	Sunono TL3KB	3000
SAJ	Sunono TL4KB	4000
SAJ	Sunono TL3KA	3000
SAJ	Sunono TL4KA	4000
SAJ	Sunono TL5K	5000

Fonte: COPEL, 2013

Caso o modelo a ser utilizado não conste na relação de inversores já homologados, a homologação pode ser providenciada junto à Copel, preferencialmente pelo fabricante do equipamento ou seu representante. O procedimento para a homologação deve ser solicitado através do endereço eletrônico liberacao.inversores@copel.com (COPEL, 2013).

O processo de liberação pela Copel se constitui dos seguintes passos:

1. Preencher o Formulário para Solicitação de Homologação de Inversores (Anexo 3), anexar os documentos relacionados nos itens 3 e 4 do formulário e enviar por correio à Copel;
2. Deve ser enviada uma cópia digital da documentação para o endereço eletrônico liberacao.inversores@copel.com ;
3. A Copel analisará a documentação recebida e informará a data provável e o local para onde deverão ser enviadas amostras para realização de ensaios pela Copel;
4. O interessado deverá disponibilizar 2 (duas) unidades do equipamento em homologação (mesmo modelo e características), que serão submetidos a testes

funcionais, medição de qualidade da energia e da proteção anti-ilhamento. As amostras deverão ser enviadas para o local informado (item 3), anexando uma cópia física da Nota Fiscal Eletrônica, modalidade de demonstração, com validade de 90 dias;

5. O arquivo eletrônico da Nota Fiscal (arquivo em formato xml) deverá ser enviado para o endereço eletrônico liberacao.inversores@copel.com, informando a data de envio e o local de entrega do equipamento;

6. Após o recebimento das amostras, a Copel realizará os testes e informará seu parecer em até 90 dias. As amostras serão devolvidas logo após a realização dos testes (COPEL, 2013).

A Copel realizará uma série de testes no inversor enviado dando ênfase aos testes para o sistema anti-ilhamento e distúrbios produzidos pelo inversor além de checar todos os parâmetros e níveis de tensão produzidos pelo equipamento para que seja evitado a instalação de equipamentos que possam produzir danos à qualidade de energia e a segurança da rede de distribuição (COPEL, 2013).

3.3.4 Parecer de Acesso e Vistoria

Após a entrada com o pedido e enviados todos os documentos necessário, a distribuidora emitirá um documento chamado Parecer de Acesso.

O parecer de acesso é o documento elaborado pela distribuidora em resposta à Solicitação de Acesso, onde são informadas as condições de acesso e os requisitos técnicos para a conexão das instalações de micro ou minigeração à rede elétrica e será emitido em até 30 dias a partir da solicitação de acesso, ou em 60 dias caso sejam necessárias obras na rede conforme prazos previstos no PRODIST.

Após a instalação da central geradora a Copel fará uma vistoria na unidade consumidora a fim de verificar o atendimento ao Parecer de Acesso e às normas pertinentes (COPEL, 2013).

Se aprovada a vistoria, o medidor convencional será substituído por um novo, que medirá tanto a energia consumida quanto a energia injetada na rede. A conexão da microgeração ou minigeração distribuída estará concluída e o consumidor fará jus ao regime de compensação de energia elétrica. A diferença de custo entre os medidores será cobrada na fatura seguinte à aprovação da vistoria.

3.3.5 Adequação da Medição e da Entrada de Energia

Mesmo para conexão dos SFCRs em baixa tensão haverá necessidade de adequações descrito na NTC 905100, conforme a figura 16, para que seja garantida a segurança operacional no sistema elétrico da concessionária de distribuição.

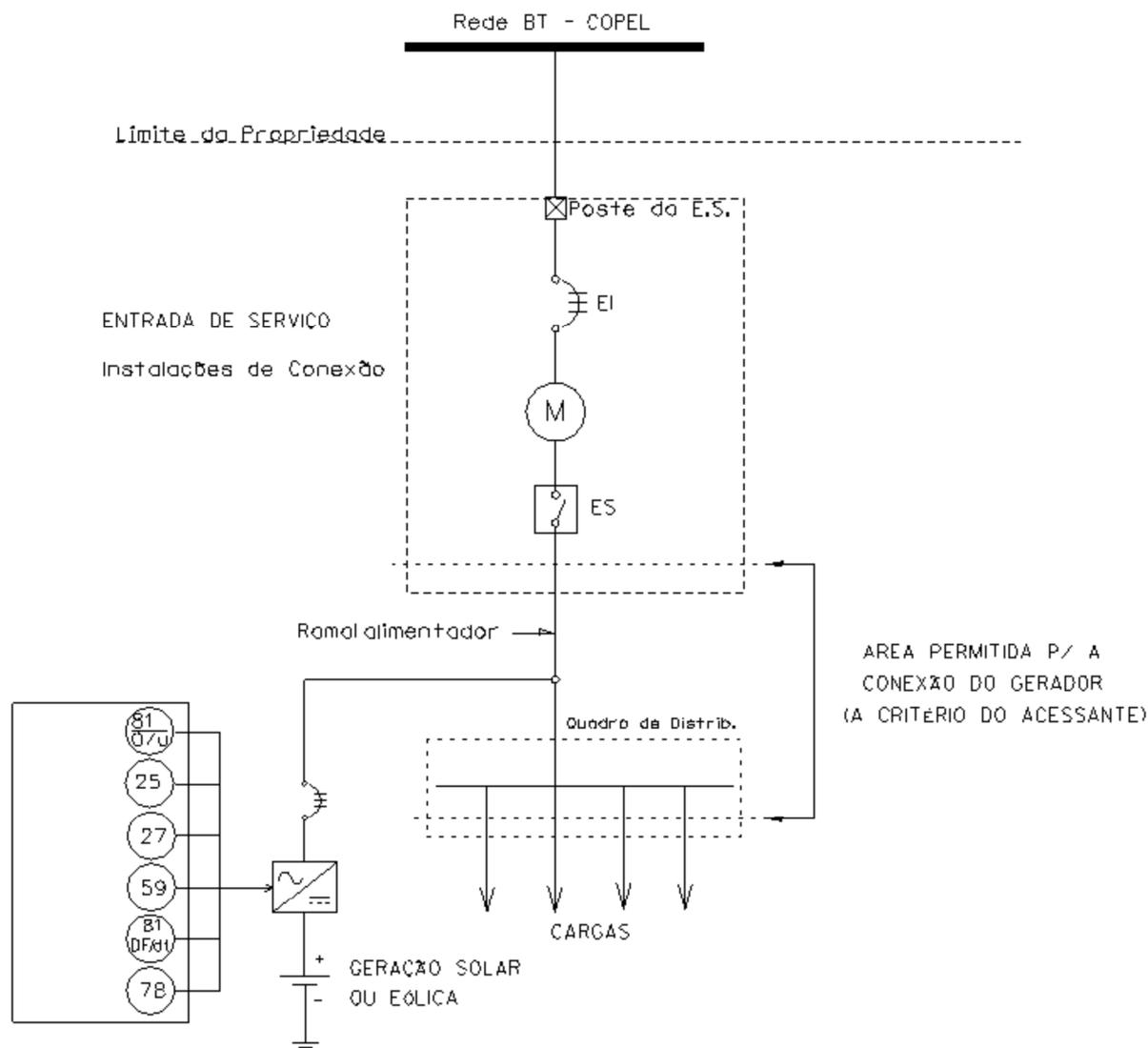


Figura 16 - Diagrama para conexão BT de geração solar ou eólica.

Fonte: COPEL, 2012, Item 5.6 da NTC 905100

Basicamente as adequações limitam-se a troca do medidor de energia por medidor eletrônico bidirecional para registro em memória de massa da parcela da energia consumida e da gerada que é injetada na rede elétrica da concessionária de distribuição e a instalação de um dispositivo visível de seccionamento (ES) para cumprir a função de garantir a segurança promovendo uma interrupção visual do circuito quando da necessidade manutenção na rede de energia e que será operado pela concessionária quando esta julgar necessário.

Deverá haver uma placa instalada junto a mureta de medição, figura 17, informando que aquela unidade consumidora possui geração distribuída para que o eletricitista no momento de uma manutenção tenha a informação e possa trabalhar dentro dos procedimentos de segurança previstos para este tipo de instalação.

Na exemplo da figura 17, detalhe construtivo simplificado das instalações de conexão em mureta para geradores eólicos e fotovoltaicos, próximo a caixa de medição (1), deve ser instalada uma caixa adicional (2) contendo o elemento de seccionamento - ES conforme definido pela Resolução 482/2012 e o PRODIST para que possa ser interrompido o circuito de saída para o interior da instalação de forma visível para que seja garantida a segurança do eletricitista quando este tiver que realizar algum tipo de manutenção ou substituição de elementos na caixa de medição.

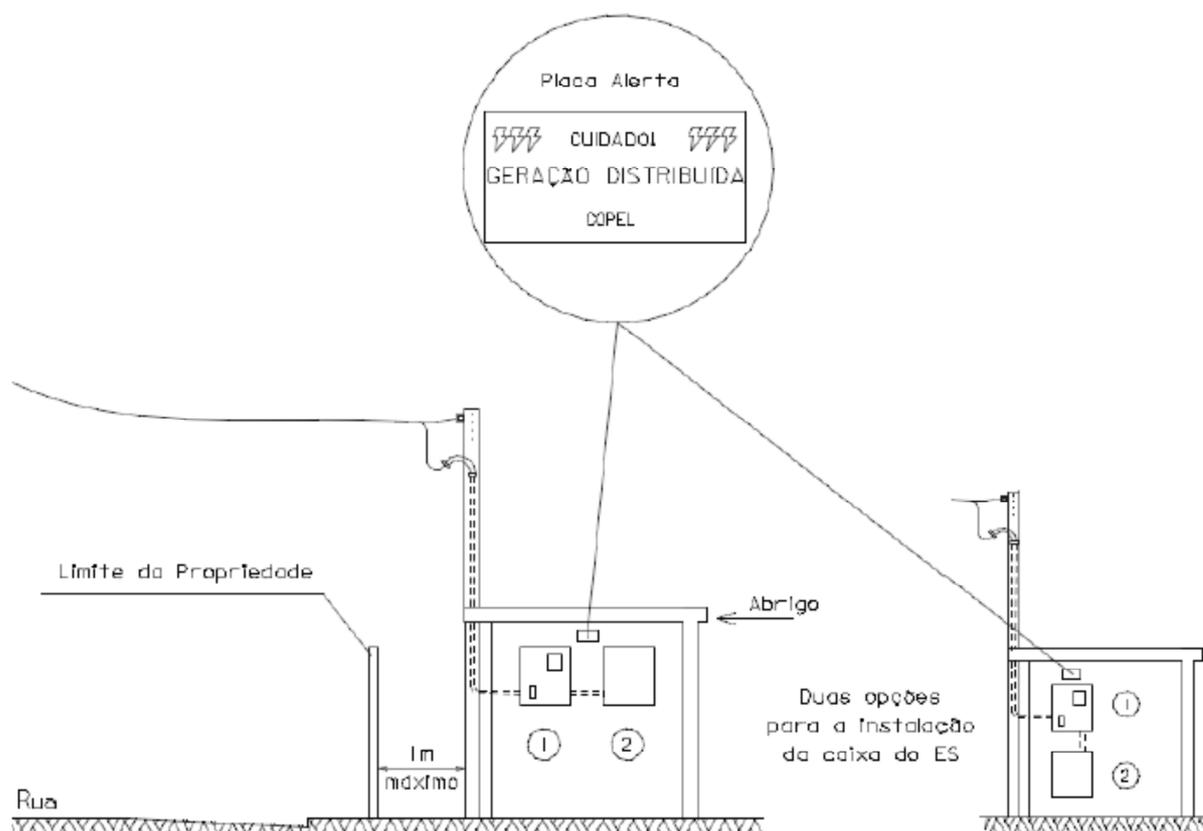


Figura 17 - Detalhe da adequação da entrada de serviço quando instalada GD.

Fonte: COPEL, 2012

3.4 PEDIDOS DE LIGAÇÃO DE GD FEITO ÀS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO NO PAÍS

As normas para conexão de geração distribuída fotovoltaica foram amplamente discutidas e ainda estão sendo por um grupo de trabalho - GT sobre o tema geração distribuída - GD da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE e até o final de agosto de 2013 foram concatenados os dados de pedidos feitos às distribuidoras brasileiras para acesso de mini e micro geração de acordo com os dados das figura 18, 19 e 20.

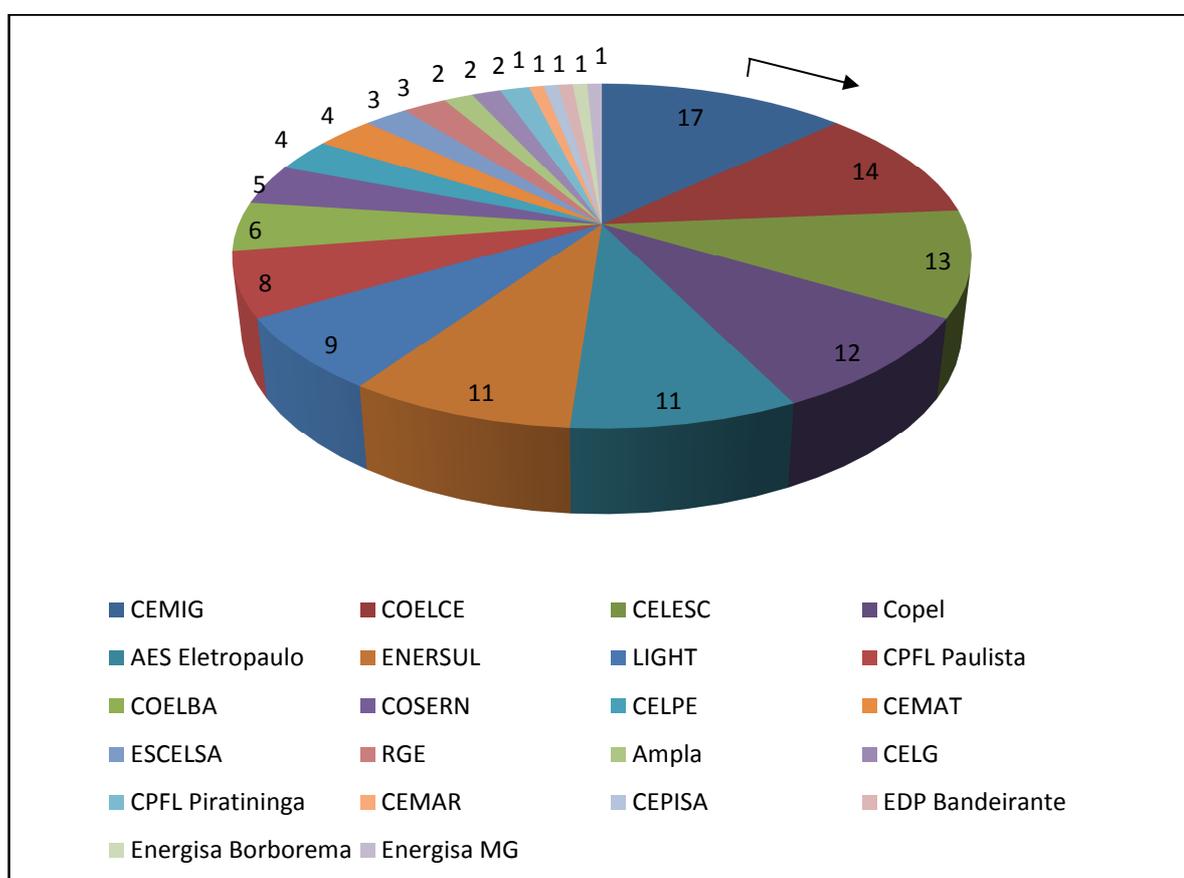


Figura 18 - Quantidade de pedidos feitos às distribuidoras para acesso de mini e microgeração de janeiro a agosto de 2013.

Fonte: GT GD ABRADDEE

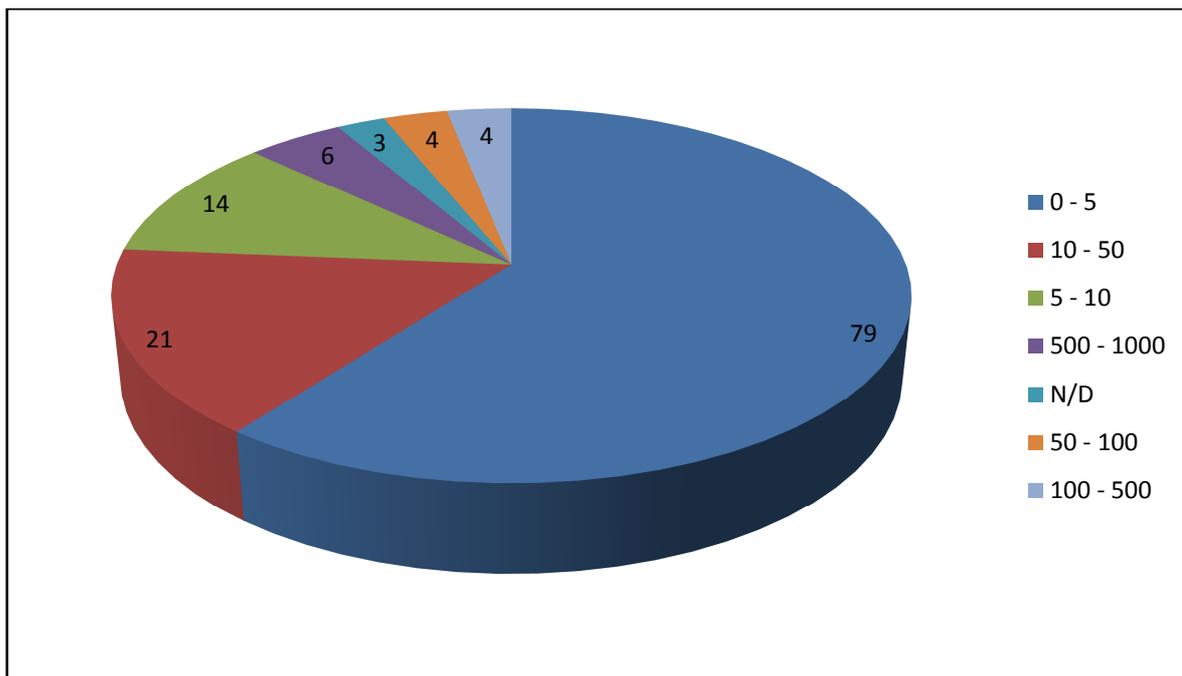


Figura 19 - Faixas de potência a ser instalada dos pedidos feitos às distribuidoras para acesso de mini e microgeração de janeiro a agosto de 2013.

Fonte: GT GD ABRADDEE

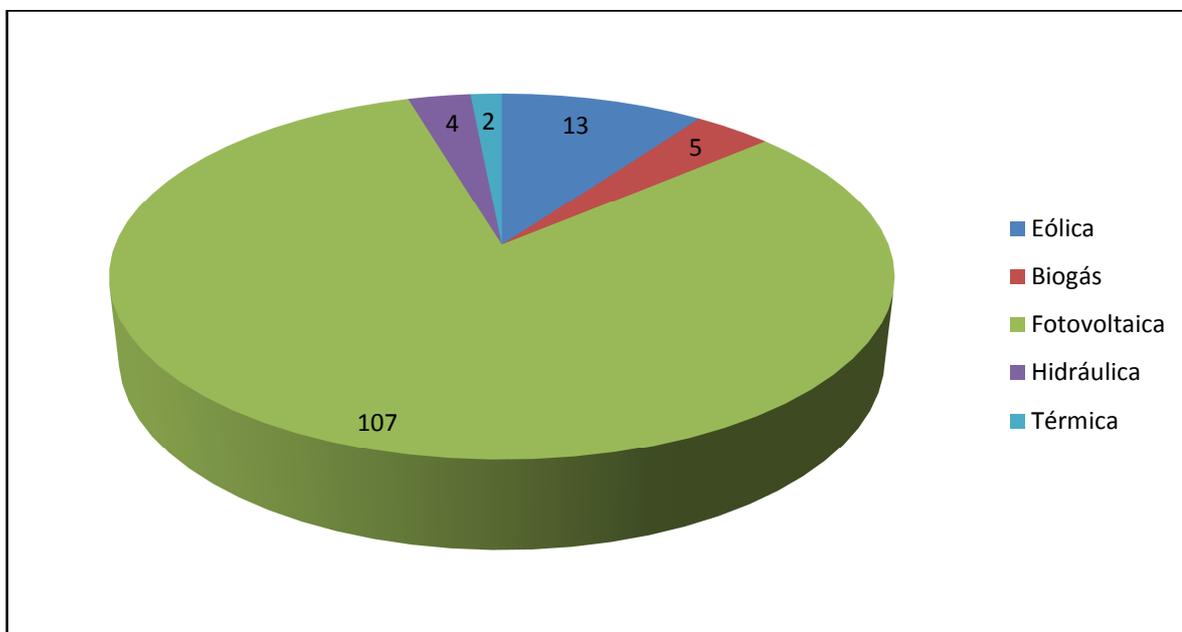


Figura 20 - Tipo de fonte dos pedidos feitos às distribuidoras para acesso de mini e microgeração de janeiro a agosto de 2013.

Fonte: GT GD ABRADDEE

4 ANÁLISE FINANCEIRA FRENTE ÀS TARIFAS DAS DISTRIBUIDORAS - ESTUDO DE CASO

O fator decisivo para a análise de investimentos é o cálculo do retorno financeiro ou *payback* que é o prazo de retorno de um investimento ou o tempo que o investimento se paga e começa a gerar lucro para o investidor.

Para realização dos cálculos, alguns fatores devem ser levados em conta como a escolha de uma taxa mínima de atratividade - TMA. Esta taxa é definida pelo investidor, onde investimentos com retorno menor que o retorno esperado é descartado e o investimento não é realizado. Existem investimentos para projeto e pesquisa dentre outros, onde o capital investido é considerado a fundo perdido. Além de outros fatores como custos com manutenção, depreciação, perda de eficiência e sinistros que podem ser considerados no cálculo de um investimento.

Esta análise considerou uma TMA nula para obter apenas uma base comparativa, para objeto de estudo, em relação as tarifas das diversas concessionárias brasileiras, e também obter um panorama simplificado entre subgrupos tarifários por motivo do modelo adotado de compensação de energia conforme estipulado pela Resolução Normativa ANEEL 482 de 17 de Abril de 2012, que facilitou o acesso da geração fotovoltaica permitindo que um sistema simples de compensação financeira através da energia gerada pelos SFCRs possam ser disponibilizados, gerando crédito de energia. Também analisou-se o abatimento direto da própria carga onde esta conectada a geração FV que permite um maior desempenho financeiro por motivos que serão vistos a seguir.



Figura 21 - Exemplo de um SFCR monofásica de BT no sistema de compensação de energia de acordo com a Resolução Normativa ANEEL 482/2012.

Com relação aos tributos e outros elementos que integram a conta de luz, devem ser observados: (ANEEL, 2010)

1. **ICMS** (Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) – Tributo de competência estadual, com alíquotas que variam de estado para estado e que não integram o valor informado da tarifa.

2. **PIS/PASEP** (Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) e **COFINS** (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) – Tributos cobrados pelo Governo Federal sobre a receita bruta das empresas, incluídos nos valores das tarifas homologadas até 30 de junho de 2005. A partir de 1º de julho de 2005, as tarifas homologadas pela ANEEL não incluem os valores desses tributos, que passam a ser considerados em destaque na conta de luz, de forma semelhante ao ICMS.

3. **Contribuição Social de Iluminação Pública - COSIP / CIP** – É uma contribuição amparada no art. 149-A da Constituição Federal, que criou a possibilidade de instituição de uma contribuição para custeio do serviço de iluminação pública de responsabilidade dos Municípios e do Distrito Federal.

4. **Taxa mínima** – Destinada ao manutenção do sistema elétrico e que dá direito a um consumo mínimo, conforme previsto pela Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, de 30kWh para unidades monofásicas, 50kWh para unidade bifásicas e 100kWh para trifásicas.

5. **Tarifa** – É o valor em unidade monetária a ser pago pelo consumidor referente ao uso do sistema de distribuição juntamente com a energia consumida neste sistema. A tarifa é basicamente dividida em duas parcelas:

TUSD - Tarifa de uso do sistema de distribuição que é a parcela que remunera a concessionária de distribuição pelos serviços prestados, operação e manutenção além de outras componentes e que remuneram as agências governamentais como a própria ANEEL, fundos de reserva e de pesquisa e desenvolvimento do setor.

TE - Tarifa de energia que basicamente remunera as usinas geradoras conectadas e que fornecem energia à distribuidora que por sua vez praticamente repassa este valor a estes agentes geradores.

Para o cálculo do imposto incidente, sobre a tarifa estipulada pela ANEEL, temos a seguinte formulação.

$$\text{Tarifa com imposto} = \frac{\text{Tarifa sem imposto}}{100\% - (\text{ICMS} + \text{PIS} + \text{PASEP} + \text{COFINS})} \quad (1)$$

Em relação aos impostos especificamente no sistema de compensação de energia, o Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, publicou no Diário Oficial da União de 12.04.2013, pelo Despacho 73/2013 com efeitos a partir de 01.05.2013 o "Convênio ICMS 6" que estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa Nº 482/2012, da ANEEL (BRASIL, 2013).

Este convênio basicamente confirmou que a energia gerada pela mini e microgeração que participa do sistema de compensação está sujeita a tributação relativa a ICMS, PIS/PASEP e COFINS quando o crédito gerado for consumido pela carga que está sendo abatida.

O sistema de compensação previsto pela resolução ANEEL informa questões relativas ao crédito de energia referente a energia produzida pela GD associada a uma unidade consumidora e injetada na rede de distribuição, restando portanto, demonstrar o sistema de compensação atuando em conjunto com os impostos incidentes e demais taxas para que se tenha uma visão que permita estimar valores necessários para que seja viabilizada economicamente a implementação da geração fotovoltaica dentro destes moldes.

No Paraná, estado atendido pela Copel, a alíquota do ICMS incidente sobre a energia elétrica é de 29% e do PIS, PASEP, COFINS variam de acordo com o calendário e que no mês de setembro de 2013 está sendo 0,8% para o PIS/PASEP e 3,7% para o COFINS, mas no país pode variar entre 5 e 7% no total (EPE, 2012).

Em outros estados há uma variação não tão significativa nestes impostos e para comparação foram utilizadas as mesmas alíquotas em todas as tarifas das concessionárias de distribuição deste estudo, pois o objetivo não era aferir precisamente os valores, mas sim poder obter uma base comparativa onde fosse possível ter uma visão geral da questão tributária em relação a tarifa de cada distribuidora.

4.1 SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

A seguir temos a simulação de alguns casos hipotéticos possíveis de ocorrer no sistema de compensação de energia utilizado para mini e micro GD onde a pretensão foi criar alguns cenários limítrofes para traçar um perfil financeiro com um custo médio sobre a energia para comparação e em um caso mais comum de consumo mensal traçar uma curva com o tempo de retorno variando conforme a utilização mediante a variação do percentual de carga consumida na instalação durante o horário de produção do SFCR.

$$\text{Custo médio} \left(\frac{R\$}{kWh} \right) = \frac{\text{Importe a pagar}}{\text{kWh consumido} + \text{kWh crédito}} \quad (2)$$

Este custo médio (2) representa a energia consumida mais o crédito produzido no próprio mês ou o crédito acumulado que conforme a resolução será contabilizado na próxima fatura, pois deve-se considerar a geração no próprio mês para obter uma base de comparação entre as diversas situações, além da geração considerada ser fixa em 50kWh pela mesma razão de facilitar a comparação.

A partir das simulações, constatou-se que a relação do custo kWh gerado injetado na rede pelo kWh consumido, no sistema de compensação, é basicamente a relação da tarifa sem impostos pela tarifa com impostos, que no caso da Copel em setembro de 2013 resulta em (3) (tarifa do subgrupo B1). Isto devido a que no sistema de compensação incidir imposto sobre o total de energia consumido registrado pelo medidor de energia digital, e a energia gerada pela mini ou micro GD, injetada na rede de distribuição, é valorado um crédito calculado pela tarifa sem impostos no momento em que é abatida no total da fatura, como pode ser verificado nas simulações a diante.

$$\text{Relação} \left(\frac{kWh \text{ gerado}}{kWh \text{ consumido}} \right) = \frac{\text{tarifa sem imposto}}{\text{tarifa com imposto}} = \frac{0,26355}{0,39632} = 66,5\% \quad (3)$$

Considerando um SFCR composto de um conjunto de células policristalinas ou multicristalinas totalizando de 2,1kW de potência de pico, ou kWp, conectadas a um inversor de 2kW que compõe o sistema instalado no escritório verde da UTFPR, averiguou-se durante um ano, na cidade de Curitiba, uma produção média de energia elétrica de aproximadamente 200kWh (URBANETZ, 2013).

Aplicando-se uma proporcionalidade direta no valor de energia produzido pelo SFCR mencionado anteriormente, é possível considerar que um SFCR hipotético de 500Wp, instalado adequadamente, pode produzir uma média mensal de 50kWh de energia durante um ano aproximadamente. Este valor foi adotado por ser adequado para efeito de comparação entre alguns cenários hipotéticos relacionados principalmente com a questão da taxa mínima de 100kWh existente nas faturas de energia de baixa tensão trifásicas.

Também conforme estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética, no trabalho Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira, temos um custo aproximado de R\$ 10,00 por *watt* pico instalado de geração fotovoltaica em sistemas de até 5kW (EPE, 2012). Assim, de forma simplista para finalidade de demonstração do retorno financeiro de um caso hipotético, temos um custo estimado de R\$ 5.000,00 para um sistema de 500Wp que consideramos neste trabalho.

A título de comparação, na figura 22, foi orçado um *kit* de um SFCR que está a venda e que promete uma produção de 45kWh por mês a um preço de R\$ 3.287,00. No entanto, utilizaremos apenas os dados dos estudos citados anteriormente, para efeito dos cálculos, pois consideram uma produção média anual para a energia mensal produzida e que trará dados mais concretos em relação ao retorno do investimento ao longo dos anos.

Figura 22 - Exemplo de um kit SFCR à venda

Fonte: www.eudorasolar.com.br

Também fica aberta uma possibilidade para um estudo mais aprofundado considerando a produtividade média do SFCR em cada localidade do Brasil, pois observou-se no capítulo 2.2 as diferentes médias de irradiação no território brasileiro o que também vai influenciar nos custos apontados. No entanto, neste trabalho não requeremos uma avaliação tão precisa, pois o foco foi a questão tarifária e tributos em comparações mais simples demonstradas nos cenários a seguir.

4.1.1 A energia produzida pelo SFCR é totalmente injetada na rede elétrica e consumida em outra unidade consumidora:

A figura 23 apresenta uma modelagem gráfica da contabilização do fluxo de energia que passa pelo sistema elétrico onde há um SFCR instalado operando conforme as regras do sistema de compensação de energia.

Esta hipótese pode ocorrer em caso do SFCR ser instalado em uma entrada de energia apenas para propiciar a produção da energia e que conforme a Resolução ANEEL 482/2012 não é possível, pois a resolução prevê que a unidade geradora deverá estar associada a uma unidade consumidora, no entanto, poderá ocorrer no caso de residências de uso esporádico como casas de praia com geração FV que ficam praticamente sem consumo fora de temporada, mas podem permanecer gerando energia se instalado um SFCR e esta energia ser utilizada em outra unidade do mesmo proprietário (mesmo CPF ou CNPJ), sendo vedada a venda dos créditos para terceiros. (ANEEL, 2012)

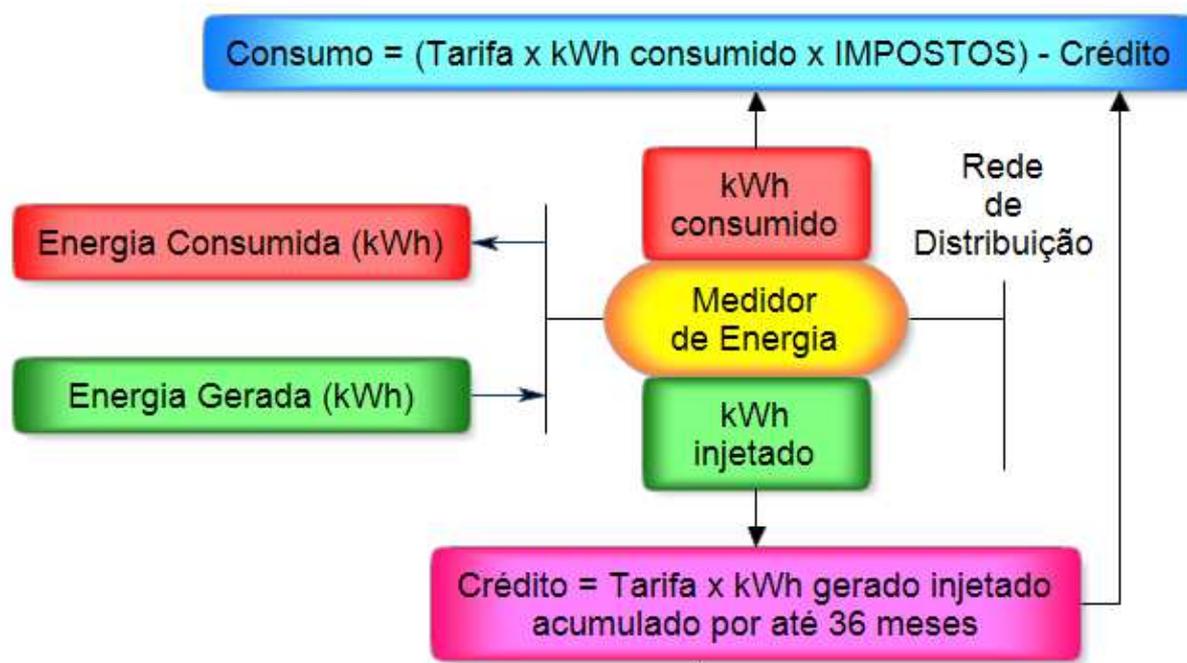


Figura 23 - Modelo financeiro do sistema de compensação de energia caso 4.1.1

Fonte: Elaborada pelo autor

Uma desvantagem é que em todas as unidades consumidoras é cobrada uma taxa mínima de consumo, destinada ao manutenção do sistema elétrico, e que dá direito a um consumo mínimo, conforme previsto pela Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, de 30kWh para unidades monofásicas, 50kWh para unidade bifásicas e 100kWh para trifásicas e que nos casos que a energia consumida pelas cargas internas ficar próximo ao consumo mínimo. A inserção da geração fotovoltaica não irá zerar a conta de energia da unidade e o crédito deverá ser abatido em outra unidade de acordo com o regulamento de compensação descrito na resolução , conforme tabela 8, podendo ser acumulado até o período de no máximo 36 meses.

Tabela 8 - Simulação de faturamento caso 4.1.1

Energia Medida	(kWh)	Taxa mínima (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Importe	PIS	COFINS	ICMS	Importe c/ Impostos	Importe a pagar
Consumida	0	100	0,26355	R\$ 26,36	0,8%	3,70%	29%	R\$ 39,63	R\$ 39,63
Injetada	50	Trifásico	0,26355	R\$ 13,18	Custo médio		0,7926	R\$/kWh	
A Compensar	0		0,26355	R\$ -	Tarifa Baixa Tensão B1				
Crédito p/ próx.	50		0,26355	R\$ 13,18					

Fonte: Elaborada pelo autor

O custo médio foi calculado utilizando-se a fórmula (2) para que a energia presente no sistema, tanto a consumida quanto a gerada creditada, fosse considerada para efeitos de comparação entre os sistemas, mesmo que existisse crédito acumulado para a fatura seguinte.

O importe a pagar foi calculado nas planilhas, usando-se a fórmula (4) abaixo, advinda do modelo apresentado na figura 23.

$$\text{Importe a pagar (R\$)} = \frac{\text{kWh consumido} \times \text{Tarifa}}{100\% - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} - \text{kWh injetado} \times \text{Tarifa} \quad (4)$$

A tarifa utilizada é a da baixa tensão residencial, subgrupo B1, aplicada em uma instalação trifásica onde temos uma taxa mínima de 100kWh conforme as resoluções da ANEEL em vigor.

Neste caso foi possível verificar que a energia referente à taxa mínima paga não permanecerá como crédito, pois não foi registrada no medidor em nenhum dos sentidos e portanto não é financeiramente recuperada e portanto, o custo médio desta instalação deverá ser mais alto que nos demais casos.

4.1.2 A energia produzida pelo SFCR é totalmente consumida na unidade consumidora:

No caso exemplificado pela figura 24, a energia produzida durante o dia pela geração FV conectada na unidade consumidora é totalmente consumida pelas cargas em operação, portanto, não produz fluxo de potência para fora da rede elétrica e assim o medidor instalado na fronteira do consumidor não registra fluxo de energia para rede de distribuição e, desta forma, não há um resultado a ser aferido pelo medidor, mas produz uma redução de consumo para efeitos de medição e faturamento e lembrando que não havendo circulação de energia pela rede de distribuição também não serão imputados os impostos incidentes sobre a energia que foi gerada conforme a tabela 9. Assim este tipo de instalação deve produzir um retorno do investimento mais rápido que o anterior.

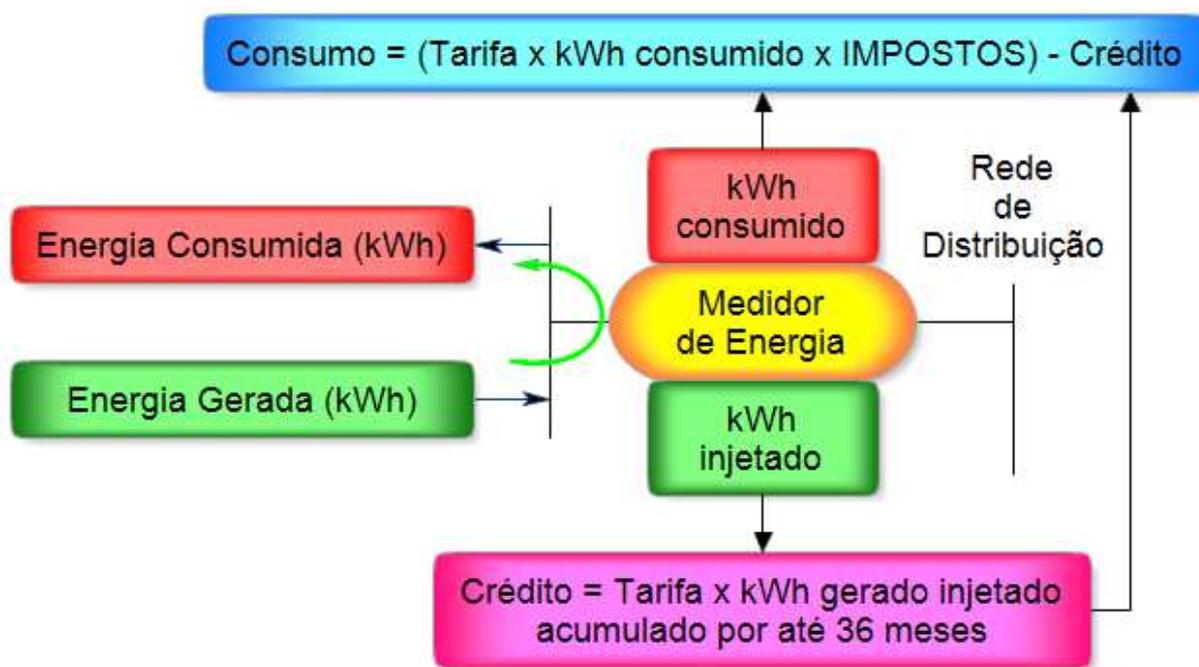


Figura 24 - Modelo financeiro do sistema de compensação de energia caso 4.1.2

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 9 - Simulação de faturamento caso 4.1.2

Energia Medida	(kWh)	Taxa mínima (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Importe	PIS	COFINS	ICMS	Importe c/ Imp.	Importe a pagar
Consumida	100	100	0,26355	R\$ 26,36	0,8%	3,70%	29%	R\$ 39,63	R\$ 39,63
Injetada	0	Trifásico	0,26355	R\$ -	Custo médio 0,2642 R\$/kWh Tarifa Baixa Tensão subgrupo B1				
A Compensar	0		0,26355	R\$ -					
Crédito p/ próx.	0		0,26355	R\$ -					

*Suposto gerado 50kWh mas que não passou pela rede de distribuição

Fonte: Elaborada pelo autor

4.1.3 A energia produzida pelo SFCR é parcialmente consumida na unidade consumidora ou é produzida durante o dia e consumida à noite:

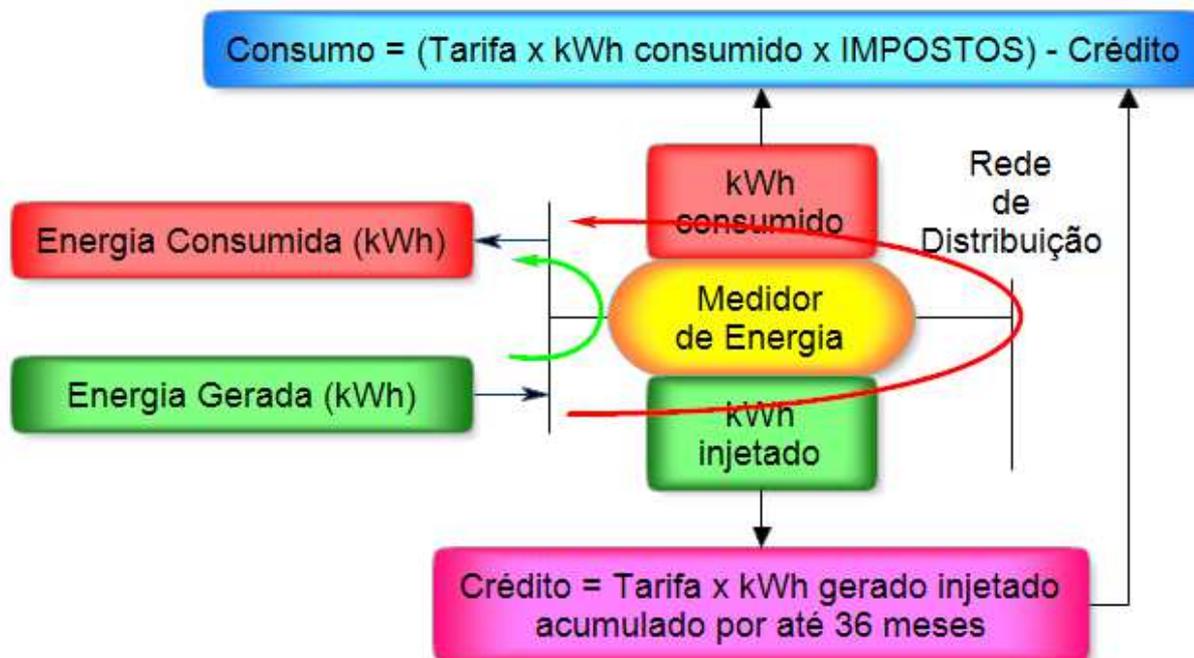


Figura 25 - Modelo financeiro do sistema de compensação de energia caso 4.1.3

Fonte: Elaborada pelo autor

No caso da figura 25 haverá um parcela de energia injetada na rede e que será acumulada para abatimento no momento em que houver consumo de energia pela carga associada na mesma instalação e supostamente também haverá uma parcela de energia gerada, no caso da energia fotovoltaica, durante o dia que será consumida em parte pelas cargas diurnas e a noite ocorrerá compensação dos créditos, conforme a tabela 10.

Para se chegar a um fator de cálculo para esta hipótese, deverá ser avaliada toda a instalação e horário de funcionamento das cargas durante o mês e montado um cronograma de consumo e geração para que se verifique um resultado final.

Tabela 10 - Simulação de faturamento caso 4.1.3

Energia Medida	(kWh)	Taxa mínima (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Importe	PIS	COFINS	ICMS	Importe c/ Imp.	Importe a pagar
Consumida	150	100	0,26355	R\$ 39,53	0,8%	3,70%	29%	R\$ 59,44	R\$ 46,26
Injetada	50	Trifásico	0,26355	R\$ 13,18	Custo médio		0,3084	R\$/kWh	
A Compensar	50		0,26355	R\$ 13,18	Tarifa Baixa Tensão subgrupo B1				
Crédito p/ próx.	0		0,26355	R\$ -					

Fonte: Elaborada pelo autor

4.1.4 A energia produzida pelo SFCR é parcialmente consumida na unidade consumidora ou é produzida durante o dia e consumida à noite e o consumo da unidade não atinge o valor da taxa mínima:

Neste caso é possível observar na tabela 11, novamente o aumento do custo médio em relação a tabela 9 e 10, pois além da energia estar circulando pela rede de energia incidindo impostos, a unidade consumidora irá pagar a taxa mínima e a energia faltante para atingir o mínimo do consumo não é registrada como energia injetada e não irá contabilizar como crédito para a fatura do mês seguinte, portanto, caracteriza um sistema não otimizado em termos da potência do SFCR instalado em relação às cargas da instalação.

Tabela 11 - Simulação de faturamento caso 4.1.4

Energia Medida	(kWh)	Taxa mínima (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Importe	PIS	COFINS	ICMS	Importe c/ Imp.	Importe a pagar
Consumida	70	100	0,26355	R\$ 26,36	0,8%	3,70%	29%	R\$ 39,63	R\$ 39,63
Injetada	50	Trifásico	0,26355	R\$ 13,18	Custo médio		0,3303 R\$/kWh		
A Compensar	0		0,26355	R\$ -	Tarifa Baixa Tensão subgrupo B1				
Crédito p/ próx.	50		0,26355	R\$ 13,18					

Fonte: Elaborada pelo autor

4.1.5 A energia produzida pelo SFCR é totalmente injetada durante o dia na rede elétrica e consumida na mesma unidade consumidora a noite considerando um consumo residencial típico de 300kWh e uma geração instalada de 200kWh.

Este caso foi propositalmente apresentado por se tratar de um consumo típico de uma residência trifásica, com a idéia de se instalar um SFCR mais compatível com o consumo se considerarmos a taxa mínima de 100kWh para o caso apresentado na tabela 12.

Tabela 12 - Simulação de faturamento caso 4.1.5

Energia Medida	(kWh)	Taxa mínima (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Importe	PIS	COFINS	ICMS	Importe c/ Imp.	Importe a pagar
Consumida	300	100	0,26355	R\$ 79,07	0,8%	3,70%	29%	R\$ 118,89	R\$ 66,18
Injetada	200	Trifásico	0,26355	R\$ 52,71	Custo médio		0,2206 R\$/kWh		
A Compensar	200		0,26355	R\$ 52,71	Tarifa Baixa Tensão subgrupo B1				
Crédito p/ próx.	0		0,26355	R\$ -					

Fonte: Elaborada pelo autor

É possível perceber uma boa redução no valor final da fatura, com um impacto financeiro no final do mês sem que haja energia abatida além do valor

correspondente a taxa mínima de 100kWh, otimizando muito o custo médio, porém foi considerado um SFCR mais caro de aproximadamente R\$ 20.000,00.

4.2 SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO FRENTE AO MONTANTE DE ENERGIA CONSUMIDA NA PRÓPRIA INSTALAÇÃO E NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Considerando-se o investimento dado como exemplo anteriormente de um SFCR que poderá gerar 200kWh por mês, ou seja aproximadamente 2kWp, observou-se os resultados apresentados na tabela 13, isto se, aplicada a tarifa de baixa tensão da Copel - B1 e considerado um custo de implantação de 10% onde variou-se o percentual da energia consumida dentro da própria instalação no momento em que é gerada até se chegar a injetá-la totalmente na rede de distribuição e após isto compensar o crédito produzido no mesmo ciclo de faturamento, como por exemplo, gerar durante o dia e consumir o crédito à noite.

Tabela 13 - Simulação de retorno do investimento

Valor de um sistema 2kWp	R\$ 20.000,00	Tarifa Copel 2013 Grupo B1 - trifásico Fatura de 300kWh R\$ 118,89 sem SFCR 1,50376 <-- Multiplicador			
Custo de implantação (estimado 10%)	R\$ 2.000,00				
Energia mensal produzida (kWh)	200				
Consumo mensal do total das cargas (kWh)	300				
Tarifa sem impostos (TE + TUSD)	0,26355				
PIS/PASEP 0,8% - COFINS 3,70% - ICMS 29%	0,665				
Tarifa com impostos (TE + TUSD)	0,39632				
% Potência que é consumida na própria instalação	0%	25%	50%	75%	100%
Potência que é consumida na própria instalação	0	50	100	150	200
Potência que é injetada na rede de distribuição	200	150	100	50	0
Custo evitado direto no consumo	R\$ -	R\$ 19,82	R\$ 39,63	R\$ 59,45	R\$ 79,26
Valor da energia gerada na compensação	R\$ 52,71	R\$ 39,53	R\$ 26,36	R\$ 13,18	R\$ -
Mix do valor da energia gerada pelo SFCR	R\$ 52,71	R\$ 59,35	R\$ 65,99	R\$ 72,62	R\$ 79,26
Valor final da fatura considerando a taxa mínima	R\$ 66,18	R\$ 59,55	R\$ 52,91	R\$ 46,27	R\$ 39,63
Custo médio R\$/kWh considerando a taxa mínima	0,22062	0,19849	0,17636	0,15423	0,13211
Tempo de retorno do investimento em anos TMA=0	34,8	30,9	27,8	25,2	23,1

Fonte: Elaborada pelo autor

Na linha 8 da tabela 13, foi aplicada uma variação do percentual da potência gerada que foi consumida internamente pelas cargas, com a intenção de simular uma variação da energia injetada na rede elétrica, sem alterar a quantidade de energia gerada pelo SFCR, apenas então afetando o percentual que é consumido pelas cargas internamente à instalação no mesmo instante em que a energia foi gerada pelo SFCR.

Assim foi possível produzir um panorama de injeção de toda a energia gerada pelo SFCR na rede de distribuição, passando por patamares intermediários, até a

totalidade da energia gerada ser consumida na própria instalação no momento em que é produzida, verificando-se uma variação na fatura de energia final de R\$ 52,71 a R\$ 79,26.

Ainda considerando uma taxa nula de retorno do investimento apenas para fins de comparação ao valor gasto para implantação da geração fotovoltaica, temos uma variação que corresponde a um retorno do investimento entre 34,8 e 23,1 anos, devido ao custo evitado na fatura de consumo da unidade que está conectado o SFCR de 2kWp, que teve um custo total de R\$ 22.000,00 (tabela 13), isto sem considerar nenhuma previsão de aumento das tarifas de energia que sabe-se que ocorrem anualmente conforme determinação da ANEEL.

Aplicando os valores em anos do retorno financeiro do SFCR, considerando-se o percentual de energia injetado na rede e o consumidor internamente pelas cargas, obtivemos o gráfico da figura 26, que demonstra uma característica inversa e não linear para a variação do percentual da potência gerada consumida pela carga sem circular pela rede.

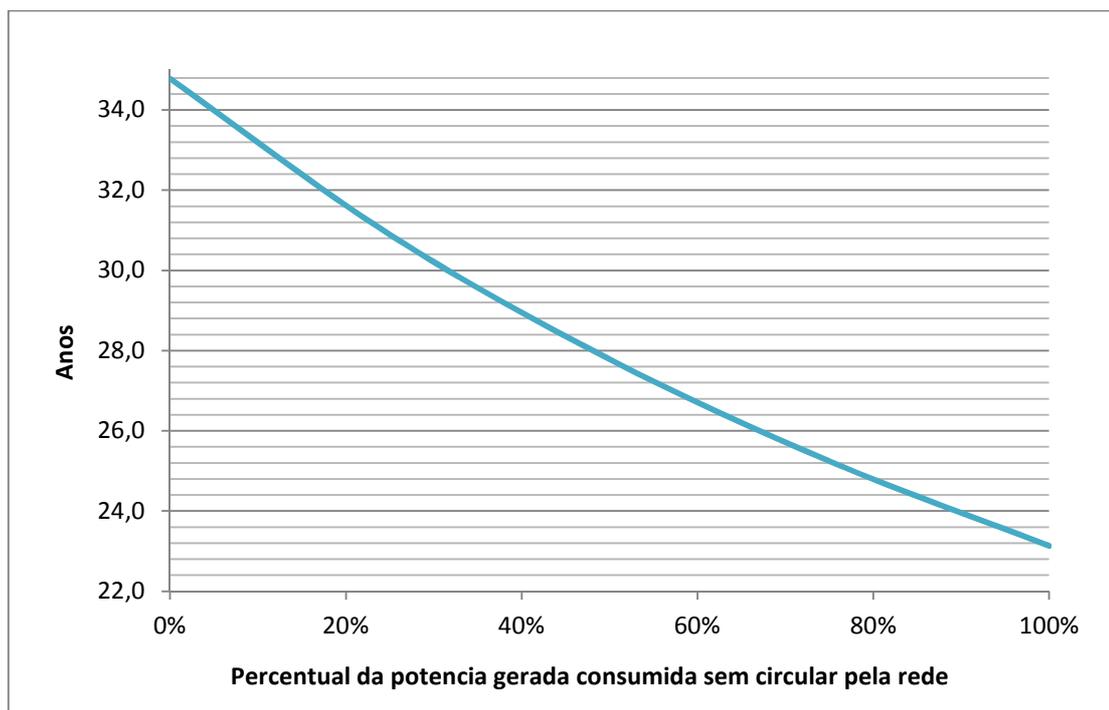


Figura 26 - Curva do tempo de retorno do investimento pelo percentual da energia gerada consumida pela carga sem circular pela rede

Portanto analisando apenas a questão de projetar um sistema para gerar energia para que seja consumida pela carga no mesmo momento e dentro da mesma instalação, produz um ganho de 11,7 anos em relação ao simples uso do

sistema de compensação. E esta diferença ocorre devido exclusivamente a incidência de impostos no momento em que a energia flui de volta pela fronteira de medição da rede de distribuição para o consumidor.

A partir desta observação, pode-se então perceber que há maneiras de melhorar a viabilidade dos SFCRs que se enquadram como micro e minigeração que aderem ao sistema de compensação apresentado pela Resolução 482/2012.

4.3 SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO ENTRE CONCESSIONÁRIAS

Com o intuito de despertar uma visão sobre a questão das tarifas, segue um comparativo, apresentado na figura 27, dos valores das tarifas de energia da Copel nos subgrupos que podem aderir ao sistema de compensação, baixa tensão (BT), monofásico - B1, rural - B2, trifásico - B3, média tensão (MT) grupo A convencional e horossazonal e na sequência outro comparativo das tarifas de baixa tensão entre as concessionárias de distribuição no Brasil.

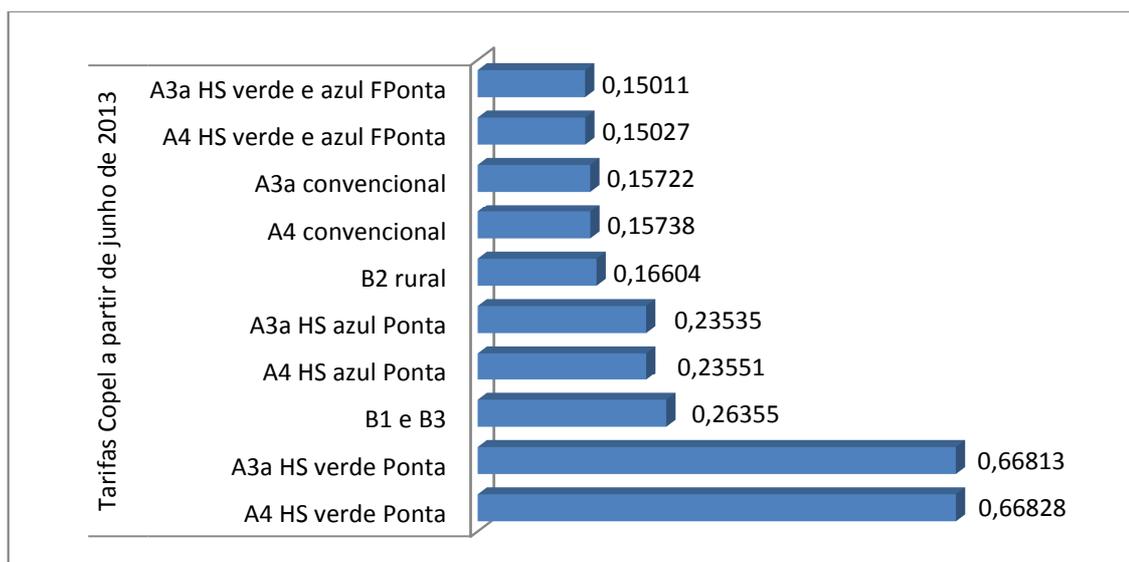


Figura 27 - Comparação das tarifas de energia (kWh) Copel nos principais subgrupos
Fonte: ANEEL, Res. nº 1565, 2012

Este comparativo serve para explicitar as possibilidades existentes, dentro do modelo tarifário aplicado no país, o subgrupo tarifário mais atraente para obtenção de um retorno financeiro a partir do custo evitado quando aplicado o SCFR junto à carga.

As tarifas nas duas últimas barras do gráfico na figura 27, infelizmente, não podem ser utilizados no sistema de geração solar, pois são tarifas aplicáveis no horário de ponta, que compreende o horário das 18h às 21h, horários onde o SFCR

não está mais produzindo energia ou está no limiar mínimo de produção. Neste mesmo segmento horário normalmente é empregada a geração diesel de ponta, onde o custo evitado é bem maior e viabiliza o investimento neste posto tarifário.

Na maioria dos estados, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão corresponde aos limites geográficos estaduais; em outros, principalmente em São Paulo e no Rio Grande do Sul, existem concessionárias com áreas de abrangência bem menores que a do Estado. Há, também, áreas de concessão descontínuas, que ultrapassam os limites geográficos do estado-sede da concessionária, como ilustrado na figura 28 a seguir. (ANEEL, 2013)



Figura 28 - Áreas de abrangência das concessionárias no Brasil
Fonte: ANEEL, 2013

Esse universo de distribuidoras de energia elétrica hoje é constituído por 24 empresas privadas, 21 privatizadas, 4 municipais, 8 estaduais e 7 federais. Segundo o controle acionário, cerca de 30% são de capital público e 70% de capital privado (ANEEL, 2013).

Os valores da figura 29 a seguir, são referentes às tarifas homologadas pela ANEEL, com suas respectivas datas de vigência, relativas a cada concessionária consultadas em Setembro de 2013.

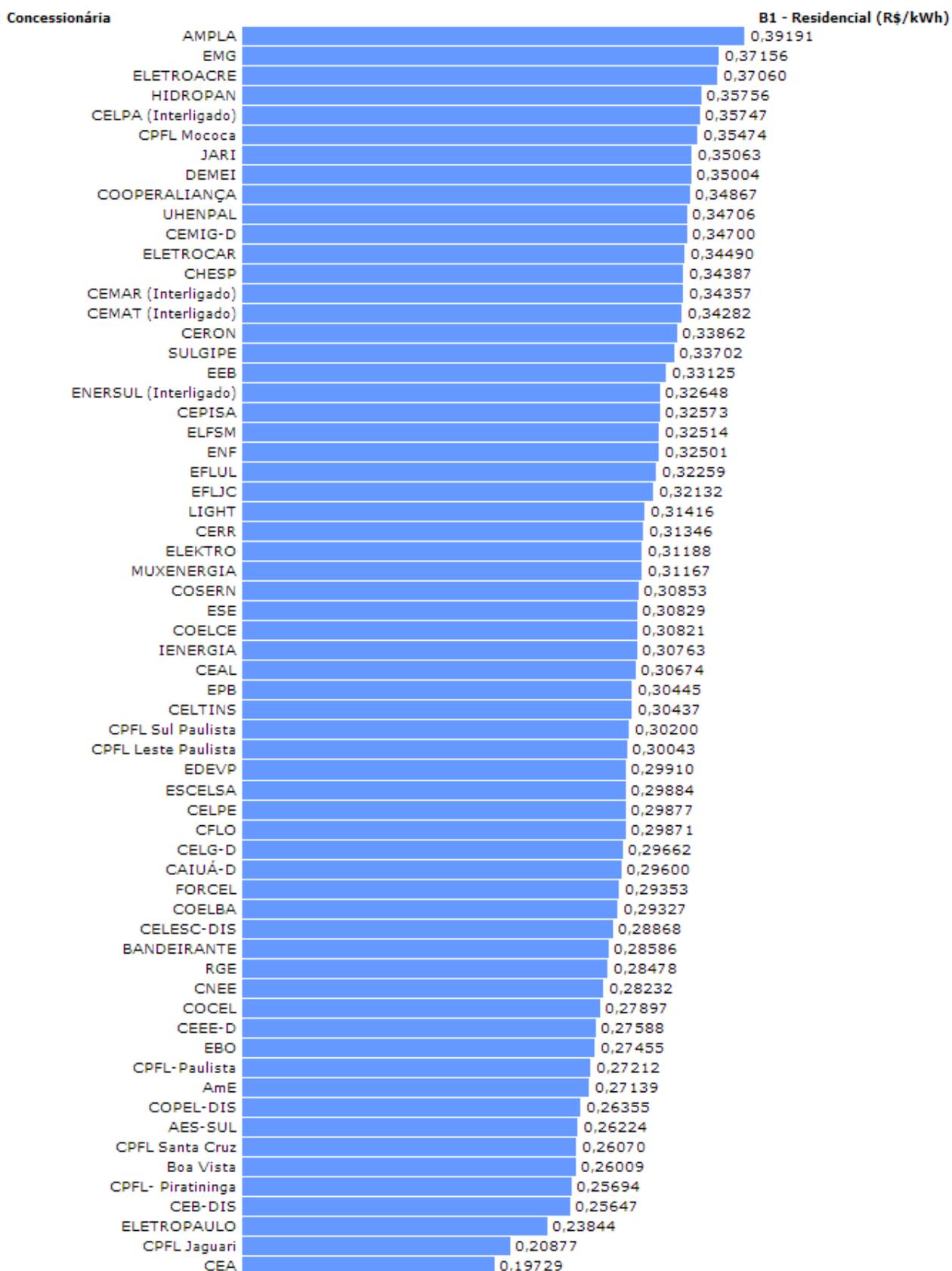


Figura 29 - Tarifas outras concessionárias grupo B1
 Fonte: <http://www.ANEEL.gov.br/area.cfm?idArea=493>, ANEEL, 2013

Considerando a tarifa da Copel como base, na figura 30, temos um comparativo entre a concessionária de distribuição com a tarifa mais baixa até a mais alta, similar ao comparativo da figura 29.

Este comparativo levou em consideração as tarifas do grupo de baixa tensão residencial (B1) da Copel, sem impostos, em destaque na cor amarela e com impostos em destaque na cor laranja, e assim para as tarifas das demais concessionárias de distribuição, para que fosse feito um comparativo do custo da energia evitado aplicando-se a relação kWh gerado pelo kWh consumido, considerando os impostos incidentes no estado do Paraná.

Esse gráfico portanto tem a intenção de explicitar as diferenças obtidas devido as tarifas aplicadas no país, tomando como base a tarifa aplicada no estado do Paraná e desta forma possibilitar a percepção da magnitude das diferenças existentes no custo da energia evitado, dependendo da distribuidora que atende o consumidor e desta forma podemos perceber a variação do valor por kWh gerado para GD participante do sistema de compensação.

Pode-se concluir preliminarmente a partir da observação da figura 30, que haverá retorno financeiro mais acelerado sobre o custo de implementação de SFCRs nas concessionárias que possuem as maiores tarifas.

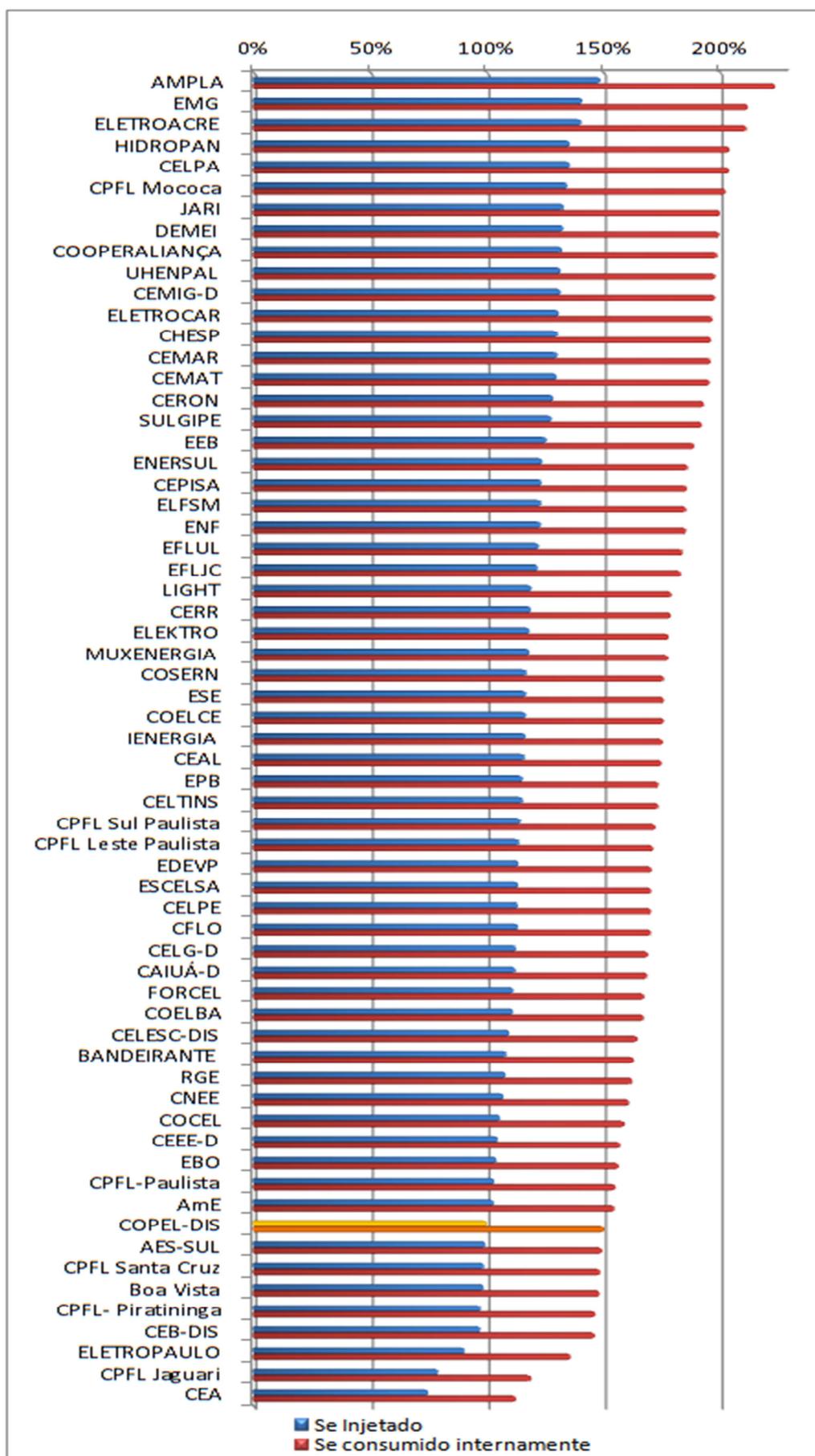


Figura 30 - Comparativo percentual em relação à tarifa B1 da Copel

Fonte: Elaborada pelo autor

Na tabela 14 a seguir, foi aplicada a mesma metodologia agora para comparar o tempo de retorno do investimento em anos, considerando as tarifas do grupo B1 para outras concessionárias de distribuição no Brasil.

Tabela 14 - Simulação de retorno do investimento entre concessionárias de distribuição

Concessionária	R\$/kWh	t máx	t min
AMPLA	0,39191	23,4	15,6
EMG	0,37156	24,7	16,4
ELETROACRE	0,37060	24,7	16,4
HIDROPAN	0,35756	25,6	17,0
CELPA	0,35747	25,6	17,1
CPFL Mococa	0,35474	25,8	17,2
JARI	0,35063	26,1	17,4
DEMEI	0,35004	26,2	17,4
COOPERALIANÇA	0,34867	26,3	17,5
UHENPAL	0,34706	26,4	17,6
CEMIG-D	0,34700	26,4	17,6
ELETROCAR	0,34490	26,6	17,7
CHESP	0,34387	26,7	17,7
CEMAR	0,34357	26,7	17,7
CEMAT	0,34282	26,7	17,8
CERON	0,33862	27,1	18,0
SULGIPE	0,33702	27,2	18,1
EEB	0,33125	27,7	18,4
ENERSUL	0,32648	28,1	18,7
CEPISA	0,32573	28,1	18,7
ELFSM	0,32514	28,2	18,7
ENF	0,32501	28,2	18,8
EFLUL	0,32259	28,4	18,9
EFLJC	0,32132	28,5	19,0
LIGHT	0,31416	29,2	19,4
CERR	0,31346	29,2	19,4
ELEKTRO	0,31188	29,4	19,5
MUXENERGIA	0,31167	29,4	19,6
COSERN	0,30853	29,7	19,8
ESE	0,30829	29,7	19,8
COELCE	0,30821	29,7	19,8
IENERGIA	0,30763	29,8	19,8

Concessionária	R\$/kWh	t máx	t min
CEAL	0,30674	29,9	19,9
EPB	0,30445	30,1	20,0
CELTINS	0,30437	30,1	20,0
CPFL Sul Paulista	0,30200	30,4	20,2
CPFL Leste Paulista	0,30043	30,5	20,3
EDEVP	0,29910	30,6	20,4
ESCELSA	0,29884	30,7	20,4
CELPE	0,29877	30,7	20,4
CFLO	0,29871	30,7	20,4
CELG-D	0,29662	30,9	20,6
CAIUÁ-D	0,29600	31,0	20,6
FORCEL	0,29353	31,2	20,8
COELBA	0,29327	31,3	20,8
CELESC-DIS	0,28868	31,8	21,1
BANDEIRANTE	0,28586	32,1	21,3
RGE	0,28478	32,2	21,4
CNEE	0,28232	32,5	21,6
COCEL	0,27897	32,9	21,9
CEEE-D	0,27588	33,2	22,1
EBO	0,27455	33,4	22,2
CPFL-Paulista	0,27212	33,7	22,4
AmE	0,27139	33,8	22,5
COPEL-DIS	0,26355	34,8	23,1
AES-SUL	0,26224	35,0	23,2
CPFL Santa Cruz	0,26070	35,2	23,4
Boa Vista	0,26009	35,2	23,4
CPFL- Piratininga	0,25694	35,7	23,7
CEB-DIS	0,25647	35,7	23,8
ELETROPAULO	0,23844	38,4	25,6
CPFL Jaguari	0,20877	43,9	29,2
CEA	0,19729	46,5	30,9

Entre a concessionária com a tarifa mais alta e a com a mais baixa a diferença máxima é de aproximadamente 31 anos e a diferença mínima é de 7 anos e meio o que permite verificar a importância do valor da tarifa nas diferentes áreas atendidas pelas distribuidoras no momento de decidir sobre a instalação do SFCR.

4.4 A QUESTÃO DAS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A partir de 2014, as contas de energia terão uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade (ANEEL, 2013).

Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

Para facilitar a compreensão das bandeiras tarifárias, 2013 será o Ano Teste. Em caráter educativo, a ANEEL divulga mês a mês as bandeiras que estariam em funcionamento.

Além disso, as distribuidoras de energia divulgarão, na conta de energia, a simulação da aplicação das bandeiras para o subsistema de sua região. O consumidor poderá compreender então qual bandeira estaria valendo no mês atual, se as bandeiras tarifárias já estivessem em funcionamento.

Com a aplicação das bandeiras tarifárias, o consumidor tem a oportunidade de gerenciar melhor o seu consumo de energia elétrica e reduzir o valor da conta de luz. O avanço da tecnologia permite usar menos energia para atender a uma mesma necessidade. Ou seja, obter o mesmo conforto ou os mesmos serviços com uma quantidade menor de recursos energéticos. (ANEEL, 2013).

Utilizar a energia elétrica de forma consciente e racional é muito importante para o consumidor de energia elétrica e para a sociedade. Além de economizar na conta de luz, o uso eficiente de energia elétrica ajuda a evitar sua escassez. As ações de combate ao desperdício ajudam a evitar um aumento do preço final da energia elétrica. (ANEEL, 2013).

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos e separadas por subsistemas no Brasil conforme a figura 31 – e indicam o seguinte:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa de energia (TE) não sofre nenhum acréscimo; *Bandeira amarela*: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos; *Bandeira vermelha*: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos (ANEEL, 2013).



- *Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)*: Regiões Sudeste e Centro-Oeste, Acre e Rondônia;
- *Subsistema Sul (S)*: Região Sul;
- *Subsistema Nordeste (NE)*: Região Nordeste, exceto o Maranhão;
- *Subsistema Norte (N)*: Pará, Tocantins e Maranhão.

Figura 31 - Divisão dos subsistemas no Brasil
Fonte: ANEEL, 2013

Assim pode-se também observar um panorama variável em determinadas condições em relação as tarifas que incidirão no sistema de compensação de energia a ser utilizado nas mini e microgeração fotovoltaicas e que deverão ser consideradas ao longo dos anos a partir de que seja gerado um histórico sobre este sistema. Também é possível estimar alguma melhoria no tempo de retorno do investimento na implantação de um SFCR considerando o incremento do preço da energia durante as bandeiras amarela e vermelha considerando a geração em períodos de bandeirada incluindo o acúmulo de créditos por 36 meses.

5 CONCLUSÃO

Utilizando as tarifas de cada distribuidora em comparação com a tarifa do grupo B1 da Copel, foi possível verificar a variação percentual que o sistema de compensação de energia que a mini e micro GD possui no Brasil, e também verificar uma perspectiva do valor máximo que o sistema de compensação pode alcançar em efeitos de custo evitado, caso a geração seja consumida pela carga e não haja circulação de energia na rede de distribuição, o que mostra um panorama interessante para que sejam projetados sistemas de GD para este modelo.

Também foi possível verificar que no território nacional, é possível incentivar a implantação dos SFCRs primeiramente nos estados atendidos com a maior tarifa, com a intenção de fomentar o crescimento gradual deste tipo de GD que tem muito a contribuir com a eficiência energética no país.

Sabe-se que a tarifa tem valores diferentes de região para região devido as características do sistema elétrico de cada distribuidora, e que a metodologia que ANEEL utiliza para estipular o valor destas tarifas baseia-se nos custos de expansão, operação e manutenção do sistema elétrico (parcela B da TUSD) e que com o crescimento da GD pode ser evitado dando ênfase às distribuidoras com maiores custos para manter o sistema de distribuição que por consequência possuem as maiores tarifas.

Ainda é possível incrementar a velocidade de retorno do investimento do SFCR se for considerado a questão da bandeira tarifária que provocará impacto sobre o valor da energia para todos os subgrupos tarifários na oportunidade de ocorrerem despacho de energia pelas usinas térmicas no país.

Também foi possível observar que o sistema de compensação privilegia financeiramente os sistemas com maiores tarifas face ao custo evitado da energia que o SFCR produz no ponto onde está conectado, e nas condições em que a carga é alimentada no mesmo instante pelo gerador fotovoltaico, fato que incentiva este tipo de GD a ser dimensionado para ser compatível com a carga máxima no horário de geração e limitado ao valor da carga menos a taxa mínima imposta pela concessionária de distribuição.

Considerando apenas um retorno simples do investimento no SFCR, é possível perceber que em diversas situações o sistema não se paga, visto que a vida útil dos equipamentos em geral são de 20 anos e a amortização muitas vezes é maior que isto, e ainda sem considerar uma depreciação da potência gerada pelos módulos fotovoltaicos pois sabemos que sempre há desgaste, acúmulo de sujeira e possibilidade de defeitos durante o período de vida útil dos equipamentos.

Também percebe-se que este tipo de energia renovável e limpa deve ser mais estimulado para que se torne cada vez mais viável a sua utilização, seja por incentivos fiscais para compra e fabricação dos módulos e inversores, pela isenção de impostos e por tarifas diferenciadas, pois na atual condição a atratividade do investimento é baixa, face ao longo prazo para recuperação do investimento visto nas simulações mesmo na melhor condição.

Ainda assim o Brasil parece estar bem direcionado quanto às medidas necessárias para inclusão da GD fotovoltaica face ao alinhamento das normas existentes, requisitos técnicos bem como sobre aspectos da legislação pertinente em vigor, no entanto, é percebida uma falta de incentivo financeiro para este tipo de energia no sentido de aumentar a viabilidade, como por exemplo, políticas de descontos e incentivos fiscais em diversos tributos sobre a energia, dedução no imposto de renda da compra de SFCRs, e até mesmo a inclusão em programas de eficiência energética, para inicialmente alavancar uma expansão mais acelerada desta fonte de energia renovável.

Portanto observa-se através deste trabalho de pesquisa e por meio das simulações realizadas, informações que desperta olhares para a implementação de GD fotovoltaica no país focando para a questão de que em determinadas regiões existe um retorno financeiro mais rápido do custo de implantação da tecnologia. Bem como alerta, para que se projete os SFCRs, para que a energia gerada seja consumida pela própria carga no mesmo instante, evitando assim a circulação de energia nas redes de distribuição proporcionando um maior benefício econômico para o retorno do investimento, e também no sentido de evitar perdas no sistema de distribuição bem como custos no reforço e expansão do sistema elétrico e assim maximizando a eficiência energética neste ciclo.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Nota Técnica nº 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL, de 20/06/2011** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf>. Acesso em: Setembro de 2013.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 3, Revisão 5 - Acesso ao Sistema de Distribuição.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf>. Acesso em: Setembro de 2013.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 3, Seção 3.7, Revisão 5 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf>. Acesso em: Setembro de 2013.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8, Revisão 4 - Qualidade de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_4.pdf>. Acesso em: Setembro de 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa 414 de 09 de setembro de 2010.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: Setembro de 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: Setembro de 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa 517 de 11 de dezembro de 2012.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: Setembro de 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Grupo de Trabalho de Geração Distribuída da ABRADDE.** 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149. **Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16150. **Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimentos de ensaio de conformidade.** 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR IEC 62116. **Procedimentos de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição.** 2013.

CARVALHO, Karolina Jorge Schwenck de. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos.** Dissertação de Mestrado. UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

CONFAZ. **Convênio ICMS 6 de 5 de abril de 2013**. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz/convenios/icms/2013/CV006_13.htm> Acesso em Setembro de 2013.

COPEL. **NTC 905100 - Manual de Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da Copel**. Dezembro de 2012. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/880D53F548FB31A0032578100063EE21/\\$FILE/NTC905100.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/pagcopel2.nsf/880D53F548FB31A0032578100063EE21/$FILE/NTC905100.pdf)>. Acesso em Setembro de 2013.

CURY, Augusto Jorge. **Inteligência multifocal: Análise da construção dos pensamentos e da formação de pensadores**. São Paulo. ed. Cultrix. 2006

_____. Decreto nº 5.163 de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**. Brasília-DF. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: Agosto de 2013.

DIN V VDE 0126-1-1 , "**Automatic Disconnection Device Between a Generator and the Public Low-Voltage Grid**", 2006.

DUGAN, R. C.; MACGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H.W. "**Electrical Power Systems Quality - Second Edition**". McGraw-Hill. 2004.

EPE. **Nota Técnica EPE. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira**. Maio de 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudo_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf> Acesso em: Agosto de 2013.

IEEE-519. "**Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**", 1992.

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

IEEE-1547. "**Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**", 2003.

IEC-61727. "**Characteristics of the Utility Interface**", 2004.

IEC-62116. "**Testing Procedure of Islanding Prevention Methods for Utility-Interactive Photovoltaic Inverters**", 2008.

Ministério de Minas e Energia. **Eficiência Energética e Conservação de Energia**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/eficiencia-energetica>>. Acesso em: Setembro de 2013.

Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Volume 11. Eficiência energética. Brasília. MME; EPE, 2007.

CARVALHO, K. J. S. de. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos**. Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 1ª ed. São José dos Campos - SP: INPE, 2006.

PINTO NETO, A. F. C. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de Mestrado. USP, São Paulo, 2012.

REQUENA, M. B. **Células Solares: Fundamentos e Aplicações**. Universidade Estadual de São Paulo – UNESP. 2009. Disponível em: <<http://www.rc.unesp.br/showdefisica/ensino/CelulasSolares.pdf>> Acesso em Outubro de 2012.

SOUZA, H. M.; LEONELLI, P.A.; PIRES, C. A. P.; SOUZA JUNIOR, PEREIRA, R. W. L. **Reflexões sobre os principais programas em eficiência energética existentes no Brasil**. Revista Brasileira de Energia. vol. 15, nº 1, 2009, pág. 7-26.

URBANETZ JUNIOR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. Tese de Doutorado, UFSC, Florianópolis, 2010.

URBANETZ JUNIOR, J.; TIEPOLO, G. M.; FUSANO, R. H.; CASAGRANDE JUNIOR, E. F.; CANGIOLIERI JUNIOR, O. **Análise do Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR**. Revista Sodebras. vol. 8, nº 88, 2013, pág. 46-49.

ZILLES, R. **Geração Distribuída e Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Março, 2011. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/workshop/2011/Geracao_Distribuida_Sist_Fotovoltaicos_29032011.pdf>. Acesso em Setembro de 2013.

ANEXO 1

 	SCD/SED/SMR		NTC
			905100
	Emis.: Dez/2010	Rev.: Dez/2012	Vers.: Dez/2012
MANUAL DE ACESSO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			

ANEXO IV

FICHA DE DADOS CADASTRAIS

IDENTIFICAÇÃO DA CENTRAL GERADORA

Nome:	CRPJ:
Endereço:	Bairro:
	Município:
Coordenadas da Casa de Força da Usina (Fornecer nos dois formatos) EM UTM: _____ EM GEO 84060: _____	
Número de Conta (se já for cliente COPEL): _____	
Responsável:	Telefones:
Endereço Eletrônico:	

CARACTERÍSTICAS DA INSTALAÇÃO

FONTE PRIMÁRIA: <input type="checkbox"/> CGH <input type="checkbox"/> PCH <input type="checkbox"/> UHE <input type="checkbox"/> BIOMASSA <input type="checkbox"/> EÓLICA <input type="checkbox"/> BIOGÁS <input type="checkbox"/> ÓLEO DIESEL <input type="checkbox"/> OUTRA: _____	
BALANÇO DE ENERGIA CAPACIDADE DE GERAÇÃO: _____ KW CARGA INSTALADA: _____ KW MÁXIMA POTÊNCIA INJETÁVEL: _____ KW	
GERADOR - TIPO 1: QUANTIDADE: _____ TENSÃO NOMINAL: _____ V POTÊNCIA NOMINAL: _____ KW <input type="checkbox"/> SÍNCRONO <input type="checkbox"/> ASSÍNCRONO FATOR DE POTÊNCIA: _____ CONTROLE DE REATIVOS: <input type="checkbox"/> SIM <input type="checkbox"/> NÃO	
GERADOR - TIPO 2: QUANTIDADE: _____ TENSÃO NOMINAL: _____ V POTÊNCIA NOMINAL: _____ KW <input type="checkbox"/> SÍNCRONO <input type="checkbox"/> ASSÍNCRONO FATOR DE POTÊNCIA: _____ CONTROLE DE REATIVOS: <input type="checkbox"/> SIM <input type="checkbox"/> NÃO	
DATA PREVISTA PARA ENTRADA EM OPERAÇÃO 1ª ETAPA: _____ KW ____ / ____ / ____ 2ª ETAPA: _____ KW ____ / ____ / ____ 3ª ETAPA: _____ KW ____ / ____ / ____	

_____ de _____ de _____.

ASSINATURA DO SOLICITANTE

- OBS.: 1. Anexar documentos necessários conforme seção 3.1 dos Procedimentos de Distribuição.
2. Apresentar documentos que comprovem a regularidade perante a Aneel (ofícios, despachos, autorizações, etc.)

ANEXO 2

 	SCD/SED/SMR		NTC	
			905100	
Emis.: Dez/2010		Rev.: Dez/2012	Vers.: Dez/2012	
MANUAL DE ACESSO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA				

ANEXO II

FORMULÁRIO DE REGISTRO DE USINA TERMELÉTRICA E FOTOVOLTAICA
 Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração – SCG

SGAN 003 Módulo J CEP 7 0.830-030 Brasília - DF Telefone (01) 2102-8750

1. IDENTIFICAÇÃO

Proprietário

Nome	Telefone ()	Fax ()
Endereço	CEP:	
Município	UF	
CNPJ/CPF	e-mail	

Central geradora

Denominação <i>UTESOL??</i>	Telefone ()	Fax ()
Endereço	Município	UF
Coord. geográficas: Latitude	Longitude	e-mail

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DA CENTRAL GERADORA

Usina Termelétrica – UTE

Potência Instalada Total Bruta (kW):	
Nº de Unidades Geradoras:	
Combustível:	

Geradores	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Fator de Potência (cos φ)	Potência (kW)	Data de Entrada em Operação
01					
02					

Usina Fotovoltaica - SOL

Potência Instalada Total (kWp):	
Area Total da Usina (m2):	
Número de Arranjos:	
Módulos da Usina Fotovoltaica:	

Arranjos	N.º de Placas por Arranjo	Área do Arranjo (m²)	Potência de Pico (kW)	Data de Entrada em Operação
01				
02				

Declaro que as informações prestadas neste documento correspondem ao empreendimento em referência e estão de acordo com a legislação aplicável, em especial com o disposto nas Resoluções da ANEEL que tratam sobre a outorga de empreendimentos de geração. Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 299 do Código Penal).

Local _____

Data _____

 Proprietário ou representante legal pelo empreendimento

ANEXO 3 (CONT.)



3	NORMA(S) QUE O(S) EQUIPAMENTO(S) ATENDE(M)	
<input type="checkbox"/> NBR 16149 * <input type="checkbox"/> NBR 16150 * <input type="checkbox"/> NBR IEC 62116 * <input type="checkbox"/> Outras: <hr/> <hr/> <hr/>		
*OBRIGATÓRIAS		
4	DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA E CERTIFICADOS	
<input type="checkbox"/> Manual do fabricante do equipamento com as características técnicas <input type="checkbox"/> Certificado(s) emitido(s) por instituição(ões) acreditada(s) pelo INMETRO atestando o atendimento às normas marcadas no item 3. Observação: Pelo prazo de um ano, a partir de 01/07/13, excepcionalmente serão aceitos certificados de ensaios emitidos por institutos acreditados por órgãos acreditadores, segundo os acordos internacionais de reconhecimento mútuo (MRA - Mutual Recognition Arrangement) assinados pelo INMETRO nestes âmbitos (ILAC e BIPM).		
5	OBSERVAÇÕES	
6	DATA	7 CARIMBO E ASSINATURA DO FABRICANTE