



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

RENATO CHAGAS SILVA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE
ELÉTRICA**

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2014

RENATO CHAGAS SILVA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE
ELÉTRICA

*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: Energias Renováveis

Orientador:
Leimar Oliveira, M. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Novembro de 2014

RENATO CHAGAS SILVA

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A REDE
ELÉTRICA

*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: Energias Renováveis

Aprovado em ____ / ____ / _____

Professor Avaliador

Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Leimar de Oliveira, M. Sc.

Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus que me concedeu o dom da vida e me deu forças para concluir este trabalho.

Agradeço a minha família e amigos pelo apoio e ajuda prestada, com certeza foram essenciais, para que eu conseguisse chegar ao fim.

Agradeço também ao pessoal do SENAI CITI nas pessoas de Izaac, Thiago, Newmark, Gerson e Antônio, pelo apoio prestado.

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

RESUMO

Desde a Publicação da Resolução Normativa 482 da Aneel em 17 de Abril de 2012 qualquer cidadão Brasileiro pode gerar sua própria energia e repassar o excedente para a rede de distribuição, ganhando créditos de energia por isto. Assim é necessário saber das condições atuais de viabilidade técnica e econômica para este tipo de projeto considerando diferentes potências instaladas na cidade de Campina Grande na Paraíba. Para tanto pode-se usar métodos de engenharia econômica como VPL, TIR e Payback para avaliar o quão vantajosos os sistemas de geração fotovoltaicos conectados a rede elétrica são atualmente.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos, resolução normativa 482, Viabilidade econômica.

ABSTRACT

Since the publication of Aneel Normative Resolution 482 on April 17, 2012 any Brazilian citizen can generate their own power and transfer the surplus to the distribution network, earning energy credits for it. Thus it is necessary to know the current conditions of technical and economic viability for this type of project considering different powers installed in the city of Campina Grande in Paraíba. So, we can use methods of engineering economics as NPV, IRR and Payback for to evaluate how advantageous the photovoltaic generation systems connected to grid are today.

Keywords: Photovoltaic Systems, Normative Resolution 482, Economic Viability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1. Distribuição da radiação solar.....	4
Figura 2.2. Corte transversal de um módulo fotovoltaico	6
Figura 2.3. Painel solar Fotovoltaico.....	7
Figura 2.4. Módulo solar monocristalino	8
Figura 2.5. Módulo solar policristalino	8
Figura 2.6. Silício amorfo.....	9
Figura 2.7. Constituição da matriz energética brasileira segundo dados da ANEEL de maio de 2014.....	11
Figura 3.1. Redução de custos dos painéis fotovoltaicos entre o segundo trimestre de 2006 e o segundo trimestre de 2012.	14
Figura 3.2. Etapas para que seja possível conectar um sistema de microgeração ou minigeração a rede das concessionárias no Brasil.	18
Figura 8.1. Montagem do prédio da FIEP mostrando os painéis dispostos na laje apontados para o norte	40
Figura 8.2. Montagem do prédio da Fiep mostrando a disposição dos painéis na laje.	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 6.1. Dados técnicos do painel Yingli YL250P 29b.....	30
Tabela 8.1. Lista de materiais e equipamentos necessários para instalação de sistema fotovoltaico com geração de 250 kWh/mês e seus respectivos preços.....	35
Tabela 8.2. Valores dos serviços necessários para colocar em funcionamento o sistema de geração fotovoltaico de 250 kWh.	35
Tabela 8.3. Tarifas, economia mensal e economia anual considerando um aumento na tarifa de 5% ao ano.	36
Tabela 8.4. Cálculo de valor presente considerando uma taxa de atratividade de 5,8% ao ano durante os 25 anos do investimento.	37
Tabela 8.5. Lista de materiais e equipamentos necessários para instalação de sistema fotovoltaico com geração de 400 kWh/mês e seus respectivos preços.....	38
Tabela 8.6. Valores dos serviços necessários para colocar em funcionamento um sistema de geração fotovoltaico de 400 kWh.	38
Tabela 8.7. Custos da empresa Neosolar Energia para um sistema de geração fotovoltaica de 50 kWp ...	41
Tabela 8.8. Valores estimados de economia em cada ano de operação do projeto e seus respectivos valores deslocados para o início do projeto.....	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA;
ART – ANOTAÇÃO DE RESPONSABILIDADE TÉCNICA;
CONFAZ – CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA;
CREA – CONSELHO NACIONAL DE ENGENHARIA E AGRONOMIA;
CPF – CADASTRO DE PESSOA FÍSICA;
CNPJ – CADASTRO NACIONAL DE PESSOA JURÍDICA;
COFINS – CONTRIBUIÇÃO PARA FINANCIAMENTO DA SEGURIDADE SOCIAL;
CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO;
CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA;
EBO – ENERGISA BORBOREMA;
FDI – FATOR DE DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR;
FIEP – FEDERAÇÃO DAS INDUSTRIAS DO ESTADO DA PARAÍBA;
ICMS – IMPOSTO SOBRE CIRCULAÇÃO DE MERCADORIAS E PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS;
INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA;
IPT – INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS;
KWH – KILO WATT HORA;
KWH/M².ANO – KILO WATT HORA POR METRO QUADRADO POR ANO;
LMMC – LABORATÓRIO DE METALURGIA E MATERIAIS CERÂMICOS;
NDU13 – NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA NUMERO 13;
PIS – PROGRAMA DE INTEGRAÇÃO SOCIAL;
PRODIST – PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA NACIONAL;
SENAI – SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL;
TC – TRANSFORMADOR DE CORRENTE;
TIR – TAXA INTERNA DE RETORNO;
VFL – VALOR FUTURO LÍQUIDO;
VPL – VALOR PRESENTE LÍQUIDO;
WP – WATT DE PICO;

SUMÁRIO

Agradecimentos.....	iv
Resumo.....	v
Abstract	vi
Sumário	x
1 Introdução.....	1
2 Tecnologia fotovoltaica.....	3
2.1 Radiação Solar.....	4
2.2 Efeito fotoelétrico.....	5
2.3 Dependência tecnológica.....	6
2.4 Tecnologia Fotovoltaica.....	7
2.5 Sistemas Fotovoltaicos.....	9
2.6 A matriz energética do Brasil.....	10
2.7 O potencial solar brasileiro	12
3 Microgeração e Minigeração no Brasil.....	13
3.1 Resolução normativa 482 de 17 de Abril de 2012 (Aneel)	14
3.1.1 Responsabilidades da Concessionária	15
3.1.2 Responsabilidades do Acessante	16
3.1.3 Sistema de compensação de energia.....	17
3.2 Procedimento para conexão de sistemas de minigeração e microgeração a rede da concessionária.	18
3.2.1 Solicitação de Acesso	19
3.2.2 Parecer de Acesso.....	19
3.2.3 Relacionamento operacional e acordo operativo	20
3.2.4 Vistoria	20
4 Estrutura tarifária do Brasil	21
4.1 Grupo A.....	21
4.1.1 Estrutura Tarifária Convencional	21
4.1.2 Estrutura Tarifária Horó-sazonal	22
4.1.2.1 Tarifa horó-sazonal azul.....	22
4.1.2.2 Tarifa horó-sazonal Verde.....	23
4.2 Grupo B	23
5 Análise Econômica.....	25
5.1 Métodos de engenharia econômica para análise financeira de projetos de investimento	25
5.1.1 VPL – Valor Presente Líquido	26
5.1.2 VFL – Valor Futuro Líquido	26
5.1.3 TIR – Taxa interna de retorno	27

5.1.4	Payback.....	27
5.2	Análise Econômica para sistemas fotovoltaicos conectados a rede	28
6	Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.....	30
6.1	Dimensionamento pela média da energia que se deseja gerar mensalmente	30
6.2	Dimensionamento pela Potência de pico do sistema.....	31
6.3	Dimensionamento do inversor	31
7	Materiais e métodos.....	33
8	Resultados e discussão	34
8.1	Sistema solar fotovoltaico residencial com geração mensal de 250 kWh.....	34
8.2	Sistema solar fotovoltaico com geração mensal média de 400 kWh	37
8.3	Sistema solar fotovoltaico comercial de grande porte com potência instalada de 50 kWp	39
8.4	Discussões	43
9	Conclusão	45
	Bibliografia.....	47

1 INTRODUÇÃO

No mundo todo a demanda por eletricidade tem aumentado a cada ano e devido a preocupações com os impactos ambientais, causados por combustíveis fósseis, as fontes de energia alternativas tem ganhado cada vez mais espaço. As energias solar e eólica tem se destacado e vários estudos se concentram nesta área por se tratar de energia limpa e renovável (TABARES, 2014).

Em países como Alemanha tem-se investido maciçamente em fontes alternativas com enfoque especial na geração distribuída de energia. Na Alemanha qualquer cidadão pode gerar energia elétrica e comercializar com as concessionárias sem muita burocracia. Duas fontes alternativas que tem ganhado destaque na Alemanha são a solar e eólica. Segundo dados do instituto Fraunhofer contidas no documento “Electricity production from solar and wind in Germany in 2014” (BRUGUER, 2014), até abril de 2014 a potência instalada chegava a 36858 GW para energia solar e 33668 GW para energia eólica. A energia gerada pelo sol nos quatro primeiros meses de 2014 foi de 9,4 TWh enquanto que os ventos geraram 20,5 TWh.

Apesar dos esforços apresentados pela Alemanha desde o começo do milênio observa-se segundo dados do instituto Fraunhofer (BRUGUER, 2014), que ainda predomina hoje a produção de energia nuclear e principalmente de energia proveniente da queima de carvão em termelétricas. As perspectivas alemãs são se desvincular da energia nuclear até 2022 e incrementar cada vez mais em sua matriz energética fontes renováveis de energia.

Segundo a EPE - Empresa de Pesquisas Energética (EPE), o consumo de energia no Brasil deve crescer em média 4,1% ao ano até 2022. Em 2012 o consumo registrado foi de 447506 GWh e espera-se para 2022 que o esse valor chegue a 672008 GWh. Com a diminuição progressiva da possibilidade de construção de hidroelétricas de grande porte, o Brasil deverá mudar seu planejamento energético nos próximos anos e a porcentagem de participação de energia termelétrica deve aumentar consideravelmente na matriz energética nacional, aumentando também os custos de operação do sistema, que devem ser repassados para o consumidor.

Ao contrário do que acontece com o preço da energia, os preços de painéis solares e turbinas eólicas estão em projeção de queda nos próximos anos o que deve tornar a geração distribuída mais viável.

No Brasil a resolução 482 da Aneel (ANEEL-4) estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e também o sistema de compensação de energia. A resolução possibilita que qualquer usuário do sistema elétrico, seja pessoa física ou jurídica, possa gerar sua própria energia, desde que atendam aos requisitos básicos apresentados na resolução.

Apesar da publicação da resolução, que já foi considerada um grande avanço, até o final de abril deste ano, passaram pouco mais de 2 anos desde a publicação resolução 482, apenas 120 projetos haviam sido instalados no país. O maior número de projetos instalados até esta data utiliza a tecnologia fotovoltaica, com 105 sistemas, 12 são eólicos, 1 de biomassa e 2 híbridos de solar e eólica (ANEEL-3).

A geração distribuída quando alocada de maneira estratégica ocasiona inúmeros benefícios, tanto para concessionária quanto para os consumidores (ZHU, 2007). Algumas vantagens são: melhora nos perfis de tensão, redução de perdas de energia, diminuição da necessidade de investimentos em linhas de transmissão e correção de geração em áreas deficientes (BRANCO, 2014) (BORGES, 2006).

Este trabalho tem por objetivo fazer uma análise de viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos conectados a rede no cenário atual.

2 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

A publicação da resolução 482 da Aneel em 17 de Abril de 2012 deu início a uma nova etapa na geração de energia no Brasil. A partir desta publicação cada usuário pode gerar sua própria energia e repassar o excedente para a rede de distribuição. Ao fim deste trabalho será possível saber se gerar energia por meio de fontes fotovoltaicas é viável no cenário atual do Brasil.

No trabalho de (Silva, 2014) foram feitas simulações que indicaram que a geração distribuída trás inúmeras vantagens ao sistema elétrico de distribuição. Os estudos mostraram que a melhoria nos índices de conformidade de tensão foram bastante significativas, apesar das variações instantâneas na irradiação do sol. Sendo assim a massificação deste tipo de geração poderia melhorar os perfis de tensão em áreas mais degradadas da rede, sobretudo as áreas mais distantes da subestação e conseqüentemente com níveis de tensão mais degradados.

Porém antes da instalação desses sistemas é de bom senso fazer um estudo econômico para verificar a viabilidade. No estudo feito por (Miranda, 2014) foram verificados três sistemas com potências de 3920 Wp, 2940 Wp e 1960 Wp. Constatou-se que quanto maior a potência do sistema mais viável ele se torna. Neste estudo todos os sistemas se mostraram viáveis considerando uma tarifa de 0,40752 R\$/kWh que é bem maior que a tarifa na região de Campina Grande que é atualmente de 0,2898 R\$/kWh. Os valores dos serviços de instalação e legalização do sistema também foram mais baixos se comparados aos orçamentos obtidos na Paraíba.

O estudo de (Miranda,2014) se comparado ao de (Siqueira, 2013) da uma direção de que os sistemas fotovoltaicos estão se tornando cada vez mais viáveis. Na ocasião de 2013 Siqueira verificou que os investimentos em sistemas de geração com gerações médias mensais de 250 kWh e 400 kWh não eram viáveis e o dinheiro investido nos sistemas não era recuperado durante os 25 anos de vida útil dos projetos, resultado este contrário ao apresentado anteriormente, onde todos os sistemas se mostraram viáveis. Este trabalho mais uma vez indicou que quanto maior a potência do sistema mais viável ele se torna, desde que as tarifas de energia sejam as mesmas.

Outra conclusão que se chega ao analisar estes trabalhos é que o sistema se torna cada vez mais viável à medida que a tarifa de energia cresce, pois o valor economizado

devido a geração fotovoltaica é maior. Por este motivo este trabalho fará uma abordagem na cidade de Campina Grande na Paraíba, onde as tarifas são mais baixas, se comparada às regiões dos estudos anteriores, que se concentraram na cidade do Rio de Janeiro.

2.1 RADIAÇÃO SOLAR

Embora a atmosfera seja transparente a radiação incidente, somente 25% da radiação passa direto pela atmosfera sem interferência, constituindo a radiação direta. Outros 26% atingem a superfície terrestre de modo difuso, proveniente de espalhamento em moléculas de gases aerossóis. A figura 2.1 mostra a distribuição da irradiação solar.

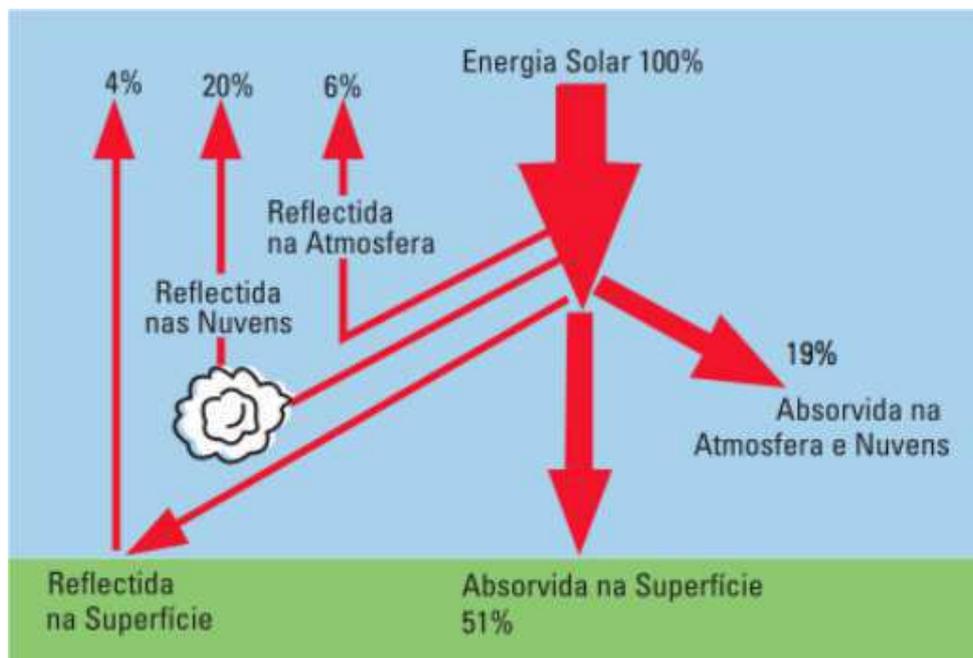


Figura 2.1. Distribuição da radiação solar. Fonte: Greenpro.

Cerca de 30% da radiação incidente é refletida de volta para o espaço. Desse total 6% é devida a reflexão pela atmosfera, 20% é refletida pelas nuvens e 4% é refletida pela superfície terrestre, tanto nos oceanos quanto no continente. O restante da radiação incidente ou 19% é absorvida pelas nuvens e pela atmosfera.

2.2 EFEITO FOTOELÉTRICO

Em nível atômico a conversão direta da luz em eletricidade da origem a energia fotovoltaica. Esta ocorre devido ao efeito fotoelétrico que é uma propriedade que alguns materiais tem de liberarem elétrons quando absorve fótons de luz incidentes sobre eles. Esses elétrons dão origem a circulação de corrente elétrica (Miranda, 2014).

Em 1905 Albert Einstein descreveu a natureza da luz e o efeito fotoelétrico, base da tecnologia fotovoltaica. Isso ocorreu após a descoberta de Edmund Bequerel em 1839, que verificou que certos materiais quando expostos a luz produziam pequenas quantidades de corrente elétrica.

O material mais usado nas células fotovoltaicas é o silício e este deve ser de maior pureza possível. O silício se caracteriza por ser um material semicondutor, ou seja, com quatro elétrons de ligação em sua camada de valência, fato que possibilita a formação de estruturas cristalinas. Quando esse silício é adicionado de fósforo, que possui 5 elétrons em sua camada de valência, haverá excesso de elétrons. O elétron restante devido a falta ligação com o material vai para banda de condução. Neste caso temos um material semicondutor tipo N e o fósforo é denominado material doador de elétrons ou impureza tipo N.

Quando ao silício é adicionado um material com 3 elétrons em sua camada de valência como o Boro, o material resultante fica com uma lacuna ou falta de um elétron. Neste caso ocorre a formação de um material semicondutor tipo P e o Boro é considerado uma impureza do tipo P.

Ao unir um material semicondutor tipo P e outro tipo N ocorre a chamada junção PN. A movimentação eletrônica faz surgir um campo elétrico nos materiais. Quando a luz incide sobre o material onde o campo elétrico é diferente de zero as cargas são aceleradas dando origem uma diferença de potencial, devida ao efeito fotoelétrico (Miranda, 2014). Se as duas extremidades do silício forem conectadas por um fio ocorrerá a circulação de corrente elétrica, esta é a base de funcionamento da célula fotovoltaica exemplificada na figura 2.2.

O rendimento de células fotovoltaicas tem aumentado bastante nos últimos anos variando de 13 a 18% em média. Valores esses bastante superiores aos 1 ou 2% obtidos com as primeiras células. Este aumento no rendimento é devido a avanços tecnológicos na purificação do silício.

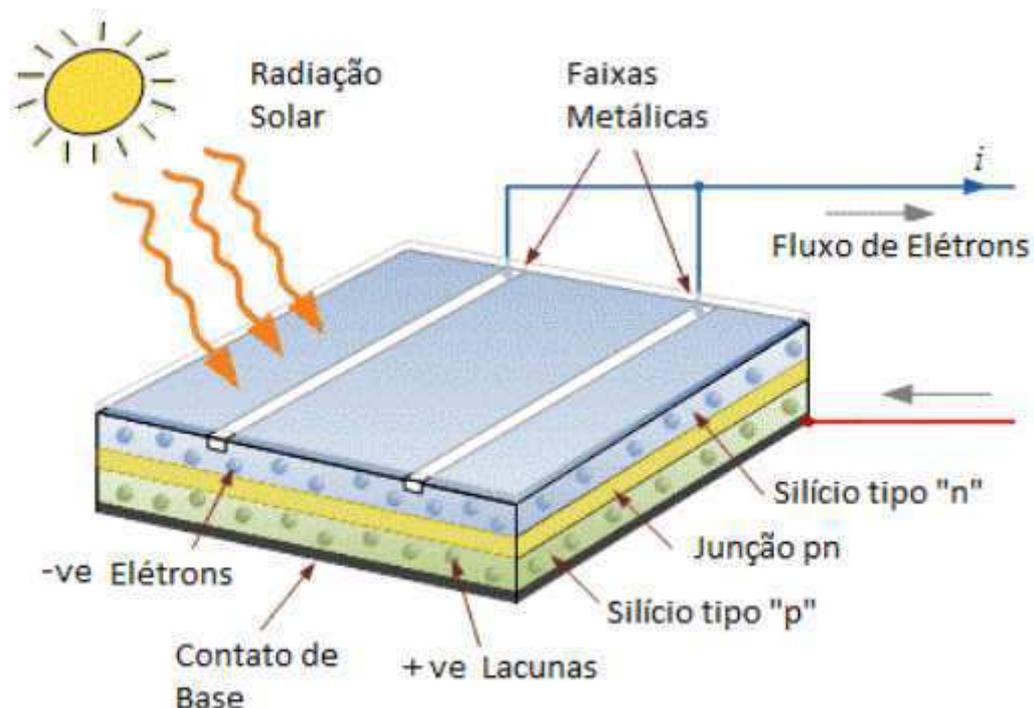


Figura 2.2. Corte transversal de um módulo fotovoltaico. Fonte: Miranda, 2014.

2.3 DEPENDÊNCIA TECNOLÓGICA

O Brasil é o maior produtor mundial de quartzo, deste elemento se parte para obtenção do silício cristalino, matéria prima das células fotovoltaicas. Apesar disso o Brasil ainda não domina a tecnologia para purificação do silício ao grau solar. Por este motivo as células e painéis usados no Brasil são todos importados de países como China e Alemanha.

Atualmente o Brasil está diante da oportunidade de produzir silício de grau solar a custos competitivos devido a aquisição de um equipamento de purificação de silício vindo da Alemanha e que se encontra no laboratório de metalurgia e materiais cerâmicos (LMMC) localizado no Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) em São Paulo. Outros investimentos estão previstos. (Siqueira, 2013)

Os inversores usados em sistemas Grid tie também são predominantemente importados, mas já existe fabricação nacional desses equipamentos a exemplo da Weg que já fabrica esses equipamentos.

2.4 TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Estruturalmente os módulos fotovoltaicos são constituídos por unidades menores chamados de células fotovoltaicas. As células são as unidades básicas de geração solar e são interligadas eletricamente gerando o módulo solar. Por sua vez a interligação de dois ou mais módulos montados em uma única estrutura dá origem ao painel fotovoltaico. Um painel fotovoltaico pode ser observado na figura 2.3.



Figura 2.3. Painel solar Fotovoltaico. Fonte: Neosolar

A matéria prima mais usada nas células fotovoltaicas é o Silício. Nos últimos anos pesquisas aplicadas tem ajudado a aumentar cada vez mais a eficiência dos painéis. Hoje em dia o mercado fotovoltaico é regido pela utilização do Silício Cristalino. A predominância de cor nesses painéis é azul, pois é nessa cor que o painel apresenta maior eficiência. As células podem ser basicamente de dois tipos de Silício: Monocristalino e Policristalino.

O silício monocristalino dá origem a células mais eficientes, apesar de ser a tecnologia mais antiga. Painéis de Silício monocristalino são mais caros devido a maior complexidade para sua construção e maior utilização de energia no processo. A figura 2.4 mostra um módulo solar monocristalino. Na estrutura é possível notar a uniformidade de cor, indicando que esta é formada por um único cristal.



Figura 2.4. Módulo solar monocristalino. Fonte: sunflower.

As células policristalinas são formadas por vários cristais de Silício que passam por um processo de fundição e solidificação. Como são usados mais cristais esses dão origem a várias bordas, que tendem a diminuir a eficiência da célula. A vantagem está no fato dessas células terem um custo de produção menor, o que acarreta em redução final do custo dos painéis. Na figura 2.5 é mostrado um módulo solar policristalino.

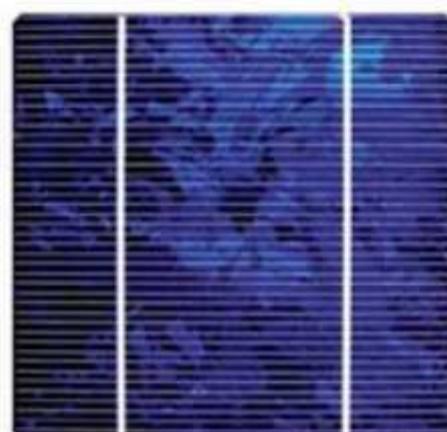


Figura 2.5. Módulo solar policristalino. Fonte: sunflower.

Outro material usado na construção de células fotovoltaicas é o Silício Amorfo Hidrogenado. A Célula é formada por camadas extremamente finas, sendo muitas vezes da ordem de 0,5 micrometros e estrutura amorfa. Os níveis de eficiência são bem menores que nas células cristalinas, não ultrapassando 6%. O modelo de fabricação dessas células permite criar células solares flexíveis que podem ser usadas diretamente na construção civil na incorporação de estruturas, como telhados. Na figura 2.6 esse tipo de material é mostrado.



Figura 2.6. silício amorfo. Fonte: Delta Energie.

A vantagem dessa tecnologia é o custo que é em média a metade do silício cristalino e o fato do rendimento não cair com a temperatura, como ocorre com o Silício cristalino.

2.5 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema de energia solar fotovoltaico é um sistema capaz de gerar energia elétrica através da conversão da energia solar. Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos: Sistemas Isolados (Off-grid) e Sistemas Conectados à Rede (Grid-tie).

Os sistemas isolados são utilizados em locais remotos, onde a possibilidade de conectar uma rede elétrica é inviável, seja pelos altos custos ou pela localização geográfica. Sendo assim são utilizados geralmente em sistemas de telecomunicação remotos, casas de campo, iluminação, bombeamento de água, entre outras aplicações.

Um sistema fotovoltaico isolado possui quatro componentes básicos que serão descritos a seguir:

- Painéis solares: São transdutores que utilizam a energia proveniente do Sol para gerar energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Seu dimensionamento é feito conforme a necessidade e depende da carga e do tempo utilização que se deseja.
- Controladores de carga – Os Controladores de Carga são componentes de fundamental importância para que um sistema fotovoltaico isolado funcione corretamente. São dispositivos eletrônicos que tem a função de proteger as baterias contra sobrecargas ou descargas excessivas,

garantindo que o tempo de vida e confiabilidade do sistema solar isolado aumente.

- Inversores – Os inversores são componentes responsáveis pela conversão de tensão contínua em alternada e elevação da mesma para níveis adequados de utilização. Neste sentido ele transforma tensões contínuas típicas de arranjos fotovoltaicos de 12 V, 24 V, 48 V, etc; para 110 V, 220 V ou outro nível de tensão alternada adequado a alguma aplicação.
- Baterias – Armazenam a energia convertida pelo painel fotovoltaico de forma que possa ser utilizada quando necessário.

Enquanto um sistema isolado necessita de baterias e controladores de carga, sistemas conectados à rede funcionam somente com painéis e inversores, já que não precisam armazenar energia. Esses sistemas injetam na rede elétrica a energia excedente, oriunda do sistema solar, que não foi consumida instantaneamente.

Os inversores próprios para conexão a rede elétrica são mais avançados tecnologicamente e são dotados de várias proteções para assegurar ao sistema elétrico total segurança em sua operação. Sendo assim esses inversores passam por rigorosos testes antes de serem liberados para conexão a rede.

No Brasil é necessário que o inversor seja certificado pelo INMETRO ou algum laboratório internacional acreditado por ele para que seja liberada a conexão a rede elétrica.

Os inversores grid-tie possuem circuitos internos que fazem o sincronismo da tensão da rede com a tensão de saída do inversor em frequência, fase e amplitude e saem de operação sempre que algum desses parâmetros passar por alguma anormalidade.

2.6 A MATRIZ ENERGÉTICA DO BRASIL

O Brasil é um país privilegiado pela natureza e tem vários rios onde foi possível construir usinas hidrelétricas de médio e grande porte, sendo esse tipo de geração o principal constituinte da matriz energética brasileira atual. Segundo dados da Aneel de Maio de 2014 (ANEEL-1) existem hoje no Brasil 1.108 usinas hidroelétricas com potência instalada somada de 86.918.788 kW, o que representa um total de 67,44 % de toda matriz energética nacional.

O Brasil possui ainda 116 usinas termoeletricas de gás natural e 41 usinas termoeletricas de gás processado com uma capacidade instalada de 12.534.521 kW e 1.747.423 kW respectivamente. As capacidades somadas resultam em um total de 11,08% de toda matriz nacional, conforme se observa na figura 2.7.

As outras fontes de energia do Brasil vem da queima de derivados de petróleo em 1176 usinas com capacidade instalada de 7.628.648 kW ou 5,92%, da queima de biomassa em 481 com capacidade instalada de 11.555.513 kW ou 8,43%, da queima de carvão mineral em 13 usinas com capacidade de 3.389.465 kW ou 2,47%, de 2 usinas nucleares com capacidade de 1.990.000 kW ou 1,45%, de 145 usinas eólicas com capacidade instalada de 3.067.780 kW ou 2,24% e de importação do Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai com um total de 8.170.000 kW ou 5,96%. O Cenário atual mostra a necessidade de diversificação da matriz energética nacional (Santos, 2014) (ANEEL-1).

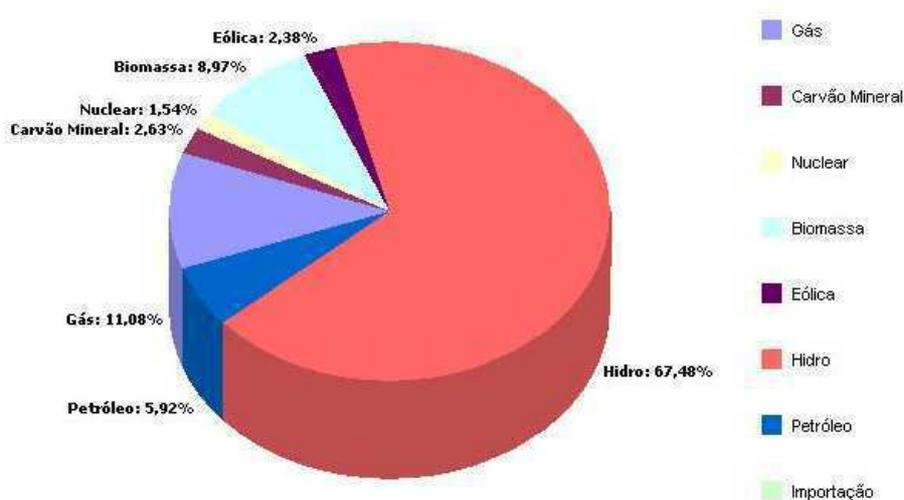


Figura 2.7. Constituição da matriz energética brasileira segundo dados da ANEEL de maio de 2014.
Fonte: ANEEL.

Atualmente a produção de energia fotovoltaica no Brasil é tão pequena que suas 107 usinas tem capacidade instalada de apenas 9.354 kW com uma porcentagem de participação no sistema nacional de apenas 0,0068%. O relatório geral aponta que o Brasil tem 137.016.942 kW de carga instalada.

Pela análise apresentada percebemos que as energias solar e eólica são pouco usadas no país com uma capacidade total instalada somada de apenas 3.077.134 kW. Se compararmos esses dados com países como Alemanha que possui fontes renováveis

solar e eólica fortemente solidificada em sua matriz energética percebe-se que o Brasil tem muito a desenvolver nessas áreas.

Segundo dados de Abril de 2014 do instituto Fraunhofer (BRUGER, 2014), a Alemanha possui 36.858.000 kW de potência instalada provenientes de fontes solares e 33.668.000 kW de fontes eólicas, o que representa 21,48% e 19,62% respectivamente de toda a carga instalada no país.

2.7 O POTENCIAL SOLAR BRASILEIRO

O Brasil é localizado em sua maior parte na região inter-tropical possuindo grande potencial para aproveitamento da energia solar durante todo o ano. Este tipo de energia pode ser útil na regulação da oferta de energia em tempos de estiagem, diminuindo a necessidade do uso de termoeletricas pela queima de petróleo e causando a diminuição dos gases poluentes da atmosfera (PEREIRA, 2006).

Apesar do grande potencial solar do Brasil, a participação desta fonte alternativa na matriz brasileira é incipiente, não representando números relevantes. Este fato se deve ao alto custo da tecnologia dos painéis fotovoltaicos, bem como de inversores, que não são produzidos no Brasil. Os altos custos associados dificultam a concorrência de usinas solares frente a outras fontes de energia em leilões governamentais ou no mercado livre de energia.

No Brasil a radiação média anual varia entre 1200 a 2400 kWh/m².ano, indicando o excelente potencial elétrica nacional. Esses valores são significativamente maiores que os observados na Europa, onde a radiação média anual varia entre 900 e 1250 kWh/m².ano.

3 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO NO BRASIL

O governo Brasileiro por meio da Aneel legalizou a microgeração e minigeração distribuída a exemplo dos Estados Unidos e países da Europa, que já trabalham há mais tempo com esse sistema. O anúncio oficial veio com a publicação da resolução normativa 482 de 17 de Abril de 2012 (ANEEL-4).

Ficou definida como microgeração instalações com até 100 kW e como minigeração instalações com mais de 100 kW até 1MW (SANTANA, 2014) (ANEEL-4). A resolução favoreceu o usuário domiciliar ou industrial a gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis como solar, eólica, PCH e biomassa. Para que seja possível a conexão o usuário precisa se adequar ao que dispõe no Procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema nacional – PRODIST Módulo 3 (ANEEL-2).

Segundo estudo de caso realizado por (SIQUEIRA, 2013) os sistemas de geração própria destinados a pequenas cargas como as de consumidores residências não são economicamente viáveis no cenário atual do Brasil. Os estudos se concentraram no suprimento do consumo de dois sistemas residenciais, sendo um de 250 kWh/mês e outro de 400 kWh/mês. Nenhum dos dois casos se mostrou viável economicamente. A conclusão do estudo foi que a medida que se aumenta a potência instalada, o sistema se torna cada vez mais viável. Do ponto de vista ambiental o sistema será sempre viável, uma vez que causa a diminuição da emissão de gases na atmosfera.

Outro ponto que tem gerado polêmica é a cobrança de ICMS por alguns estados da federação sobre a energia gerada. Sendo assim o consumidor só está livre desta cobrança quando toda energia gerada estiver sendo consumida instantaneamente. Por este motivo o CONFAZ publicou o convênio de ICMS número 10 de 21 de março de 2014 (CONFAZ), que autoriza os estados a não cobrar o ICMS da energia gerada por fontes solares e eólicas, porém somente alguns estados aderiram. A Paraíba ainda não aderiu a este convênio.

Outro ponto negativo e que explica a baixa adesão da população ao programa é a ausência de linhas de crédito a baixos juros específicos para aquisição dos equipamentos necessários a micro e minigeração e a falta de incentivos fiscais para baixar os custos dos equipamentos. O Brasil até o momento não possui tecnologia para purificação do silício a um grau de pureza que possibilite a construção das células fotovoltaicas nem

domina de forma maciça a tecnologia de construção de inversores para conexão a rede elétrica, sendo assim esses equipamentos são todos importados, principalmente da Europa, China e EUA. Este fato explica os altos custos dos sistemas solares instalados no Brasil, o que geralmente inviabiliza um projeto dessa natureza do ponto de vista econômico.

Em 2013, o Greenpeace realizou o estudo “Os brasileiros diante da microgeração de energia renovável”, em parceria com a Market Analysis (GREENPEACE). A pesquisa mostrou que cerca de 75% dos entrevistados não sabiam nada ou pouco sabiam sobre a resolução, mas que mesmo sem conhecimento cerca de 90% se interessariam em instalar um sistema fotovoltaico conectado a rede se houvessem linhas de crédito a baixos juros.

Nos últimos anos os custos dos painéis fotovoltaicos têm apresentado redução de significativa, o que deve tornar mais rentáveis investimentos futuros. Desde 2000 os painéis fotovoltaicos tiveram redução de custos, mas essa tendência se acentuou a partir de 2006, onde se observou uma redução no mercado global de aproximadamente 65% entre os anos de 2006 e 2012, conforme se observa na figura 3.1. A redução de custos dos painéis e inversores aliada ao aumento nas tarifas de energia previstos para os próximos anos deve tornar os sistemas fotovoltaicos conectados a rede mais viáveis

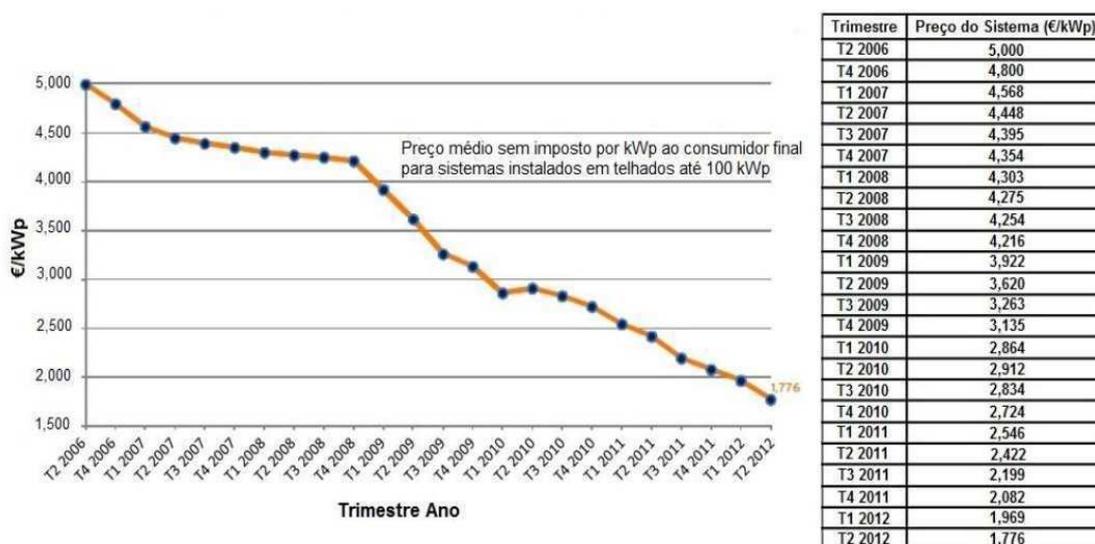


Figura 3.1. Redução de custos dos painéis fotovoltaicos entre o segundo trimestre de 2006 e o segundo trimestre de 2012. Fonte: CEPEL-CRESESB.

3.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA 482 DE 17 DE ABRIL DE 2012

(ANEEL)

Seguindo o modelo já adotado em outros países, no dia 17 de Abril de 2012 a Aneel publicou a resolução Normativa 482. Esta resolução estabeleceu as condições gerais para conexão de sistemas de microgeração e minigeração a rede de distribuição de energia elétrica e criou o sistema de compensação para a energia produzida e não é consumida instantaneamente ultrapassando o medidor de energia elétrica (Aneel-4).

A partir dessa data qualquer usuário do sistema elétrico pode gerar sua própria energia e injetar o excedente na rede, desde que sejam obedecidos critérios de conexão estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodist no módulo 3 e seção 3.7 (Aneel-2), junto a concessionária de energia local e que a potência de geração não ultrapasse 1MW.

Como microgeração e minigeração se considera sistemas de até 100 kW e sistemas entre 100 kW e 1 MW, respectivamente, e a conexão desta modalidade de geração no Brasil só é possível para fontes renováveis, a saber: Hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com interligação a rede de distribuição da concessionária por meio das instalações da unidade consumidora.

A resolução restringe ainda mais a potência da unidade geradora, sendo o limite máximo a carga instalada, para unidades consumidoras do grupo B; e a demanda contratada, para Unidades consumidoras do grupo A. No caso do consumidor desejar gerar com potência maior que sua carga instalada ou demanda contratada, deverá solicitar a concessionária aumento desses valores.

Esse raciocínio é razoável, pois a resolução não permite a venda de energia excedente com a concessionária, sendo assim a geração além do limite de consumo representaria prejuízo para o usuário.

3.1.1 RESPONSABILIDADES DA CONCESSIONÁRIA

A partir de Dezembro de 2012, decorrido o prazo de 240 dias para adequação de seus sistemas de distribuição desde a publicação da Resolução Normativa 482, as concessionárias passaram a ser obrigadas a atender solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores de acordo com o procedimento de acesso descritos na seção 3.7 do módulo 3 do Prodist (Aneel -2).

Este módulo trás todas as informações sobre o processo de conexão a rede de distribuição, desde a solicitação de acesso até a conexão final do ponto de geração e estabelece prazos que devem ser cumpridos pela concessionária.

A concessionária não deve assinar contratos de geração com os geradores, bastando a celebração de Acordo Operativo para minigeradores e de Relacionamento Operacional para microgeradores. Este fato permite que o usuário solicite a concessionária, a qualquer momento e por qualquer motivo, a desconexão do ponto de geração sem pagamento de multa por rescisão de contrato.

É de responsabilidade da concessionária também realizar ampliações e reforços no sistema decorrentes, exclusivamente, da necessidade de interligação de microgeração e/ou minigeração a rede de distribuição. Os custos não devem ser repassados de forma nenhuma para a unidade geradora, sendo arcado unicamente pela concessionária.

3.1.2 RESPONSABILIDADES DO ACESSANTE

Cabe ao acessante realizar todas as etapas de solicitação de acesso a rede da concessionária, incluindo providenciar projeto elétrico, adquirir equipamentos que satisfaçam as exigências de segurança da rede e com certificações nacionais e em alguns casos internacionais; e contratar profissional habilitado com registro no Conselho Regional de Engenharia e Agronomia - CREA, devido a exigência de Anotação de Responsabilidade técnica – ART entre a documentação exigida para o acesso.

Ao proprietário da unidade geradora cabe ainda arcar com o custo de adequação do sistema de medição, pelo qual se pode implantar o sistema de compensação de energia. Neste sentido deve-se pagar o valor referente à diferença entre o custo dos componentes necessários para medição no sistema de compensação de energia elétrica e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão. O sistema de medição deve atender a todas as especificações técnicas do Prodist e deve ser instalado pela distribuidora, depois que o ponto de acesso tenha sido completamente aprovado em todas as etapas da solicitação de acesso.

Uma vez instalado o sistema de medição passa a ser responsabilidade da concessionária, sendo esta responsável por sua operação e manutenção, inclusive em caso de troca por outro equipamento.

Cabe ainda ao usuário responder por danos causados ao sistema devido a comprovada operação irregular da microgeração ou minigeração, segundo o que dispõe o Inciso II do art. 165 da Resolução Normativa 414 (Aneel - 5) de 9 de setembro de 2010. Havendo irregularidades na unidade consumidora esta também perderá seus créditos de energia ativa gerados no respectivo período.

3.1.3 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

No Brasil não existe ainda a possibilidade de vender a energia elétrica produzida como em outros países do mundo. Existe apenas um sistema de compensação onde a energia excedente gera créditos que são cedidos como empréstimo gratuito à concessionária, passando a unidade consumidora a ter um crédito equivalente em energia ativa, que deve ser utilizado no prazo máximo de 36 meses, sob pena de perder o que não foi usado. Devido a esse fato, o limite para geração é de no máximo a carga instalada para usuários do grupo B e a demanda contratada para usuários do grupo A.

Esse tipo de compensação é conhecido como Net Metering. Na Alemanha, por exemplo, existem as chamadas tarifas feed-in que são reconhecidas cada vez mais como uma política eficiente para que se promovam energias renováveis. Neste sistema o produtor vende a energia produzida a um preço fixado em contrato por um período determinado que geralmente é de 5, 10, 15 ou 20 anos (SIQUEIRA, 2013).

Mesmo que a geração se iguale ao consumo, ou que créditos sejam gerados para meses subsequentes o usuário ainda pagará as taxas referentes ao custo de disponibilidade para usuários do grupo B ou a demanda contratada para usuários do grupo A.

O faturamento de energia ativa deve incidir na diferença entre a energia consumida e injetada, considerando o posto tarifário, quando for o caso. Caso a energia injetada na rede em um determinado posto tarifário seja maior que o consumo no mesmo posto, o excedente deve ser utilizado para compensar o consumo em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, sendo observados os valores das tarifas nos dois postos para que se possa determinar um fator de conversão. Os créditos de energia deverão ser informados na fatura de energia elétrica em kWh, por posto tarifário quando for o caso, bem como o total de créditos que expirarão no próximo ciclo de faturamento.

O sistema de compensação prevê ainda a utilização dos créditos de energia em unidades consumidoras previamente cadastradas para este fim, desde que seja atendida pela mesma distribuidora e que o proprietário seja o mesmo da unidade com sistema de compensação de energia, seja este Pessoa física (CPF) ou Jurídica (CNPJ).

A ordem de prioridade de compensação das unidades consumidoras cadastradas no mesmo CPF ou CNPJ deverá ser definida pelo consumidor junto à concessionária,

mas a unidade onde o sistema de compensação está instalado deve ser a primeira escolha.

Por fim o sistema de compensação prevê a dedução das perdas de energia proveniente da transformação em sistemas atendidos em tensão primária, mas com medidores instalados no secundário dos transformadores, conforme se observa no art. 94 da resolução normativa 414 de 9 de Setembro de 2010 (ANEEL-5). Esses valores são 1%, para fornecimentos com tensão superior a 44 kV e 2,5% para sistemas atendidos com tensão inferior a 44 kV.

3.2 PROCEDIMENTO PARA CONEXÃO DE SISTEMAS DE MINIGERAÇÃO E MICROGERAÇÃO A REDE DA CONCESSIONÁRIA.

Os procedimentos de acesso estão detalhados no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL). Neste documento são definidos as etapas básicas, as responsabilidades da concessionária e do acessante, bem como os prazos legais que devem ser cumpridos pela concessionária. Com base neste manual a Energisa elaborou um documento denominado NDU13 que trata sobre os procedimentos básicos para que se possa gerar energia segundo o que dispõe a resolução normativa 482 da Aneel. A figura 3.2 mostra as etapas básicas para que se possa interligar um sistema de geração próprio a rede da concessionária.

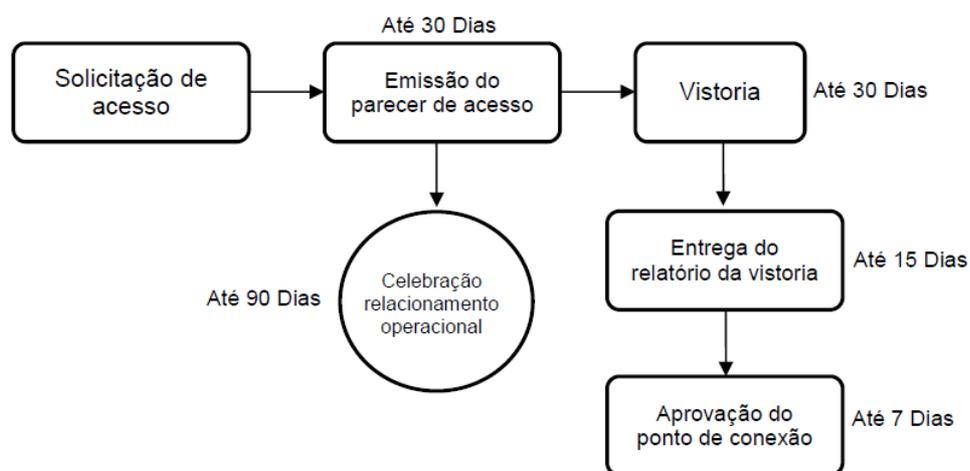


Figura 3.2. Etapas para que seja possível conectar um sistema de microgeração ou minigeração a rede das concessionárias no Brasil. Fonte: NDU13 Energisa.

3.2.1 SOLICITAÇÃO DE ACESSO

Nesta etapa o usuário solicita formalmente a concessionária o acesso a sua rede de distribuição. A solicitação é feita diretamente na concessionária através de formulário específico que informa dados como fonte geradora, potência a ser instalada, local da instalação, entre outras informações. Sendo assim o formulário reúne informações técnicas e básicas e deve vir anexado da anotação de responsabilidade técnica – ART emitida pelo CREA, para garantir que um profissional habilitado esteja acompanhando a implantação do sistema. Além da ART deve-se anexar a seguinte documentação auxiliar:

- Planta de situação / localização;
- Anotação de Responsabilidade Técnica - ART, devidamente numerada;
- Carta de solicitação de serviço;
- Diagrama unifilar completo da planta do sistema de geração própria;
- Características dos TC's, da fonte geradora e transformadores (se houver);
- Diagramas esquemáticos e funcionais;
- Diagrama trifilar da interligação (para conexões trifásicas);
- Cópia dos manuais técnicos dos relés e inversores;
- Certificação INMETRO do Inversor e/ou aprovação de tipo por laboratórios nacionais ou internacionais acreditados pelo INMETRO desde que cumpram os requisitos estabelecidos na norma.

Caso haja alguma pendência na documentação essas deverão ser sanadas pelo interessado no prazo de 60 dias.

3.2.2 PARECER DE ACESSO

Após a solicitação de acesso a concessionária tem até 30 dias para elaboração do parecer de acesso. Neste são apresentados as condições técnicas e comerciais da concessionária bem como os respectivos prazos que devem ser seguidos.

Após a emissão do parecer de acesso o Acessante tem até 90 dias para celebração de acordo operativo, caso seja minigerador, ou relacionamento operacional caso seja

microgerador. O prazo deve ser cumprido sob pena das garantias das condições de conexão estabelecidas, podendo as partes estabelecer um novo prazo.

3.2.3 RELACIONAMENTO OPERACIONAL E ACORDO OPERATIVO

Segundo dispões o módulo 3 do Prodist na sua seção 3.7, não devem ser assinados contratos entre as partes, bastando a celebração de acordo operativo para minigeradores ou relacionamento operacional para microgeradores. As obras só podem ser iniciadas pela distribuidora após a celebração desses acordos.

Após esses acordos o acessante pode iniciar as obras de construção do sistema de energias renováveis. As obras devem seguir os projetos aprovados na solicitação de acesso e deve seguir os padrões e normas técnicas.

3.2.4 VISTORIA

Ao fim das obras o acessante deverá solicitar formalmente pedido de vistoria a concessionária, esta tem o prazo de 30 dias para cumprir a solicitação. Ocorrida a vistoria a concessionária deve liberar o relatório de vistoria no prazo máximo de 15 dias e em seguida libera ponto de acesso no prazo máximo de 7 dias. Caso existam pendências a serem corrigidas, estas serão listadas no relatório de vistoria e devem ser sanadas. Neste caso o acessante deve solicitar nova vistoria seguindo os mesmos prazos.

Depois de aprovado o ponto um profissional habilitado da concessionária fará a troca do medidor convencional por um bidirecional, dando inicio ao funcionamento do sistema de geração própria. Os custos referentes à diferença de valores entre o medidor bidirecional e o convencional devem ser arcados pelo acessante.

4 ESTRUTURA TARIFÁRIA DO BRASIL

O conjunto de tarifas que se aplicam aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência de acordo com o modo de fornecimento é denominado: estrutura tarifária. No Brasil existem basicamente dois grupos tarifários o “grupo A” e o “grupo B”.

4.1 GRUPO A

As tarifas do “grupo A” se aplicam a consumidores conectados em alta tensão em níveis que variam de 2,3 a 230 kV e são divididos em subgrupos de acordo com a tensão de conexão:

- **A1** para o nível de tensão maior ou igual a 230 kV;
- **A2** para o nível de tensão entre 88 e 138 kV;
- **A3** para o nível de tensão igual a 69 kV;
- **A3a** para o nível de tensão entre 30 e 44 kV;
- **A4** para o nível de tensão entre 2,3 e 25 kV;
- **A5** para sistemas subterrâneos.

Essas tarifas se aplicam a consumidores que estão divididos em três modalidades de fornecimento distintas: Convencional, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul.

4.1.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA CONVENCIONAL

A estrutura tarifária convencional se caracteriza pela aplicação de uma tarifa única de energia e/ou demanda que não varia com as horas do dia ou períodos anuais. Sendo assim, existe um valor para demanda expresso em reais por quilowatt e outro para o consumo, expresso em reais por megawatt-hora, ambos fixos.

Podem optar por este tipo de tarifação, consumidores com tensão de operação abaixo de 69 kV e com demanda inferior a 300 kW.

4.1.2 ESTRUTURA TARIFÁRIA HORO-SAZONAL

A estrutura tarifária horo-sazonal pode ser caracterizada pela aplicação diferenciada de tarifas de acordo com as horas de utilização diária e períodos do ano. Este tipo de estrutura tarifária tem por objetivo a racionalização da energia durante o ano, motivando o consumidor a consumir mais energia em determinados horários do dia e em períodos anuais onde as tarifas são mais baratas.

No que se refere às horas do dia existem dois períodos de utilização da energia denominados horário de “ponta” e “fora de ponta”. O horário de “ponta” ocorre entre 18 e 21 hs, já o horário “fora de ponta” corresponde as demais horas dos dias úteis e as 24 horas para sábados domingos e feriados.

Quanto ao período do ano, este é dividido em úmido ou Seco, de acordo com a incidência de chuvas. No período seco, que ocorre entre os meses de Maio a Novembro, as tarifas são mais altas, devido ao menor volume de água nas represas das hidroelétricas, o que reflete em menor utilização dessas e maior utilização de usinas térmicas, que tendem a aumentar o custo da energia. No período úmido, compreendido entre Dezembro e Abril, os reservatórios das usinas estão com maior volume, isso tende a baratear a energia, devido à redução da utilização de usinas térmicas.

A tarifa horo-sazonal é subdividida em Azul e verde, conforme se verifica a seguir.

4.1.2.1 TARIFA HORO-SAZONAL AZUL

O sistema de tarifação horo-sazonal azul é aplicada obrigatoriamente a consumidores com tensão de interligação maior ou igual a 69 kV. Aplica tarifas diferenciadas de acordo com as horas do dia e períodos do ano e também possui tarifas diferenciadas para demandas de potência no decorrer do dia.

A tarifa horo-sazonal azul apresenta a seguinte estrutura:

- Demanda de potência (R\$/kW):
 - ✓ Um valor para o horário de ponta (P);
 - ✓ Um valor para o horário fora de ponta (FP).
- Consumo de energia (R\$/MWh):
 - ✓ Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU);
 - ✓ Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU);

- ✓ Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);
- ✓ Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS).

4.1.2.2 TARIFA HORO-SAZONAL VERDE

A tarifação horo-sazonal verde se aplica obrigatoriamente a consumidores que sejam atendidos pelo sistema interligado e que possuam um fornecimento de tensão inferior a 69 kV e demanda igual ou superior a 300 kW, podendo o consumidor optar pelas modalidades azul ou verde. Para situações com tensão inferior a 69 kV e demanda menor que 300 kw pode-se optar tanto pelo sistema de tarifação horo-sazonal azul quanto verde. Esta modalidade aplica taxas diferenciadas ao consumo de energia elétrica de acordo com as horas do dia e períodos do ano e uma única tarifa para a demanda de potência.

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

- Demanda de potência (R\$/kW):
 - ✓ Valor único.
- Consumo de energia (R\$/MWh):
 - ✓ Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU);
 - ✓ Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU);
 - ✓ Um valor para o horário de ponta em período seco (PS);
 - ✓ Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS).

4.2 GRUPO B

As tarifas do grupo B são destinadas a consumidores com tensão de interligação inferior a 2,3 kV. As tarifas são estabelecidas somente para o consumo de energia, não existindo cobrança expressa para a demanda de utilização, sendo esse valor incluso na tarifa de consumo de energia. O grupo B é dividido nas seguintes classes:

- **B1** Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;
- **B2** Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

- **B3** Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
- **B4** Classe iluminação pública.

5 ANÁLISE ECONÔMICA

Antes de se investir em um determinado projeto é necessário verificar a viabilidade do mesmo. Neste sentido antes de iniciar um novo projeto é importante observar as possibilidades de lucros ou prejuízos que o este pode acarretar, sobretudo quando se deseja investir quantias altas.

Com esse fim, existem várias técnicas, métodos que são comumente utilizados na análise e no processo decisório. Esses métodos fornecem uma análise quantitativa ao investidor, permitindo saber tempo de retorno aproximado para o projeto, lucro ou prejuízo em termo de valores presentes que o projeto dará em toda sua vida útil.

5.1 MÉTODOS DE ENGENHARIA ECONÔMICA PARA ANÁLISE

FINANCEIRA DE PROJETOS DE INVESTIMENTO

São ferramentas matemáticas que permite ao investidor ter uma noção quantitativa sobre o investimento. Os métodos de engenharia econômica permitem a visualização por meio de números e projeções, o potencial de retorno real do investimento e, assim, é possível verificar se o projeto gerará retornos da forma como foi formulado ou simplesmente fornece evidencias mais efetivas sobre se o projeto deve ir à frente ou não.

São aplicados quando se deseja saber se um projeto gerará ou não lucro durante a sua vida útil ou quando se precisa saber o tempo de retorno de um determinado investimento.

O valor de um projeto é baseado em sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros, ou seja, na capacidade de gerar renda econômica ou economia. Sendo assim a análise deve ser feita em um tempo comum e por este motivo todo o fluxo de caixa deve ser deslocado para o mesmo horizonte de tempo.

No caso de sistemas fotovoltaicos, que são o alvo deste estudo, deseja-se saber se os fluxos de caixa mensais ou anuais, ou seja, os valores economizados mensalmente ou anualmente deslocados para o mesmo tempo por uma taxa de juro presumida, geram

valor ou prejuízo para o investidor e ter uma noção quantitativa da quantia que se vai lucrar ou perder.

Existem vários métodos para análise econômica para investimentos de forma geral e que podem ser usados também para sistemas de energia renováveis. Alguns métodos serão discutidos a seguir.

5.1.1 VPL – VALOR PRESENTE LÍQUIDO

O Método do valor presente líquido tem por finalidade analisar o impacto de rendimentos futuros com base no valor presente do capital. De maneira geral mede os valores presentes do fluxo de caixa gerado pelo projeto de investimento no decorrer de toda sua vida útil (Samanez, 2002). Seu cálculo é feito de acordo com a seguinte expressão:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (5.1)$$

I é o valor do investimento Inicial, FC_t é o fluxo de caixa no t -ésimo período e k é o custo do capital. Na equação são levados em conta os retornos financeiros do primeiro ao período n .

De maneira geral este método desloca todo o fluxo de caixa para a data de investimento do projeto por uma taxa de juros presumida e soma algebricamente os valores. Caso a soma for positiva, ou seja, se os ganhos oriundos do projeto deslocados para a data do investimento forem maiores que o investimento, diz-se que o projeto criará valor, caso este valor seja negativo o projeto acarretará prejuízo.

Segundo esse método o investimento é viável sempre que o valor do VPL for maior que zero. Quanto maior o valor do VPL mais viável é o investimento.

5.1.2 VFL – VALOR FUTURO LÍQUIDO

A mesma análise do VPL pode ser feita em termos de valor futuro. Neste caso todos os valores do fluxo de caixa e o investimento inicial são deslocados para o final do projeto, de acordo com o custo de capital adotado, conforme a seguinte expressão.

$$VFL = -I(1+k)^n + \sum_{t=1}^n FC_t(1+k)^{n-t} \quad (5.2)$$

As incógnitas são as mesmas do VPL e o projeto será viável se o valor de VFL for Positivo. Quanto maior o valor do VFL mais viável é o investimento.

Os resultados do VPL e VFL são equivalentes mudando apenas o tempo de análise.

5.1.3 TIR – TAXA INTERNA DE RETORNO

Muitos investidores preferem tomar decisões com base em valores percentuais, neste caso pode-se usar a TIR. A TIR é a taxa de retorno esperada do projeto de investimento. O objetivo primordial da TIR não é fazer uma avaliação absoluta da rentabilidade como o VPL, visa somente encontrar uma taxa intrínseca de rendimento. De maneira mais geral a TIR é uma taxa de retorno hipotética que anula o VPL. Em termos gerais temos:

$$VLP = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (5.3)$$

A regra geral da TIR é empreender sempre que a TIR for maior que o custo de oportunidade de capital(k), neste caso o projeto criará valor, caso contrário não se deve investir.

- Se $TIR > k$, Projeto economicamente viável;
- Se $TIR < k$, Projeto economicamente inviável.

O calculo da TIR é feito com o auxilio de softwares como Excel ou Matlab[®] devido à complexidade do cálculo analítico.

5.1.4 PAYBACK

Este método é usado sempre que se deseja obter o tempo de retorno do investimento inicial. Analisando o caso onde as receitas mensais obtidas com o investimento são fixas o Payback é calculado segundo a seguinte expressão:

$$PB = \frac{I}{Re} \quad (5.4)$$

I é o investimento inicial, Re são as receitas fixas obtidas em um determinado período fixo que pode ser semanal, mensal, anual, ou outro intervalo de interesse.

Quando as receitas não são fixas o payback é o tempo necessário para que o somatório dos ganhos com o projeto se igualem ao valor do investimento.

Esse método não considera o valor do dinheiro no tempo e faz apenas o estudo do tempo de recuperação do capital, sendo assim não é um método muito eficaz. Ao fim do processo obtém-se apenas o tempo de retorno do capital investido.

5.2 ANÁLISE ECONÔMICA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

CONECTADOS A REDE

Para um melhor entendimento do estudo serão considerados projetos com potências variadas aplicados a consumidores residenciais, com baixas potências de geração, e a consumidores comerciais, com potências mais elevadas. Por se tratar de um método mais geral e considerar o valor do capital no instante presente, será considerado o método VPL, mas serão usados também o TIR e Payback.

Como se trata de um investimento de longo prazo deve-se considerar o valor do capital no tempo através do custo de oportunidade. O custo de oportunidade é um termo usado em economia que se refere ao custo de algo em função de outra oportunidade renunciada, ou de maneira geral, corresponde ao que se deixa de ganhar em uma segunda alternativa por se escolher a primeira.

Sendo assim o investimento pretendido precisa render mais que o custo de oportunidade de capital, caso contrário não se justifica. Como métodos de comparação pode-se usar o investimento em outro projeto, o rendimento em algum fundo de investimento bancário, como a poupança; o rendimento de títulos do tesouro nacional ou outro investimento qualquer.

Para o estudo de viabilidade de sistemas de energia fotovoltaica será considerado como custo de capital o rendimento anual da poupança em 2013, sendo esse o custo de oportunidade. Esse meio de comparação foi utilizado por se tratar de um fundo de fácil acesso e com baixo rendimento. Sendo assim se o projeto não for viável em comparação

com este tipo de investimento, dificilmente será viável em comparação com outros investimentos.

Segundo dados do jornal online G1(G1) o rendimento anual da poupança em 2013 foi de 5,8% para investimentos feitos a partir de maio de 2013. Considerando o método de análise VPL, para que o investimento seja viável financeiramente é necessário que os ganhos econômicos recebidos em todo o período de validade do projeto deslocados para o seu início por uma taxa de 5,8% e somados, seja maior que o investimento total do projeto deslocado para o mesmo período de tempo. Caso isso não ocorra o projeto não será viável. Da mesma forma a TIR do projeto precisa ser maior que 5,8%, caso contrário o projeto não se justifica.

Foi considerado que os sistemas serão instalados na cidade de Campina Grande (Latitude: -7.23072; Longitude: -35.8817) na Paraíba, onde segundo o Cresesb – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (Cresesb), existe uma radiação média anual de 5,09 kWh/ m².

6 DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS FOTVOLTAICOS

O dimensionamento é feito com base nos dados de irradiação solar contidos no site do cresesb-Cepel. Esse site possui um banco de dados que fornece as irradiações médias mensais e anuais em kWh/m² em todo o território nacional, bastando informar a latitude e longitude do local desejado.

Nos projetos contidos neste trabalho foram usados o painel fotovoltaico Yingli YL250P 29b, cujos dados técnicos são apresentados a seguir.

Tabela 6.1. Dados técnicos do painel Yingli YL250P 29b.

Parâmetros	Valores
Potência de Pico	250 Wp
Comprimento	1,65 m
Largura	0,99 m
Altura	0,04 m
Eficiência	15,3 %
Voltagem de Potência Máxima	29,8 V
Voltagem de circuito Aberto	37,9 V
Corrente de Potência Máxima	8,39 A
Corrente de Curto Circuito	8,92 A

O dimensionamento do sistema pode ser feito por 2 métodos. O primeiro pela média de energia que se deseja gerar mensalmente e o segundo pela potência de pico do sistema, os dois métodos serão vistos a seguir.

6.1 DIMENSIONAMENTO PELA MÉDIA DA ENERGIA QUE SE DESEJA GERAR MENSALMENTE

Sabendo as dimensões do painel e a sua eficiência pode-se calcular a energia diária média convertida em energia elétrica pelo painel pela seguinte fórmula:

$$E = Ir \cdot A \cdot Ef \quad (6.1)$$

Onde:

- E é a energia elétrica diária média convertida pelo painel;
- Ir é a irradiação média anual em kWh/m² no local;

- A é a área de superfície do Painel, dada pela multiplicação do comprimento pela largura;
- Ef é a eficiência de conversão do painel fotovoltaico.

Uma vez obtida a energia diária, basta multiplicar esse valor por 30, para obter a energia média mensal (Em) gerada por cada painel fotovoltaico.

$$Em = E \cdot 30 \quad (6.2)$$

De posse da energia média mensal gerada por cada painel, basta dividir a energia que se deseja gerar mensalmente (Eg) pela energia média mensal gerada por cada painel para encontrar a quantidade de painéis necessários para o sistema.

$$Quantidade\ de\ Painéis = \frac{Eg}{Em} \quad (6.3)$$

6.2 DIMENSIONAMENTO PELA POTÊNCIA DE PICO DO SISTEMA

Sabendo a potência de pico total do sistema (Pps) pode-se dividir esse total pela potência de pico (Pp) do painel fotovoltaico que se deseja usar encontrando diretamente a quantidade de painéis necessários.

$$Quantidade\ de\ paineis = \frac{Pps}{Pp} \quad (6.4)$$

Para calcular a energia média que o sistema gera mensalmente basta multiplicar a energia produzida por cada painel, que pode ser calculada segundo com as expressões 5 e 6, pela quantidade de painéis obtida na expressão 6.4.

6.3 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

O inversor é dimensionado com base na potência de pico do sistema e considerando o Fator de dimensionamento do Inversor – FDI. Sendo assim a potencia máxima do inversor deve ser no máximo a potência de pico do sistema, uma vez que o preço do inversor aumenta com a potência e a eficiência aumenta a medida que se trabalha próximo da potência máxima.

O FDI é a razão entre a potência de pico do inversor e a potência de pico do sistema. Como a potência de pico dos painéis são definidas com base em uma irradiação de 1000 w/m² e dificilmente esse nível de irradiação é atingido na região de estudo,

geralmente o sistema trabalha abaixo da capacidade de geração e a potência máxima é atingida poucas vezes.

Devido a esse fato costuma-se usar inversores com potências abaixo da potência do sistema, ou seja, FDI menores que um. Em estudo realizado por Macêdo (Macêdo, 2006) constatou-se que a diminuição na geração de energia geralmente é inferior a 50 kWh/kWp por ano para um FDI de 0,55 e esse valor tende a diminuir quando este se aproxima da unidade.

De maneira geral um FDI acima de 0,8 é usual para sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica.

7 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste trabalho foram usados apenas computadores e programas de cálculo como Matlab[®] e Excel. Todo embasamento foi feito em métodos de tomada de decisão de engenharia econômica como VPL, TIR e Payback.

8 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A fim de verificar a viabilidade financeira de projetos fotovoltaicos foram considerados três sistemas. O primeiro é um sistema residencial com consumo médio de 250 kWh por mês e geração fotovoltaica suprimindo todo o consumo.

O segundo sistema considerado foi um sistema comercial de pequeno porte ou uma indústria pequena com consumo médio mensal de 400 kWh. O sistema de geração fotovoltaica também supre toda a energia consumida, ou seja, gera em média 400 kWh por mês.

O terceiro sistema é um sistema comercial de grande porte. A potência de pico deste sistema é de 50 kWp.

8.1 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL COM GERAÇÃO MENSAL DE 250 KWH

Uma média mensal de 250 kWh é o consumo médio de uma residência brasileira pertencente ao grupo B1. Inicialmente é necessário determinar a quantidade de painéis necessários para o projeto segundo as expressões 6.1, 6.2 e 6.3.

$$E = 5,09 \cdot (1,65 \cdot 0,99) \cdot 0,153 = 1,27 \text{ kWh/dia} \quad (8.1)$$

$$E_m = E \cdot 30 = 38,16 \text{ kWh/dia} \quad (8.2)$$

$$\text{Quantidade de Painéis} = \frac{250}{38,16} = 6,55 \text{ Painéis} \quad (8.3)$$

Arredondando esse valor para cima obtém-se o total de 7 painéis que totalizam uma potência de pico total de 1750 kWp. Usando um inversor de 1500 W o FDI será:

$$FDI = \frac{1500}{1750} = 0,86 \quad (8.4)$$

A lista adicional de materiais e os respectivos preços são apresentados na tabela 8.1. Os custos foram obtidos em sites da internet em Agosto de 2014.

Tabela 8.1. Lista de materiais e equipamentos necessários para instalação de sistema fotovoltaico com geração de 250 kWh/mês e seus respectivos preços.

Materiais / Equipamento	Quantidade	Preço unitário	Valor Total
Inversor Grid-tied com potência de 1,5KW FroniusGalvo	1	5.399,00	5.399,00
Painel Fotovoltaico policristalino Yingli YL250P 29bde 250 wp	7	899,00	6.293,00
Material elétrico	1	1.000,00	1.000,00
Estruturas de sustentação em solo para 7 painéis	1	3.000,00	3.000,00
		Total	15.692,00

Além dos custos com equipamento existem ainda os custos de projeto elétrico, solicitação de acesso à rede da concessionária e instalação e testes do sistema. Esses custos são mostrados na tabela 8.2 e foram tomados por base valores cobrados pelo SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial em Campina Grande.

Tabela 8.2. Valores dos serviços necessários para colocar em funcionamento o sistema de geração fotovoltaico de 250 kWh.

Serviço	Empresa	Valor
Projeto elétrico e solicitação de acesso a rede da concessionária.	SENAI/PB	3.000,00
Instalação e testes do sistema	SENAI/PB	2.000,00
	Total	5.000,00

Conforme se verifica nas tabelas 8.1 e 8.2 o custo total do sistema é de R\$ 20.692,00 que corresponde ao investimento inicial do projeto.

Os ganhos mensais com o projeto são calculados na tabela 8.3, conforme tarifa residencial obtida no site da Aneel para a concessionária Energisa Borborema - EBO (Aneel-6) que é de 0,2898 R\$/kWh até 3 de abril de 2015. Considerou-se ainda um aumento anual na taxa de energia elétrica de 5% ao ano até o fim do projeto que tem previsão de duração de 25 anos.

Tabela 8.3. Tarifas, economia mensal e economia anual considerando um aumento na tarifa de 5% ao ano.

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Economia mensal (R\$)	Economia Anual (R\$)
2015	0,2898	72,45	869,40
2016	0,3043	76,07	912,87
2017	0,3195	79,88	958,51
2018	0,3355	83,87	1006,44
2019	0,3523	88,06	1056,76
2020	0,3699	92,47	1109,60
2021	0,3884	97,09	1165,08
2022	0,4078	101,94	1223,33
2023	0,4282	107,04	1284,50
2024	0,4496	112,39	1348,72
2025	0,4721	118,01	1416,16
2026	0,4957	123,91	1486,97
2027	0,5204	130,11	1561,32
2028	0,5465	136,62	1639,38
2029	0,5738	143,45	1721,35
2030	0,6025	150,62	1807,42
2031	0,6326	158,15	1897,79
2032	0,6642	166,06	1992,68
2033	0,6974	174,36	2092,31
2034	0,7323	183,08	2196,93
2035	0,7689	192,23	2306,78
2036	0,8074	201,84	2422,12
2037	0,8477	211,94	2543,22
2038	0,8901	222,53	2670,38
2039	0,9346	233,66	2803,90
		Total	41.493,94

Fazendo o deslocamento de todos os retornos anuais para a data inicial do investimento obtemos a tabela 8.4.

$$VPL = -20.692,00 + 18.783,13 = R\$ - 1.908,87 \quad (8.5)$$

Como se pode observar ao fim dos 25 anos de duração do projeto o investimento inicial não é recuperado, sendo o VPL igual a R\$ -1.908,87, sendo assim o projeto não seria viável.

Neste caso o tempo de retorno do investimento, ou seja, o Payback é de cerca de 17 anos e a taxa interna de retorno do investimento é de 5,00%, o que comprova a inviabilidade do projeto, tendo em vista que a TIR é menor que a taxa de atratividade considerada que foi 5,8%.

Tabela 8.4. Cálculo de valor presente considerando uma taxa de atratividade de 5,8% ao ano durante os 25 anos do investimento.

Ano	Valor do dinheiro no presente (2014)	
2015	R\$	821,74
2016	R\$	815,53
2017	R\$	809,36
2018	R\$	803,24
2019	R\$	797,17
2020	R\$	791,14
2021	R\$	785,16
2022	R\$	779,22
2023	R\$	773,33
2024	R\$	767,48
2025	R\$	761,68
2026	R\$	755,92
2027	R\$	750,20
2028	R\$	744,53
2029	R\$	738,90
2030	R\$	733,31
2031	R\$	727,77
2032	R\$	722,26
2033	R\$	716,80
2034	R\$	711,38
2035	R\$	706,00
2036	R\$	700,66
2037	R\$	695,37
2038	R\$	690,11
2039	R\$	684,89
Total	R\$	18.783,13

8.2 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO COM GERAÇÃO MENSAL

MÉDIA DE 400 KWH

Uma média mensal de 400 kWh é o consumo médio de um prédio comercial de pequeno porte ou uma pequena indústria pertencente ao grupo B3. Adotando a mesma abordagem do sistema de 250 kWh e o mesmo tipo de painel, um sistema solar fotovoltaico com geração 400 kWh por mês necessitaria dos seguintes equipamentos:

$$Quantidade\ de\ Paineis = \frac{400}{38,16} = 10,48\ Paineis \quad (8.6)$$

Arredondando esse valor para cima temos um total de 11 painéis de 250 Wp. Somando a potência de pico de todos os painéis tem-se um total de 2.750 Wp. Neste caso foi utilizado no projeto um inversor de 2500 W, o que dá um FDI aproximado de 0,91.

A lista adicional de materiais e os respectivos preços são apresentados na tabela 8.5. Os custos foram obtidos em sites da internet em Agosto de 2014.

Tabela 8.5. Lista de materiais e equipamentos necessários para instalação de sistema fotovoltaico com geração de 400 kWh/mês e seus respectivos preços.

Materiais / Equipamento	Quantidade	Preço unitário	Valor Total
Inversor Grid-tied com potência de 2,5KW FroniusGalvo	1	5.799,00	5.799,00
Painel Fotovoltaico policristalino Yingli YL250P 29bde 250 wp	11	899,00	10.879,00
Material elétrico	1	1.500,00	1.500,00
Estruturas de sustentação em solo pata 11 paineis	1	4500,00	4500,00
		Total	21.688,00

Os serviços necessários para colocar o sistema em funcionamento seriam:

Tabela 8.6. Valores dos serviços necessários para colocar em funcionamento um sistema de geração fotovoltaico de 400 kWh.

Serviço	Instituição	Valor
Projeto elétrico e solicitação de acesso a rede da concessionária.	SENAI/PB	3.000,00
Instalação e testes do sistema	SENAI/PB	2.000,00
	Total	5.000,00

Assim o valor total do investimento inicial é de R\$ 26.688,00.

Seguindo a mesma metodologia do sistema anterior e considerando um reajuste tarifário de 5% ao ano os ganhos anuais com a geração de 400 kWh/mês deslocados para a data do investimento, ou seja, 2014, renderia um total de R\$ 31.540,62. Sendo assim o VPL seria:

$$VPL = -26.688,00 + 31.540,62 = R\$ 4.852,62 \quad (8.7)$$

Neste caso a análise do VPL mostra que o projeto seria viável assim como a TIR, que foi calculada com o auxílio do Excel, resultando em 7,25% que é maior que a taxa de atratividade considerada no projeto de 5,8%. A análise de Payback mostra que o investimento é recuperado em aproximadamente 14 anos e 3 meses.

8.3 SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO COMERCIAL DE GRANDE PORTE COM POTÊNCIA INSTALADA DE 50 kWp

O sistema em questão é um projeto real feito para Federação das Indústrias do Estado da Paraíba – FIEP, que está localizada na Avenida Manoel Gonçalves Guimarães, 195 - José Pinheiro, Campina Grande – PB. Trata-se de um prédio com seis andares e que é composto por vários escritórios.

A conexão elétrica é trifásica com entrada em 13,8 kV na subestação e conversão para 220/380V para uso geral. A modalidade tarifária é horo-sazonal verde, onde a demanda contratada é única e a tarifa é dividida de acordo com o horário do dia em ponta ou fora de ponta.

Como a Conexão com a rede ocorre em 13,8 kV a Fiep está enquadrada no grupo “A4”, ou seja, grupo cuja tensão de entrada está entre 2,3 a 25 kV. No local já existe aplicações solares, a exemplo do poste solar, que funciona de forma isolada, armazenando a energia em baterias durante o dia para utilizá-la à noite.

Devido ao interesse por parte da diretoria quanto a preservação do meio ambiente, existe o intenção de instalar um sistema solar conectado a rede elétrica que seria o maior da Paraíba desde a publicação da resolução 482 de 17 de Abril de 2012 da Aneel, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

No local existe uma área de laje disponível para instalação de aproximadamente 77,5kWp de painéis fotovoltaicos, sendo a intenção inicial a instalação de 50 kWp, totalizando aproximadamente 200 painéis de 250 Wp. A geração equivalente aos painéis representa uma faixa entre 10 e 15% do consumo no local a depender do mês do ano, segundo o histórico de contas de energia do último ano. A seguir são apresentadas algumas fotos de montagens feitas com a inclusão dos painéis no prédio.



Figura 8.1. Montagem do prédio da FIEP mostrando os painéis dispostos na laje apontados para o norte.



Figura 8.2. Montagem do prédio da Fiep mostrando a disposição dos painéis na laje.

O dimensionamento neste caso é feito com base na potência de pico do sistema. A quantidade de painéis necessários é calculada com base na expressão 6.4.

$$Quantidade\ de\ Painéis = \frac{50000\ kWp}{250\ kWp} = 200\ Paineis \quad (8.8)$$

Como o painel utilizado é igual aos anteriores, para encontrar a energia gerada mensalmente basta multiplicar a quantidade de painéis pela energia mensal média gerada por um painel que já foi calculada na expressão 8.2.

$$Eg = 200.38,1636 = 7.632,72kWh/mês \quad (8.9)$$

Por se tratar de um sistema de maior porte foi solicitado um orçamento completo de uma empresa especializada em energia solar a Neosolar Energia, esta empresa também foi usada como fonte de pesquisa dos painéis e inversores usados nos outros projetos apresentados.

O orçamento leva em conta a utilização de 3 inversores Schneider conext TL de 15000 Wp. Somados os três inversores resultam em uma potência total de 45000 Wp, o que garante um FDI de 0,9 para o sistema. As características básicas do inversor Schneider Conext TL 15000 são apresentadas a seguir:

- 50 ou 60 Hz;
- Potência de 15 kW e trifásico;
- Possui dois MPPT com faixa de tensão entre 350 e 800 V;
- Testado e qualificado para severas condições ambientais (teste de confiabilidade MEOST);
- Eficiência acima de 98%;
- Possui funcionalidades de suporte à rede como: compensação de reativos e suportabilidade de sobtensões.

Tabela 8.7. Custos da empresa Neosolar Energia para um sistema de geração fotovoltaica de 50 kWp.

Equipamento/material/Serviço	Quantidade	Valor Unitário (R\$)	Valor Total (R\$)
Painel Solar Fotovoltaico Yingli YL250P 29b (250Wp)	204	854,17	174.250,58
Inversor Schneider Conext TL 15000 E (PVSCVC15000)	3	29.164,05	87.492,15
Suporte para fixação dos painéis fotovoltaicos	1	46.920,00	46.920,00
Material elétrico de instalação do sistema fotovoltaico	1	20.400,00	20.400,00
Serviço de instalação do sistema fotovoltaico	1	56.100,00	56.100,00
Projeto elétrico e regularização do sistema	1	19.810,00	19.810,00
		Total	404.972,83

Neste caso nota-se que a empresa incluiu 4 painéis extras no orçamento, considerando a instalação em Campina Grande na Paraíba, os 204 painéis juntos

gerariam 7.785,38 kWh/Mês ou 93.424,55 kWh/Ano. Sabendo que a taxa média de contrato é de 0,139 R\$/kWh em horário fora de ponta, nos primeiros 12 meses a economia é de R\$ 1.082,17 e no primeiro ano é de R\$ 12.986,01. Considerando um aumento na tarifa de energia de 5% ao ano até o fim do projeto, os valores economizados até o vigésimo quinto ano são apresentados na tabela 8.8, bem como esses valores deslocados para o ano de 2014 segundo a taxa de rendimento anual da poupança em 2013 de 5,8%.

Tabela 8.8. Valores estimados de economia em cada ano de operação do projeto e seus respectivos valores deslocados para o início do projeto.

Ano	Valor Economizado Anualmente		Valor Presente em 2014	
2015	R\$	12.986,01	R\$	12.274,11
2016	R\$	13.635,31	R\$	12.181,30
2017	R\$	14.317,08	R\$	12.089,20
2018	R\$	15.032,93	R\$	11.997,78
2019	R\$	15.784,58	R\$	11.907,06
2020	R\$	16.573,81	R\$	11.817,03
2021	R\$	17.402,50	R\$	11.727,68
2022	R\$	18.272,62	R\$	11.639,00
2023	R\$	19.186,26	R\$	11.550,99
2024	R\$	20.145,57	R\$	11.463,65
2025	R\$	21.152,85	R\$	11.376,97
2026	R\$	22.210,49	R\$	11.290,94
2027	R\$	23.321,01	R\$	11.205,56
2028	R\$	24.487,06	R\$	11.120,83
2029	R\$	25.711,42	R\$	11.036,74
2030	R\$	26.996,99	R\$	10.953,29
2031	R\$	28.346,84	R\$	10.870,47
2032	R\$	29.764,18	R\$	10.788,27
2033	R\$	31.252,39	R\$	10.706,70
2034	R\$	32.815,01	R\$	10.625,74
2035	R\$	34.455,76	R\$	10.545,39
2036	R\$	36.178,55	R\$	10.465,65
2037	R\$	37.987,47	R\$	10.386,52
2038	R\$	39.886,85	R\$	10.307,98
2039	R\$	41.881,19	R\$	10.230,04
Total	R\$	619.784,71	R\$	280.558,91

Sabendo o montante do investimento inicial e a soma do valor presente dos valores economizados em cada ano pode-se calcular o VPL.

$$VPL = -404.972,83 + 280.558,91 = R\$ - 124.413,92 \quad (8.10)$$

Pode-se notar que o VPL para este projeto é negativo e por este motivo o projeto não é viável economicamente. Pode-se verificar que a TIR do projeto é 2,92%, valor este inferior ao custo de oportunidade de 5,8%, referente ao rendimento anual da poupança

em 2013, o que confirma a inviabilidade. O Payback para este projeto é de aproximadamente 20 anos e 3 meses.

8.4 DISCUSSÕES

Como se pode verificar, a viabilidade de projetos fotovoltaicos residenciais aumenta à medida que cresce a potência do sistema. Isso foi verificado quando foram analisados sistemas com gerações médias mensais de 250 kWh e 400 kWh. O sistema com geração mensal de 250 kWh não se mostrou viável economicamente enquanto que o de 400 kWh apresentou VPL positivo e TIR acima de 5,8%, mostrando que do ponto de vista econômico é viável e geraria lucros, embora ainda muito baixos. Este fato pode ser explicado pela diferença entre os custos dos inversores da marca Fronius, usados no projeto, serem muito baixos para as duas faixas de potência, variando em apenas R\$ 400,00. Se outras marcas de inversores fossem usadas como os da SMA, essa diferença seria muito maior, tendo em vista que esse inversor custa R\$ 9.990,00 na mesma faixa de potência e os custos aumentariam significativamente, tornando o projeto menos viável com VPL de apenas R\$ 661,62, TIR ligeiramente maior que 5,8% e igual a 5,98% e tempo de retorno de aproximadamente 15 anos e 9 meses. Outro ponto que torna o projeto viável economicamente é que os custos de instalação dos dois projetos são os mesmos para esta faixa de geração.

Apesar do projeto com geração mensal média de 400 kWh se apresentar viável, observa-se que o tempo de retorno do investimento é elevado, cerca de 14 anos e 3 meses.

Como esses sistemas com baixa geração pertencem ao grupo B, existe uma tarifa única cobrada independente do horário de consumo, este fato é uma vantagem para usuários desse grupo, pois o total gerado durante o dia pode compensar o consumo a noite, uma vez que para esse grupo não existe diferenciação entre horário de ponta e fora de ponta, do ponto de vista tarifário.

À medida que a potência instalada cresce para níveis comerciais e industriais, as tarifas contratadas com a concessionária diminuem significativamente em horário fora de ponta, que é o horário de funcionamento do sistema, passando de 0,2898 R\$/kWh para 0,139 R\$/kWh, segundo valores fixados em contrato pela FIEP. Este fato tende a inviabilizar esse tipo de projeto financeiramente para empresas que trabalham a nível

comercial e industrial, onde as tarifas são mais baixas. Por este motivo o projeto de 50 kWp apresentou o pior resultado dentre os três analisados com VPL igual a R\$ - 124.413,92.

Nos cálculos feitos até o momento não foram levados em conta impostos como PIS, COFINS e ISMS que a maioria dos estados brasileiros cobra sobre a energia produzida que não é consumida instantaneamente e retorna pelo medidor para o sistema de distribuição. A inclusão desses impostos tornaria os sistemas em questão menos viáveis.

A dificuldade para recuperar o investimento e lucrar com este tipo de sistema é devida aos painéis fotovoltaicos e inversores serem todos importados, o que tende a encarecer o projeto em relação ao restante do mundo, devido às altas taxas de importação no Brasil. Os custos de instalação e projeto também são altos, uma vez que são poucas as empresas especializadas neste tipo de seguimento no país. Por fim, a falta de incentivos fiscais, a falta de informações e a burocracia para interligação a rede das concessionárias, tende a diminuir a procura por esses sistemas, o que também explica os altos custos.

9 CONCLUSÃO

Neste trabalho foram feitas análises econômicas de três sistemas fotovoltaicos com potências variáveis. Do ponto de vista técnico todos os projetos são viáveis e possíveis de serem instalados na região de Campina Grande, alvo de estudo, tendo em vista o ótimo potencial solar médio que é igual a 5,09 kWh/m² por dia e a área disponível para instalação.

Do ponto de vista econômico dois dos projetos analisados não se mostraram viáveis, uma vez que apresentaram VPL negativo e TIR abaixo do custo de oportunidade de 5,8% da poupança. Apenas o projeto com geração média mensal de 400 kWh se mostrou viável com VPL positivo e igual a R\$ 4.852,62, valor este devido ao baixo custo dos inversores da Fronius usados no projeto e ao custo de instalação, legalização e projeto serem os mesmos para a faixa de potência que engloba os sistemas de 250 e 400 kWh.

Os resultados obtidos se mostram animadores em relação ao que Siqueira obteve em 2013. Segundo a conclusão do trabalho os sistemas de 250 e 400 kWh se mostraram ambos inviáveis economicamente naquela época. Em relação aquele período houve uma diminuição nos preços dos painéis e dos inversores o que acabou por tornar os sistemas mais viáveis economicamente.

A conclusão que se chega é que a medida que a potência do sistema cresce os sistemas se tornam cada vez mais viáveis, desde que esses se encontrem dentro do mesmo grupo de tarifação. Isso ocorre, pois os custos dos inversores se reduzem com a potência do sistema e os custos de instalação e projeto são os mesmos para uma faixa de geração. Quando as potências de geração crescem para níveis comerciais e industriais de empresas pertencentes ao grupo A, as tarifas contratadas com as concessionárias tendem a diminuir significativamente seu valor para o horário fora de ponta, o que torna os sistemas de médio e grande porte economicamente inviáveis. No caso estudado a tarifa se reduz de 0,2898 R\$/kWh para 0,139 R\$/kWh.

Por fim, ainda não existem políticas fiscais nem de financiamento que apoiem este tipo de projeto e a divulgação por parte da mídia ainda é muito pequena, fazendo com que a maioria da população desconheça a resolução 482 da Aneel. Espera-se que com o aumento previsto para as tarifas de energia nos próximos anos e a diminuição

progressiva nos valores dos inversores e painéis, os custos desses sistemas diminuíam bastante e que eles se tornem cada vez mais viáveis.

Do ponto de vista ambiental todos os projetos são viáveis, uma vez que esse tipo de geração evita que sejam emitidos na atmosfera grandes quantidades de CO₂ anualmente.

BIBLIOGRAFIA

ANEEL-1. **Matriz Energética Brasileira**. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 20 Maio de 2014.

ANEEL-2. **Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist, Módulo 3**. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_5_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf>. Acesso em: 5 Maio de 2014

ANEEL-3. **Banco de Informações de Geração – Usinas do Tipo Eólica em Operação**. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=7&fase=3>>. Acesso em: 20 Maio 2014.

ANEEL-4. **Resolução Normativa N°482, De 17 de Abril de 2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 5 Maio de 2014.

ANEEL-5. **Resolução Normativa N° 414, DE 9 de Setembro de 2010**. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 7 de Setembro de 2014.

ANEEL-6. **Tarifas Residenciais Vigentes**. Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>>. Acesso em: 20 de junho de 2014.

BORGES, C. L. T.; FALCÃO, D. M.. **Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement**. ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems. vol. 28 pp. 413-420, Fevereiro 2006.

BRANCO, C. A. S. C. B.; JÚNIOR A. P. A.; ALVES H. N.. **Alocação Ótima de Unidades de Geração Distribuída em Redes de Distribuição: Comparação Entre Metodologias**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE. Abril 2014.

BRUGER, Bruno. **Electricity production from solar and wind in Germany in 2014**. Fraunhofer Institute. Disponível em: <<http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/-electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf>>. Acesso em: 25 de Maio de 2014.

CONFAZ. **Convênio de ICMS 10, de 21 Março de 2014**. Conselho Nacional de Política Fazendária – Confaz. Disponível em:

<http://www1.fazenda.gov.br/confaz/Confaz/Convenios/icms/2014/CV010_14.htm>. Acesso em: 20 Maio de 2014.

G1. Poupança nova perdeu para inflação em 2013; Antiga e Dólar ganharam. Jornal online G1. Disponível em:<<http://g1.globo.com/economia/seu-dinheiro/noticia/2014/01/dolar-poupanca-e-alguns-titulos-do-tesouro-bateram-inflacao-em-2013.html>>. Acesso em 21 de Maio de 2014.

GREENPEACE. Os Brasileiros Diante da Microgeração de Energia Renovável. Greenpeace e Market Analysis. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/documentos/2013/Os%20brasileiros%20diante%20da%20microgera%C3%A7%C3%A3o.pdf>>. Acesso em: 02 de Maio de 2014.

MACÊDO, W. N.. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados a rede.** Tese de doutorado. Universidade de São Paulo - USP. 2006.

MIRANDA, A. B.C. M..**Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado a rede.** Trabalho de conclusão de curso.Universidade Federal do Rio de Janeiro – Escola Politécnica. Março 2014.

PEREIRA, E. B; et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar.** INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos, SP; Primeira Edição, 2006.

SANTANA, P. H. F.; CAMACHO, J. R.; MOURA, F. A. M.; TOLENTINO, G. C. A.. **Análise da Operação de Aero-Geradores Conectados ao Sistema de Média Tensão.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE. Abril 2014.

SANTOS, A.; NETO A. S.; ANDRADE F. C.; SANTOS V. S.. **Análise de equivalente de Parques Eólicos no Domínio da Frequência.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE. Abril 2014.

SIQUEIRA L. M. P.. **Viabilidade da Microgeração de Energia Elétrica em Uma Residência Por um Sistema Composto Por Painéis Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro – Escola Politécnica. Agosto 2013.

TABARES, H. G.; FILHO, A. J. S.; BELATIE, A.. **Controle Direto de Torque Aplicado à Aeroeradores de Junção com Rotor Bobinado.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE. Abril 2014.

EPE. **Projeção de Demanda de Energia Elétrica.** Empresa de Pesquisas Energéticas - EPE. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf>. Acesso em: 20 Maio de 2014.

ZHU, Y.; TOMOSOVIC K.. **Optimal distribution power flow for system with distributed energy resources**, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol 29, Issue 3, pp. 260-267, Março 2007.