



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

FAUSTO VILAR GONÇALVES

ESTUDO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES INTELIGENTES

Campina Grande, Paraíba.
Julho de 2014

FAUSTO VILAR GONÇALVES

ESTUDO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES INTELIGENTES

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professor Edmar Candeia Gurjão, PhD.

Campina Grande, Paraíba.
Julho de 2014

FAUSTO VILAR GONÇALVES

ESTUDO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES INTELIGENTES

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Aprovado em ____ / ____ / _____

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Edmar Candeia Gurjão, PhD.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à meu pai Fabio que em vida fez tudo dar estudo ao seu filho.

Agradecimentos

A Deus!

Agradeço aos meus pais Fabio Vilar Gonçalves e Jacinta de Fátima Vilar, por terem se esforçado tanto para me proporcionar uma boa educação, por ter me alimentado com saúde, força e coragem, as quais que foram essenciais para superação de todas as adversidades ao longo desta caminhada.

Agradeço também a toda minha família, que com todo carinho e apoio, não mediu esforços para eu chegar a esta etapa da minha vida.

Agradeço ao meu orientador, Edmar Candeia Gurjão, pela paciência e tempo dedicado as sugestões.

Aos companheiros, amigos de batalha e futuros colegas de profissão, Eng. Cláudio Moreira de Lima, Eng. José de Sousa Lima Junnior, Eng. Francisco Luiz de Oliveira Júnior, Eng. Luciano Duarte Medeiros, Eng. Ricardo Soares Chinarro, Eng. Romero Álamo de Medeiros, Tarcísio Oliveira Trajano, Eng. Tiago de Silva Balbino e Eng. Wallysson de Vasconcelos Sousa, que trilharam comigo esta longa jornada, tornando os momentos de adversidades e afazeres em inestimáveis histórias de superações e alegrias.

Aos meus amigos que, de alguma forma, fizeram-se presentes e que me ajudaram a seguir em frente.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

*“Ações comerciais inteligentes e
estratégicas proporcionam espaço de
qualidade para todas as formas de vida.”*

Paulo Eduardo Dubiel.

Resumo

As constantes e rápidas evoluções das tecnologias de transmissão de energia, as *smart grids* e a geração distribuída em especial solar fotovoltaica requerem sempre um estudo de viabilidade técnica e econômica da mesmas. Por isso, este trabalho visa realizar um estudo sobre *smart grid* geração distribuída, a regulamentação e também propor uma solução de instalação e conexão com a rede de um sistema solar fotovoltaico, com previsão de custos com base em tecnologias disponíveis no mercado. Por se tratar de um investimento com taxa de retorno de investimento limítrofe, o foco deste trabalho é para residências de classe e média-baixa.

Analisando os resultados obtidos na análise do projeto proposto, este trabalho mostra que a produção de energia solar fotovoltaica está em vias de se tornar um investimento ao alcance da população de classe média-baixa, mas ainda necessita de um ambiente mais favorável para sua expansão onde incentivos fiscais e de produção sejam concedidos por parte do governo, justificado pelo impacto ambiental que a disseminação desta tecnologia proporcionaria.

Palavras-chave: Geração, Geração distribuída, Energia fotovoltaica, *smart grid*.

Abstract

The constant and rapid changes of power transmission technologies, smart grids and distributed generation in solar photovoltaic always require a special study of technical and economic feasibility of the same. Therefore, this study aims to conduct a study on smart grid distributed generation, regulation and also propose a solution installation and network connection of a solar photovoltaic system, with estimated costs based on available technologies. Because it is an investment with a return rate of borderline investment, the focus of this work is to residences and lower-middle class.

Analyzing the results obtained in the analysis of the proposed project, this work shows that the production of photovoltaic solar energy is in the process of becoming an investment to the population of lower-middle class, but still needs a more favorable environment for their expansion where tax and production incentives are granted by the government, justified by the environmental impact that the spread of this technology would provide.

Keywords: Generation, Distributed generation, Photovoltaics, Smart grid.

Lista de Figuras

Figura 1. Possibilidades de modelagem da carga	19
Figura 2. Estrutura hierárquica.	20
Figura 3. Visão hierárquica da infraestrutura Smart Grid	21
Figura 4. Esquema simplificado do SEP com GD's.	27
Figura 5. Geração distribuída pode se tornar parte do sistema elétrico de potência.	29
Figura 6. Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico	31
Figura 7. Organização e componentes de um sistema fotovoltaico residencial	32
Figura 7 Estrutura típica de uma célula fotovoltaica	33
Figura 9. Características típicas de tensão-corrente e tensão-potência para painéis fotovoltaicos.....	35
Figura 10. Potência de saída da célula fotovoltaica versus ângulo de incidência	36
Figura 11. Painéis (a) <i>Single</i> e (b) <i>Dual-Axis Tracking</i>	37
Figura 12. Comparação à potência de saída de uma painel fixo com um <i>Dual-Axis-Tracked</i>	38
Figura 13. Típico sistema elétrico utilizando uma micro fonte eólica.	40
Figura 14. Esquema interno de uma célula a combustível SOFC SiemensWestinghouse de 100 kW	42
Figura 15. Esquemático da geração distribuída da célula a combustível conectado na rede de distribuição de energia.....	43
Figura 16. Estrutura da microcentral hidrelétrica genérica.	44
Figura 17. Redução das barreiras regulatórias para GD.....	58
Figura 18. Acesso aos sistemas de distribuição.....	60
Figura 19. Tipos de contratos celebrados.....	65
Figura 20. Prazo do processo de conexão	65
Figura 21. Preços de sistemas fotovoltaicos na Europa	69
Figura 22. Preço unitário de sistemas completos.....	70
Figura 23. Posição do sol definida pelos ângulos azimutal, zenital e altura solar.....	76
Figura 24. Quadro de proteção de corrente contínua CC da instalação fotovoltaica	77
Figura 25. Quadro de proteção de corrente alternada CA da instalação fotovoltaica	78
Figura 26. Detalhe de conectores tipo MC4.....	79
Figura 27. Irradiância solar em Campina Grande.....	83

Lista de Tabelas

Tabela 1. Tempos de detecção e interrupção da energização de acordo com a faixa de tensão.....	51
Tabela 2. Tempos de detecção e interrupção de energização de acordo com a faixa de frequência	52
Tabela 3. Distorção harmônica máxima da corrente [%].	53
Tabela 4. Níveis de Referência para Distorção Harmônica Individual de Tensão para Tensões Nominais iguais ou inferiores a 1 kV.	55
Tabela 5. Grandezas para análise de flutuações de tensão	56
Tabela 6. Valores de referência para grandezas de flutuação de tensão.....	57
Tabela 7. Níveis de tensão para conexão de micro e minicentraís geradoras	62
Tabela 8. Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	63
Tabela 9. Custo Global do sistema nos Estados Unidos- US\$ /Wp.....	70
Tabela 10. Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R\$/kWp).....	70
Tabela 11. Competitividade da Geração Fotovoltaica – Custo nivelado de geração	71
Tabela 12. Tarifas homologadas na ANEEL – Valores médios regionais em 2011(R\$/MWh)	72
Tabela 13. Parâmetros elétricos e físicos do módulo YL235P-29b em STC.....	74
Tabela 14. Escolha do ângulo de inclinação do módulo	75
Tabela 15. Parâmetros elétricos e físicos do inversor.	76
Tabela 16. Irradiância solar em Campina Grande	82
Tabela 17. Estimativa de consumo e geração de energia [kWh]	84
Tabela 18. Energia economizada por período de tempo [R\$]	86
Tabela 19. TIR – Taxa interna de retorno	87
Tabela 20. Índices econômicos para incentivos fiscais.....	88

Sumário

1	Introdução	13
1.1	Objetivos	14
1.2	Estrutura do Trabalho	14
2	Redes Inteligentes (<i>Smart Grids</i>).....	15
2.1	Motivadores e vantagens da implementação.	16
2.2	Interoperabilidade e intercambialidade	18
2.3	Geração pelo lado da demanda.....	19
2.4	Infraestrutura de comunicação.....	20
2.5	Smart meter- medidores inteligentes.....	22
2.6	Geração distribuída.....	25
3	Geração Distribuída e Micro Redes	26
3.1	Recursos de geração distribuída em baixa tensão.	28
3.1.1	Energia solar fotovoltaica.	30
3.1.2	Impactos na qualidade de energia com energia solar fotovoltaica.....	38
3.1.3	Energia eólica.....	39
3.1.4	Impactos na qualidade de energia com energia eólica	40
3.1.5	Células a combustível	41
3.1.6	Impactos na qualidade de energia com células a combustível	42
3.1.7	Micros centrais hidrelétricas	43
3.1.8	Impactos na qualidade de energia com energia hidráulica	44
3.2	Efeitos e da conexão de gd em baixa tensão.....	45
3.2.1	Afundamentos de tensão.	46
3.2.2	Interrupções curtas.....	47
3.2.3	Interrupções longas.....	47
3.2.4	Picos de tensão	47
3.2.5	Ondulações de tensão.....	48
3.2.6	Distorções harmônicas	48
3.2.7	Flutuações de tensão.....	49
3.2.8	Ruídos	49
3.2.9	Desequilíbrio de tensão.....	50
3.3	Requisitos de conexão de gd em baixa tensão	50
3.3.1	Norma IEEE 1547 para interconexão de gd ao sistema elétrico	50
3.3.2	Procedimentos de distribuição – prodist	53
3.3.2.1	Tensão de regime permanente.....	54
3.3.2.2	Fator de potência	55
3.3.2.3	Harmônicos.....	55
3.3.2.4	Desequilíbrio de Tensão	56
3.3.2.5	Flutuação de Tensão.....	56

3.3.2.6	Variações de Tensão de Curta Duração	57
3.3.2.7	Varição de Frequência	57
4	Regulamentação de acesso	58
4.1	Acesso de micro e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição	61
4.2	Considerações finais do capítulo	65
5	Projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede	68
5.1	Custos	68
5.2	Energia Produzida.....	72
5.3	Módulos	74
5.4	Inversor	76
5.5	Sistema de Proteção	77
5.6	Cabeamento e Conexões	78
5.7	Suporte estrutural.....	80
6	Análise dos resultados.....	80
6.1	Irradiação	82
6.2	Perfil de consumo	84
6.3	Resultados	84
6.4	Análise econômica.....	85
6.5	Incentivos fiscais	88
7	Conclusão.....	89
	Referências	91

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos uma série de fatores vem influenciando na mudança do modelo de negócio do setor elétrico mundial como a inserção de novas tecnologias, principalmente as renováveis de geração de pequeno porte, a disseminação e consolidação de Redes Inteligentes (*Smart Grid*), a busca por novas alternativas de saneamento da necessidade e expansão do sistema, a melhora contínua na qualidade da energia, além da busca por parte dos consumidores de um mecanismo que possibilite a contribuição direta dos mesmos em relação à segurança e sustentabilidade do sistema.

Em outros países já houve avanços, e hoje, devido às condições de desenvolvimento, o Brasil vem demonstrando também estas características.

Portanto a criação de um novo modelo é essencial. O modelo de regulação, da forma como se apresenta atualmente, pode não ser totalmente adequado, mas já apresenta melhorias quanto à disseminação em massa da possibilidade de geração de pequeno porte. Isto pode acontecer em diversas tecnologias, desde solar fotovoltaico em residências, como eólico de pequeno porte, hidrogênio energético, e outras.

Diversas forças e tendências existem e atuam sobre a nossa sociedade de forma a fazer com que a mesma procure estar sempre em evolução. O mesmo acontece com o sistema elétrico. A identificação e a análise destas forças e tendências permitem um diagnóstico da situação atual e uma criação de prováveis cenários para um futuro próximo, e até para o longo prazo, de modo a viabilizar ações que visam à consolidação do cenário desejável para o sistema elétrico.

A maior tendência no cenário energético atual é o conceito *Smart Grids*, que segundo D.M. Falcão (2009), baseia-se na utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitoração e controle da rede elétrica, as quais permitirão a implantação de estratégias de controle e otimização da rede que engloba a geração distribuída. Isto fez com que a utilização de mini e micro geração conectada à rede de baixa tensão tenha ganhado evidência nos últimos anos, com iniciativas de regulamentações do mercado, a exemplo das resoluções normativas N°481 e 482 da ANEEL lançadas em Abril de 2012, que incentivam a utilização da geração mine e micro distribuída como, por exemplo, a energia solar.

Esta regulamentação da conexão da geração solar à rede para micro e mini geração vem solucionar um grande problema destes sistemas cuja fonte de energia é

variável: a acumulação de energia, que torna necessário o uso de acumuladores, geralmente um banco de baterias. Neste caso, a rede faz o papel do armazenador, reduzindo o custo de instalação do sistema. Desse modo a energia injetada na rede é controlada através de medidores bidirecionais e transformada em créditos com a concessionária para posterior consumo. Todos estes fatores de redução de custo e regulamentação deixam a energia solar fotovoltaica residencial como geração complementar de energia a ponto de tornar-se economicamente viável. Aliado a um projeto de eficiência energética, promete reduzir custos para o consumidor e melhorar o desempenho do sistema economizando recursos naturais não renováveis.

1.1 OBJETIVOS

No presente trabalho primeiramente será realizada uma revisão bibliográfica sobre *smart grids*, geração distribuída e a inserção de energia por varias fontes em um mesmo barramento para determinar que parâmetros são de interesse nesse cenário.

E também propor uma solução de instalação e conexão com a rede de um sistema solar fotovoltaico, com previsão de custos com base em tecnologias disponíveis no mercado. Por se tratar de um investimento com taxa de retorno de investimento limítrofe, o foco deste trabalho é para residências de classe e média-baixa.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em sete capítulos, sendo que o Capítulo 1 é introdutório. O Capítulo 2 e o Capítulo 3 apresentam uma revisão bibliográfica, sobre redes inteligentes (*Smart Grids*), a tecnologia envolvida na geração distribuída e seus recursos: energia solar fotovoltaica, energia eólica, células de combustível e micro centrais hidrelétricas e os requisitos para conexão na rede.

O Capítulo 4 apresenta a regulamentação que permite a interconexão.

No Capítulo 5 é especificado um projeto de sistema conectado à rede elétrica que é a base para as análises posteriores do presente trabalho.

No Capítulo 6 são feitas análises dos resultados obtidos com o projeto do Capítulo 5, e por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.

2 REDES INTELIGENTES (*SMART GRIDS*)

A expressão Redes Inteligentes (REI) é a tradução do termo em inglês mundialmente conhecido como *Smart Grids*. O termo *Smart Grid* foi usado pela primeira vez em 2005 em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, com o título de "Toward A *Smart Grid*" (TOLEDO, 2012).

As Redes Elétricas Inteligentes (REI) podem ser compreendidas como a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de energia e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final. A implementação da REI possibilita uma gama de novos serviços abrindo a possibilidade de novos mercados. Desta forma, a REI se apresenta como uma das fortes tendências de modernização do sistema elétrico em vários países.

De uma forma simples, o conceito refere-se à inserção em grande escala de novas tecnologias e de elementos digitais no setor elétrico, em especial na distribuição. Sendo uma nova realidade imposta aos serviços de eletricidade.

Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos - DOE, redes inteligentes são *“um sistema automatizado, caracterizado por um fluxo bidirecional de energia elétrica e de informações, capaz de monitorar tudo, desde usinas até as preferências dos consumidores. Esse sistema incorpora na rede os benefícios da computação distribuída e da comunicação para oferecer informações em tempo real e permitir o equilíbrio quase instantâneo de oferta e demanda”* (DOE, 2009a).

Em outro documento, o DOE afirma que redes inteligentes são *“uma visão a ser completada, que devem ser construídas de acordo com as necessidades do mercado onde serão implantadas, considerando múltiplas perspectivas, entre elas, tecnológica, ambiental, socioeconômica e político-regulatória”* (DOE, 2009b).

Segundo um relatório norte americano (Gellings, 2009), *“rede inteligente é a utilização de sensores, comunicações, capacidade computacional e controle para aumentar as funcionalidades do sistema de fornecimento de energia elétrica. Um sistema convencional torna-se inteligente a partir do sensoramento, comunicação, inteligência aplicada, exercendo controle por meio de feedback ajustado*

continuamente. Para um sistema de potência, isto implica em funções que permitem a otimização do uso de geração, transporte, armazenamento, fontes distribuídas e uso final do consumidor em direção a objetivos que garantam confiabilidade, uso mais racional de energia, mitigação de impacto ambiental, gestão de ativos e contenção de gastos”.

Estão no contexto de redes inteligentes: medição eletrônica, telecomunicações, automação, tecnologia da informação, georreferenciamento e outras ferramentas de sensoriamento e capacidade computacional. Incluem-se ainda a geração e o armazenamento distribuídos, além de estrutura de fornecimento de energia elétrica a veículos elétricos.

O conceito de inteligência pressupõe que essas aplicações e tecnologias operem de forma coordenada e otimizada. Assim, redes inteligentes não remetem à implantação isolada de novos medidores ou de sistemas computacionais desprovidos de recursos para atuação nas redes e nas ações da distribuidora. Sem essa coordenação, não poderiam ser viabilizados em tempo hábil ganhos com monitoramento, eficiência operacional e atuações corretivas.

Já faz algum tempo que as tecnologias de informação e comunicação estão inseridas ao sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Mas isto ocorre de forma isolada e o sistema elétrico sofre com a falta de confiabilidade, desperdício de energia elétrica, erros de leitura dos medidores de energia eletromecânicos e a incapacidade de atender à crescente demanda exigida. Ao invés de suprir a necessidade de energia com a construção de grandes usinas geradoras, o momento atual necessita de eficiência energética, qualidade de energia elétrica e completa comunicação de todo setor elétrico, das usinas geradoras aos eletrodomésticos em nossas casas.

2.1 MOTIVADORES E VANTAGENS DA IMPLEMENTAÇÃO.

A implantação de redes inteligentes implica na melhoria do fornecimento de energia elétrica de forma ampla. A partir do aumento do controle e da inserção da eletrônica, um resultado de destaque é o avanço na medição e no faturamento, propiciando a redução de perdas não técnicas. Na parte de qualidade, verifica-se avanço nas três frentes de percepção do consumidor: qualidade do produto, qualidade do

serviço e qualidade comercial. Outra possibilidade é a otimização no uso da energia elétrica (eficiência energética).

Aliás, esses são os três principais motivadores no Brasil: redução de perdas não técnicas, melhoria da continuidade e eficiência energética. No mundo, podem ser encontrados outros motivadores, tais como aumento da competitividade e ampliação do mercado livre, redução de custos operacionais, diminuição do impacto ambiental, prestação de novos serviços, gerenciamento de ativos, entre outros.

Existem várias definições para o conceito de redes inteligentes, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia. Esses elementos possibilitam o envio de uma gama de dados e informação para os centros de controle, onde eles são tratados, auxiliando na operação e controle do sistema como um todo.

Para se colocar em prática tal conceito, algumas transformações devem ser levadas a cabo, como a modernização da infraestrutura, instalação de camadas digitais, como *softwares* e capacidade de processamento de dados, que são a essência da rede inteligente, e mudanças nas regras atuais de comercialização, necessárias para ampliar o número de acessantes.

As primeiras tentativas de se instalar alguma inteligência na rede advieram da medição eletrônica, que foi usada para monitorar o comportamento da carga de grandes consumidores. Com a instalação de equipamentos de comunicação, esses medidores iriam proporcionar o monitoramento em tempo real e o uso de aplicativos para a resposta de demanda. No início de 2000, um projeto desenvolvido na Itália para a larga instalação de medição eletrônica, chamado de *Telegestore Project*, previu a utilização de cerca de 27 milhões de medidores eletrônicos com capacidade para comunicação via PLC – *Power Line Communications* –, que é transmissão de dados via cabo de energia.

Hoje, inúmeros países já estão modernizando suas infraestruturas de rede. Os Estados Unidos lançaram um pacote de estímulos que aportará cerca de US\$ 4 bilhões, para financiar projetos de redes inteligentes. Alguns estados, como o Texas, já iniciaram a troca dos medidores e estão instalando grandes redes de telecomunicações para transporte de dados, além de estimularem a participação do consumidor com a criação de um portal na internet.

Para a modernização da rede, alguns conceitos devem estar associados:

- Confiabilidade;
- Eficiência;

- Segurança;
- Questões ambientais;
- Competitividade.

As principais funções requeridas em uma rede inteligente são:

- Auto recuperação;
- Motivar consumidores a serem mais participativos;
- Resistir a ataques físicos e cibernéticos;
- Fornecer uma energia de melhor qualidade;
- Permitir vários tipos de geração e armazenagem de energia;
- Maior envolvimento do mercado;
- Permitir uma maior utilização de geração intermitente de energia.

Com a introdução de sensores e controles automatizados, a rede poderá ser capaz de antecipar, detectar e resolver problemas no sistema. Assim, podem-se evitar ou mitigar faltas de energia, problemas na qualidade do serviço e suas interrupções.

Um dos principais objetivos é uma maior participação do usuário. Nas redes inteligentes, estarão incorporados os aparelhos domésticos e o comportamento do usuário na utilização deles. Isso permitirá um melhor controle por parte do usuário no seu consumo, reduzindo seus custos através de sinais tarifários emitidos pela concessionária. Com a medição em tempo real e a comunicação bidirecional, os consumidores poderão ser recompensados pelos seus esforços em economizar energia.

2.2 INTEROPERABILIDADE E INTERCAMBIALIDADE

Interoperabilidade é a “Capacidade de um sistema de se comunicar de forma transparente com outro, semelhante ou não, compartilhando dados entre si”. A intercambialidade é a possibilidade de trocar determinado equipamento por outro equivalente de outro fabricante, mantendo intactos tanto padrões lógicos quanto físicos (TOLEDO, 2012).

Nesse mesmo sentido, a tentativa de desenvolver um projeto de redes elétricas inteligentes antes de ser estabelecido um padrão que permita a interoperabilidade entre os dispositivos estaria fadada ao fracasso, uma vez que não abrangeria – na quantidade e

no tempo – a intenção de proporcionar esse recurso para a totalidade dos consumidores. Bem entendido, tal interoperabilidade não necessita ser construída em âmbito nacional. Seria suficiente estabelecê-la no âmbito de uma distribuidora específica, levando em conta suas especificidades, ou de um conjunto de distribuidoras que tenham objetivos e estratégias relativamente comuns no tocante aos produtos e serviços a serem ofertados pelos programas de redes elétricas inteligentes (MEDEIROS, 2013).

2.3 GERAÇÃO PELO LADO DA DEMANDA.

Programas de gerenciamento pelo lado da demanda são intervenções deliberadas de uma empresa de energia elétrica no mercado consumidor (demanda), com o intuito de promover alterações no perfil e na magnitude da curva de carga. As alterações almejadas podem ser a redução da potência no horário de pico, o preenchimento de vales, mudanças na carga, conservação estratégica, crescimento estratégico e a construção de curvas de carga flexíveis, como na Figura 1.

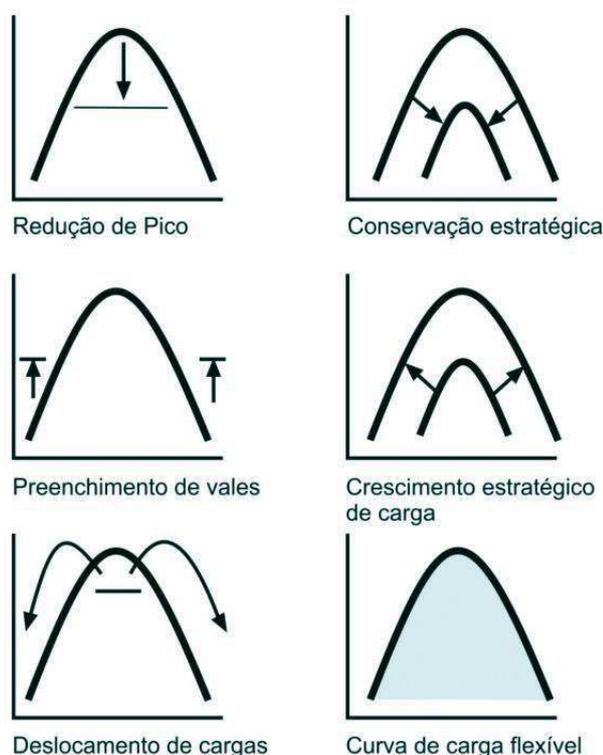


Figura 1. Possibilidades de modelagem da carga

Fonte: TOLEDO, 2012.

Mais do que um campo separado de estudo, o gerenciamento pelo lado da demanda tem que ser tomado num contexto de Planejamento Integrado de Recursos. Através de análises benefício custo, alternativas de gerenciamento pelo lado da demanda podem ser comparadas com opções pelo lado da oferta, derivando-se daí qual o caminho mais eficiente e de menor custo para se prover à potência e a energia desejada (CAMPOS, 2004).

2.4 INFRAESTRUTURA DE COMUNICAÇÃO

Com o desenvolvimento das redes inteligentes surgem também alguns desafios, tanto técnicos como processuais para a implantação da rede. Por exemplo, as redes inteligentes devem oferecer sistemas de comunicação bastante seguros e confiáveis, suficientes para aguentar diversos tipos de tecnologias diferentes. Além disso, os equipamentos inteligentes da rede e as técnicas de gerenciamento de dados devem ser robustos e escaláveis para suportar as aplicações a serem inventadas futuramente. Por último é necessário, também, que o *Smart Grid* possua dispositivos e sistemas com interoperabilidade suficiente para interagir entre a nova e a já existente rede elétrica.

De um modo geral, a infraestrutura de telecomunicações pode ser dividida de acordo com a abrangência sobre a cadeia medidor-concentrador-distribuidora, como pode ser visto na Figura 2.

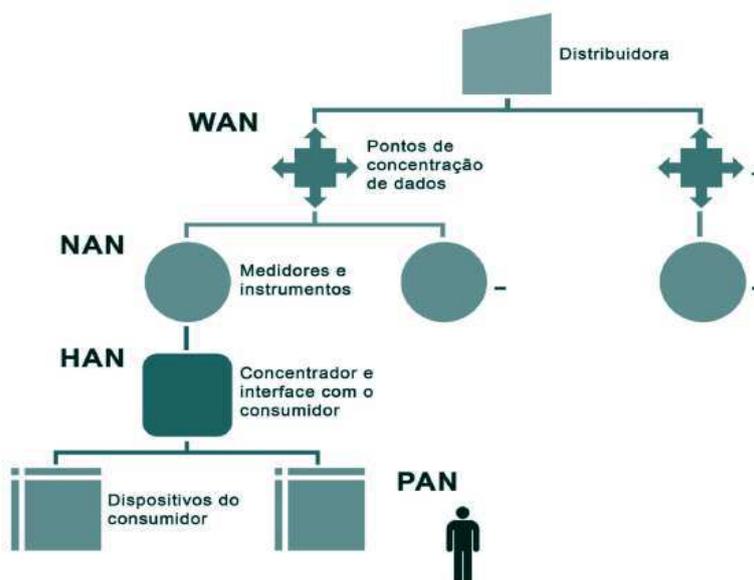


Figura 2. Estrutura hierárquica.
Fonte: TOLEDO, 2012.

Home Area Network (HAN) correspondente à rede de comunicação formada entre o Concentrador /Interface com o consumidor e seus dispositivos, em geral, internos a uma residência. Podem ainda existir redes de menor abrangência, as chamadas *Personal Area Network* (PAN), em geral, associadas a um indivíduo e a seus próprios dispositivos, concretizadas por tecnologias de curtíssima distância tal como o Bluetooth.

A camada imediatamente acima, correspondente à rede entre medidores e instrumentos e pontos de concentração de dados, é chamada de *Neighborhood Area Network* (NAN) e sua abrangência é tal que múltiplas residências em um quarteirão, vizinhança ou bairro interligam-se a um concentrador.

Uma visão hierárquica das redes inteligentes pode ser feita de acordo com os domínios estudados no Instituto de Normas e Tecnologias dos Estados Unidos (NIST) desenvolveu um modelo conceitual, que atualmente é utilizado por diversas Instituições, pelo qual é visto como base para descrever, discutir e desenvolver a arquitetura final do *Smart Grid*. Na Figura 3 segue um esboço da arquitetura hierárquica da rede *Smart Grid* e alguns exemplos de tecnologias e componentes associados. Percebe-se que cada domínio interage-se com classes vizinhas; essa interação é possível graças a um modelo de infraestrutura denominado AMI (Infraestrutura de Medição Avançada), do qual permite um fluxo de informação e de energia de duplo sentido, contribuindo para a gestão de demanda e distribuição de energia elétrica.

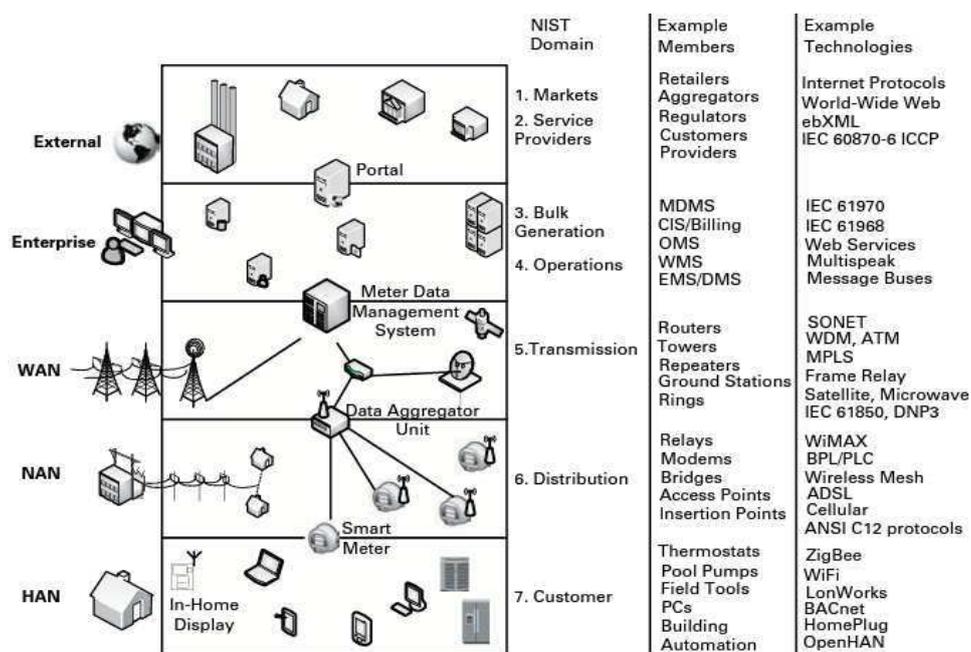


Figura 3. Visão hierárquica da infraestrutura Smart Grid

Fonte: HOSSAIN, 2012.

A função de interoperabilidade é uma questão muito importante no horizonte do Smart Grid, já que é responsável pela permissão do fluxo e a troca de informações na rede elétrica sem intervenções para os usuários. O principal objetivo desta interoperabilidade é oferecer uma habilidade de “plug and play” na rede, onde um dispositivo pode ser configurado automaticamente no sistema e comece a operar simplesmente ao ser ligado (HOSSAIN, 2012).

2.5 SMART METER- MEDIDORES INTELIGENTES

Smart meters (SM) são medidores digitais inteligentes que, nas redes *Smart Grid*, são os dispositivos responsáveis pela recepção e transmissão dos dados de consumo dos usuários para a rede elétrica. Esses aparelhos são instalados nos pontos terminais da rede e, conectados à rede IP, recebem e armazenam todas as informações do consumo de energia dos equipamentos eletrônicos existentes. Os medidores inteligentes são conectados à rede elétrica através de um meio de transmissão suficientemente eficiente para suportar as demandas de tráfego dos SM's.

Os medidores inteligentes são um dos maiores motivadores do desenvolvimento das redes elétricas inteligentes. Apesar de o sistema de medição ser apenas um dos diversos sistemas que integram o conceito de *smart grids*, o mesmo aparece com grande destaque nos projetos de redes inteligentes devido a alguns fatores que impactam, de forma mais intensa, as operações das concessionárias, tanto no tocante a benefícios quanto a custos agregados (MEDEIROS, 2013).

Desses fatores, é possível citar:

- Para a concessionária, independentemente de outras funções avançadas e adicionais, a função principal dos medidores sempre será a de gerar dados para faturamento.
- Os medidores inteligentes podem servir como canal de interação entre a distribuidora e seus clientes.
- Medidores de energia são fundamentais para viabilizar ações de eficiência energética e gestão pelo lado da demanda.
- Como cada unidade consumidora possui um medidor de energia, investimentos na modernização destes equipamentos são expressivos em relação a outros componentes da rede elétrica.

- Uma vez que os medidores de energia estão presentes em todas as unidades consumidoras, construir uma rede de dados que atinja esses pontos equivale a possuir uma cobertura completa de telecomunicações que abranja não somente os sistemas de medição de energia, mas que também possa agregar informações sobre a rede de baixa tensão, transferir dados de sistemas de automação e controlar sistemas de geração distribuída. A construção dessa rede de comunicação é a base na qual os sistemas componentes da tecnologia *smart grid* podem trocar informações entre si e com a concessionária.

Tomando em consideração os fatores anteriormente expostos, no tocante às redes elétricas inteligentes, geralmente investimentos em sistemas de medição inteligentes são priorizados em relação a outros, dada sua importância para a concessionária e para a sociedade. A instalação de uma sólida rede de infraestrutura avançada de medição traz como consequência direta a instalação de grande parte do sistema de comunicação necessário para a composição dos sistemas de redes elétricas inteligentes. Dessa forma, medidores inteligentes são geralmente viabilizadores técnico-econômicos naturais das redes elétricas inteligentes (TOLEDO, 2012).

Dentro deste contexto de automação inteligente, têm-se os seguintes aspectos:

- Automated Meter Reading (AMR), ou Leitura Automática do Medidor, conceito antigo com comunicação unidirecional com um Centro de Controle de Medição (CCM) para o processo de geração de fatura, visando maior exatidão nas medições e economia de custos com leituristas (CGEE, 2013).
- A adição da função de leitura automática soluciona vários problemas operacionais, como, por exemplo, a leitura de medidores instalados em locais de difícil acesso, com acesso restrito e em regiões distantes, em que o custo da leitura do medidor pode ultrapassar o valor da energia faturada.
- *Advanced Meter Management* (AMM), ou Gerenciamento do Medidor Avançado, refere-se a uma plataforma técnica de gerenciamento para medidores inteligentes dispostos em redes de comunicação, lendo perfis de carga em intervalos de tempo inferiores à uma hora. Pode ser entendido como toda ação de gerenciamento sobre o medidor como ativo

da rede. Apresenta como funções básicas (i) gerenciamento de dispositivo (p. ex., gestão de parâmetros dos medidores), (ii) gestão de grupo, possibilitando o controle de grupos de dispositivos, como configuração e upgrade de firmware, e (iii) gestão de plataforma de comunicação, assegurando comunicação confiável entre medidores e CCM, reportando status de rede, desempenho da comunicação e situações de exceção. Importante notar que a AMM não armazena os dados coletados dos medidores (ou o faz apenas temporariamente), transmitindo-os ao MDM.

- *Meter Data Management* (MDM), ou Gerenciamento de Dados do Medidor, processa e gerencia os dados gerados pelos medidores, incluindo informações além da energia consumida, como por exemplo, fator de potência e indicadores de qualidade. Objetiva aperfeiçoar processos como faturamento, eficiência operacional, serviços ao consumidor, previsão de demanda de energia, gerenciamento do sistema de distribuição (*Distribution Management System* - DMS), gestão de fraudes, gestão de demanda, entre outros. A questão não se resume mais em como coletar dados remotamente (função da AMM), mas como gerenciá-los para obter mais informação. Tem como funções básicas (i) atuar como repositório de dados de registros, eventos e alarmes, e (ii) processar e analisar dados dos medidores, aplicando validação e retificação em dados inconsistentes e transformando perfis de carga elementares em informação útil a concessionária.
- *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) ou Infraestrutura de Medição Avançada, sendo que alguns autores utilizam o termo AMI como sinônimo de medição inteligente englobando os conceitos de AMM e MDM. Na prática está relacionado mais a infraestrutura de meios de comunicação necessários para permitir as funcionalidades de medição inteligente.

Com a comunicação bidirecional entre consumidores e a concessionária de energia elétrica espera-se propiciar a leitura automática da demanda individual automatizando a coleta de dados de faturamento, proporcionar a conexão e desconexão de consumidores, disponibilizar informações do preço da energia, detectar faltas e

despachar equipes de manutenção de forma mais rápida e correta, além de detectar e impedir o furto de energia.

O advento da medição inteligente e a exibição em tempo real de informações oferecem recursos como:

- O monitoramento de qualidade de energia, do perfil de carga e a comutação remota de cargas;
- Redução do consumo de energia elétrica durante os períodos de maior custo da geração;
- Os preços da energia elétrica podem variar segundo o horário, o dia da semana, e a estação do ano.
- Possibilita o sistema de medição líquida, onde o proprietário recebe crédito pela energia gerada não consumida.

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída, por sua vez, poderá ampliar o mercado de fornecimento, aliviando o sistema como um todo, já que ela se encontra próxima das regiões de consumo.

Com essa nova tecnologia empregada nas redes, será mais fácil à detecção de interrupções. As informações em tempo real possibilitarão o isolamento das áreas afetadas e o redirecionamento do fluxo de energia de forma a manter o maior número possível de consumidores atendidos, ajudando na prevenção de interrupção de fornecimento.

Várias formas de geração poderão ser alocadas na rede, como células-combustíveis, renováveis, além de outras fontes de geração distribuída. Essas fontes estarão mais próximas dos centros de cargas e permitirão aos consumidores não só a compra dessa energia, bem como a venda de seu excedente.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E MICRO REDES

Neste capítulo serão apresentadas as principais tecnologias de geração distribuída de pequeno porte que possuem aplicação em redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão. Destacam-se os sistemas formados por painéis fotovoltaicos, aerogeradores de pequeno porte, células a combustível e microturbinas.

Os sistemas atuais de distribuição são compostos por diversos pontos para escoamento do fluxo de potência. De acordo com Mendonça (2011) os componentes do sistema elétrico de potência (SEP) como o gerador, um regulador de tensão ou uma carga, possuem um comportamento variável que resulta em algumas perturbações na energia fornecida. Devido ao crescimento de aparelhos sensíveis a essas perturbações, tem sido cada vez mais comum à busca de sistemas de potência com mais qualidade e confiabilidade. É neste cenário que a geração distribuída (GD) entra com destaque por ser um modelo onde a energia é gerada perto da carga, sujeita a menos perturbações e com um maior grau de independência do SIN.

O conceito mais simples de geração distribuída é uma fonte geradora localizada próxima à carga. A GD abrange diferentes tipos de microfonte (MF). A maioria dessas tecnologias de micro geração como microturbinas, células fotovoltaicas, por exemplo, necessita de um inversor para fazer a interface com o sistema de distribuição de energia elétrica, o que pode trazer alguns impactos negativos para a energia fornecida, tais como flutuação de tensão e distorção harmônica, entre outras (LASSETER, 2007).

Uma aplicação que consiste no uso em conjunto de GD's é as chamadas micro redes (MR). Alcântara (2011) define uma MR como um sistema integrado que consiste em recursos de energia distribuídos e várias cargas elétricas operando como uma rede única e autônoma seja em paralelo ou operando em ilha da rede de distribuição de energia (RDEE) já existente. Desse modo, esse sistema é composto de fontes alternativas e renováveis de pequeno porte instalados próximo à carga.

Uma questão a ser observada é o paralelismo com a concessionária, esse modo deve ser estudado para que eventuais falhas na GD não afetem o sistema de distribuição e vice-versa. Em contrapartida, a energia excedente poderia ser comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) no mercado de energia brasileiro, dados os incentivos comerciais adequados pela ANEEL ao fixar tarifas justas

baseadas na diminuição dos custos com transmissão. A tendência é que clientes proprietários de GD como mostrado na Figura 4 possam vender energia no mercado aberto, sendo uma grande motivação para o desenvolvimento de tecnologia.

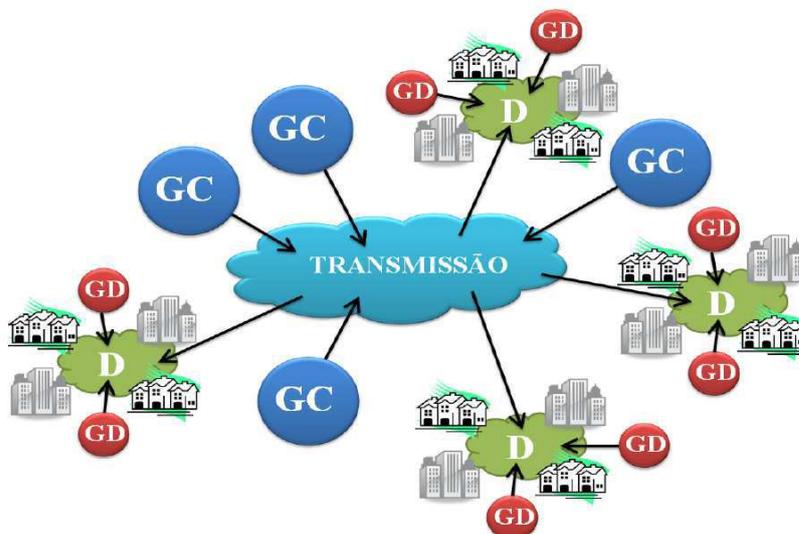


Figura 4. Esquema simplificado do SEP com GD's.
Fonte: ABREU 2010

De acordo com Da Silva (2011) a inserção de uma MR na RDEE traz os mesmos benefícios inerentes a GD, tais como, a redução de custos com transmissão, pequenos investimentos das instalações, maior confiabilidade no fornecimento de energia e a utilização de fontes renováveis de geração de energia. Entretanto, existe a desvantagem de algumas MF's possuírem alto custo devido à tecnologia pouco explorada.

Por ser um país tropical, o Brasil, tem alto potencial de energia solar e eólica. Esses sistemas têm se mostrado adequados para aplicações autônomas em áreas de difícil acesso, sendo responsável pela diminuição ou mesmo a eliminação do uso de diesel atendendo-as com qualidade, continuidade, eficiência e flexibilidade para possível expansão.

Foi publicada pelo governo brasileiro através da ANEEL a resolução normativa nº 482/2012 que estabelece a redução de barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, que incluem a micro geração, com até 100 kW de potência, e a mini geração, de 100 kW a 1 MW. A norma permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada) (ANEEL, 2012).

De acordo com Ribeiro (2011) uma aplicação muito importante envolvendo um conjunto de GD's são as micro redes para a alternativa centralizada de distribuição para fornecer energia elétrica para casas em comunidades isoladas. As principais vantagens são o custo de manutenção relativamente menor e melhor exploração da potência instalada.

3.1 RECURSOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BAIXA TENSÃO.

Desde o início do século XX, o mundo tem sofrido com a exploração de seus recursos naturais, com a poluição da atmosfera e com a degradação do solo. O petróleo, por exemplo, considerado uma fonte tradicional de energia, foi tão continuamente extraído que seus poços já começam a se esgotar, pouco menos de 100 anos após o início de sua utilização efetiva. O carvão, um recurso ainda mais antigo, também é considerado esgotável. A energia nuclear, da mesma forma, nos alerta para o perigo dos resíduos radioativos. O uso das fontes tradicionais traça sua trajetória ao declínio, não só pela sua característica efêmera, mas por que é uma ameaça ao meio ambiente.

Na esteira da questão ecológica, as chamadas “fontes alternativas de energia” ganham um espaço cada vez maior. Essas fontes alternativas, além de não prejudicar a natureza, são renováveis. O uso de energia renovável é impulsionado pela necessidade de reduzir o alto impacto ambiental dos sistemas que utilizam combustíveis fósseis como fonte de energia. Em vista a este cenário é necessário à utilização de tecnologias de geração que utilizam fontes renováveis de energia como a eólica, fotovoltaica, hidráulica, célula a combustível, entre outras. Uma alternativa tecnológica é chamada de geração distribuída, e consiste na geração de eletricidade próxima do consumo que pode se tornar parte do sistema elétrico de potência como mostrado na Figura5 (WANG E LEE, 2008).

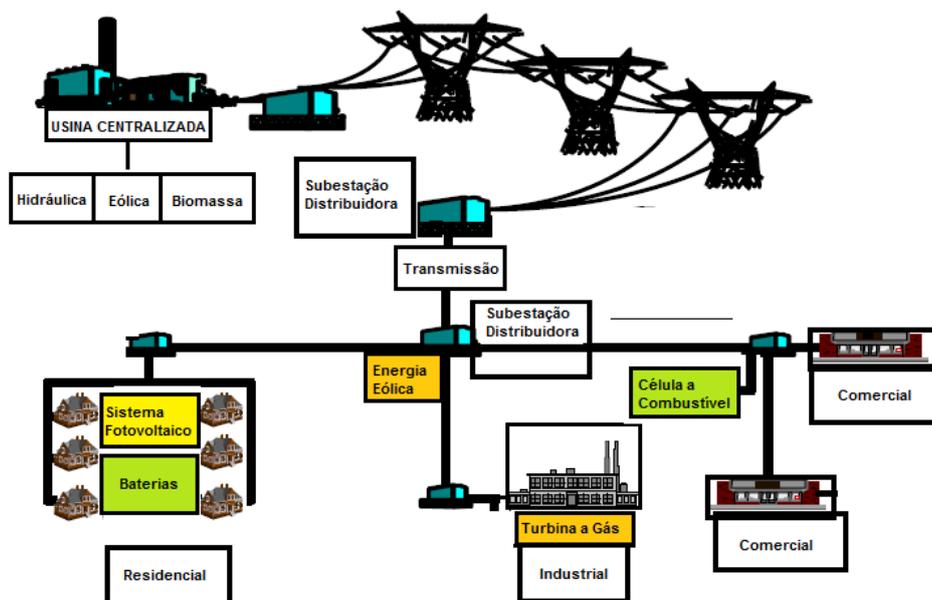


Figura 5. Geração distribuída pode se tornar parte do sistema elétrico de potência.

Fonte: WANG E LEE, 2008.

A geração distribuída utilizada em micro redes são idealmente fontes alternativas ou renováveis de energia. Estes recursos estão se tornando muito interessantes com a necessidade de muitos países precisarem cumprir as metas estabelecidas para reduzir a emissão de gases de efeito estufa. A geração distribuída é uma opção atrativa para amenizar esses impactos. Além dos benefícios ambientais, vários benefícios técnicos e econômicos poderiam ser adquiridos, com a utilização de geração distribuída permitindo atendendo com qualidade de energia e confiabilidade os consumidores (RIBEIRO *et. al.*, 2011).

A escolha do recurso adequado depende muito de fatores geográficos, como o clima relevo e disponibilidade de combustível. No Brasil, os principais recursos naturais renováveis presentes para obtenção de energia são o sol, que fornece energia solar; o vento, que produz a eólica; rios e correntes de água doce, fornecedores de energia hidráulica e a matéria orgânica, que produz energia de biomassa.

Embora na maioria dos sistemas de geração de energia, a principal fonte de energia (o combustível) pode ser manipulada, isso não acontece para as energias solar e eólica. Os principais problemas com essas fontes de energia são o custo e a disponibilidade, a energia eólica e solar nem sempre estão disponíveis onde e quando necessário. Ao contrário das convencionais fontes de energia elétrica, a potência não pode ser controlada das energias provenientes do sol e do vento. Efeitos diários e

sazonais é resultado da previsibilidade limitada na geração intermitente. (CAMACHO, 2011).

A introdução de geração distribuída no sistema de distribuição terá um impacto significativo sobre o fluxo de potência e as condições de tensão para os consumidores. Esses impactos podem ser positivos ou negativos, dependendo das características do sistema de distribuição e as características da geração distribuída utilizada. Impactos positivos incluem (LEE, 2006):

- Suporte de tensão e energia de melhor qualidade;
- Diversificação das fontes de energia;
- Redução em perdas de transmissão e distribuição;
- Transmissão e cessão de capacidade de distribuição;
- Maior confiabilidade.

No entanto, existem os impactos negativos relacionados à inserção de geração distribuída na rede de distribuição de energia como conflitos operacionais relacionados com a proteção de sobrecarga, a regulação de tensão, além dos problemas de qualidade de energia (LEE, 2006).

Serão abordados nas próximas seções alguns recursos para geração de energia distribuída.

- Energia solar fotovoltaica;
- Turbina eólica;
- Micros centrais hidrelétricas;
- Célula a combustível.

3.1.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.

Uma forma de aproveitar a energia do sol é utilizá-lo como fonte de calor para aquecimento ou para a produção de eletricidade, conhecida como energia solar térmica. Diferentemente dos sistemas solares térmicos, os sistemas fotovoltaicos que serão estudados neste trabalho de conclusão de curso tem a capacidade de captar diretamente a luz solar e produzir corrente elétrica através do efeito fotoelétrico (VILLALVA E GAZOLI, 2012).

O principal objetivo do sistema fotovoltaico inserido a rede é gerar eletricidade para o local, já que se trata de geração distribuída, diminuindo o consumo da rede pública. Em alguns países os consumidores são incentivados a produzir energia solar e

são remunerados pela energia excedente produzida, existem ainda algumas empresas com sistemas fotovoltaicos conectados à rede que deixam de ser consumidores e tornam-se produtores de eletricidade (VILLALVA E GAZOLI, 2012).

Os sistemas de energia solares conectados à rede podem ser centralizados, constituindo usinas de geração de energia conectadas ao sistema elétrico como mostrado na Figura 6 da mesma forma como são constituídas as usinas hidrelétricas, termelétricas e outras. Os sistemas fotovoltaicos podem ser ainda micro ou minissistemas descentralizados de geração distribuída instalados em qualquer tipo de consumidor. De acordo com as definições utilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), esses sistemas podem ser classificados em três categorias. São elas:

- Micro geração: potência instalada até 100 kW;
- Mini geração: potência instalada entre 100 kW e 1 MW;
- Usinas de eletricidade: potência acima de 1 MW;

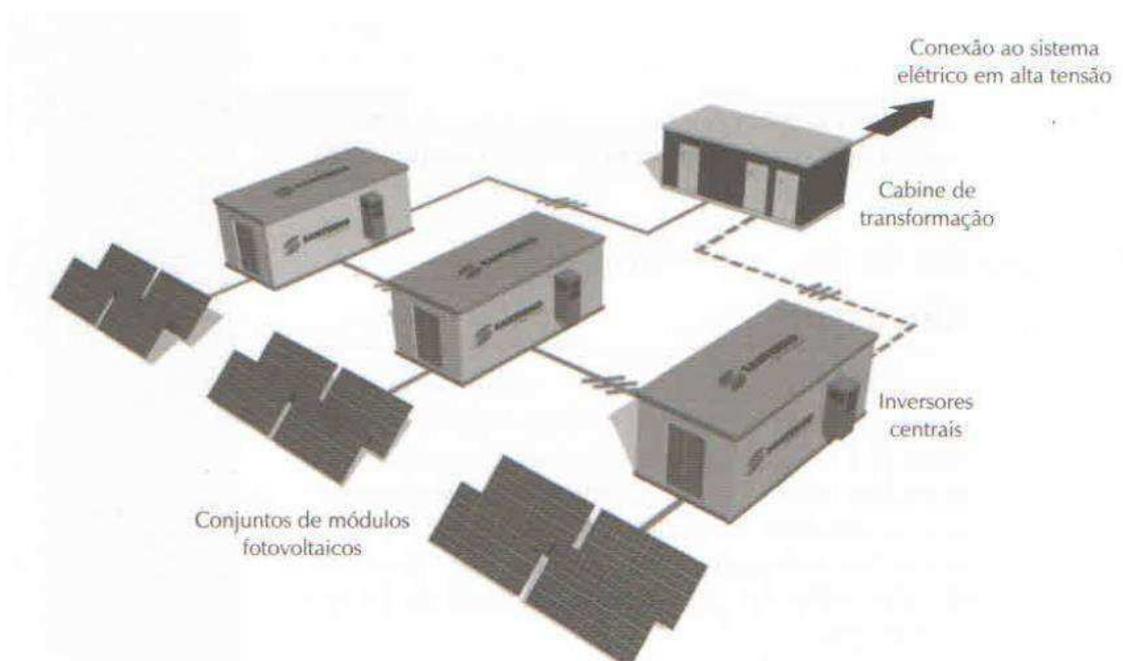


Figura 6. Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico
Fonte: VILLALVA E GAZOLI, 2012.

De acordo com Villalva e Gazoli (2012) os sistemas fotovoltaicos de mini geração são aqueles construídos pelos consumidores comerciais e industriais com o objetivo de suprir parcialmente ou até totalmente a demanda de energia elétrica desses consumidores, reduzindo assim sua dependência da energia pública. Além disso, inúmeras empresas buscam energias sustentáveis como forma de atrair clientes, visto

que os consumidores tem preferência por instituições que se preocupam com a preservação do planeta.

Já os sistemas fotovoltaicos de micro geração são pequenos sistemas que podem ser instalados nos telhados de residências, podendo suprir totalmente o seu consumo de eletricidade. A Figura 6 mostra um sistema típico de micro geração conectado à rede elétrica de uma residência. A eletricidade obtida dos módulos fotovoltaicos é consumida no próprio local e o excedente é entregue à concessionária (VILLALVA E GAZOLI, 2012).

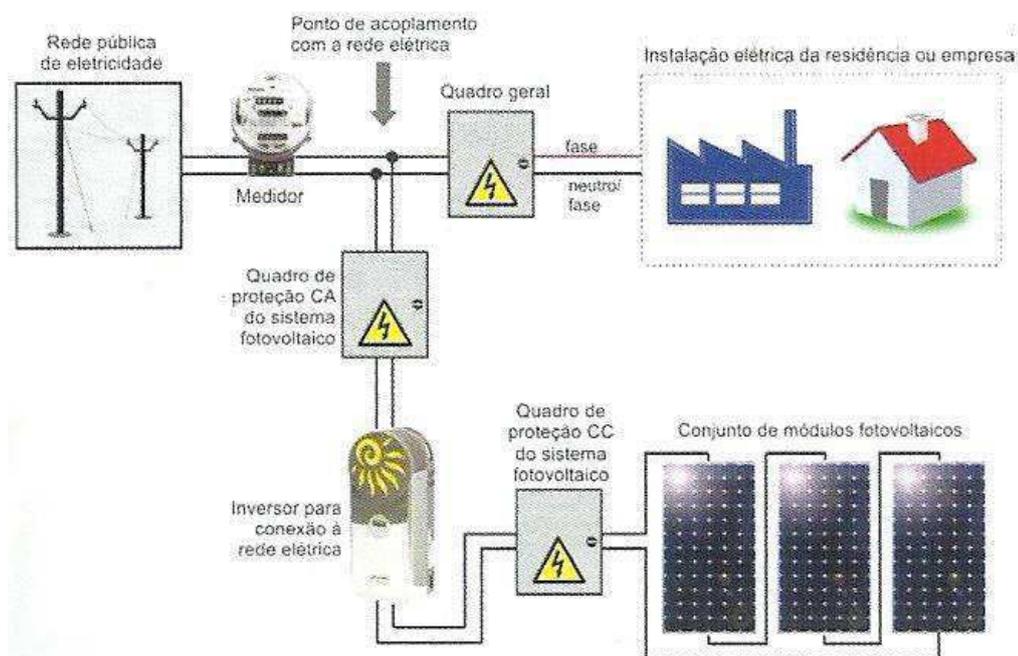


Figura 7. Organização e componentes de um sistema fotovoltaico residencial
Fonte: GUERRA, 2012.

Painéis fotovoltaicos (PV) são capazes de converter a energia luminosa (geralmente proveniente do sol) diretamente em energia elétrica. Para tal faz-se uso do conhecido efeito fotovoltaico, cuja descoberta, de acordo com McLean-Conner (2009), data do ano de 1839 e deve-se a Alexandre-Edmond Bequerel. Entretanto as primeiras células fotovoltaicas foram somente construídas anos mais tarde, em 1883, por Charles Fritts, que utilizou camadas extremamente finas de ouro para cobrir o selênio semiconductor.

Segundo Willis e Walter (2000) As células fotovoltaicas também conhecidas como células solares ou, do inglês, *Solar Cells*, conhecidas por serem capazes de converter a energia luminosa em energia elétrica, ou seja, nas quais se verifica o efeito fotovoltaico, são materiais semicondutores nos quais são formadas junções *pn*, capazes

de gerar energia elétrica quando submetidas a ondas luminosas geralmente com comprimentos de onda com valores próximos aos da luz solar.

De acordo com Farret e Simões (2006) A eficiência da conversão de energia luminosa em energia elétrica por parte desses materiais semicondutores atualmente varia de 3 a 31% e é função da tecnologia presente no material semicondutor, do espectro da luz incidente, da temperatura e do formato da célula. Estes autores explicam ainda que as células fotovoltaicas podem ser entendidas basicamente como baterias de baixa tensão (aproximadamente 0,6 V) que são constantemente recarregadas de forma proporcional à incidência luminosa sobre a superfície das células. Para se obter valores mais altos de tensão e de corrente, as células fotovoltaicas são então conectadas em série e em paralelo, respectivamente, formando o que vem a ser chamado e vetor fotovoltaico (em inglês *photovoltaicarray*), base dos PV.

A estrutura de uma célula fotovoltaica é bastante fácil de ser entendida. As células comercializáveis geralmente são construídas sobre uma camada de metal e cobertas por uma camada de vidro (com baixo coeficiente de reflexão) de forma a proteger a célula do tempo e de materiais e substâncias que podem ser encontrados na atmosfera. A “parte ativa” da placa é formada por duas finas camadas de materiais semicondutores, uma dopada do tipo n sobre outra dopada do tipo p , que forma a já mencionada junção $p-n$, na qual se verifica o efeito fotovoltaico. Sobre essas camadas de semicondutores há um *grid* metálico responsável por conectar as células em série e em paralelo em um painel e coletar a corrente para um circuito externo. Sobre esta camada metálica há geralmente outra de um material antirreflexo que geralmente reduz as perdas por reflexão a valores abaixo de 5%. Toda esta estrutura pode ser visualizada na Figura 8 a seguir.

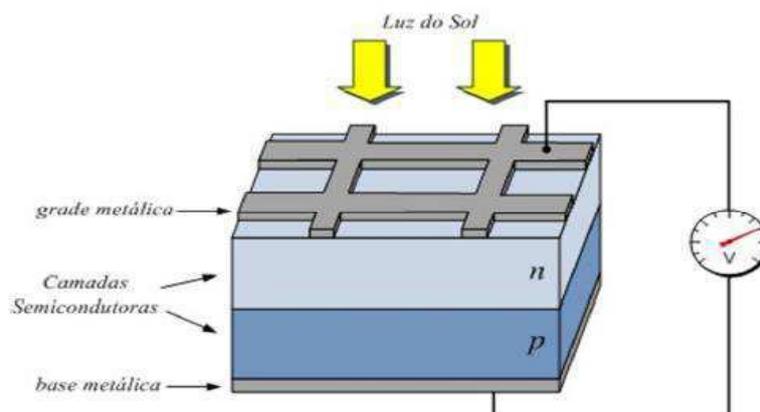


Figura 8 Estrutura típica de uma célula fotovoltaica
Fonte: VILLALVA E GAZOLI, 2012.

Diferentes tecnologias podem ser utilizadas para a fabricação de células fotovoltaicas. Segundo Guarizi (2010), Atualmente a tecnologia mais empregada é a baseada em Silício Poli-e Mono-cristalino, respectivamente poli-Si e mono-Si, que representa cerca de 95% de todas as células fotovoltaicas existentes no mercado.

Além desta, existem também tecnologias baseadas em Silício Amorfo, a-Si, em Telureto de Cádmio, CdTe, e em Cobre-Índio-Selenídeo, CIS, também conhecidas comercialmente como células de filme fino, com participações respectivamente de 3,7%, 1,1% e 0,2% no mercado de células fotovoltaicas mundial.

Vale neste ponto também a ressalva de que existem também células fotovoltaicas baseadas em Arsenieto de Gálio, AsGa, com ótimas características elétricas e alto rendimento (cerca de 28%). Estas apresentam, entretanto, altos custos de fabricação tornando sua produção comercial praticamente proibitiva e sendo utilizadas somente em satélites artificiais.

Conforme acima citado, para o caso das células fotovoltaicas baseadas em tecnologias de Arsenieto de Gálio, os materiais utilizados na fabricação das células determinam seu custo e sua eficiência da transformação fotovoltaica. Este valor representa uma relação entre a potência elétrica e a irradiação incidente sobre a célula e é definido como:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \cdot I} \quad (1)$$

Onde P_{max} é a potência elétrica em watts (W) no ponto máximo de fornecimento da célula, A é a área em metros quadrados (m^2) efetivamente ocupados pelo material semicondutor e I a intensidade da irradiação solar incidente sobre a área efetiva da célula em por metro quadrado (W/m^2).

Interessante é, também, manipular a equação (1) da eficiência da transformação fotovoltaica, multiplicando numerador e denominador pelo tempo. Desta forma pode se obter uma relação direta entre a energia elétrica gerada em determinado período E_E (por exemplo, um dia) e a energia solar incidente no mesmo período de tempo E_S sobre o painel, conforme a equação a seguir:

$$E_E = E_S \cdot A \cdot \eta \quad (2)$$

Deve-se ressaltar novamente aqui que a potência de saída de um painel fotovoltaico não depende somente do material semicondutor utilizado na fabricação das

células fotovoltaicas, que reflete na eficiência da transformação fotovoltaica da área efetiva sobre a qual a energia luminosa incide e da energia incidente, conforme a equação anterior pode levar a acreditar. Segundo Farret e Simões (2006), a potência de saída de um painel fotovoltaico depende também, como anteriormente citado, de outros fatores, dentre os quais estão: a temperatura ambiente, o ângulo de incidência da luz sobre as células e as condições ambientes. De acordo com estes autores, as células são testadas a temperaturas ambientes de 25 °C. Entretanto observa-se na prática que a potência de saída tende a diminuir com o aumento desta temperatura, verificando-se geralmente uma queda no valor de tensão maior do que um aumento no valor da corrente. Fala-se, portanto, em quedas que vão de 0,16 a 0,33% na potência de saída para cada grau Celsius que se aumenta, acima do valor para o qual o painel foi testado. Além disso, verifica-se também na prática que painéis fotovoltaicos apresentam também quedas na potência de saída para temperaturas bem frias. A Figura 9 apresenta curvas típicas para a relação entre tensão-corrente e tensão-potência de painéis fotovoltaicos. O valor de tensão máxima é obtido para o caso no qual não há corrente e, portanto, é conhecido como “tensão em circuito aberto” V_{oc} . Por outro lado, a corrente máxima que o painel é capaz de produzir se dá para uma tensão igual a 0 V e, portanto é conhecido como “corrente de curto circuito” I_{cc} .

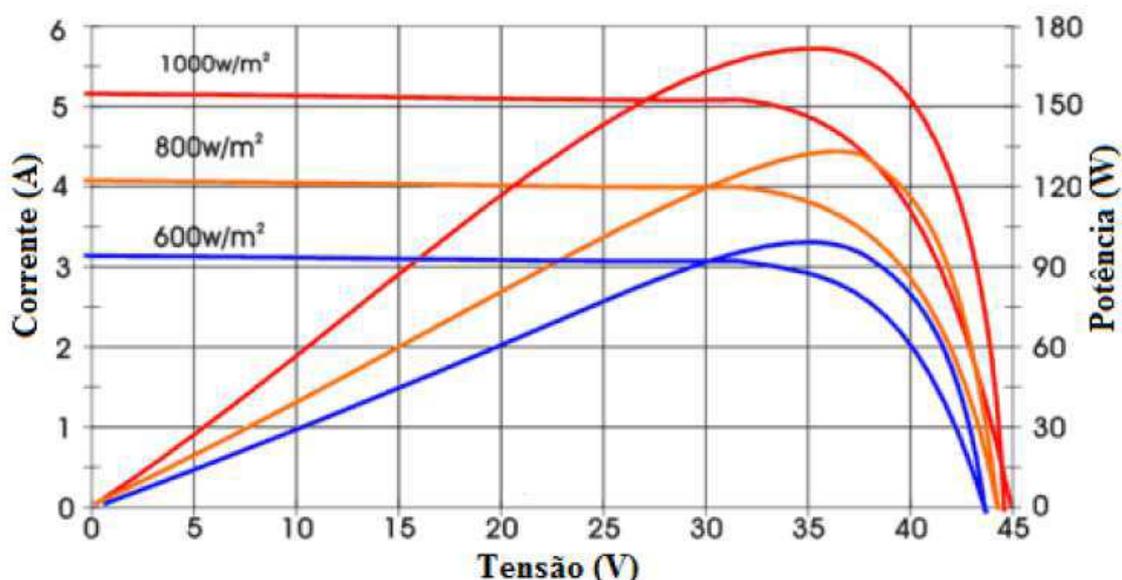


Figura 9. Características típicas de tensão-corrente e tensão-potência para painéis fotovoltaicos
Fonte: SOLARPOWER, 2011.

É interessante verificar a partir da Figura 9 que qualquer aumento no valor de corrente, ocasionado, por exemplo, devido a um aumento da energia luminosa incidente sobre o painel fotovoltaico, resulta em uma redução da tensão de saída do painel. Além disto, a Figura 9 mostra também uma característica típica dos painéis fotovoltaicos: estes, em sua maioria, geram uma tensão de circuito aberto geralmente com um fator 1,5 maior do que a tensão ótima de operação, para a qual se obtém a potência máxima de saída. Não somente isto, é possível verificar também que para grande parte da curva, há uma característica praticamente “plana” para a relação tensão-corrente.

A Figura 10 apresenta outro detalhe importante dos painéis fotovoltaicos: a potência de saída destes depende também do ângulo de incidência da energia luminosa sobre o painel. É possível verificar a partir desta figura que a potência de saída descreve praticamente uma curva senoidal em função do ângulo de incidência e apresenta, portanto, um máximo para uma incidência de energia perpendicular ao painel.

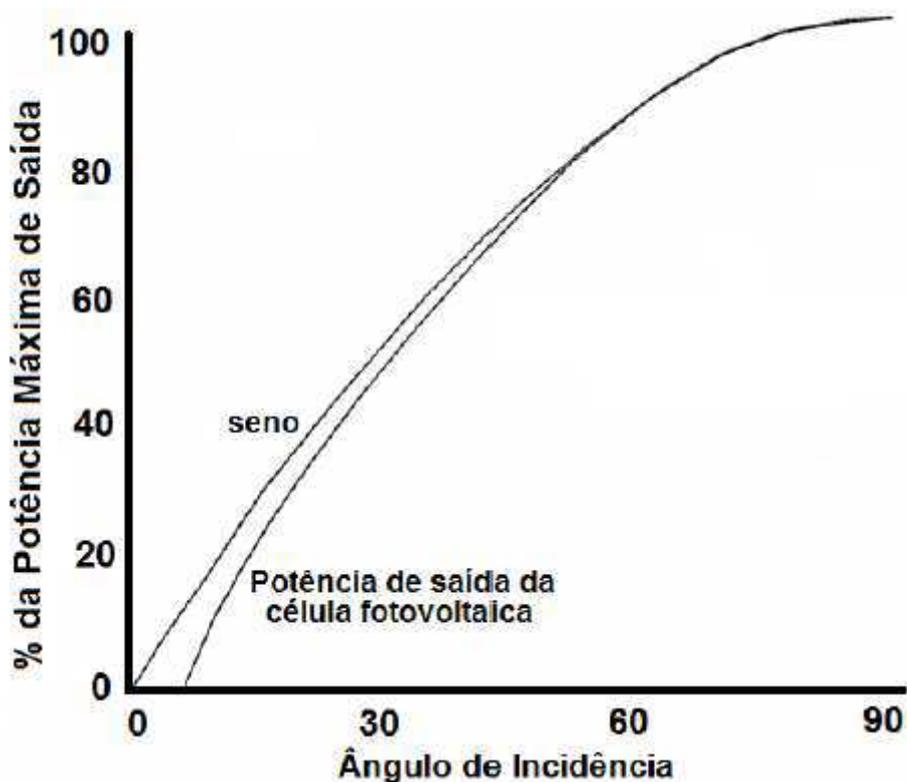


Figura 10. Potência de saída da célula fotovoltaica versus ângulo de incidência
Fonte: WILLIS; SCOTT, 2000.

A partir deste conhecimento, de que o ângulo de incidência é fator determinante na potência de saída, desenvolveram-se estruturas diferentes para os painéis fotovoltaicos, que permitem um melhor aproveitamento da energia luminosa. O painel

mais simples é o fixo, que como o nome já diz, não permite nenhum tipo de variação de sua posição e inclinação, que não seja manual. Em contrapartida, outros dois tipos de painéis se destacam em questão de aproveitamento da energia luminosa. O primeiro deles é o painel *Single-Axis Tracking* que permite ajustar a inclinação do painel em um eixo de rotação. Desta forma é possível alterar a inclinação do painel de acordo com a hora diária de forma a permitir que a incidência da energia luminosa fique mais próxima possível da incidência perpendicular. Além deste, existem também painéis *Dual-Axis Tracking* que permitem o ajuste da inclinação do painel em dois eixos de rotação, apresentando desta forma uma possibilidade de se obter quase sempre uma incidência perpendicular da energia luminosa e, com isso, um aproveitamento quase ótimo da energia solar. Estes diferentes tipos de painéis podem ser visto na Figura 11.

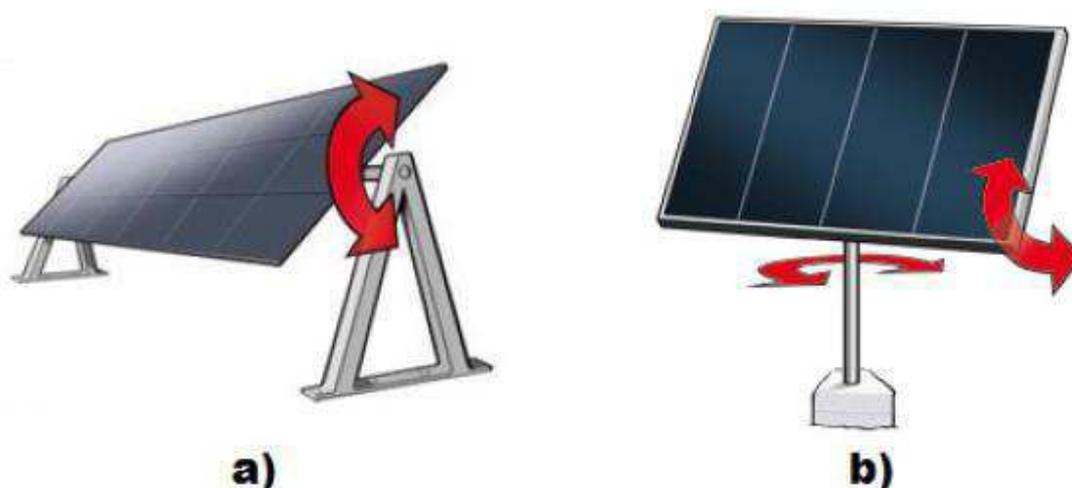


Figura 11. Painéis (a) *Single* e (b) *Dual-Axis Tracking*.
Fonte: SWITCH, 2011

Por fim, é possível comparar a eficiência de painéis fixos com painéis *Dual-Axis Tracked* a partir da Figura 12. Como se pode verificar, o painel que permite ajuste em dois eixos de rotação apresenta um aproveitamento muito maior da energia solar do que o painel fixo.

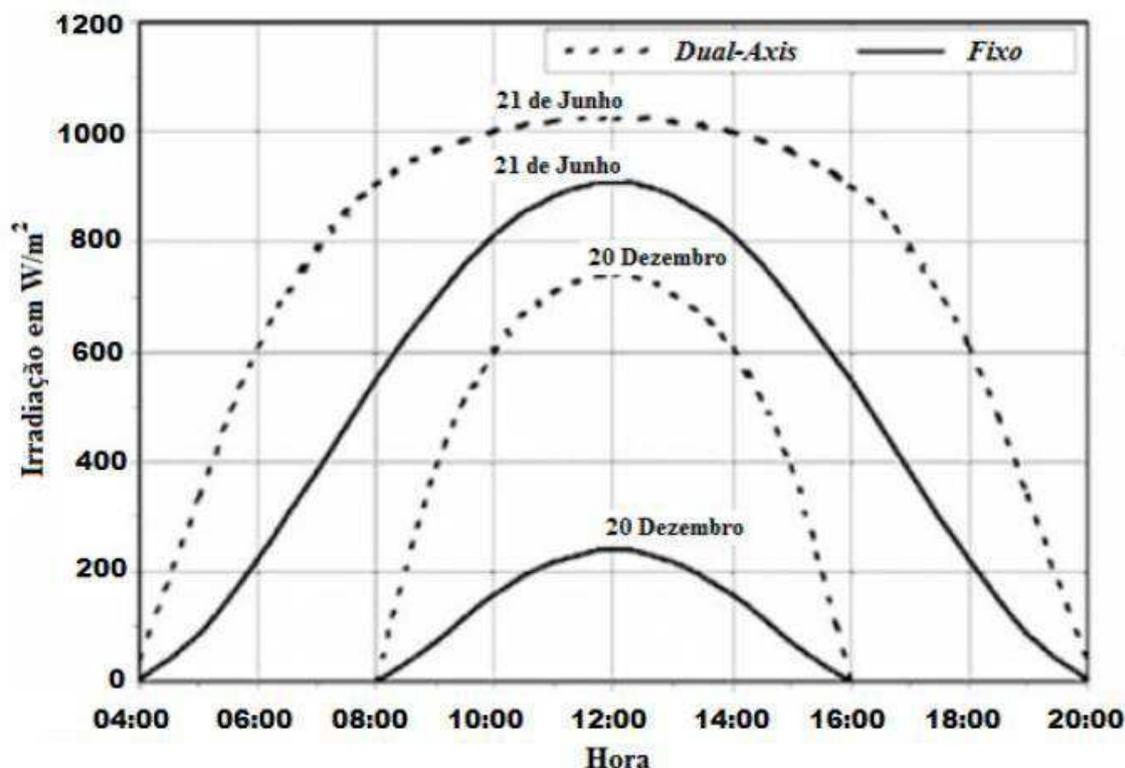


Figura 12. Comparação à potência de saída de uma panela fixa com um *Dual-Axis-Tracked*.
Fonte: SWITCH, 2011

Outro detalhe importante do funcionamento de painéis fotovoltaicos é citado e descrito por Willis e Scott (2000). De acordo com estes autores, se parte de um painel forem cobertas por alguma sombra, as células fotovoltaicas cobertas pela sombra deixarão de gerar energia elétrica e, além disso, se tornarão do ponto de vista das células não cobertas pela sombra, cargas resistivas que degradarão a eficiência do painel. Para evitar este cenário, os painéis fotovoltaicos atualmente comercializados apresentam, além das células fotovoltaicas, também circuitos construídos com diodos, de tal forma a evitar e reduzir este tipo de efeito.

3.1.2 IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA COM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Existem diversas normas e procedimentos a serem cumpridas para a conexão de sistemas fotovoltaicos a rede de distribuição de energia elétrica a fim de manter o padrão de qualidade de energia.

Nos sistemas de energia solar fotovoltaica é necessária a utilização dos inversores CC-CA para a conexão com a rede de distribuição de energia elétrica. Esse inversor é preparado para fornecer corrente elétrica para a rede funcionando como fonte

de corrente. Na ausência ou falha no fornecimento de energia da concessionária, o inversor interrompe a ligação com a rede, por não ser projetado para operar sem a rede elétrica e por motivos de segurança (VILLALVA E GAZOLI, 2009).

Segundo Villalva e Gazoli (2009) o inversor conectado a RDEE realiza apenas o controle da corrente fornecida. Essa corrente injetada na rede é sincronizada com a tensão da rede elétrica, o que significa que a frequência rigorosamente é a mesma da rede. As faixas de frequência podem ser diferentes de acordo com a norma de cada país, mas geralmente as variações de frequência para a operação do inversor são muito pequenas.

As topologias mais comuns para fazer a conversão CC-CA são tensão imposta (VSI), corrente imposta (CSI). A Modulação por largura de pulso (PWM - *pulse-width modulation*) é a mais utilizada nos inversores de frequência atuais. Nesta topologia pode ocorrer a injeção de corrente contínua na rede pelo inversor devido à assimetria entre os semiciclos positivo e negativo de corrente afetando a qualidade de energia. Essa assimetria, causada por diferenças nas larguras de pulsos da tensão chaveada na saída do inversor, deve ser mantida dentro do limite recomendado (VILLALVA E GAZOLI, 2009).

De acordo com Villalva e Gazoli (2009) a distorção harmônica total (DHT) da corrente injetada pelo inversor não pode ser superior a 5%. Além de reduzir a eficiência do inversor, a distorção harmônica produz interferências eletromagnéticas e distúrbios na operação de outros equipamentos conectados a rede. Os inversores que produzem correntes de saída distorcidas além de não serem homologados de acordo com as normas não devem ser adquiridos pelo consumidor, evitando os problemas de qualidade de energia.

3.1.3 ENERGIA EÓLICA

A energia eólica está se desenvolvendo rapidamente como um dos mais promissores sistemas de energia renováveis em todo o mundo. A penetração deste sistema é muito importante para amenizar os efeitos do aquecimento global e também do esgotamento dos combustíveis fósseis. Com o aumento do número de fontes de energia renováveis e de geração distribuída, são necessárias novas estratégias para um funcionamento em relação à inserção da mesma na RDEE sem alterar a qualidade de energia.

.Em regiões do planeta onde existem ventos constantes, inclusive no Brasil, onde diversos parques de geração eólica já foram instalados e encontram em construção, principalmente nas regiões sul e nordeste (VILLALVA E GAZOLI, 2012).

3.1.4 IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA COM ENERGIA EÓLICA

A questão da qualidade da energia é de grande importância para a geração de energia eólica. Nos últimos anos ocorreu um rápido desenvolvimento da energia proveniente do vento. A inserção de uma MF eólica na RDEE pode afetar a qualidade de energia no fornecimento aos consumidores. Por isso, é necessária a utilização de uma técnica adequada de controle para minimizar os problemas de qualidade de energia causados pela geração de energia proveniente do vento, tais como flutuação de tensão, potência reativa e distorções harmônicas na RDEE (MOHOD E AWARE, 2008).

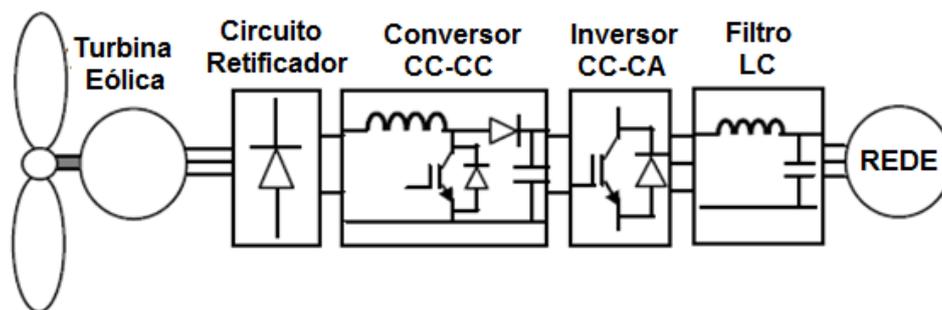
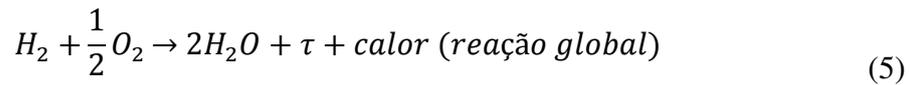
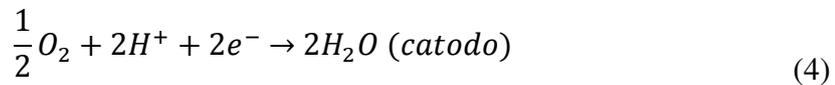
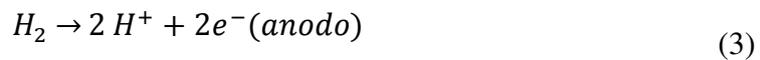


Figura 13. Típico sistema elétrico utilizando uma micro fonte eólica.
Fonte: AMIN E FELLOW, 2010.

As turbinas eólicas tradicionais possuem gerador de indução. O gerador de indução é o preferido porque é barato, robusto e requer pouca manutenção. Por outro lado, devido às variações da velocidade do vento, a interface direta do sistema de energia eólico com a rede pública dá origem a problemas tais como as flutuações de tensão e cintilação, sendo necessária a preocupação com a sincronização e a estabilidade da rede. Os sistemas eletrônicos de potência desempenham um importante papel no sistema de produção global. O esquema clássico das conversões CA-CC-CA que são normalmente usados é mostrado na Figura 13. Em geral, os componentes elétricos do sistema são o gerador, retificador, regulador de tensão, inversor, filtro e transformador de isolamento para ligação à rede (AMIN E FELLOW, 2010).

3.1.5 CÉLULAS A COMBUSTÍVEL

As células a combustível são dispositivos de energia estática que convertem a energia química do combustível diretamente em energia elétrica e térmica, ou seja, semelhante a baterias e pilhas. Esta conversão ocorre por meio de duas reações químicas parciais em dois eletrodos separados por um eletrólito, ocorrendo à oxidação de um combustível no ânodo e a redução de um oxidante no cátodo, com o auxílio de catalisadores especialmente desenvolvidos, indicadas nas reações apresentadas nas Equações (1), (2) e (3):



O hidrogênio pode ser obtido a partir da água e também de combustíveis fósseis, gás natural, metanol, etanol e outros hidrocarbonetos. A célula a combustível é um dispositivo eletroquímico em que um combustível e um agente oxidante reagem diretamente, produzindo eletricidade. Uma vez que este processo não segue o ciclo termodinâmico, as temperaturas elevadas não são necessárias para uma boa eficiência como mostrado na equação 2.4. A eficiência η das células a combustível é dada pelo quociente entre a energia livre de reação ΔG_r e a entalpia da reação ΔH_r (DA SILVA, 2011).

$$\eta = \frac{\Delta G_r}{\Delta H_r} \quad (6)$$

Existem quatro tipos principais de células de combustível que são classificadas de acordo com o material do eletrólito. São elas as células de combustível de ácido fosfórico (PAFC), as células de combustível carbonato fundido (MCFC), células de combustível de óxido sólido (SOFC), e as células da membrana de troca de prótons de combustível (PEMFC). As células a combustível SOFC são as mais indicadas para a geração estacionária, pois têm uma série de vantagens como ausência de um eletrodo líquido, uso de materiais menos nobres e caros como a platina, utilizada como

catalisador em células que operam em baixas temperaturas e aproveitamento do calor para cogeração em sistemas híbridos com turbinas a gás (LEE, 2006).

A empresa americana Siemens-Westinghouse fabricou um sistema com célula SOFC tipo tubular com 100 kW de capacidade. A figura 14 apresenta o esquema interno desta célula.

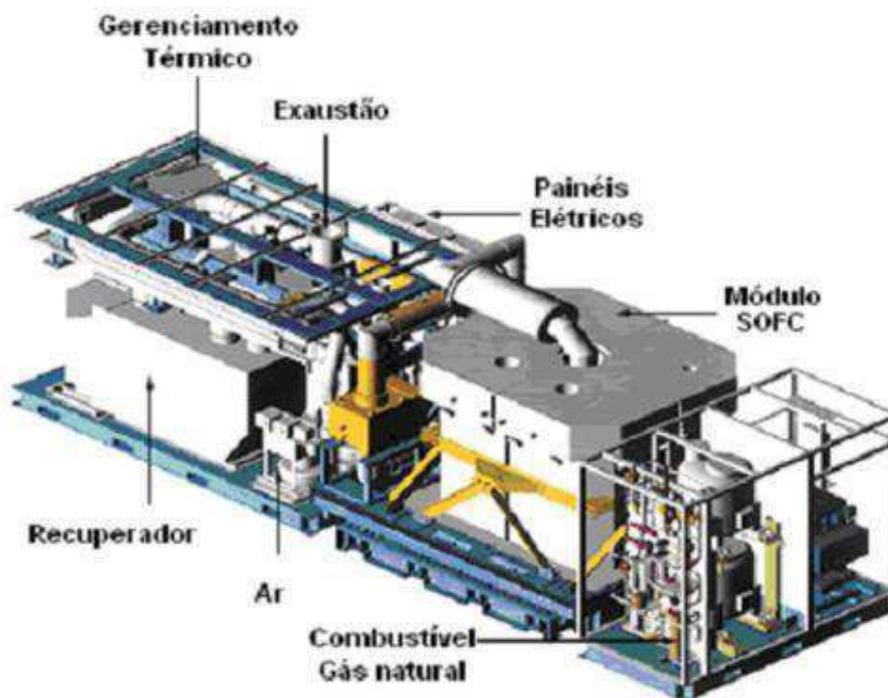


Figura 14. Esquema interno de uma célula a combustível SOFC SiemensWestinghouse de 100 kW
Fonte DA SILVA, 2011.

3.1.6 IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA COM CÉLULAS A COMBUSTÍVEL

Segundo Lee (2006) a energia proveniente das células a combustível é mais limpa, menos poluente, mais segura e confiável, podendo oferecer uma energia de qualidade superior à encontrada na RDEE.

Assim como outras tecnologias de geração distribuída mencionadas nesse trabalho, para realizar a interface da energia gerada pelas células a combustível com a rede de distribuição de energia é necessário à inclusão de alguns componentes. A Figura 14 mostra um diagrama de bloco de uma central de células a combustível em interface com a rede pública utilizado no trabalho de Lee (2006). Foi utilizado um regulador de tensão CC para ajustar a tensão de saída das células, além de um inversor de frequência para transformar a tensão contínua em níveis adequados de frequência e tensão alternada. Um dispositivo de armazenamento de energia foi inserido para melhorar o

desempenho do sistema sob perturbações transientes. Um filtro passa banda foi usado para eliminar (ou pelo menos reduzir) harmônicos indesejáveis que é tido como o principal problema de qualidade de energia. Por último, uma linha de transmissão curta é utilizada para ligar o sistema de energia à RDEE.

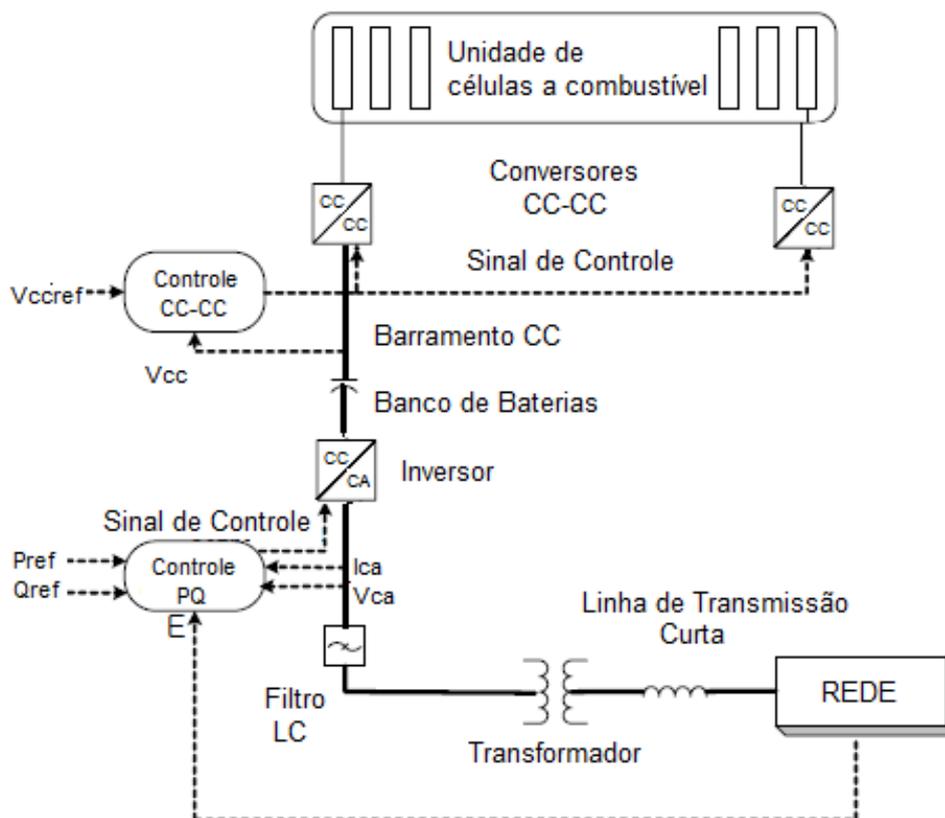


Figura 15. Esquemático da geração distribuída da célula a combustível conectado na rede de distribuição de energia.

Fonte: LEE, 2006.

3.1.7 MICROS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

A energia hídrica é uma energia renovável utilizada há muitos anos. O seu uso foi uma das primeiras formas de substituição do trabalho animal pelo mecânico, particularmente para bombeamento de água e moagem de grãos. Tinha a seu favor as seguintes características: disponibilidade de recursos, facilidade de aproveitamento e, principalmente, seu caráter renovável.

De acordo com a ANEEL, ao contrário das demais fontes renováveis, a energia hídrica representa uma parcela significativa da matriz energética mundial e possui tecnologias de aproveitamento devidamente consolidadas. Atualmente, é a principal fonte geradora de energia elétrica para diversos países.

Rocha (2010) afirma que as micro centrais hidrelétricas são usinas hidrelétricas de pequeno porte que operam sem a necessidade de grandes reservatórios. A geração hidrelétrica em pequena escala assim como outros tipos de geração distribuída é ideal para fornecer potência geograficamente perto das cargas, se a topografia e o grau de precipitação permitirem.

3.1.8 IMPACTOS NA QUALIDADE DE ENERGIA COM ENERGIA HIDRÁULICA

De acordo com Andreica. (2008) o sistema de conversão utilizando energia hidráulica tem múltiplas semelhanças com os sistemas eólicos. Essas duas tecnologias utilizam geradores síncronos ou assíncronos e podem ser conectados diretamente na rede. No entanto, perturbações como transientes na partida, eficiência na conversão de energia e questões de qualidade de energia, é necessário uma interface com o uso de eletrônica de potência antes da conexão do sistema a RDEE, como mostrado na Figura 16.

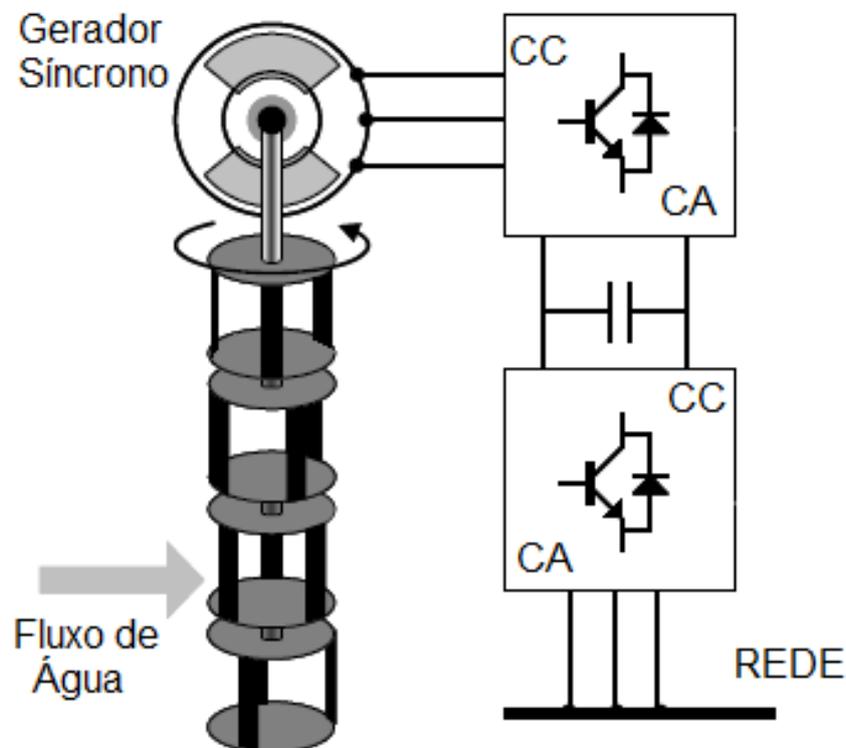


Figura 16. Estrutura da micro central hidrelétrica genérica.
Fonte: ANDREICA, 2008.

3.2 EFEITOS DA CONEXÃO DE GD EM BAIXA TENSÃO.

A conexão de GD na baixa tensão, quando bem planejada, pode trazer benefícios tanto para as concessionárias de energia como para o consumidor final. No entanto, a GD pode apresentar, também, impactos significantes no fluxo de potência, no perfil de tensão e, portanto, na qualidade da energia fornecida pelo sistema elétrico no qual a GD foi conectada. Por este motivo é importante, primeiramente, ter conhecimento dos efeitos da GD sobre um sistema elétrico, bem como a relação destes com os variados tipos de fontes de GD. Conhecidos estes efeitos, deve-se, por fim, atentar aos requisitos para a conexão de fontes GD na rede.

Serão apresentados quais são os principais efeitos que a GD pode ter sobre sistemas de energia. A relação destes efeitos com os tipos diferentes de fontes de GD também será apresentada, uma vez que o impacto da GD na rede de energia depende da formada geração de energia e da forma da interconexão.

Um dos obstáculos mais importantes da conexão de GD em sistemas de energia elétrica é o potencial que estas fontes possuem de impactar a segurança, a estabilidade e a qualidade da energia destes sistemas (KREITH; GOSWAMI, 2007).

A não operação do sistema entre determinados níveis de qualidade pode influenciar na operação de equipamentos elétricos, além de poder encurtar a vida útil ou, até mesmo, comprometer completamente o funcionamento destes.

De acordo com Thong, Driesen e Belmans (2005), o sistema elétrico de energia foi tradicionalmente desenhado e ainda é operado para transportar uma grande quantidade de energia de uma forma unidirecional a partir das fontes de geração, através das linhas de transmissão e sistemas de distribuição até chegar, finalmente, aos consumidores finais desta energia. Os sistemas de distribuição são, por isso, passivos e projetados para operar desta forma com fluxo unidirecional de energia elétrica, diferentemente das linhas de transmissão que são, geralmente, projetadas para aceitar um fluxo bidirecional de energia.

Todavia, com a injeção de energia elétrica diretamente nos sistemas de distribuição, em virtude da existência da GD, estes passam a serem sistemas ativos: possuem o papel de consumo e de geração de energia, ao mesmo tempo. Como é o caso da maioria dos sistemas de distribuição, estes não foram projetados para o fluxo

bidirecional de energia, e, por este motivo, podem vir a apresentar problemas com o crescimento da GD (LATHEEF, 2008).

Segundo Thong, Driesen e Belmans (2005), A conexão da GD em sistemas de distribuição pode impactar diversos parâmetros destes sistemas, como, por exemplo, o fluxo de potência (que agora passa a ser bidirecional), o perfil de tensão, a estabilidade da tensão, os sistemas de proteção e, por fim, como consequência destas mudanças, a qualidade da energia elétrica.

Ainda de acordo com Thong, Driesen e Belmans (2005) e Guanet (2009). A inserção de poucas fontes de geração distribuída no sistema de distribuição praticamente não possui impactos, a não ser que o sistema em questão seja pequeno e “fraco”. Entretanto, a tendência é de que haja um grande crescimento da GD dentro dos próximos anos e a esta parcela de geração passaria, portanto, a ser significativa e seus efeitos sobre o sistema de energia elétrica não mais desprezível.

Segundo Kreith e Goswami (2007), Existem basicamente nove diferentes problemas que a GD pode apresentar sobre um sistema de energia elétrica, relacionados à qualidade da energia desta rede, são eles:

3.2.1 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.

Afundamento de tensão é o nome dado à diminuição do valor da tensão para valores entre 10 e 90% do valor nominal efetivo desta tensão na frequência nominal de operação. De acordo com Thong, Driesen e Belmans (2005), Afundamentos de tensão podem ocorrer devido a chaveamentos na rede, partidas de motores elétricos, em casos de curtos-circuitos e, também, durante o ligamento de uma fonte de GD fora da velocidade síncrona. Ainda segundo estes autores, afundamentos de tensão podem levar ao mau funcionamento dos sistemas de proteção da GD, especialmente dos baseados em microprocessadores, o que pode, por conseguinte, ocasionar a interrupção do funcionamento de algumas destas fontes ou de outros equipamentos conectados ao sistema em questão (e, inclusive, agravar o problema).

Além disso, há registros de disparos indevidos de chaves e relés como consequência de afundamentos de tensão na rede.

3.2.2 INTERRUPÇÕES CURTAS

Interrupção curta é o nome dado à interrupção total do fornecimento de energia elétrica por um período que pode ir de milissegundos até um ou dois segundos (KREITH; GOSWAMI, 2007). Dentre as causas das interrupções curtas estão às aberturas e fechamentos automáticos de sistemas de proteção de ramificações com falhas do sistema. Estas aberturas e fechamentos são, por sua vez, em sua maioria, causados por falhas em isoladores e descargas atmosféricas.

Como consequência de interrupções curtas, pode haver o mau funcionamento de sistemas de proteção, perdas de informações e mau funcionamento de processadores. Kreith e Gowasmi citam Ainda que existem ainda vários equipamentos com papéis importantes na operação de sistemas elétricos, como, por exemplo, computadores e PLCs, que não são preparados para suportar estes tipos de interrupção.

3.2.3 INTERRUPÇÕES LONGAS

Estas interrupções possuem tempos de duração superiores a um ou dois segundos, que definem as interrupções curtas. De forma semelhante às interrupções curtas, as interrupções longas também representam uma interrupção total do suprimento de energia elétrica. Dentre as principais causas destes tipos de problemas, encontram-se: falhas de equipamentos no sistema de energia, tempestades, objetos (árvores, carros, dentre outros) que colidem com componentes da rede (como, por exemplo, cabos ou postes), fogo, falha humana e má coordenação do sistema. A principal consequência e característica das interrupções longas é a interrupção do funcionamento de todos os equipamentos conectados à rede atingida.

3.2.4 PICOS DE TENSÃO

Picos de tensão são variações muito rápidas dos valores de tensão com durações que vão de microssegundos até alguns milissegundos. De acordo com Kreith e Goswami (2007), estes picos podem atingir milhares de volts, mesmo em sistemas de baixa tensão. Como causa dos picos de tensão está principalmente, o chaveamento de linhas e de bancos de capacitores para correção de fator de potência e, também, o desligamento de cargas pesadas. Os efeitos dos picos de tensão no sistema de energia

elétrica podem ter desde consequências menos graves, como interferências eletromagnéticas, até outras gravíssimas, como, por exemplo, a completa queima de equipamentos e destruição de isoladores.

3.2.5 ONDULAÇÕES DE TENSÃO

Ondulações de tensão são aumentos momentâneos dos valores de tensão, na frequência nominal, além das tolerâncias com durações de mais de um ciclo, porém inferiores a alguns segundos. Dentre as principais causas das ondulações de tensão estão o ligamento e o desligamento de cargas pesadas, fontes de energia e transformadores mal dimensionados.

Ondulações de tensão também podem ter efeitos negativos no sistema de energia elétrica, dentre as quais se cita: perda de dados, *flickers* na luz e em monitores e até, no caso destes valores serem muito elevados de tensão, desligamento ou queima de equipamentos sensíveis.

3.2.6 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

No caso de distorções harmônicas, a tensão ou a corrente (ou ambas) passam a não apresentar mais formas de onda puramente senoidais. A nova forma de onda passa a ser representada como uma soma de várias ondas senoidais com diferentes magnitudes, fases e com frequências múltiplas da frequência nominal. De acordo com Kreith e Goswami (2007), as causas típicas de distorções harmônicas podem ser divididas como clássicas e modernas. Como causas clássicas, pode-se citar: máquinas elétricas operando na região de saturação magnética, fornos elétricos de arco voltaico, retificadores e motores de corrente contínua com escovas.

Por outro lado, cargas não lineares aparecem como as causas modernas das distorções harmônicas. Exemplos de cargas não lineares são: aparelhos eletrônicos, inversores, fontes chaveadas, equipamentos de processamento de dados e luzes de alta eficiência.

Com relação à geração distribuída, cita-se a utilização de inversores como a principal causa de distorções harmônicas na rede. O tipo de distorção e a severidade desta dependem da tecnologia utilizada pelo inversor e das configurações de interconexão da GD à rede (THONG; DRIESEN; BELMANS, 2005).

Os efeitos da distorção harmônica no sistema de energia elétrica podem ser diversos. Os principais e mais conhecidos são: probabilidade elevada da ocorrência de ressonâncias no sistema, sobrecarga do neutro em sistemas trifásicos, sobreaquecimento de cabos e equipamentos, perda de eficiência de máquinas elétricas, interferência eletromagnética com sistemas de comunicação e disparos de chaves de proteções térmicas. Entretanto, segundo Thong, Driesen e Belmans (2005), o problema das distorções harmônicas relacionadas à GD tendem a diminuir com o avanço da tecnologia dos inversores.

3.2.7 FLUTUAÇÕES DE TENSÃO

Flutuações de tensão são oscilações do valor de tensão, com amplitude moduladas por sinais com frequências que vão de 0 a 30Hz. Os efeitos das flutuações de tensão são, de acordo com Kreith e Goswami, semelhantes aos de subtensões, todavia, o principal efeito é a geração de *flickers* no sistema.

De acordo com Thong, Driesen e Belmans (2005), variações na geração de energia de fontes GD baseadas em fontes primárias de energia irregulares, como por exemplo, aerogeradores e painéis fotovoltaicos, podem causar flutuações de tensão. Fornos elétricos de arco voltaico e partidas e desligamentos de máquinas elétricas também aparecem dentre as principais causas deste problema.

3.2.8 RUÍDOS

Ruídos são definidos como superposições de sinais de alta frequência ao sinal original de tensão e corrente, na frequência nominal de operação. Podem ser causados por interferências eletromagnéticas provenientes, por exemplo, de micro-ondas, difusões de sinais televisivos (KREITH; GOSWAMI, 2007). No caso de GD no sistema de energia elétrica, pode ser causados pelos equipamentos de eletrônica de potência (retificadores e inversores) e também por aterramento impróprio de componentes do sistema. Os efeitos dos ruídos não são geralmente graves, sendo apenas, normalmente, fator de perturbação para equipamentos eletrônicos e sistemas de proteção.

3.2.9 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

De acordo com Thong, Driesen e Belmans (2005), A inserção de fontes monofásicas de GD, como, por exemplo, painéis fotovoltaicos, pode gerar um desequilíbrio de tensão em sistemas trifásicos de energia elétrica. O desequilíbrio de tensão é representado por uma variação na magnitude ou no ângulo de fase das fases tensão, não permitindo que o sistema opere de forma simétrica.

Como consequência desta operação não simétrica do sistema de energia elétrica, há a existência de componentes de sequência negativa que são prejudiciais a todos os tipos de cargas trifásicas, em especial aos motores de indução (KREITH; GOSWAMI, 2007).

3.3 REQUISITOS DE CONEXÃO DE GD EM BAIXA TENSÃO

Conforme apresentado por Toyamaet (2010), uma unidade geradora deve atender a um conjunto de requisitos, geralmente definidos pela concessionária de energia local, de tal forma que problemas com uma interconexão inadequada, que podem afetar tanto a unidade geradora como a rede elétrica na qual esta está conectada, sejam evitados.

Serão apresentados alguns as sugestões da norma IEEE 1547, específica para a conexão de fontes GD ao sistema elétrico, bem como os aspectos dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, normas elaboradas pela ANEEL que disciplinam o relacionamento entre distribuidoras de energia elétrica e outros agentes do setor elétrico, conectados aos sistemas de distribuição.

3.3.1 NORMA IEEE 1547 PARA INTERCONEXÃO DE GD AO SISTEMA ELÉTRICO

A norma IEEE 1547 – *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems* - apresenta especificações e requisitos técnicos para a interconexão de GD ao sistema elétrico. Deve-se ressaltar que se trata de uma norma que pode ou não ser adotada por concessionárias de energia elétrica, mas que, segundo Filho (2005) vem ganhando importância no cenário mundial e com isso padronizando a conexão de GD ao sistema elétrico, o que é muito importante para a difusão destas

tecnologias. Diversos países adotam as normas IEEE como bases para suas resoluções normativas.

Em seu início, a norma IEEE 1547 define três requisitos gerais para a interconexão de GD ao sistema elétrico, sendo estes:

a) Regulação de Tensão: a fonte GD não deve ativamente regular a tensão no ponto de conexão. Além disto, esta fonte não deve afetar o sistema de energia elétrica ao ponto de levar os níveis de tensão para fora dos níveis requeridos pela norma ANSI C84.1-1995, faixa A.

b) Integração com o Aterramento do Sistema: a interconexão da GD ao sistema não deve causar sobre tensões que excedam os limites aceitáveis e não deve prejudicar a coordenação da proteção de falhas com contatos com o solo.

c) Sincronização: a interconexão da fonte GD não deve causar flutuações de tensão superiores à $\pm 5\%$ no ponto de conexão e deve atingir os níveis aceitáveis de *flickers*, também apresentados pela norma.

A norma IEEE 1547 diz também que as funções de proteção devem ser capazes de detectar a frequência fundamental e o valor eficaz de cada tensão fase-fase, exceto em casos em que há um transformador *wye-wye* aterrado ou instalações monofásicas, nos quais a tensão eficaz entre fase e neutro deve ser detectada.

Nos casos em que a unidade de geração distribuída possui uma potência igual ou inferior a 30 kW, os equipamentos de proteção devem ser capazes de cessar a energização do sistema por parte da unidade geradora, obedecendo aos tempos apresentados na Tabela 1 a seguir, quando os níveis de tensão estiverem dentro das seguintes faixas:

Tabela 1. Tempos de detecção e interrupção da energização de acordo com a faixa de tensão.

Faixa de tensão (em % da tensão nominal)	Tempo de detecção e interrupção da energização por parte da unidade geradora (s)
$V < 50$	0,16
$50 \leq V < 88$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Fonte: IEEE 1547, 2003.

A norma IEEE 1547 também disserta sobre requisitos relacionados à frequência. De acordo com ela, para unidades de GD com potência igual ou inferior a 30 kW ou para unidades de GD com potência superior a 30 kW, deve-se obedecer aos tempos de detecção e interrupção da Tabela 2 a seguir, de acordo com a faixa de frequência.

Tabela 2. Tempos de detecção e interrupção de energização de acordo com a faixa de frequência

Potência da unidade de GD	Faixa de Frequência (Hz)	Tempo de detecção e interrupção da energização por parte da unidade geradora (s)
≤ 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
> 30 kW	$> 60,5$	0,16
	$< 59,8 - 57$ (ponto de ajuste regulável)	Regulável de 0,16 até 300
	< 57	0,16

Fonte: IEEE 1547, 2003.

A norma IEEE 1547 também especifica que caso haja a desconexão da GD por parte de sua proteção devido a alguma operação fora das faixas aceitáveis de tensão e frequência, de acordo com os valores apresentados na Tabela 1 e na Tabela 2, a reconexão da GD só pode ser feita se a tensão do sistema elétrico atender a faixa B da norma ANSI C84.1-1995 e a frequência se encontrar entre 59.3 Hz e 60 Hz.

Além dos requisitos gerais para a interconexão de GD ao sistema elétrico, a norma IEEE 1547 também apresenta alguns requisitos que a GD deve atender para os casos de situações anormais do sistema, como o caso de falhas. De forma sucinta, a norma diz que para os casos de operação não normais (falhas ou desligamento, por exemplo) ou fora dos valores de referência (operações fora da faixa de tensão ou frequência aceitável ou de perda de sincronismo) do sistema, a GD deve ser capaz reconhecer este estado de operação anormal e parar de energizar o mesmo.

Com relação à qualidade da energia elétrica, a norma IEEE 1547 também define os seguintes aspectos e valores de referência para os mesmos:

a) Limitação de injeção de corrente contínua: A norma IEEE 1547 define que a injeção de corrente contínua não pode superar a 0,5% da corrente total injetada pela geração distribuída no ponto de interconexão.

b) *Flicker*: a GD não deve gerar uma quantidade de *flickers* que possam gerar incômodos visuais ou a má operação de aparelhos conectados à rede.

c) Harmônicos: a norma define os seguintes níveis máximos aceitáveis para a injeção de harmônicos, visto na Tabela 3.

Tabela 3. Distorção harmônica máxima da corrente [%].

Ordem h da Distorção Harmônica Individual	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Distorção Total da Demanda (TDD)
Percentual (%)	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0

Fonte: IEEE 1547, 2003

Por fim, antes de apresentar as especificações e requisitos para testes de interconexão, a norma IEEE 1547 cita a questão do ilhamento em GD. O ilhamento define a condição de operação na qual uma fonte GD permanece energizando o sistema no qual está conectado, mesmo que este esteja fora de operação. Segundo Filho (2005), a situação de ilhamento apresenta, na verdade, uma situação de enorme risco para os funcionários das concessionárias de energia elétrica, no caso de desligamento do sistema para manutenção, pois a rede pode permanecer energizada devido à conexão da GD. A norma IEEE 1547 estabelece que a GD deva ser capaz de perceber a formação da situação de ilhamento e, partir de seu início, suspender o funcionamento do gerador em, no máximo, dois segundos.

3.3.2 PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO – PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST são normas, criadas pela ANEEL em 2008, que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradoras) conectados ao sistema de distribuição, que incluem redes e linhas com tensão igual ou inferior a 230 kV (PRODIST, 2012). O PRODIST é composto por oito módulos, sendo que o terceiro módulo regulamenta o acesso ao sistema de distribuição e o oitavo módulo a qualidade da energia elétrica.

Com base nas condições gerais de acesso apresentadas no Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição do PRODIST (2012), “o paralelismo das instalações do acessante com o sistema da acessada não pode causar problemas técnicos ou de

segurança aos demais acessantes, ao sistema de distribuição acessado e ao pessoal envolvido com a sua operação e manutenção”. Além disto, este módulo do PRODIST deixa claro que, dentre outras regulamentações, “o acessante que conecta suas instalações ao sistema de distribuição não pode reduzir a flexibilidade de recomposição do mesmo, seja em função de limitações dos equipamentos ou por tempo de recomposição” e, por fim, que “o acessante é o único responsável pela sincronização adequada de suas instalações com o sistema de distribuição acessado”.

O Módulo 3 do PRODIST (2012) prevê ainda que o acessante deve garantir que suas instalações operem observando as faixas de operação dos aspectos considerados da qualidade da energia elétrica e estabelecidos no Módulo 8 -Qualidade da Energia Elétrica. Estes são:

- a) Tensão de regime permanente;
- b) Fator de potência;
- c) Harmônicos;
- d) Desequilíbrio de tensão;
- e) Flutuação de tensão;
- f) Variações de tensão de curta duração;
- g) Variação de frequência.

Para todos estes aspectos da qualidade de energia elétrica considerados pela ANEEL através do PRODIST, existem limites aceitáveis de operação, que devem ser respeitados. Estes estão descritos no Módulo 8 do PRODIST e são, resumidamente, apresentados a seguir.

3.3.2.1 TENSÃO DE REGIME PERMANENTE

De acordo com o PRODIST (2012), “são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores”. Esta conformidade deve ser avaliada nos pontos de conexão à rede de distribuição, no ponto de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as unidades consumidoras.

Deve ressaltar que, de acordo com o PRODIST (2012), “a tensão a ser contratada nos pontos de conexão com tensão nominal de operação inferior a 230 kV

deverá situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão”.

3.3.2.2 FATOR DE POTÊNCIA

A ANEEL determina, através do PRODIST, que para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo.

3.3.2.3 HARMÔNICOS

Para tensões iguais e inferiores a 1 kV, a ANEEL determina que a distorção harmônica total não deva exceder 10%. Além disso, no PRODIST estão também definidos os níveis de referência para as distorções harmônicas individuais de tensão, conforme Tabela 4 a seguir.

Tabela 4. Níveis de Referência para Distorção Harmônica Individual de Tensão para Tensões Nominiais iguais ou inferiores a 1 kV.

Ímpares e não múltiplas de 3		Ímpares múltiplas de 3		Pares	
Ordem Harmônica	Distorção harmônica individual de tensão [%]	Ordem Harmônica	Distorção harmônica individual de tensão [%]	Ordem Harmônica	Distorção harmônica individual de tensão [%]
5	7,5	3	6,5	2	2,5
7	6,5	9	2	4	1,5
11	4,5	15	1	6	1
17	2,5	>21	1	10	1
19	2			12	1
23	2			>12	1
25	2				
>25	1,5				

Fonte: PRODIST, 2012

3.3.2.4 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

De acordo com os PRODIST (2012), desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. OPRODIST, entretanto, não define valores de referência para a baixa tensão. No texto está definido o valor de referência para todo o sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão. Este deve ser igual ou inferior a 2%.

3.3.2.5 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

A ANEEL define, através do PRODIST, que flutuações de tensão são variações aleatórias, repetitivas ou esporádicas do valor eficaz da tensão. OPRODIST define ainda cinco diferentes grandezas, visto na Tabela 5, para análise de flutuações de tensão:

Tabela 5. Grandezas para análise de flutuações de tensão

Identificação da Grandeza	Símbolo
Severidade de Curta Duração	<i>Pst</i>
Severidade de Longa Duração	<i>Plt</i>
Valor diário do indicador Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas	<i>PstD 95%</i>
Valore semanal do indicador Plt que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de sete dias completos e consecutivos	<i>PltS 95%</i>
Fator de Transferência	<i>FT</i>

Fonte: PRODIST, 2012

Para três destas grandezas estão definidos valores de referência no PRODIST. Observa-se a delimitação de três faixas para classificação dos indicadores estabelecidos: valor adequado, valor precário e valor críticos. Estes podem ser vistos na Tabela 6 a seguir:

Tabela 6. Valores de referência para grandezas de flutuação de tensão.

Valor de Referência	PstD95%	PltS95%
Adequado	< 1 p.u. / FT	< 0,8 p.u. / FT
Precário	1 p.u. – 2 p.u. / FT	0,8 – 1,6 p.u. / FT
Crítico	> 2 p.u. / FT	> 1,6 p.u. / FT

Fonte: PRODIST, 2012

3.3.2.6 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

Apesar de ser um aspecto de qualidade de energia definido e analisado pela ANEEL, não há valores de referência estabelecidos pelo PRODIST. Sugere-se apenas que as distribuidoras acompanhem e disponibilizem, em bases anuais, o desempenho das barras de distribuição monitoradas.

3.3.2.7 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

O PRODIST (2012) estabelece que “o sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz”. Além disso, estabelece-se também que “instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de trinta segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração”.

Por fim, os PRODIST (2012) também definem valores de referência para variações de frequência no caso de haver necessidade de corte de geração ou de carga para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração. Estes são:

- a) não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- b) pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo trinta segundos e acima de 63,5Hz por no máximo dez segundos;
- c) pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo dez segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo cinco segundos.

4 REGULAMENTAÇÃO DE ACESSO

Para tal, a ANEEL aprovou em 17 de abril de 2012 a Resolução Normativa nº482 que estabelece as condições gerais para o acesso da micro e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição, de modo a buscar formas de reduzir as barreiras técnicas e regulatórias existentes para a conexão da geração distribuída de pequeno porte, além de aprovar e regulamentar o sistema de compensação de energia (*net metering*). A Figura 17 mostra o esquema básico do atual marco regulatório sobre GD no Brasil.

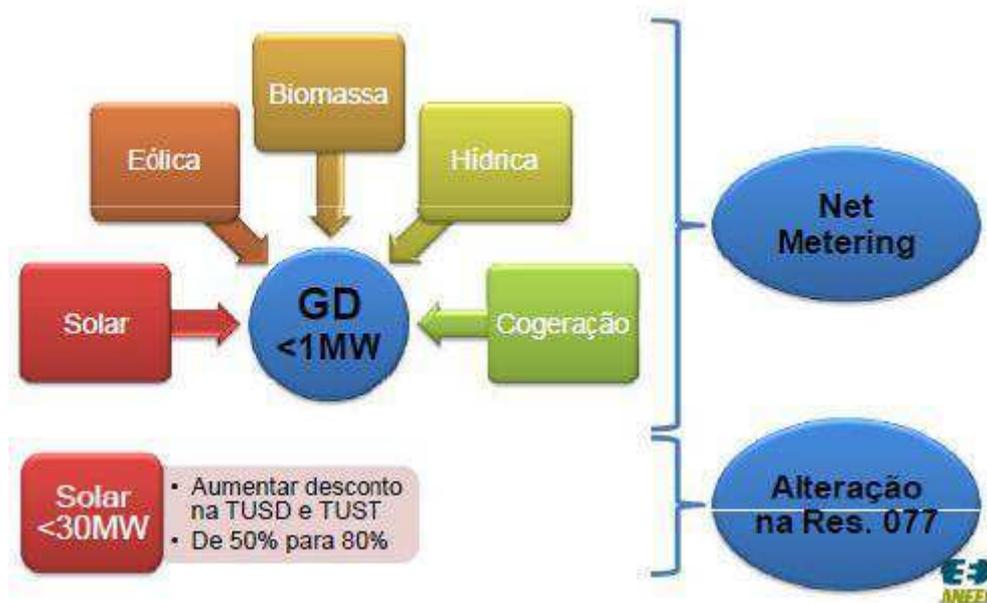


Figura 17. Redução das barreiras regulatórias para GD.
Fonte: ANEEL, 2012.

Como resultado desta resolução, foi adicionado ao Manual de Procedimentos de Distribuição da ANEEL (PRODIST), em seu Módulo 3 – Acesso a o sistema de distribuição, a **Seção 3.7 – Acesso de Micro e Mini geração Distribuída**, que será detalhada mais para frente (PRODIST, 2012).

Em 17 de abril de 2012 foi publicada a **Resolução normativa nº 481** (ANEEL, 2012b):

Art. 1º Alterar a Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que passa a vigorar acrescida do seguinte art. 3º-A:

“Art. 3º-A Para a fonte solar referida no art. 1º fica estipulado o desconto de 80% (oitenta por cento), para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição – TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.

§1º O desconto de que trata o caput, será reduzido para 50% (cinquenta por cento) após o décimo ano de operação da usina.

§2º Os empreendimentos que entrarem em operação comercial após 31 de dezembro de 2017 farão jus ao desconto de 50% (cinquenta por cento) nas referidas tarifas.”.

Ainda na mesma data, foi publicada a **Resolução normativa nº482**, que representou um marco histórico no setor de energia brasileiro, e estabeleceu as condições a seguir (ANEEL, 2012c):

- As distribuidoras devem adequar seus sistemas comerciais e elaborar ou revisar normas técnicas, num prazo de 240 dias, para tratar do acesso de micro geração e mini geração distribuída, utilizando como referência as informações contidas no PRODIST;
- Ficará dispensada a assinatura dos contratos de uso e conexão para a central geradora que participe do sistema de compensação de energia;
- A adesão ao sistema de compensação permite que a energia injetada na rede e não utilizada pelo consumidor seja compensada nas faturas dos meses subsequentes, através de créditos, com validade de 36 meses a contar da data do faturamento, ou poderão ser utilizadas para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, cujo titular seja o mesmo. Após esse prazo, o eventual saldo será revertido à modicidade tarifária;
- Deverá ser cobrado no mínimo o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A;

- Os custos referentes às adequações no sistema de medição serão suportados pelo consumidor, sendo equivalentes à diferença entre o custo requerido para implantação do sistema de compensação e o custo do medidor convencional, que já é de responsabilidade da distribuidora. Os equipamentos de medição, após sua respectiva adequação, deverão ser incorporados ao patrimônio da distribuidora, que passará a ser responsável pela sua operação e manutenção;
- Comprovada irregularidade na medição, os créditos de energia ativa gerados no período, não poderão ser utilizados no sistema de compensação;
- O consumidor é responsável por danos ao sistema elétrico, caso o dano seja devido à mini ou micro GD, e não tenham sido observadas as normas e padrões da distribuidora.

Na Figura 18 podem-se observar as principais condições estabelecidas na *Resolução normativa nº482*:

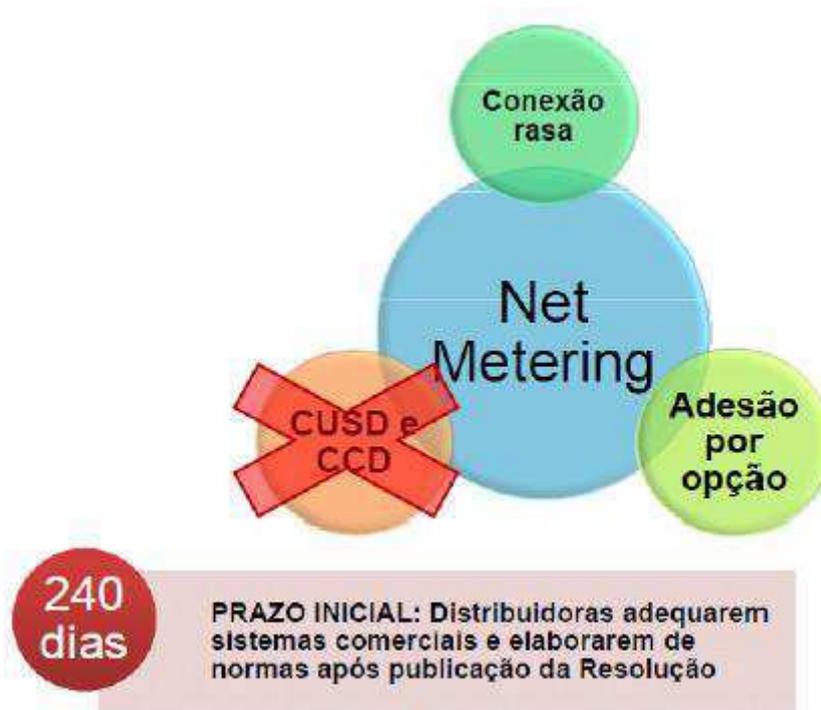


Figura 18. Acesso aos sistemas de distribuição
Fonte: ANEEL, 2012

A seguir serão apresentados os procedimentos presentes na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

4.1 ACESSO DE MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST descreve os procedimentos para acesso de micro e mini geração distribuída ao sistema de distribuição. A seguir um breve resumo da seção.

Etapas para viabilização do acesso:

- a) Para micro ou mini geração distribuída – obrigatórias apenas às etapas de solicitação de acesso e parecer de acesso;
- b) Solicitação de Acesso – requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à acessada, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo;
- c) Disponibilização na internet pela distribuidora – relação das informações necessárias para a solicitação de acesso e dados requeridos pela ANEEL para registro;
- d) Certificado de Registro – dispensado para micro ou mini geração distribuída;
- e) Prazo Solicitação de Acesso – 60 dias para regularizar eventuais pendências;
- f) Parecer de Acesso – documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos;
- g) Requisitos para o Parecer de Acesso – para mini geração distribuída, ponto de conexão segundo critério de menor custo global com estimativas de custos e justificativas; características do sistema de distribuição acessado e do ponto de conexão; relação de obras; tarifas aplicáveis; modelo de Acordo Operativo ou de Relacionamento Operacional; as responsabilidades do acessante;
- h) Prazo para a emissão do Parecer de Acesso – 30 dias sem obra e 60 para mini geradores com obras de reforço ou ampliação;

- i) Contratos – devem ser celebrados entre as partes no prazo máximo de 90 dias após a emissão do parecer de acesso.

Critérios Técnicos e Operacionais:

- a) Ponto de conexão - para micro geração distribuída é o mesmo da unidade consumidora, para a mini geração é único para a central geradora e unidade consumidora ficando na interseção das instalações de interesse restrito com o sistema de distribuição acessado;
- b) Conexão – procedimentos descritos no item 5 da seção 3.2 do Módulo 3 do PRODIST;
- c) Responsabilidade pelos estudos – caso necessário, serão feitos pela distribuidora, sem ônus para o acessante.

Requisitos de Projeto:

- a) Requisitos – procedimentos descritos na seção 3.3 do Módulo 3 do PRODIST;
- b) Nível de tensão de conexão: conforme Tabela 7;

Tabela 7. Níveis de tensão para conexão de micro e minicentraís geradoras

Potencia instalada	Nível de tensão de Conexão
<10KW	Baixa Tensão (monofásico bifásico ou trifásico)
10 a 100KW	Baixa Tensão (Trifásico)
101 a 500KW	Baixa Tensão (Trifásico) / Média Tensão
500KW a 1 MW	Média Tensão

Fonte: PRODIST, 2012

- c) Requisitos mínimos em função da potência instalada – menor potência, menos exigência. Exigência de estudo de curto-circuito e de medidor de 4 quadrantes só acima de 100 kW, conforme Tabela 8;

Tabela 8. Requisitos mínimos em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	< 10 kW	10 kW a 500 kW	> 500 kW ⁽⁴⁾
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobre tensão	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de sub e sobre frequência	Sim ⁽³⁾	Sim ⁽³⁾	Sim
Proteção de Contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobre corrente direcional	Não	Não	Sim
Sobre corrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Estudo de curto circuito	Não	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁶⁾	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes
Ensaio	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
- (2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção, para micro geradores distribuídos e por comando e/ou proteção, para mini geradores distribuídos.
- (3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- (4) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização estudo de curto-circuito caberá à acessada a responsabilidade pela sua execução.
- (5) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras, ou, na ausência, normas internacionais.
- (6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Fonte: PRODIST, 2012

- d) Redundância de proteções – desnecessária se as proteções estiverem inseridas nos inversores (micro geradores).

Implantação de Novas Conexões:

- a) Prazo para a vistoria – 30 dias após solicitação formal de conexão ou ampliação das instalações;
- b) Prazo entrega do Relatório de Vistoria – 15 dias;
- c) Aprovação do ponto de conexão – 7 dias, satisfeitas exigências do Relatório de Vistoria.

Requisitos para Operação, Manutenção e Segurança da Conexão:

- a) Requisitos - procedimentos descritos na seção 3.5 do Módulo 3 do PRODIST.

Sistema de Medição:

- a) O sistema de medição deve atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da central geradora, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica ativa;
- b) O acessante é responsável por ressarcir a distribuidora acessada pelos custos referentes às adequações do sistema de medição para implantar o sistema de compensação. Após isso, a distribuidora será responsável pelos custos.

Contratos:

- a) Aplicam-se os procedimentos da seção 3.6 do Módulo 3 do PRODIST;
- b) Faturamento conforme as Condições Gerais de Fornecimento e regulamentação específica, não se aplicando as regras de faturamento de centrais geradoras;
- c) A Figura 19 mostra os tipos de contratos celebrados entre a mini geradora e microgeradora distribuída. Ambas não apresentam contratos de geração, e sim Acordo Operativo e Relacionamento Operacional, respectivamente.



Figura 19. Tipos de contratos celebrados
Fonte: ANEEL, 2012

O que se pode notar, é que esta seção 3.7, teve como objetivo estabelecer apenas diretrizes para a instalação dos pequenos geradores, sem muitas mudanças em procedimentos já existentes. Mostrou os principais pontos que devem ser analisados diferentemente, incorporou o sistema de compensação de energia, e agilizou o período total para a conexão.

A Figura 20 pode-se visualizar todos os prazos do processo de conexão da pequena central geradora ao sistema de distribuição, totalizando 82 dias.



Figura 20. Prazo do processo de conexão
Fonte: ANEEL, 2012

4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A ANEEL vem buscando atuar com modernidade e transparência, submetendo regulações à apreciação dos agentes, mesmo sem existir a necessária política de governo. Esta nova resolução da ANEEL favorece um uso mais eficiente da energia elétrica, pois os consumidores não são mais obrigados a comprar das distribuidoras tudo o que consomem, além de favorecer o desenvolvimento da geração descentralizada no Brasil.

O grande problema está nas restrições operacionais da acessada e o custo da interconexão, pois são considerados pelos detentores de geração distribuída, como as maiores barreiras para sua conexão aos sistemas. Com isso, para atender a todos os quesitos de segurança e de instalação apropriada da pequena geração, o investimento acaba tornando-se alto, e quem vai arcar com as despesas, inicialmente, é o pequeno produtor, com a compra dos equipamentos exigidos.

Essa situação pode mudar com o tempo, bastando apenas que o governo implemente incentivos fiscais para o setor, com benefícios para toda a cadeia industrial dos equipamentos de energia renovável, eólica, fotovoltaica, de mini geração, fortalecendo o setor industrial.

Alternativa possível seria a de isentar, temporariamente, os impostos incidentes, sobre equipamentos destinados ao aumento da eficiência energética e geração de energia distribuída baseada em fontes renováveis.

Uma sugestão quanto à interconexão desses pequenos geradores, seria a de ter uma pré-certificação, ou seja, um kit para a interconexão com a rede, incluindo proteção. Esta ação evitaria a continua necessidade de estudos detalhados de impacto sobre a rede, projetos irregulares apresentados à solicitação de acesso, entre outros. Este kit poderia ser oferecido como um serviço da própria distribuidora.

Muitos países adotam essa pré-certificação para facilitar o ingresso desses geradores no sistema.

Outro ponto que poderia ser incorporado às pequenas centrais geradoras, é a de receberem certificados de energia renovável, que atestariam a expectativa de energia renovável a ser produzida. Dessa forma, representariam uma receita adicional ao investidor, pois se trata de reconhecimento do benefício ambiental proporcionado pela usina, que pode ser comercializado em um mercado especificamente criado para tais certificados, cujos interessados são grandes empresas que buscam atender as metas ambientais de cada país, tais como redução da emissão de gases de efeito estufa.

Ao aliar uma lógica econômica a um modelo de geração ambientalmente sustentável e mais eficiente, o sistema de *net metering* para fontes incentivadas proporciona benefícios econômicos efetivos tanto aos consumidores/geradores quanto aos demais consumidores de energia. Além disso, a regulamentação da ANEEL tal qual concebida apresenta como vantagem o fato de repassar as responsabilidades técnicas e regulatórias dos micro e mini empreendimentos às distribuidoras, mais capacitadas para a assunção dessas funções.

Um ponto negativo quanto a este mecanismo de compensação de energia adotado pela ANEEL, é que restringe a micro geração e mini geração ao uso próprio do consumidor/gerador, não permitindo a comercialização da energia não consumida, ou seja, não há qualquer incentivo fiscal para que o consumidor se transforme num produtor de energia renovável, subsídios que já existem em muitos outros países.

Outras propostas e melhorias poderão ser feitas com o passar do tempo, haja vista que esta regulamentação foi aprovada recentemente, e ainda está em fase de implementação.

5 PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

CONECTADO À REDE

A seguir, será apresentada uma solução baseada em painéis solares com conexão à rede elétrica de baixa tensão para uma residência de consumo equivalente a 175 kWh/mês, consumo típico de uma família de classe média com 4 moradores.

A concessionária de energia no caso Energisa Borborema S/A dispõe de norma própria no caso Norma de Distribuição Unificada - NDU-13, que deve ser observada ao se instalar o sistema fotovoltaico. Ela descreve os critérios de acessantes de geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa, para conexão em baixa tensão.

A casa onde estarão instalados os painéis situa-se à Rua Flavio Elói de Almeida, Campina Grande – PB.

Para o estudo de caso levou-se em conta a localidade da cidade de Campina Grande-PB, com as seguintes coordenadas: latitude: $-7,22^{\circ}$; longitude: $-35,8735^{\circ}$.

A partir dos dados de insolação combinados com o potencial de geração do painel solar escolhido foi possível determinar a energia gerada pelo painel, tornando possível avaliar a real compensação de geração e consumos diários.

Para a escolha dos produtos e elaboração do projeto, foi escolhido o sistema que será detalhado nos itens a seguir.

5.1 CUSTOS

Do ponto de vista financeiro, é comum dividir o custo total do investimento dos sistemas fotovoltaicos em três partes: (NOTA TÉCNICA EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira, 2012).

- Painéis;
- Inversor (es);
- Infraestrutura e Serviços (*Balance of the System – BoS*).

Do início do século para cá, o preço dos painéis solares vêm caindo, enquanto o preço do BoS e dos inversores vêm se mantendo praticamente estáveis. No ano de 2000, o preço europeu do painel era de 4,2 euros/Wp e caiu para 1,2 euros/Wp em 2011.

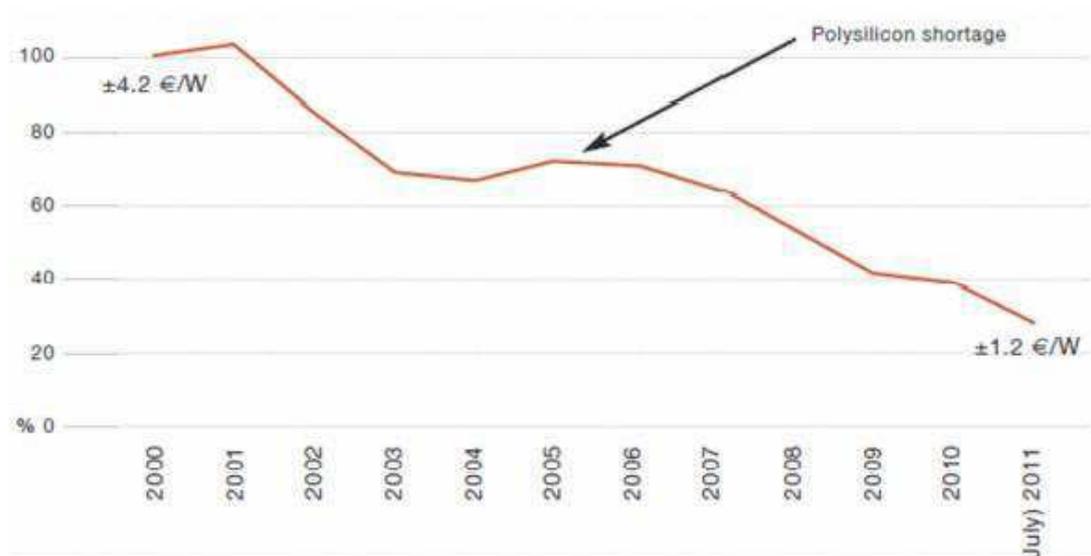


Figura 21. Preços de sistemas fotovoltaicos na Europa
Fonte: EPIA (2011)

Uma vez que os painéis solares correspondem a 60% do custo total do sistema (10% é atribuído ao inversor e 30% ao BoS), a sua queda de preço, observada na Figura 13, tem diminuído o preço total final do produto que têm caído acentuadamente ao longo dos anos.

De acordo com a *Solar Energy Industries Association* – SEIA, o preço médio de sistemas fotovoltaicos não residenciais alcançou US\$ 4,94/Wp no terceiro trimestre de 2011. Já o preço médio final *turn key* de sistemas residenciais alcançou US\$ 6,24/Wp no mesmo período(EPE,2012).

Os custos globais para sistemas fotovoltaicos residenciais, o foco deste trabalho Os custos globais para sistemas fotovoltaicos residenciais, o foco deste trabalho, variam de região para região. Tipicamente entre 2 e 5 kW, estes sistemas na Alemanha custam em média US\$ 3.700/kW, ao passo que na Itália ou Espanha chegam a custar US\$5.800/kW, e nos EUA aproximadamente US\$ 5.600/kW (IRENA,2012).

Em resumo, o preço médio internacional, já com impostos nos seus mercados de origem, e custo de montagem, que corresponde a 20% do investimento, está apresentado na Tabela 9.

Tabela 9. Custo Global do sistema nos Estados Unidos- US\$ /Wp

Potencia	Painéis	Inversores	Instalação e montagem	Total
Residencial (4-6kWp)	2,23	0,57	0,70	3,50
Residencial (8-10kWp)	2,02	0,50	0,63	3,15
Comercial (100kWp)	1,74	0,42	0,54	2,70
Industrial (\geq 100kWp)	1,60	0,30	0,48	2,38

Fonte: (EPE, 2012).

No Brasil, deve-se considerar a incidência de impostos de importação, IPI, ICMS, PIS e COFINS, como por exemplo, o demonstrado na da Figura 22, que resulta em um sobre preço de 32,5%, segundo seguinte análise do Grupo Setorial Fotovoltaico da ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.

Carga Tributária Exemplo instalação Corporativa 100 kWp									
Componente	Preço cliente final	II	ICMS	IPI	PIS	COFINS	ISS	Carga tributária cliente final	Sistema sem impostos
Modulo	R\$ 406.802	12%	0%	0%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 71.802 18%	R\$ 335.000
Inversor	R\$ 156.402	14%	12%	15%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 58.594 37%	R\$ 97.808
Estruturas, cabos, conexão	R\$ 195.000	0%	18%	10%	1,65%	7,65%	0%	R\$ 60.937 31%	R\$ 134.063
Projeto, registro, instalação *	R\$ 78.000	0%	0%	0%	1,65%	7,65%	5%	R\$ 14.235 18%	R\$ 63.765
	R\$ 836.203							R\$ 205.567	R\$ 630.636
								25%	75%
Preço sistema R\$/ Wp	R\$ 8,36							R\$ 2,06	R\$ 6,31

Figura 22. Preço unitário de sistemas completos

FONTE: Grupo Setorial Fotovoltaico da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica

Considerando-se uma taxa de câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 1,75 criou-se a Tabela 10, em referência ao custo de investimento no Brasil.

Tabela 10. Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R\$/Wp)

Potencia	Painéis	Inversores	Instalação e montagem	Total
Residencial (4-6kWp)	4,88	1,25	1,53	7,66
Residencial (8-10kWp)	4,42	1,09	1,38	6,89
Comercial (100kWp)	3,81	0,92	1,18	5,91
Industrial (\geq 100kWp)	3,50	0,66	1,04	5,20

Fonte: (EPE, 2012).

Custo Nivelado

O custo nivelado calculado na Nota Técnica da EPE conforme metodologia sugerida pela EPIA – *Solar photovoltaics Competing in the Energy Solar* – leva em consideração fluxos de entrada e saída de caixa correspondente às despesas e receitas durante a vida útil dos equipamentos. A seguir os parâmetros utilizados na base de cálculos:

Parâmetros econômicos:

- Taxa de desconto: 6% ao ano (taxa real, isto é, descontada a inflação; para uma inflação anual de 4,5%, por exemplo, a taxa nominal de desconto seria de 10,8% ao ano);
- Vida útil das instalações: 20 anos (exceto inversores: 10 anos);
- Custo anual de operação e manutenção: 1% do custo de investimento parâmetros técnicos;
- Prazo de maturação do investimento (construção): 3 meses;
- Perda de eficiência dos painéis: 0,65% ao ano, com correspondente decréscimo da energia produzida;
- Fator de capacidade: 15,1%.

A Tabela 11 apresenta os resultados do custo nivelado de geração.

Tabela 11. Competitividade da Geração Fotovoltaica – Custo nivelado de geração

Aplicação	Potencia (kWp)	Investimento inicial (R\$ mil)	Custo Nivelado de geração (R\$/MWh)
Residencial	5	38	602
	10	69	541
Comercial	100	591	463
Industrial	1000	5185	402

Fonte: (EPE, 2012).

A Tabela 12 apresenta os valores médios cobrados pelas concessionárias no Brasil. Foi usada uma alíquota de 6% de PIS/COFINS, 25% de ICMS para Residencial e 21% para Comercial e Industrial. A faixa de consumo residencial utilizada foi de consumo mensal igual ou superior a 500 kWh e as tarifas foram homologadas pela ANEEL.

Tabela 12. Tarifas homologadas na ANEEL – Valores médios regionais em 2011(R\$/MWh)

Setor	Mínimo	Máximo	Media
Residencial	444	464	457
Comercial	387	443	406
Industrial	318	432	336

Fonte: (EPE, 2012).

Apesar da diferença entre o valor médio cobrado pelas concessionárias e o custo nivelado da geração, vale ressaltar que, segundo dados da ANEEL de tarifas para o início de 2011, 10 concessionárias tinham tarifas superiores ao custo nivelado de geração para 5 kWp (R\$ 602/MWh): entre elas Energisa Minas Gerais (Minas Gerais), Cemar (Maranhão), Cepisa (Piauí), Ampla (Rio de Janeiro) e Cemig (Minas Gerais) (EPE, 2012).

Ainda que não se possa afirmar que a geração fotovoltaica é economicamente viável no Brasil, já existem situações em que existe nítida competitividade de custo.

Ainda assim, fica clara a necessidade de medidas de incentivos a geração fotovoltaica distribuída.

5.2 ENERGIA PRODUZIDA

A energia captada pelas células fotovoltaicas provenientes da irradiação solar são medidas geralmente em Irradiação Global Horizontal (GHI) e Irradiação Normal Direta (DNI). A irradiação normal direta é a quantidade que atinge o solo diretamente, e é muito variável ao longo do dia. Não obstante, os painéis solares atualmente fabricados não são sensíveis à DNI, mas tem sua eficiência relacionada à GHI, que é pouco variável durante o dia. A GHI é a soma das irradiações direta (DNI) e difusa, que consiste na quantidade de luz incidente sobre uma superfície horizontal, levando em conta as parcelas atenuadas e dispersas por nuvens e poluição, o que faz com que os painéis continuem gerando eletricidade mesmo em dias nublados.

Para o cálculo do potencial de geração solar fotovoltaica, dois dados básicos são necessários: eficiência ou rendimento das placas e radiação solar, geralmente representada em kWh/m². Os dados de eficiência são dados de placa das células, obtidos em laboratório. O ponto mais importante torna-se, portanto uma análise da radiação solar do local onde se pretende instalar um sistema de geração fotovoltaico. Alguns

institutos formulam mapas de fluxo de radiação o que é comumente chamado de Atlas Solarimétrico. Entre eles o Atlas Brasileiro de Energia Solar, de 2006, desenvolvido pelo INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – e NASA – *National Aeronautics and Space Administration* em parceria com o projeto SWERA – *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, e também o Atlas Solarimétrico do Brasil, de 2000, desenvolvido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, Sergio de Salvo Brito – CRESESB.

Segundo NOTA TÉCNICA EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira (2012), a irradiação média anual brasileira varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, valores que são significativamente superiores à maioria dos países europeus, cujas estatísticas indicam intervalos entre 900 e 1.250 kWh/m²/ano na Alemanha, entre 900 e 1.650 kWh/m²/ano na França e entre 1.200 e 1.850 kWh/m²/ano na Espanha. Campina Grande apresenta uma média de irradiação solar superior à Alemanha, que é ícone mundial em produção e consumo de energia solar fotovoltaica.

Assim, tendo em vista os incentivos nacionais, os avanços tecnológicos na geração fotovoltaica, assim como o uso crescente da mesma em todo o mundo, fica claro a importância que ela tem e terá na matriz energética mundial. Sendo assim importante desenvolver aplicações da mesma, procurando difundi-la e divulgá-la.

Logo a quantidade de energia que se pretende produzir é o primeiro item a ser definido no projeto e depende do tipo de sistema a ser implementado. No caso de um sistema conectado à rede nos moldes do padrão brasileiro com sistema *Net Metering*, onde o excedente de geração não poder ser comercializado, mas gera créditos com data de vencimento de 36 meses. Neste caso, a geração solar fotovoltaica funciona como fonte complementar de energia, suprimindo parcialmente a demanda de energia do consumidor o ideal é projetar um com média mensal abaixo de 175 kWh visto que a energia gerada a mais será desperdiçada após 36 meses.

Um segundo item a ser considerado é o posicionamento dos painéis. Um posicionamento ótimo é dificilmente conseguido quando o painel solar é integrado a uma construção já existente como uma residência. Neste caso, é necessária uma análise exclusiva da construção em questão para definição do melhor posicionamento. Neste estudo, será feito um cálculo para posicionamento ótimo e um cálculo adequado às possibilidades estruturais da casa em questão e um comparativo entre os resultados.

O terceiro ponto refere-se às características do módulo, especificamente a potência máxima de pico (P_{mp}), área do módulo e eficiência, que serão abordados no item a seguir.

5.3 MÓDULOS

Os módulos fotovoltaicos disponíveis comercialmente são compostos geralmente de 36, 48 ou 60 células, o que define sua faixa de potência de pico, que varia entre 130 e 140 W para módulos de 36 células até 230 a 250 W para módulos de 60 células. Para os sistemas conectados à rede, são indicados os módulos de 60 células, uma vez que os níveis de tensão costumam ser mais elevados do que em sistemas autônomos.

Para este estudo serão utilizados módulos YL235P-29b, de silício policristalino, com potência nominal de 235 W, da fabricante de painéis solares chinesa *Yingli Solar*. A escolha desse produto foi atrelada e disponibilidade comercial. A ficha técnica completa do módulo é apresentada na Tabela 13.

Tabela 13. Parâmetros elétricos e físicos do módulo YL235P-29b em STC

Potência Máxima de Pico (P_{max})	235w
Eficiência do Módulo (η)	14,4
Tensão em MPPT (V_{mppt})	29,5
Corrente em MPPT (I_{mppt})	7.95
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	37.0V
Corrente de curto-circuito (I_{cc})	8.54A
Dimensões (Comprimento/Largura/Espessura)	1650 mm / 990 mm / 40 mm
Peso	19.1kg

Fonte: YINGLI SOLAR.

O sistema será composto de 4 módulos de 235 Wp, resultando em um sistema fotovoltaico de 940 Wp.

Posicionamento dos Módulos

A irradiação incidente sobre os módulos depende diretamente de sua posição em relação ao Sol. Sistemas avançados de rastreamento automático da posição do Sol são amplamente utilizados em sistemas de energia solar heliotérmica e em algumas usinas

fotovoltaicas, mantendo os painéis alinhados ao longo do dia, mas devido ao seu alto custo de instalação e manutenção esta não é uma opção viável para micro e mini sistemas fotovoltaicos.

Como os painéis solares de aplicações residenciais são fixos, é necessário uma correta escolha do posicionamento e ângulo dos módulos solares, otimizando a captação de energia.

Além de evitar o sombreamento, o ângulo de inclinação dos painéis deve ser escolhido observando-se alguns critérios referentes aos ângulos azimutal e zenital, como sugere VILLALVA M.G. (2012).

Ângulo Azimutal: É o ângulo de orientação com relação ao norte geográfico, tendo o ângulo nulo quando o sol está na metade de seu trajeto desde o instante em que nasce até se pôr. Este é o melhor ângulo de posicionamento para o painel quando se está no hemisfério sul, uma vez que aproveita tanto a luz da manhã quanto da tarde, tendo seu ponto de máxima captação ao meio dia solar.

Ângulo Zenital: É o ângulo formado entre o ponto em questão e o zênite. Devido à inclinação do eixo de rotação terrestre em relação à sua órbita em torno do Sol, este assume diferentes ângulos zenitais durante o ano, o que define a altura solar. O ideal seria ter um painel com a mesma inclinação zenital que o Sol a cada dia. Como isto não é viável, podemos utilizar diferentes métodos para escolher um ângulo que possibilite uma boa média de captação de energia solar durante o ano. Um deles, apresentado no “*Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules*” consiste em escolher um ângulo de inclinação baseado na Tabela 14.

Tabela 14. Escolha do ângulo de inclinação do módulo

Latitude Geográfica do Local	Ângulo de inclinação recomendado
0 ° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
10 ° a 20 °	$\alpha = \text{latitude}$
10 ° a 20 °	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
21° a 30 °	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41 ° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: VILLALVA M.G., 2012.

A Figura 23 ilustra as definições de ângulos azimutal, zenital e altura solar.

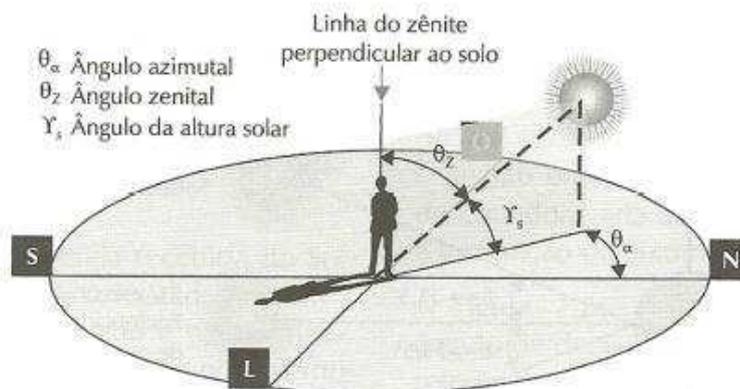


Figura 23. Posição do sol definida pelos ângulos azimutal, zenital e altura solar.
Fonte: VILLALVA M.G., 2012.

5.4 INVERSOR

O inversor ca-cc de conexão à rede é responsável pela transformação da energia de corrente contínua proveniente dos painéis para corrente alternada senoidal, em sincronismo de tensão e frequência com a rede de distribuição pública.

Como são equipamentos de pequeno porte, não possuem partes móveis e não apresentam ruído, portanto podem ser instalados dentro da edificação, ou ainda junto aos módulos fotovoltaicos, desde que protegidos das intempéries e com grau de proteção (IP) adequado.

O inversor escolhido para o sistema foi o Sunny Boy SMA Solar Technology AG 1200 de 1320 W. Seus dados são mostrados na Tabela 15.

Tabela 15. Parâmetros elétricos e físicos do inversor.

Potência de saída (Contínua)	1320 W
Potência de saída (Pico)	1200 W
Tensão nominal de entrada	120 V
Tensão Nominal de Saída (AC)	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V
Frequência	50 60 Hz; ± 4.5 Hz
Dimensões (mm)	440 / 339 / 214
Peso (Kg)	23 kg

Fonte: SMA Solar Technology.

Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos deverão atender aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116:2012. Só serão aceitos inversores com certificação INMETRO. Excepcionalmente, até que o processo de etiquetagem por parte do INMETRO esteja consolidado, poderão ser aceitos inversores que apresentem certificados dos laboratórios nacionais e internacionais acreditados pelo INMETRO, após análise do corpo técnico da Energisa (NDU-13).

5.5 SISTEMA DE PROTEÇÃO

Após a passagem dos cabos em eletrodutos separados por polos, os condutores de corrente contínua devem chegar a um quadro de proteção antes de serem conectados ao inversor. Essa proteção serve para seccionar o circuito de alimentação em cc, seja para manutenção ou qualquer ajuste do inversor. Adicionalmente, este quadro pode ter a função de caixa de *strings*. Na Figura 24 pode-se ver um exemplo ligação do quadro de proteção.

No mesmo quadro devem estar presentes:

- Barramento de aterramento para estruturas metálicas e carcaças de módulos FV;
- Fusíveis para conexão das *strings*;
- Chave de desconexão;
- Dispositivo de proteção contra surto (DPS).

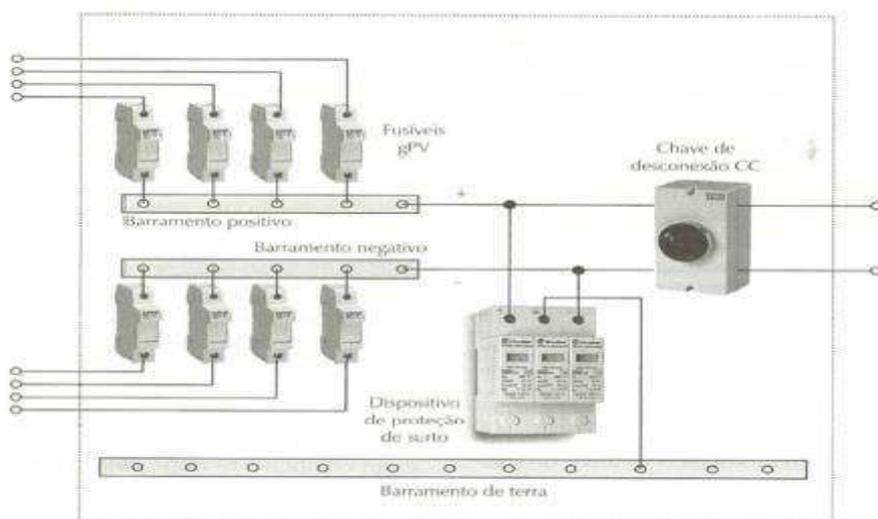


Figura 24. Quadro de proteção de corrente contínua CC da instalação fotovoltaica
Fonte: VILLALVA, 2012.

O quadro de proteção de corrente alternada, Figura 25, faz a conexão entre os inversores do sistema fotovoltaico e a rede elétrica.

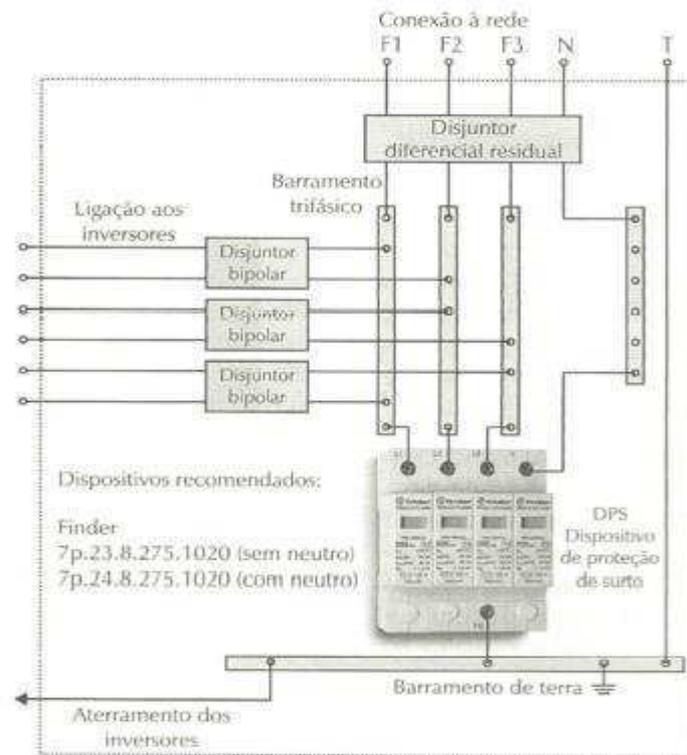


Figura 25. Quadro de proteção de corrente alternada CA da instalação fotovoltaica
Fonte: VILLALVA, 2012.

Os dispositivos e o dimensionamento são os mesmos utilizados nas instalações elétricas de baixa tensão e atendem à norma NBR 5410, cujos principais componentes são:

- Barramento de terra;
- Disjuntor diferencial residual;
- Barramento trifásico ou monofásico;
- Dispositivo de proteção contra surto.

5.6 CABEAMENTO E CONEXÕES

Os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos aos rigores da intempérie e das singularidades de instalações com painéis que podem emitir grande quantidade de calor nas suas caixas de ligações. Portanto, os cabos que farão a conexão entre os módulos e o inversor em corrente contínua:

- Limitar ao máximo a queda de tensão;

- Ser unipolares;
- Possuir duplo isolamento;
- Estar separados por polos (positivo e negativo) em eletrodutos distintos;
- Possuir caixa de passagem e conexão com boa vedação e isolamento, também separados por polos;
- Possuir isolamento que suporte temperaturas elevadas.

Como a temperatura dos módulos fotovoltaicos pode ultrapassar os 50° C, nessas condições, de acordo com a norma brasileira NBR 5410, a capacidade de condução de corrente fica limitada a aproximadamente a 40% daquela a 30° C.

Devido ao uso em ambiente externo e às necessidades de conexão entre os painéis em série e paralelo, foram desenvolvidos os conectores tipo MC4, especiais para sistemas FV, que juntamente com as caixas de conexão formam o sistema de conexões. Os detalhes do conector podem ser vistos na Figura 26.



Figura 26. Detalhe de conectores tipo MC4
FONTE: NEOSOLAR, 2014.

Esses requisitos asseguram maior confiabilidade ao sistema fotovoltaico, pois diminuem a chance de ocorrer curto-circuito entre os potenciais positivo e negativo decorrente de possíveis falhas. Toda a instalação deve ser feita seguindo-se as normas para instalações elétricas de baixa tensão NBR 5410.

Os 4 painéis fotovoltaicos podem ser organizados com topologias diversas. Uma alternativa de projeto seria considerar 1 *strings* de 4 painéis conectados em série. O conjunto gera um potencial de 120 V, com uma corrente de saída de 7,95 A; para alimentar o inversor. A área ocupada pelo conjunto dos módulos é de aproximadamente 7 m².

5.7 SUPORTE ESTRUTURAL

A estrutura de suporte dos módulos fotovoltaicos deve ser montada de forma a facilitar tanto a instalação quanto a manutenção. Também deve ser projetada para não a estética e não quebrar a harmonia arquitetônica da edificação onde será montada. Recomenda-se ser instalada o mais próximo possível do ponto de conexão a fim de diminuir o comprimento dos cabos que fazem a conexão com o inversor. Independente do modelo essas estruturas necessitam atender a algumas exigências que, segundo Lorenzo e Zilles (1994), são as seguintes:

- Suportar ventos de até 150 km/h;
- Posicionar os módulos a uma altura de no mínimo 1 metro do solo;
- Ser fabricada com materiais não corrosivos, como ferro galvanizado ou alumínio;
- Estar aterrada eletricamente, de acordo com as normas vigentes;
- Assegurar que as estruturas dos painéis tenham um bom contato com o aterramento;
- Propiciar a integração estética com a edificação onde vai ser instalado.

6 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A partir do projeto especificado, foram propostos diferentes cenários de geração, consumo e desempenho, expostos e comparados a seguir.

Para o cálculo da energia produzida foi utilizado o método da irradiação global, método utilizado em sistemas MPPT onde durante todo o tempo o módulo funciona em seu ponto de máxima potência. Segundo VILLALVA M.G. (2012), a energia produzida pode ser calculada da seguinte maneira:

$$E_p = E_s \cdot A_m \cdot \eta \quad (7)$$

Onde: E_p : Energia produzida pelo módulo diariamente [kWh]; E_s : irradiação global diária [kWh/m²/dia]; A_m : Área da superfície do módulo [m²] e η : Eficiência do módulo.

Ainda segundo VILLALVA M.G.(2012), quando não se tem a eficiência do módulo, esta pode ser calculada utilizando-se a seguinte fórmula:

$$\eta = P_{max} / (A_m \cdot 1000) \quad (8)$$

Onde, η : Eficiência do módulo; P_{max} : Potência máxima de pico do módulo [Wp]; A_m : Área da superfície do módulo [m²];

Obs.: A constante 1000 refere-se à taxa de irradiação padronizada de 1000 W/m² em STC.

Alternativamente, energia produzida pode ser calculada diretamente a partir da irradiação solar global diária e da potência máxima de pico do módulo:

$$E_p = E_s \cdot P_{max} / 1000 \quad (9)$$

Onde, E_p : Energia produzida pelo módulo diariamente [kWh]; E_s : irradiação global diária [kWh/m²/dia] e P_{max} : Potência máxima de pico do módulo [Wp]

Tendo os níveis de insolação a energia produzida por hora pelo sistema é calculada (VILLALVA &GAZOLI, 2012):

$$G = \eta_{modulo} \cdot N_m \cdot A_m \cdot E_s \cdot \eta_{inversor} \cdot (1 - perdas) \quad (10)$$

Onde, G [Wh]: Energia gerada; η_{modulo} : Rendimento do módulo; N_m : Numero de módulos FV; A_m : Área da superfície do módulo [m²]; E_s : irradiação global diária [Wh/m²]; $\eta_{inversor}$: Rendimento do inversor.

Perdas: Valor atribuído a perdas diversas na instalação. O rendimento dos inversores do modelo escolhido varia de 90,9% a 92,1%. Para estimativa da geração será utilizado o valor médio desses rendimentos, que é 91,6%.

Segundo EPE (2012), o valor de perdas nos condutores e conexões adotados é de 3% para perdas ôhmicas nos inversores, 3% nos diodos de bloqueio, 3% de perdas por sujeira e poluição nos módulos e 2% por perdas por sombreamento.

6.1 IRRADIAÇÃO

Nesta análise foi considerado o índice GHI – *Global Horizontal Irradiance* (Irradiância Global Horizontal), índice mais utilizado como parâmetro em estudos de sistemas fotovoltaicos. É possível encontrar bases de dados de irradiação global horizontal provenientes de diversas fontes. Na Tabela 16 estão os dados com relação a Campina Grande.

Tabela 16. Irradiância solar em Campina Grande

Mês	Irradiação global (kWh/m²/dia)	Irradiação inclinada (kWh/m²/dia)
Janeiro	5,78	5,59
Fevereiro	5,79	5,64
Março	5,95	5,96
Abril	5,20	5,42
Mai	4,56	5,01
Junho	4,09	4,45
Julho	4,44	4,48
Agosto	4,84	4,96
Setembro	5,60	5,80
Outubro	5,94	6,10
Novembro	5,76	5,89
Dezembro	5,71	5,52
Média Anual	5,30	5,40

Fonte: Elaboração própria.

Devido à inclinação do eixo de rotação da terra em relação à componente de translação ao redor do sol, existe uma diferença de exposição diária aos raios solares dependendo da época do ano. A amplitude desta diferença é tão maior quanto à latitude em questão.

Para verificar a influência deste fator no local do projeto, cidade de Campina Grande – PB, foi utilizado à base de dados do Atlas solamerico brasileiro, fornecido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPTEL/Eletronbras, e permite consultar a

irradiação média de cada mês variando-se a inclinação dos painéis do sistema fotovoltaico. Pode-se a variação mensal no gráfico da Figura 27.

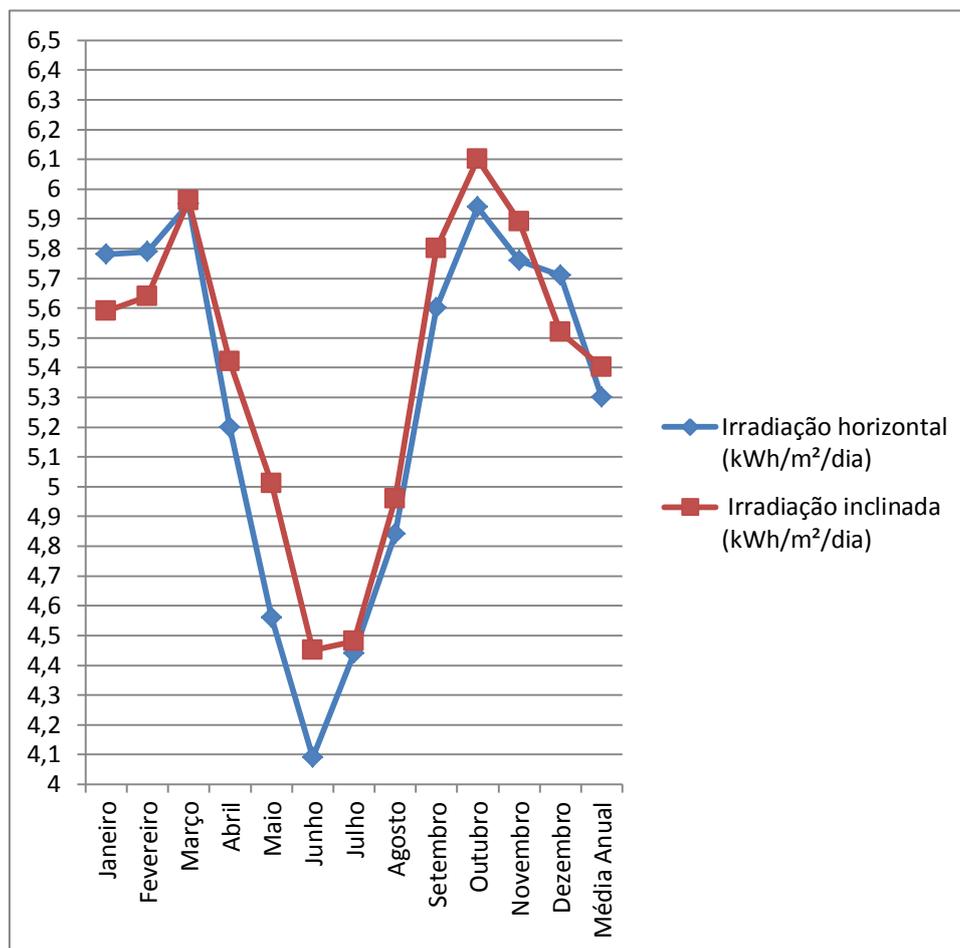


Figura 27. Irradiância solar em Campina Grande
FONTE: Elaboração própria

A partir destes dados de irradiância global horizontal e das especificações e características do sistema fotovoltaico definido em projeto anteriormente, pode-se calcular o total de energia gerado durante o período desejado.

Totalizando a energia diária produzida, utilizando a Equação 8 chegam-se ao valor de 5,30 kWh de energia gerada em um dia, o que corresponde a 149,60kWh em um mês, ou ainda 1464,92kWh produzido em um ano de operação.

Este é o perfil de geração padrão para o sistema proposto. Nos itens a seguir, são explorados dois casos alternativos para busca da otimização dos resultados.

6.2 PERFIL DE CONSUMO

Conforme definido anteriormente, o projeto visa atender a uma residência cujo consumo médio é de aproximadamente 175 kWh/mês, como podemos ver na conta de energia no Anexo A.

6.3 RESULTADOS

De posse do perfil de geração do sistema fotovoltaico projetado, baseado nos dados de Irradiação obtidos na base apresentados na Tabela 14 e do perfil de consumo mensal, foi possível projetar a característica de consumo versus geração da residência em questão subtraindo-se a quantidade de energia consumida da energia gerada.

A seguir é apresentada uma estimativa da produção e do consumo mensal durante um ano, inclinação horizontal e inclinada, baseados na aplicação do sistema proposto em conjunto com os valores obtidos da base de dados é apresentada na Tabela 17.

Tabela 17. Estimativa de consumo e geração de energia [kWh]

	Horizontal			Inclinado		
	Produzido	Consumido	Diferença	Produzido	Consumido	Diferença
Janeiro	133,01	196	-62,99	125,06	196	-70,94
Fevereiro	133,24	179	-45,76	126,18	179	-52,82
Março	136,92	153	-16,08	133,34	153	-19,66
Abril	119,66	186	-66,34	121,26	186	-64,74
Maio	104,93	165	-60,07	112,09	165	-52,91
Junho	94,12	170	-75,88	99,56	170	-70,44
Julho	102,17	188	-85,83	100,23	188	-87,77
Agosto	111,38	165	-53,62	110,97	165	-54,03
Setembro	128,87	174	-45,13	129,76	174	-44,24
Outubro	136,69	182	-45,31	136,47	182	-45,53
Novembro	132,55	174	-41,45	131,77	174	-42,23
Dezembro	131,40	170	-38,60	123,50	170	-46,50
Media	121,96	175	-53,04	120,85	175	-54,19

FONTE: Elaboração própria

Valores indicam geração de energia menor que consumo e conseqüente a não injeção de energia elétrica na rede da concessionária, logo não gerando créditos para o

consumidor. Valores negativos representam consumo maior que geração, utilizando assim a energia proveniente da rede elétrica.

6.4 ANÁLISE ECONÔMICA

Para a instalação do sistema solar fotovoltaico já descrito, composto de 4 painéis de 235Wp, mais inversor de 1,2 kW e acessórios, foram consultados quatro fornecedores no estado da Paraíba e optou-se pela empresa que retornou com uma proposta comercial. O valor total do sistema proposto foi apresentado em orçamento no valor de R\$ 13000, incluindo todas as despesas: impostos, taxas, frete e instalação.

A partir do total de energia gerada, pode-se calcular o valor total de energia em R\$ economizado pelo consumidor. Como o consumidor é alimentado em baixa tensão trifásico, 220/127 V, o mesmo é classificado como consumidor classe B1 – Residencial. Neste caso, multiplica-se o valor da tarifa de energia vigente em R\$/kWh pela quantidade de energia gerada em determinado período.

Como o valor a ser pago incide o ICMS de 27%, PIS 1,65% e COFINS 7,6% o real valor financeiro correspondente à energia economizada é dada pela equação abaixo:

$$R\$(economia) = Eg(p) * (1,3625 * T) \quad (11)$$

Onde, $R\$(economia)$: valores em reais economizados durante um período;
 $Eg(p)$: energia gerada durante um período, que deixará de ser comprada; T : Tarifa de energia da concessionária, em R\$/kWh.

Assim, considerando-se o valor da tarifa igual a R\$ 0,28980 como registrado na última fatura do consumidor em questão, o valor economizado referente aos valores obtidos na Tabela 17 é mostrado na Tabela 18.

Tabela 18. Energia economizada por período de tempo [R\$]

	Horizontal	Inclinado
Janeiro	52,52	49,38
Fevereiro	52,61	49,82
Março	54,06	52,65
Abril	47,25	47,88
Maio	41,43	44,26
Junho	37,16	39,31
Julho	40,34	39,58
Agosto	43,98	43,82
Setembro	50,88	51,24
Outubro	53,97	53,89
Novembro	52,34	52,03
Dezembro	51,88	48,76
Total anual	578,43	572,61
Media Mensal	48,16	47,70

FONTE: Elaboração própria

Tecnologias em desenvolvimento necessitam de uma avaliação financeira dos custos de investimento e rentabilidade do sistema.

O período de *payback* simples é uma ferramenta útil que mede o prazo necessário para se recuperar o investimento realizado, resultando da relação entre o investimento inicial com o sistema e as economias de energia obtidas por período de tempo.

$$\text{Payback} = \text{investimento inicial(R\$)} / \text{economia por ano(R\$)} \quad (12)$$

Neste caso, para uma aplicação de um sistema em posição horizontal (H) obtém-se o seguinte resultado:

$$\text{Payback}(H) = 13.000,00 / (48,16 * 12)$$

$$\text{Payback}(H) = 22,47 \text{ anos}$$

Já para o caso mais eficiente, inclinado em (I), obtemos o seguinte resultado:

$$\text{Payback}(I) = 13000 / (47,70 * 12)$$

$$\text{Payback}(I) = 22,70 \text{ anos}$$

Além do período de *payback*, é interessante utilizarmos outras ferramentas de análise financeira como o ROIC – *Return On Invested Capital* – que apresenta uma taxa de retorno do capital investido e é calculado pela equação 13.

$$ROIC = \text{receita} / \text{investimento} \quad (13)$$

Tomando o período de um ano como base, obtemos os seguintes valores para um projeto com inclinação horizontal (H) e inclinado (I):

$$ROIC(H) = 4\% \text{ a.a.}$$

e

$$ROIC(I) = 4\% \text{ a.a.}$$

Outro indicador de larga aceitação e um dos mais utilizados como parâmetro de decisão é a Taxa Interna de Retorno - TIR. A TIR é a taxa de desconto que equaliza o valor presente dos benefícios/receitas e dos custos de investimento de um projeto. Para ser utilizada como critério de aceitação de um projeto, deve ser comparada à taxa mínima de atratividade estabelecida pelo investidor.

A TIR de um projeto é a taxa de juros i que satisfaz a equação 14.

$$\sum_{T=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (14)$$

Para o projeto de sistema fotovoltaico proposto, tanto com posição horizontal (H) como inclinado (I), foi feita uma análise da TIR através de ferramenta computacional MS-EXCEL, levando em consideração o período de 25 anos, tempo estimado de vida útil dos mesmos. Os seguintes resultados foram obtidos e mostrados na Tabela 19.

Tabela 19. TIR – Taxa interna de retorno

Período (anos)	TIR – Taxa interna de retorno (%)	
	Horizontal	Inclinado
25	0,84	0,76

FONTE: Elaboração própria

Tanto os resultados de *payback* como os resultados de TIR indicam uma viabilidade econômica muito baixa no investimento em energia solar para abastecimento dessa residência. Comparando-se as taxas de retorno calculadas, girando em torno de 1%, com a taxa da poupança, investimento mais popular no Brasil que gira em torno dos 6% a.a., não se encontra uma boa atratividade nesse investimento para o longo prazo.

6.5 INCENTIVOS FISCAIS

Como comentado no item 6.1, o sobre preço devido a Usina de geração fotovoltaica conectada ao sistema elétrico tributação no Brasil (impostos de importação, IPI, ICMS, PIS e COFINS) é de 32,5% do produto final.

Caso houvesse uma isenção de impostos para esse tipo de investimento, este se tornaria mais atrativo, gerando uma taxa de retorno de 6,6% ao ano, e um *Pay Back* de apenas 15,17 anos. É possível considerar um terceiro cenário, no qual a carga tributária, ao invés de ser zerada, teria um desconto de 50%. Na Tabela 20 temos o comparativo.

Tabela 20. Índices econômicos para incentivos fiscais

Tributação	Investimento (R\$)	Retorno Mensal (R\$)	PayBack (anos)	ROIC a.a.
Com Imposto	13000	64,02	20,55	4 %
Sem Impostos	8775,00	64,02	15,17	6,6%
50% da carga atual	10887,50	64,02	18,82	5,31%

FONTE: Elaboração própria

Com essa política de incentivo fiscal, reduzindo a carga tributária em 50%, a investimento inicial cairia em 16%, tornando mais viável para o consumidor final, o que aumentaria o número de residências de classe média com geração distribuída, assim causando impacto positivo no sistema.

7 CONCLUSÃO

No momento em que o mundo se encontra, em meio a crises ambientais e em busca da diminuição do impacto ao meio ambiente, como redução da emissão global de gases do efeito estufa, juntamente com a racionalização de recursos e crescente aumento do custo de energias estabelecidas como uso de petróleo, a necessidade do estudo e da implementação de fontes alternativas de energia se torna cada vez mais premente.

O uso da tecnologia da *Smart Grid* e Geração Distribuída em especial com energias renováveis é uma realidade presente em vários países do chamado primeiro mundo, com grande inserção no sistema elétrico. No Brasil, o potencial de geração de energia solar é ótimo em quase toda a sua extensão, e mesmo as áreas menos privilegiadas tem médias comparáveis à líder mundial em energia solar.

Um importante passo na caminhada para a disseminação do uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede foi a resolução da ANEEL nº 482, publicada em Abril de 2012, que regulamenta a conexão de sistemas de micro e mini geração de energia à rede elétrica.

O surgimento de um conjunto de normas e requisitos para conexão da energia gerada em plantas de micro geração fotovoltaica mostra a intenção de aumentar a importância dessa geração na matriz energética.

Apesar do potencial disponível, regulamentação e conhecimento técnico disponível, que foi demonstrado neste presente trabalho a sua facilidade de implementação, a aplicação do uso de energia solar fotovoltaica no Brasil pode ser inviável por fatores econômicos. Podemos citar a falta de incentivos por parte do governo como diferença crucial e decisiva entre o Brasil e países desenvolvidos que já fazem uso desta tecnologia. Incentivos estes que podem e devem ir desde redução ou isenção de taxas e impostos sobre materiais e produtos para o consumidor até o desenvolvimento de uma política de produção de empregos incentivando a implementação de fábricas de montagem e fabricação de módulos fotovoltaicos e inversores CC/CA no país.

Outro incentivo que poderia ser implementado é a medição isolada da energia gerada pela central micro geradora. Com isso, o fluxo de caixa positivo seria efetivamente a venda da energia para a rede de distribuição ao invés da diferença, que é

a situação regulamentada atualmente. Essa configuração permitiria a aplicação de taxas de compra e venda diferentes. Podendo-se, assim, aplicar diretamente políticas de incentivo para centrais mini e micro geradoras com base em fontes renováveis e fazer com que o mercado fique significativamente mais atrativo.

Uma contribuição deste trabalho foi o cálculo da energia produzida pelos atuais sistemas disponíveis no mercado, analisando variáveis de posicionamento, baseado no tratamento de dados de irradiação solarimétrica disponíveis.

O cálculo do balanço energético entre geração e produção foi realizado baseado em uma curva de consumo real de uma residência, dando uma ideia de como seria o comportamento deste sistema para um padrão de consumo residencial.

Foram verificadas as tarifas vigentes e realizado um estudo final de viabilidade econômico-financeira, verificando um *turning point* na situação atual onde a aplicação de sistemas fotovoltaicos está prestes a tornar-se economicamente viável para o consumidor.

Entretanto, devido ao constante desenvolvimento desta tecnologia, longe de estar consolidada, torna-se necessário um estudo periódico dos índices e valores obtidos no presente trabalho para acompanhar a evolução do mercado.

Apesar do presente trabalho estar dedicado à análise do ponto de vista do pequeno consumidor individual, pode-se perceber que a principal contribuição dos sistemas fotovoltaicos não se trata da redução de despesas financeiras da população, mas sim ao impacto à rede elétrica e consequente redução de consumo de recursos naturais não renováveis. Este fator que atinge a esfera ambiental é o que merece mais atenção e que deve ser explorado como fator de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica.

Referências

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. 2012.

ABREU, Y. V; OLIVEIRA, M. A. G; GUERRA, S. M. G. **Energia, economia, rotas tecnológicas**. Textos selecionados, Tocantins, 2010, 325 p.

ALCÂNTARA, Márcio Venício Pilar. **Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica**, O Setor Elétrico, São Paulo, 2011. 36-45 p.

ANDREICA, M; BACHA S; ROYE D. **Micro-hydro water current turbine control for grid connected or islanding operation**, 2008. 957-962 p.

ANEEL. (2012). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 3** - Acesso ao Sistema de Distribuição.

ANEEL. (2012). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 8** - Qualidade de Energia Elétrica.

CAMACHO E. F; SAMADE, T; SANZ, M.G; HOSKENS I. **Control for renewable energy and smart grids**, 2011, 20 p

CAMPOS, ALEXANDRE. **Gerenciamento pelo lado da demanda: um estudo de caso**. São Paulo, 2004.

DA SILVA, Flávio Lopes. **Análise do desempenho de uma microrrede com múltiplas unidades de geração distribuída**, Vitória, 2011, 104 p.

DIAS, Marcos Vinícius Xavier; BOROTNI, Edson da Costa e HADDAD, Jamil. **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Revista Brasileira de Energia. 2005, v. 11, n.2, 11p.

EPE Empresa de Pesquisa Energética, **Nota Técnica EPE – Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Energética Brasileira**, 2012.

EPIA European Photovoltaic Industry Association, **Solar Generation 6 – Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World**, 2011.

FILHO, Armando Silva. **Análise Regulatória das Condições de Interconexão da Geração Distribuída: Requisitos para os Procedimentos de Distribuição**. Dissertação de Mestrado para a Universidade Federal de Itajubá, Dezembro de 2005.

HATZIARGYRIOU N., ASANO A., IRAVANI R. e MARNAY C; **Microgrids**, 2007, v.5, n. 4, 78-94 p.

HOSSAIN, E. **Smart Grid Communications and Networking**. New York. Cambridge University Press, 2012, 480p.

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

IRENA - Initiative for an International Renewable Energy Agency, "**Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Solar Photovoltaics**," 2012.

LASSETER, Robert H; et al. **Microgrids and distributed generation**, 2007, 7 p.

LATHEEF, A., NEGNEVITSKY, M., KASHEM, M., PERERA, S.
Present Understanding of the Impact of Distributed Generation on Power Quality. IEEE: Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'08), 2008.

LEE K. Y. **The effect of DG using fuel cell under deregulated electricity energy markets**, 2006, 67-80 p.

MEDEIROS, R A O. **Trabalho de conclusão de curso - Smart Grids: As redes Elétricas Inteligentes e Sua Implementação**. Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Elétrica e Informática, 2013.

MENDONÇA, Lucas Paulis. **Introdução as microrredes e seus desafios**, Rio de Janeiro, 2011. 74 p.

Nacional - **PRODIST. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, 2012.

NDU- 13 -Norma de Distribuição Unificada , **Crítérios de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição da Energisa**, 2012.

NIKKHAJOEI, Hassan; et al. **Distributed generation interface to the CERTS microgrid**, 2009, v. 24, n.3, 11 p.

NEOSOLAR. Disponível em<<http://www.neosolar.com.br>> Acesso maio de 2014.

Resolução Normativa N° 482/2012. Brasília, Abril, 2012.

RIBEIRO, L. A. S. et al. **Isolated microgrids with renewable hybrid generation: the case of lençóis island**, Nova York, v. 2, n. 1, Jan. 2011, 11 p.

ROCHA, Bruno de Paula. **Estudos elétricos para avaliação do impacto da geração distribuída na rede de distribuição e na formação de microrredes**, Rio de Janeiro. 2010. 123 p.

SMA Solar Technology - Catálogo do Inversor Windy Boy.

SOLARPOWER – Current-voltage and Power-voltage curve (175W Panel).

Disponível em: <<http://www.solarpower-robina.com.au/solar-power/technicalspecifications.htm>> Acesso em 15 de abril de 2014.

TOLEDO, F. Desvendando as Redes Elétricas Inteligentes: Smart Grid Handbook. 2012. Brasport livros e multimídia LTDA

THONG, V.V., DRIESEN, J., BELMANS, R. Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources. International Journal of Distributed Energy Resources, ISSN 1614-7138, Volume 1 Number 3. Editora: Technology & Science Publishers, Kassel, Alemanha, 2005.

KREITH, F.; GOSWAMI, D. Yogi. Energy Efficiency and Renewable Energy. Editora CRC Press Taylor & Francis Group, 2007.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. Energia solar fotovoltaica: conceito e aplicações. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012. 224 p.

WANG, D. Y; LEE, W. J. Distributed generation policy of con edison, 2008, 7 p

YINGLI SOLAR – Catálogo do Modulo YL235P-29b

ANEXO A – Conta de energia do caso analisado.

RUA FLAVIO ELOI DE ALMEIDA, 57 - BODOCONGO
CAMPINA GRANDE / PB CEP. 59100000 (AG. 401)

ENERGISA
ENERGISA BORBOREMA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BR230 - KM 158 - Alça Sudoeste - Três Irmãs - Campina Grande / PB - CEP 59423-700
Classe/Subcl: RESIDENCIAL / RESIDENCIAL MONOFÁSICO
Roteiro: 12 - 401 - 678 - 6840
Nº medidor: 00006017153
Referência: Jun / 2014
Emissão: 19/06/2014
CNPJ: 08.926.636/0001-95 Insc. Est. 16.003.939-1
Nota Fiscal / Conta de Energia Elétrica Nº000.124.628
Código para Débito Automático: 0000206081

Atendimento ao Cliente ENERGISA 0800 023 0196 Acesse: www.energisa.com.br

RESERVADO AO FISCO 4d5b.3af5.ac52.aa03.f295.812a.7426.b88a

Conta referente a **CDC (Código do Consumidor):** ██████████

Jun / 2014

Canal de contato
- O início do sistema de bandeiras tarifárias foi adotado para o ano de 2015. A bandeira verde não implicará cobrança adicional. As bandeiras amarela ou vermelha, quando acionadas, implicarão tarifas de maior valor, devido ao maior custo de geração. No mês de JUNHO vigorará a BANDEIRA VERMELHA, a qual implicará R\$ 0,030 de acréscimo ao valor da tarifa, líquido de tributos. Mais informações em www.aneel.gov.br

Apresentação
19/06/2014

Data prevista da próxima leitura
22/07/2014

CPF/ CNPJ/ RANI
98427213416

Cálculo de consumo

Data Anterior	Leitura Anterior	Data Atual	Leitura Atual	Constante	Consumo	Dias
21/05/14	7777	19/06/14	7933	1	156	29

Faturas em atraso
FATURAS VENCIDAS ATÉ O DIA 14/06/2014 PAGAS OBRIGADORI

Demonstrativo

Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
Consumo em kWh	156	0,28960	45,20
IMPOSTOS E ENCARGOS			
PIS			0,47
COFINS			2,20
CONTRIB. ILLUM. PÚBLICA			8,14
ICMS (Base de Cálculo R\$ 66,67 Aliq.ota 27,00%)			17,70

Histórico de Consumo (kWh)

Mai/14	185
Abr/14	186
Mar/14	153
Fev/14	179
Jan/14	196
Dez/13	170
Nov/13	174
Out/13	182
Set/13	174
Ago/13	165
Jul/13	188
Jun/13	170

Média dos últimos meses
175 kWh

VENCIMENTO
27/06/2014

TOTAL A PAGAR
R\$ 73,71

4/2014 - Bela Vista

Indicadores de Qualidade

	Limites da ANEEL	Apurado	Limite de Tensão (V)
DIC MENSAL	10,86	0,00	NOMINAL 220
DIC TRIMESTRAL	21,73		
DIC ANUAL	3,60	0,00	CONTRATADA LIMITE INFERIOR 201 LIMITE SUPERIOR 231
FIC MENSAL	7,10		
FIC TRIMESTRAL	14,20	0,00	
FIC ANUAL	3,11		
DMIC	12,22		
DICRI			

Discriminação	Valor (R\$)	%
Serviços de Dist. da Energisa/BO	18,86	25,59
Compra de Energia	24,17	32,79
Serviço de Transmissão	1,56	2,12
Encargos Setoriais	0,61	0,83
Impostos Diretos e Encargos	28,51	38,68
Outros Serviços	0,00	0,00
Total	73,71	100,00

Ve o encargo do Uso do Sistema de Distribuição (R \$ 4/2014) R\$ 28,82

ATENÇÃO