

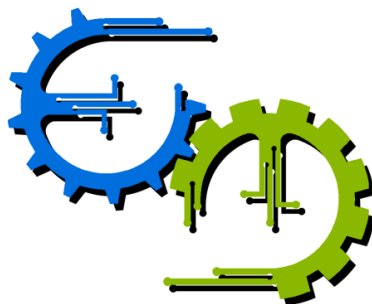


TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**REDES INTELIGENTES: VIABILIDADE
ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA
ATRAVÉS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS**

Por,
Carlos Roberto Mello Neiva Nunes

Brasília, Julho de 2011



**ENGENHARIA
MECATRÔNICA**
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia
Curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

REDES INTELIGENTES: VIABILIDADE ECONÔMICA DA GERAÇÃO DE ENERGIA ATRAVÉS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

POR,

Carlos Roberto Mello Neiva Nunes

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro de Controle e Automação.

Banca Examinadora

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, UnB/
ENE (Orientador)

Prof. Lélío Ribeiro Soares Júnior, UnB/ ENE

Prof. Rafael Amaral Shayani, UnB/ ENE

Brasília, Julho de 2011

FICHA CATALOGRÁFICA

NUNES, CARLOS

Redes inteligentes: viabilidade econômica da geração de energia através de painéis fotovoltaicos [Distrito Federal] 2011.

xvii, 48p., 210 x 297 mm (FT/UnB, Engenheiro, Controle e Automação, 2011). Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

1 .Redes Inteligentes
3. Energia Solar Fotovoltaica

2.Geração Distribuída
4. Análise de Investimentos

I.Mecatrônica/FT/UnB

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

NUNES, C. R. M. N. (2011). Redes inteligentes: viabilidade econômica da geração de energia através de painéis fotovoltaicos. Trabalho de Graduação em Engenharia de Controle e Automação, Publicação FT.TG-nº , Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 48p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Carlos Roberto Mello Neiva Nunes.

TÍTULO DO TRABALHO DE GRADUAÇÃO: Redes inteligentes: viabilidade econômica da geração de energia através de painéis fotovoltaicos.

GRAU: Engenheiro ANO: 2011

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Trabalho de Graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Carlos Roberto Mello Neiva Nunes
SQN 210 Bloco F AP. 310 – Asa Norte.
70862-060 Brasília – DF – Brasil.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus por ter me dado saúde para a realização desse trabalho.

Aos meus pais e irmãos por terem me proporcionado todas as condições e o apoio necessário para a realização e conclusão do curso de graduação em Engenharia Mecatrônica.

Aos meus amigos e familiares pelo ótimo ambiente vivido nesses meses de realização do trabalho.

Aos colegas da Agência Nacional de Energia Elétrica, em especial a Marisa Pastana Bolliger, pelo suporte e pelas diversas discussões que ajudaram a enriquecer o trabalho.

Ao professor Ivan Marques de Toledo Camargo, pela paciência, disponibilidade e orientação durante todo o período necessário para a realização deste.

RESUMO

Com o advento das redes inteligentes de energia elétrica, diversas novas funcionalidades irão surgir e, dentre elas, o presente trabalho destaca a utilização de painéis fotovoltaicos para geração distribuída residencial. Visualiza-se um contexto onde haja uma grande instalação de pequenas fontes residenciais de geração. Uma análise da viabilidade econômica acerca dessa instalação foi feita, levando em consideração algumas possibilidades de conexão dos painéis e dos medidores de energia. Determinou-se quanto custaria a energia fotogerada na cidade de Brasília e quanto deveria ser o valor subsidiado pelo governo para tornar competitiva essa pequena geração através de painéis fotovoltaicos. Para o melhor caso, encontrou-se o valor de 1,08 R\$/kWh, ainda bastante superior aos 0,34 R\$/kWh cobrados pela concessionária ao consumidor final.

Palavras Chave: redes inteligentes, geração distribuída, energia solar fotovoltaica, análise de investimentos.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	1
2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS REDES INTELIGENTES	5
3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	8
3.1 INTRODUÇÃO	8
3.2 ASPECTOS REGULATÓRIOS	10
3.3 TECNOLOGIAS UTILIZADAS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA	12
3.3.1 Motores de Combustão Interna	12
3.3.2 Micro Turbinas a Gás	13
3.3.3 Células a Combustível	13
3.3.3 Geração Eólica	15
3.3.5 Geração Fotovoltaica	16
4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	18
4.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS	18
4.1.1 Silício Cristalino	20
4.1.2 Silício Amorfo	20
4.2 MECANISMOS DE INCENTIVO AOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	21
4.2.1 Net Metering	21
4.2.2 Tarifas Feed-in	22
5 ANÁLISE DE CUSTOS	25
5.1 INTRODUÇÃO	25
5.2 ENERGIA GERADA	25
5.3 CUSTOS ASSOCIADOS	29
5.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE DO EMPREENDIMENTO	30
5.4.1 Introdução	30
5.4.2 Custo da Energia Fotogerada	31
5.4.3 Análise da Viabilidade em um Sistema <i>Net Metering</i>	35
5.4.4 Análise da Viabilidade com Adoção de Tarifas <i>Feed-in</i>	36
6 CONCLUSÃO	43

LISTA DE FIGURAS

1.1	Sistema Elétrico Tradicional	9
1.2	Rede inteligente de energia elétrica	11
3.1	Micro turbina de 30 kW	21
3.2	Módulos PAFC totalizando 2 MW	22
3.3	Geração distribuída através de painéis fotovoltaicos conectados à rede	24
4.1	Célula fotovoltaica	26
4.2	Diagrama de um gerador fotovoltaico conectado à rede sob a ótica do Net Metering ..	30
4.3	Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede	32
5.1	Sistema fotovoltaico conectado antes da carga.....	44
5.2	Sistema fotovoltaico conectado diretamente na rede de distribuição.....	48

LISTA DE TABELAS

3.1	Tecnologias utilizadas em GD.....	17
3.2	Comparativo entre as tecnologias utilizadas em células a combustível.....	22
4.1	Utilização de tarifas feed-in e net metering para incentivo à GD através de fontes renováveis.....	29
5.1	Irradiação diária média sobre superfícies horizontal e inclinada.....	34
5.2	Irradiação Média Mensal.....	36
5.3	Potência nominal do sistema fotovoltaico para atendimento ao consumo de energia..	36
5.4	Custos associados ao sistema fotovoltaico.....	37
5.5	Módulo fotovoltaico escolhido.....	37
5.6	Características do painel fotovoltaico.....	38
5.7	Custo inicial do sistema fotovoltaico.....	38
5.8	Valor presente da troca dos inversores considerando taxa de juros a 10%.....	40
5.9	Valor presente da troca dos inversores considerando taxa de juros a 12%.....	40
5.10	Investimento total no sistema fotovoltaico sob taxa de juros de 10%.....	40
5.11	Investimento total no sistema fotovoltaico sob taxa de juros de 12%.....	40
5.12	Cálculo do fator de capacidade do sistema fotovoltaico.....	41
5.13	Custo da energia fotogerada sob taxas de juros de 10%.....	42
5.14	Custo da energia fotogerada sob taxas de juros de 12%.....	42
5.15	Custo anual da energia fotogerada e o benefício anual para o consumidor.....	43
5.16	Tarifa <i>feed-in</i> com o sistema fotovoltaico conectado antes da carga para um consumidor residencial de 100 kWh.....	46
5.17	Tarifa <i>feed-in</i> com o sistema fotovoltaico conectado antes da carga para um consumidor residencial de 200 kWh.....	46
5.18	Tarifa <i>feed-in</i> com o sistema fotovoltaico conectado antes da carga para um consumidor residencial de 400 kWh.....	47
5.19	Tarifa <i>feed-in</i> com o sistema fotovoltaico conectado antes da carga para um consumidor comercial de 400 kWh.....	48
5.20	Tarifa <i>feed-in</i> considerando taxa de juros a 10% a.a.....	49
5.21	Tarifa <i>feed-in</i> considerando taxa de juros a 12% a.a.....	49

LISTA DE GRÁFICOS

1.1	Curva de carga típica de um consumidor residencial	2
1.2	Curva de carga suavizada de um consumidor residencial	2
3.1	Evolução da capacidade eólica instalada no mundo	15
3.2	Evolução do preço da célula fotovoltaica de silício cristalino	16
4.1	Evolução da participação das diversas tecnologias no mercado mundial.....	19
4.2	Tempo de payback energético	20
4.3	Número de países que adotam tarifas <i>feed-in</i>	23
5.1	Irradiação Diária Média sobre Superfícies Horizontal e Inclinada.....	27
5.2	Curva de carga de um consumidor residencial de 100 kWh/mês	37
5.3	Curva de carga de um consumidor residencial de 200 kWh/mês	38
5.4	Curva de carga de um consumidor residencial de 400 kWh/mês	39
5.5	Curva de carga de um consumidor comercial de 400 kWh/mês	40

1 INTRODUÇÃO

No atual estágio de desenvolvimento tecnológico, que se caracteriza pela massificação das formas de comunicações digitais, não é razoável que a rede de energia elétrica deixe de incorporar os seus benefícios, mesmo que para isso tenham que haver mudanças estruturais.

Tradicionalmente, o sistema elétrico é dividido em três grandes segmentos: geração, transmissão e distribuição. O primeiro consiste no processo de conversão das fontes de energia diversas em energia elétrica. O segundo e o terceiro segmentos visam o transporte da energia gerada do centro de produção para o centro de consumo (carga), diferenciando-se no nível de tensão na qual a energia é transportada. Nesse modelo, o fluxo de energia é unidirecional e existem centros de operação do sistema para definir o despacho de usinas, de acordo com a previsão de carga.

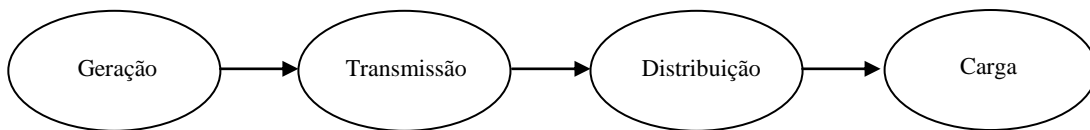


Figura 1.1: Sistema Elétrico Tradicional

No sistema elétrico tradicional, inexistem mecanismos que incentivem a otimização do comportamento da carga, que não responde às alterações das condições correntes do sistema. Dessa forma, o consumidor não alterará a sua demanda mesmo se o sistema estiver sobrecarregado, apresentando um comportamento puramente passivo, já que não há variação de tarifas para consumidores de baixa demanda, objeto do trabalho.

A situação ideal no sistema elétrico ocorreria se os seus ativos estivessem totalmente utilizados em qualquer período de tempo, o que não ocorre na prática.

Esse modelo é dimensionado para atendimento à demanda de pico, que corresponde à demanda máxima resultante da junção das curvas de carga de todos os consumidores atendidos pela rede. Conforme pode ser visto no gráfico 1.1, o período correspondente a essa demanda ocorre durante poucas horas e, no restante do dia, o sistema fica subutilizado.

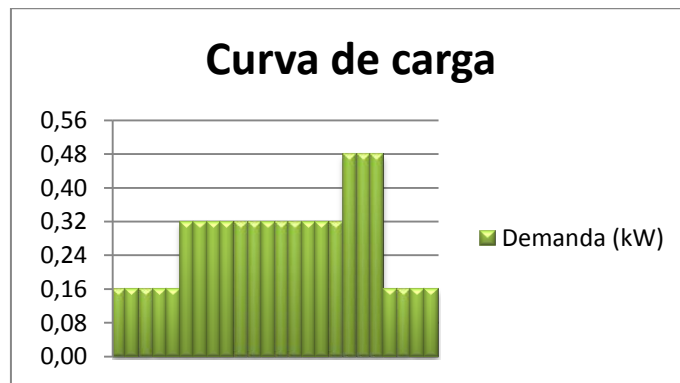


Gráfico 1.1: Curva de carga típica de um consumidor residencial com consumo de 200 kWh/mês

Sendo assim, para haver uma otimização do uso de ativos no sistema, é necessário que haja uma modificação no padrão de consumo atual. Para que isso aconteça, dois passos iniciais devem ser dados: a criação de diferentes tipos de tarifas cobradas de acordo com as condições do sistema e a implantação de um sistema que as informe ao consumidor final. Nesse contexto, uma possível solução seria a substituição dos medidores atuais por medidores que recebessem os dados correspondentes ao preço da tarifa e os exibissem ao consumidor.

Com essa mudança no sistema de medição, é possível que haja uma suavização na curva de carga dos consumidores, já que eles poderão flexibilizar o seu consumo de acordo com os sinais de preço enviados. Dessa forma, os equipamentos não essenciais podem ser ligados em horários fora do período de patamar pesado, diminuindo o pico de demanda, tornando o sistema elétrico mais inteligente, ao otimizar o uso de seus ativos (gráfico 1.2).

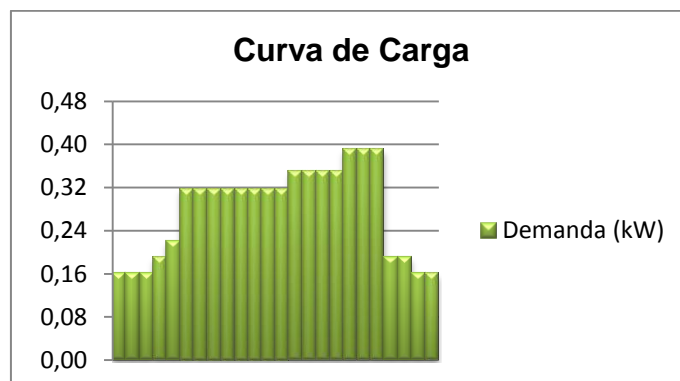


Gráfico 1.2: Curva de carga suavizada de um consumidor residencial com consumo de 200 kWh/mês

No modelo em questão, as usinas situam-se distantes dos centros de carga, o que pode acarretar em outro ponto passível de questionamento: a necessidade de manter essa

distância e a conseqüente utilização de caras e extensas linhas de transmissão para realizar essa conexão. Deve existir a possibilidade de instalação de geradores em locais situados próximos aos centros de consumo, o que é denominado de “geração distribuída”.

Além da economia em linhas de transmissão, existem inúmeras outras vantagens da implantação de geradores próximos das cargas, como a diminuição das perdas elétricas decorrentes do transporte de energia, já que, na maioria dos casos, ela será localmente consumida e a possibilidade de geração durante o período de demanda máxima do sistema.

Uma outra evolução desse sistema englobaria a possibilidade de armazenamento de energia nos centro de carga, de forma a suavizar a curva de carga, ao permitir que essa energia seja utilizada em períodos críticos do sistema. A popularização, por exemplo, dos veículos elétricos conectáveis à rede poderia funcionar como um catalisador dessa nova funcionalidade, já que eles funcionariam como “baterias” móveis.

Em suma, o trabalho insere-se no contexto de uma rede elétrica “inteligente”, que permita uma otimização do uso de seus ativos, proporcionando um comportamento ativo dos consumidores finais.

A figura a seguir sintetiza o novo modelo, onde está representada tanto a geração localizada distante da carga, como a localizada próxima da carga, transmissão, distribuição, uma medição mais ativa e a possibilidade de haver trocas de energia através de formas de armazenamentos, como os veículos elétricos:

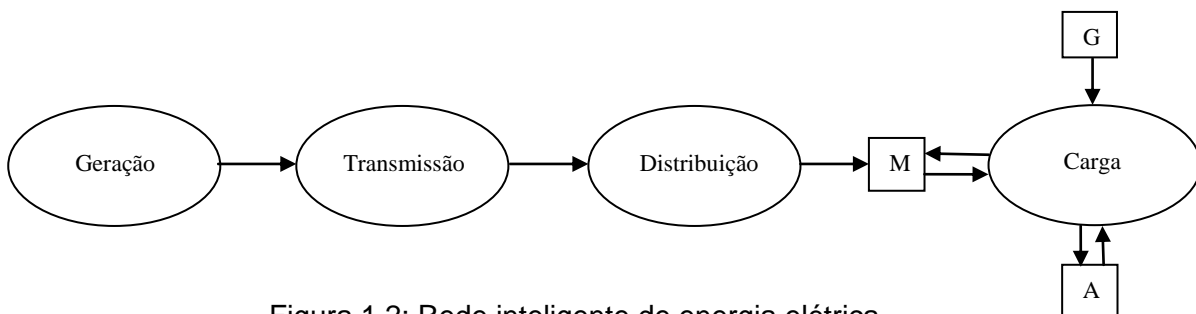


Figura 1.2: Rede inteligente de energia elétrica

O problema aqui abordado trata de um aspecto dessas evoluções: a viabilidade econômica, em termos de retorno para o investimento, da instalação de geração distribuída através de painéis fotovoltaicos nas unidades consumidoras e os possíveis incentivos governamentais para eles, tentando chegar a condições favoráveis à sua implantação. Dessa forma, foram criados cenários distintos para análise, fazendo uso de engenharia econômica para atingir o objetivo.

O próximo capítulo do trabalho visa apresentar, de forma mais específica, a rede inteligente já mencionada na introdução.

O capítulo três aborda aspectos gerais inerentes à geração distribuída, como a definição e o seu arcabouço legal. Também houve a preocupação de apresentar as diversas tecnologias disponíveis para esse fim.

O capítulo quatro apresenta um enfoque voltado para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, tema central do trabalho, e faz uma descrição detalhada de características pertinentes à sua análise, como o funcionamento de uma célula fotovoltaica e a sua geração de energia.

O capítulo cinco trata da verificação da viabilidade econômica dos painéis fotovoltaicos nos diversos cenários escolhidos, buscando identificar condições para que os investidores sintam-se atraídos a investir em pequena geração distribuída através de painéis fotovoltaicos.

Por fim, o capítulo seis apresenta as conclusões finais acerca do trabalho.

2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DAS REDES INTELIGENTES

Para definir-se a rede inteligente de energia elétrica, primeiramente é necessário determinar os objetivos aos quais ela deve atingir. Conforme foi discutido no capítulo anterior, a rede atual apresenta diversos pontos que podem ser aprimorados, como a participação passiva dos consumidores finais ou a ineficiência dos seus ativos. Dessa forma, é condição *sine qua non* que a nova rede permita a solução destes desafios. Conforme elencado por DOE(2009), a seguir, as principais características da nova rede serão exemplificadas.

a) Robustez contra perturbações, ataques ou desastres naturais

Sob o ponto de vista holístico do sistema, essa é a característica mais marcante, pois permitirá que ele responda dinamicamente diante do surgimento de possíveis problemas. Na rede atual, muitas vezes, a concessionária de distribuição só os identifica através de reclamações dos consumidores, aumentando o tempo necessário para a sua solução.

A rede inteligente de energia elétrica deverá ser capaz de identificar a exata fonte de problema e determinar o rol de ações necessárias para sua solução, e as executando, caso seja possível que elas sejam feitas remotamente. Para tanto, ela deverá dispor de sensores, atuadores e dispositivos de comunicações tanto locais como remotos, de forma a implementar esse fluxo de informações.

Um exemplo disso é a opção entre a operação da rede de forma ilhada ou conectada ao sistema, permitindo que, de acordo com as condições correntes, ofereça uma atuação que melhore a robustez do sistema, impactando o mínimo possível nos consumidores finais.

b) Participação Ativa dos Consumidores Finais

Ao contrário da rede tradicional, nas redes inteligentes, o consumidor final atuará como parte ativa desse sistema, já que agora terá incentivos para modificar o seu comportamento de consumo, mediante a disposição de variações no preço da energia elétrica utilizada por ele.

Essa característica está intimamente ligada a uma evolução dos medidores de energia, de analógicos para medidores digitais com capacidade de comunicação de dados entre o consumidor e a distribuidora de energia elétrica, implementando, por exemplo, um sistema em tempo real de tarifas de energia, o que aumenta o poder de decisão do consumidor, que passaria a responder elasticamente a variações nesse preço.

Outra possibilidade que se abre é o uso de controladores domésticos ou aparelhos que apresentem interação com esse sistema de tarifas em tempo real, principalmente envolvendo atividades que poderiam ser realizadas em um momento “fora de pico”, como lavar ou secar roupas. Dessa forma, o período crítico da utilização de energia elétrica seria bastante suavizado, diminuindo os investimentos necessários para atendimento a esse pico de demanda.

Para as concessionárias, no âmbito financeiro, com o sistema de faturamento remoto, os gastos com pessoal e transporte destes até os medidores analógicos seriam reduzidos drasticamente, acontecendo somente quando da manutenção dos novos medidores. Além disso, a exatidão do valor auferido pelo sistema seria superior à realizada por trabalho humano, evitando possíveis desgastes de imagem da concessionária perante os consumidores.

c) Interação de Todas as Formas de Geração e Armazenamento

A terceira característica identificada envolve a capacidade de acomodação, tanto da geração despachada centralizadamente como da pequena geração distribuída. Isso é característica-chave para o seu sucesso e aceitação, indo em congruência com as recentes preocupações globais com o uso de fontes de energia renováveis, que contribuem de forma menos acentuada para o aquecimento global, já que vários tipos de geração distribuída envolvem essas fontes, conforme será apresentado posteriormente.

Como diversas tecnologias utilizadas em geração distribuída ainda são incipientes, com a sua maturação tecnológica, há previsão de queda nos seus custos, facilitando a sua aquisição, como as células a combustível, possibilitando o desenvolvimento de um mercado varejista de energia elétrica, caso essa energia gerada possa ser “vendida” para a rede.

Outro ponto importante a ser ressaltado acerca dessa característica é o aumento na confiabilidade da rede, já que, com a popularização dos veículos elétricos conectáveis à rede, existe a possibilidade de eles funcionarem como uma “bateria” da rede de energia elétrica, injetando energia em situações de emergência.

d) Otimização do uso de ativos e eficiência operacional

A quarta característica da rede inteligente trata do fornecimento do serviço necessário a um custo ótimo. O fator chave nesse aspecto será a penetração da comunicação de dados aliada à automação nesse sistema, pois inúmeras atividades poderão ser feitas de forma automática e remotas.

Um exemplo dessa otimização é a diminuição nas perdas de energia elétrica, através da proximidade das fontes de geração distribuída com os centros de consumo.

Conforme já foi discutido no capítulo introdutório, a possibilidade de suavização na curva de demanda permite que os ativos não sejam superdimensionados em relação à sua média de uso, já que o valor de pico se tornará próximo da média.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 INTRODUÇÃO

Conforme explanado no capítulo anterior, dentre as inúmeras funcionalidades das redes inteligentes, o objeto de estudo do presente trabalho é a integração da denominada geração distribuída (GD) à rede de distribuição de energia elétrica e as condições para que ela se torne viável.

O presente capítulo visa apresentar aspectos gerais acerca da GD, bem como os diversos tipos de geradores utilizados para tal fim.

A utilização de GD não é algo recente, pelo contrário, o seu início se deu de forma concomitante ao da popularização do sistema elétrico. No momento da concepção desse último, a forma de geração existente era a descentralizada, com centrais geradoras próximas aos centros de carga, conceito que se assemelha ao de GD (BORBELY e KREIDER, 2001).

Com o desenvolvimento das tecnologias de geração de energia, a implantação de grandes centrais geradoras, aliadas aos altos investimentos em linhas de transmissão, para que fosse feito o transporte da energia de forma confiável até os centros de carga, tornou-se o modelo predominante. O fator predominante para a sua popularização foi a redução no custo unitário da energia produzida.

No contexto atual, está cada vez mais difícil encontrar grandes fontes de energia que ainda não tenham sido aproveitadas, sem mencionar a imagem negativa que os impactos ambientais relacionados à construção de usinas de maior porte geram na população. Um exemplo disso foram os recentes protestos acerca da construção da usina hidrelétrica de Belo Monte, no Pará, quando diversas entidades envolvidas com a defesa do meio ambiente os protagonizaram. Com o desenvolvimento de tecnologias relacionadas a GD, ela torna-se uma alternativa viável às grandes centrais geradoras, já que, em geral, a sua implantação não acarreta prejuízos ambientais significativos.

Sob o ponto de vista legal, no Decreto nº 5.163/2004, a seguinte definição para GD é apresentada:

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074, de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput.

Conforme explicitado acima, os pontos-chave acerca dessa definição de GD são a necessidade de o gerador estar conectado no sistema de distribuição e os limites de potência estabelecido para geração hidrelétrica (até 30MW) e eficiência para geração termelétrica (eficiência energética superior a 75%).

Para fins de utilização nesse trabalho, considerar-se-á geração distribuída como um tipo de geração de energia que difere da geração centralizada pelo fato de ocorrer em locais onde não seria instalada uma usina geradora convencional. Ela apresenta-se sob as seguintes formas: a) conectada diretamente à rede de distribuição; b) conectada ao lado de um consumidor conectado a algum ponto do sistema elétrico; c) suprimindo cargas de uma instalação eletricamente isolada; ou d) conectada diretamente à rede de transmissão, desde que ela não possa ser caracterizada como geração centralizada (SEVERINO, 2008).

Como pode ser inferido da definição adotada, a fonte de energia não é o fator determinante para que a geração seja classificada como distribuída, podendo ser utilizadas diversas possibilidades para geração, utilizando recursos renováveis ou não. Segundo Rodriguez (2002), as tecnologias mais comumente empregadas são motores de combustão interna, turbinas à gás, sistemas de cogeração, painéis fotovoltaicos, aerogeradores e células a combustível. Na tabela 3.1, é apresentado um quadro resumo com algumas tecnologias utilizadas em GD:

Tabela 3.1 - Tecnologias utilizadas em GD (RODRIGUEZ, 2002 – modificado).

Tecnologia	Fonte de Energia
Motores de combustão interna	Não renovável
Micro turbinas a gás	Não renovável
PCHs	Renovável
Eólica	Renovável
Fotovoltaico	Renovável
Células a combustível	Renovável

Existem muitos aspectos positivos associados a esse tipo de geração. Conforme apresentados por Severino (2008), a GD beneficia desde concessionárias até consumidores e sociedade.

Para as concessionárias, a grande vantagem está na redução das perdas de energia ativa e reativa nas linhas de distribuição e transmissão, pois a geração está localizada próxima da carga. Além disso, a diminuição no investimento em linhas de transmissão e subestações transformadoras é relevante para diminuir a perda de receita ao permitirem a conexão de GD.

Para os consumidores, em alguns casos, GD apresenta-se como a única opção para o fornecimento de energia elétrica, por exemplo, em comunidades isoladas não atendidas por concessionárias.

Para a sociedade em geral, a própria diversificação das fontes de energia utilizadas na geração é interessante, pois reduz a dependência de uma só forma de produção. E, caso essas fontes sejam renováveis e com baixa emissão de poluentes, o benefício ainda envolve a preservação dos recursos naturais.

Dentre os aspectos negativos, os principais envolvem os impactos causados na rede de distribuição, como as mudanças nos seus procedimentos de operação e controle, devido ao fluxo bidirecional de energia, e o aumento na instabilidade da rede, já que ela inicialmente foi dimensionada para suportar somente o fornecimento de energia elétrica. Além desses, os altos custos associados a determinadas tecnologias de GD, quando comparados aos da geração convencional, também funcionam como um entrave à sua popularização.

O panorama atual da GD é bastante promissor. Segundo dados da *World Alliance for Decentralized Energy* (WADE), em 2006, a geração distribuída de energia elétrica respondia por cerca de 10% de toda a geração mundial. Ela encontra-se amplamente difundida principalmente nos países da União Européia, merecendo destaque a Dinamarca, com índices superiores a 50%. O alto percentual da penetração de GD nos países que lideram a lista deve-se a inúmeros fatores, dentre os quais merecem destaque o sucesso na adoção de políticas de incentivo essa forma de geração e a constante preocupação no investimento em fontes de energias renováveis visando à diversificação da matriz.

No Brasil, ela responde por menos de 5% do total de geradores. O país ainda apresenta um sistema caracterizado por possuir um altíssimo índice de geração através de grandes usinas hidrelétricas conectadas por longas redes de transmissão. Ainda é necessário haver um ambiente regulatório favorável para a disseminação de GD.

3.2 ASPECTOS REGULATÓRIOS

Em meados dos anos 90, o modelo adotado para o setor elétrico brasileiro passou por uma grande reformulação, ao sair de uma forte dependência estatal, abrindo espaço para a entrada de novos participantes e fornecendo condições para promover a descentralização

da produção de energia elétrica. Esse novo modelo possibilitou um aumento na competitividade e, conseqüentemente, da eficiência na geração de energia elétrica.

Nesse sentido, o passo inicial foi dado pela Lei nº 9.074, de 07/07/1995, que garantiu o direito de acesso às redes de transmissão e distribuição para produtores independentes de energia elétrica (PIE), mediante o ressarcimento dos custos envolvidos no transporte. Dessa forma, foi aberta a possibilidade de um gerador particular acessar a rede de distribuição.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, apesar de não relacionar-se diretamente com GD, desempenhou um importante papel para o desenvolvimento do parque tecnológico nacional associado às fontes de energia contempladas no programa (térmicas a biomassa, eólicas e Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCHs). Ele foi dividido em duas etapas, com a primeira prevendo a instalação de 3.300 MW e a segunda prevendo que 10% do consumo anual de energia elétrica até 2020 seja proveniente das fontes inseridas no programa. Outro ponto foi a exigência de um mínimo de 70% em valor para nacionalização dos equipamentos e serviços na primeira etapa, e de 90% na segunda. Conforme salientou Severino (2008),

[...] O programa teve o mérito de abrir espaço oficial para os empreendimentos de GD, com privilégio para fontes alternativas e renováveis e com nítidas preocupações ambientais e sociais, servindo de ponto de ancoragem para futuros e necessários programas de incentivo à GD.

A primeira referência formal à geração distribuída ocorreu na Lei 10.848, de 15/03/2004, ao incluir a GD nas opções para atendimento à totalidade do mercado de concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. O Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, que regulamentou a Lei, forneceu uma definição legal de GD, conforme mencionado anteriormente no trabalho. Após esses dispositivos legais, algumas oportunidades para essa forma de geração surgiram: a contratação por parte das distribuidoras de empreendimentos de GD para cobertura de insuficiências contratuais, respeitando o limite de até 10% do seu mercado; a participação nos leilões de energia elétrica; a possibilidade de negociação direta com comercializadores e consumidores livres, dentre outros (SEVERINO, 2008).

No âmbito da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, cabe-se ressaltar os seguintes dispositivos:

- a) Resolução Normativa nº 77, de 18/08/2004: trata dos procedimentos necessários para a redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para empreendimentos hidrelétricos com

potência inferior a 1 MW e de fontes solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada com potência instalada inferior a 30MW.

- b) Resolução Normativa nº 167, de 10/10/2005: trata dos procedimentos para a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos caracterizados como GD.
- c) Procedimentos de Distribuição – PRODIST: trata dos principais aspectos relativos ao sistema de distribuição de energia elétrica. Composto por 8 módulos, dentre eles cabe ressaltar os módulos 3 e 5, que tratam do acesso ao sistema e dos requisitos para a medição de energia.
- d) Resolução Autorizativa nº 1.482, de 29/07/2008: autoriza o projeto piloto de implantação de geração distribuída conectada à rede de baixa tensão promovido pela COPEL

3.3 TECNOLOGIAS UTILIZADAS PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA ELÉTRICA

3.3.1 Motores de Combustão Interna

Os motores de combustão interna correspondem à tecnologia utilizada para geração distribuída de energia elétrica que está no estágio de mais alto desenvolvimento. Há registros do seu uso para geração de energia desde os anos 40, sendo utilizados para o atendimento a uma larga faixa de consumo, podendo chegar a até 30 MW de potência gerada. (BORBELY e KREIDER, 2001)

Basicamente, podem ser divididos em dois grupos, de acordo com a tecnologia adotada: motores Otto ou motores Diesel. O primeiro caracteriza-se pela necessidade de uma centelha para dar início à combustão. No segundo, a combustão ocorre devido à elevada temperatura no sistema após a compressão dos gases. A eficiência desses motores varia de 25% a 45%, com os maiores índices associados aos motores Diesel. (LORA e HADDAD, 2006)

Como pontos positivos dessa tecnologia, pode-se citar o seu baixo custo inicial e a alta eficiência elétrica como os responsáveis pela sua larga utilização para geração distribuída de eletricidade.

No entanto, o atual contexto mundial, de preocupação com a redução da emissão de gases poluentes, aponta justamente na direção contrária a da produção de energia elétrica

através de motores de combustão interna, já que eles apresentam as maiores taxas de gases emitidos dentre as várias tecnologias disponíveis para geração distribuída.

3.3.2 Micro Turbinas a Gás

A geração de energia através de micro turbinas a gás evoluiu da utilização inicial destas nas indústrias aeroespacial e automotiva, apresentando valores de potências geradas na faixa de 30 a 300 kW (figura 3.1). Um dos pontos positivos dessa tecnologia é a possibilidade de integração modular, facilitando um aumento na potência instalada. (RODRIGUEZ, 2002).

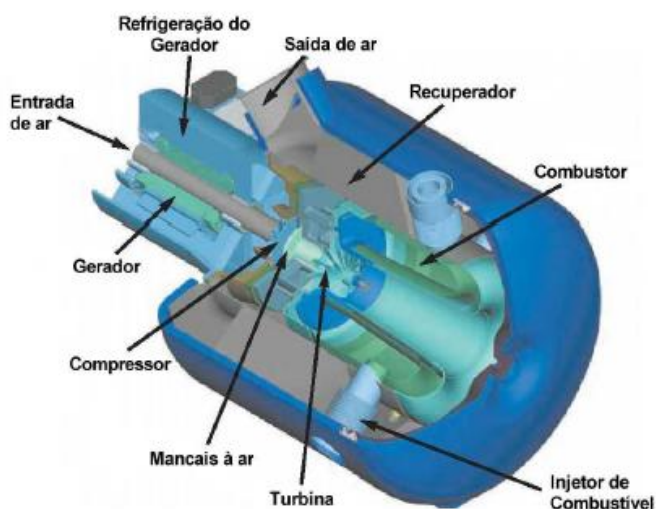


Figura 3.1 - Micro turbina de 30 kW (BONA e FILHO, 2004).

A eficiência elétrica dessa forma de geração gira em torno de 30% quando apresentam o recuperador de calor, um dispositivo de aproveitamento do gás em alta temperatura para pré-aquecer o gás comprimido que chega ao rotor. (BONA e FILHO, 2004).

Segundo Lora e Haddad (2006), os pontos positivos do uso de micro turbinas a gás para a geração distribuída são inúmeros, em comparação aos motores de combustão interna, dentre os quais podemos destacar: baixo nível de emissões, tamanho compacto, longo tempo de intervalo entre as manutenções e os vários tipos de combustíveis suportados pela tecnologia. Como um grande entrave, pode-se citar o seu baixo índice de eficiência elétrica.

Essa tecnologia apresenta um enorme potencial à medida que forem desenvolvidos suporte para novos tipos de combustíveis, principalmente os renováveis.

3.3.3 Células a Combustível

Apesar de as primeiras células a combustível terem sido fabricadas nos anos 60 pela NASA, a descoberta do seu princípio de funcionamento ocorreu há mais de 100 anos. A energia do combustível é diretamente convertida em energia elétrica, o que contribui para o

seu alto índice de eficiência (entre 40 e 60%). A ausência de combustão implica também em baixas emissões de poluentes. (SEVERINO, 2008)

Existem diversos tipos de células a combustível que apresentam possibilidade de aplicação. Dentre elas, merecem destaque as seguintes: células a combustível de ácido fosfórico (phosphoric acid fuel cells – PAFC), conforme pode ser visto na figura 3.2; células a combustível de carbonato fundido (molten carbonate fuel cells – MCFC); células a combustível de óxido sólido (solide oxide fuel cells - SOFC); e células a combustível com membrana para troca de prótons (próton exchange membrane fuel cells – PEMFC). Na tabela 3.2, pode ser visto um resumo das características dos diversos tipos:

Tabela 3.2 - Comparativo entre as tecnologias utilizadas em células a combustível (LORA e HADDAD, 2006 – modificado).

<i>Tecnologia</i>	<i>Potência típica</i>	<i>Combustível</i>	<i>Eficiência</i>
PAFC	100 – 200 kW	Gás Natural, Biogás, propano.	36 – 42%
MCFC	1 kW – 10 MW	Gás Natural, Hidrogênio, óleo combustível.	45 – 60%
SOFC	250 kW – 10 MW	Gás Natural, Hidrogênio	45 – 55%
PEMFC	3 – 250 kW	Gás Natural, Hidrogênio, propano, diesel.	30 – 40%



Figura 3.2 - Módulos PAFC totalizando 2 MW (US FUEL CELL COUNCIL, 2008).

As células a combustível apresentam diversas vantagens em relação a motores de combustão e máquinas térmicas, como o seu alto índice de eficiência energética e o reduzido impacto ambiental. Além desses, podemos citar também a sua alta confiabilidade, devido à ausência de partes móveis, e a existência de integração modular. A grande barreira para a sua popularização é o elevado custo inicial, principalmente devido ao emprego de materiais nobres na sua fabricação (SEVERINO, 2008).

3.3.3 Geração Eólica

O aproveitamento do potencial eólico para fins energéticos não é algo incipiente, sua origem remota há milhares de anos. Existem registros da utilização de moinhos de vento visando à automatização do bombeamento de água e da moagem de grãos na China há mais de 2000 anos. Mas a geração de energia elétrica proveniente desse tipo de fonte data do final do século XIX, nos Estados Unidos. Em 1976, na Dinamarca, foi instalada a primeira turbina eólica conectada à rede (LORA e HADDAD, 2006).

Essa forma de geração de energia obteve uma evolução expressiva nos últimos anos, chegando a possuir mais de 150.000 MW de capacidade instalada no mundo em 2009, tornando-se competitiva o suficiente para ser largamente utilizada na composição do “mix” energético dos países. O gráfico 3.1 mostra a evolução da capacidade eólica instalada no mundo:

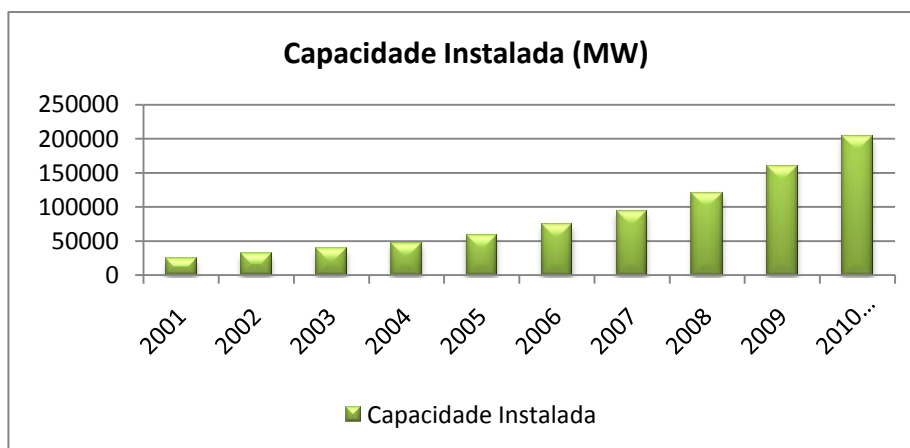


Gráfico 3.1 - Evolução da Capacidade Eólica Instalada no Mundo (WWEA, 2010 – modificado).

No contexto global, os Estados Unidos, China e Alemanha lideram, com mais de 56% da capacidade instalada total, segundo dados colhidos no documento *World Wind Energy Report* (2010).

Além de o Brasil possuir um potencial eólico de 143,5 GW a ser explorado (CEPEL, 2001), a tendência de queda de preços desse tipo de geração, chegando a ser

comercializada por um preço médio de R\$ 122,69 por MWh no 3º Leilão de Energia de Reserva, realizado em agosto de 2010, mostra o seu alto potencial de utilização em larga escala.

3.3.5 Geração Fotovoltaica

A produção de energia elétrica utilizando energia solar se dá por duas formas: através do uso do calor para gerar vapor em turbinas (sistemas termosolares) ou através de painéis fotovoltaicos (sistemas fotovoltaicos). Atualmente, a segunda é a maneira mais utilizada para geração distribuída de energia, conforme pode ser visto na figura 3.3 (SEVERINO, 2008).



Figura 3.3 - Geração distribuída através de painéis fotovoltaicos conectados à rede. (IEA-PVPS - International Energy Agency, 2010)

Esse tipo de geração de energia pode ser considerada como uma das mais promissoras para o mundo, pois, além de utilizar como insumo energético uma fonte inesgotável de energia (radiação solar), os custos associados à célula fotovoltaica estão em uma constante queda, conforme pode ser visto no gráfico a seguir:

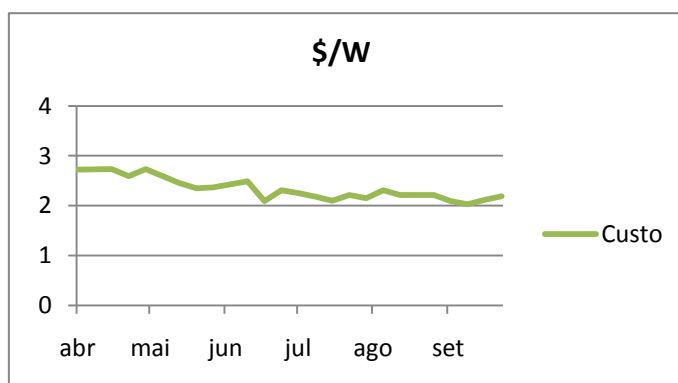


Gráfico 3.2 - Evolução do preço da célula fotovoltaica de silício cristalino de abril a outubro de 2009 (PHOTON CONSULTING, 2010).

Apesar de o Brasil não estar entre os líderes em geração fotovoltaica, o país apresenta um enorme potencial em relação a essa tecnologia, pois os seus índices de radiação solar superam o de países com presença significativa dessa forma de geração como a Alemanha. A título de informação, o menor índice brasileiro é de 1.533 kWh/m²/ano (RUTHER et al., 2006) e o maior alemão é de 1.400 kWh/m²/ano (PVGIS, 2011).

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ATRAVÉS DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

4.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Conforme explicado por Shayani (2006), o princípio que rege o funcionamento das células fotovoltaicas já é conhecido desde o século XXI, quando Becquerel descobriu o aparecimento de uma diferença de potencial, devido à radiação solar, entre os extremos de um material semicondutor.

As células fotovoltaicas disponíveis em larga escala apresentam como material semicondutor o silício, elemento disponível em abundância no planeta. Ao formar estrutura cristalina, ele se combina com outros quatro átomos através de ligações covalentes. Essas ligações podem ser quebradas quando um elétron da banda de valência recebe a energia necessária para liberar-se, ele sai e fica uma lacuna no seu lugar. Normalmente, ele logo retorna à valência e essa energia é liberada na forma de calor.

Para que haja o aparecimento da diferença de potencial na placa fotovoltaica, é necessário que os elétrons livres não retornem para as lacunas deixadas, sendo necessário haver um campo elétrico constante. Para isso, dopa-se o silício com elementos que são doadores (tipo-n) ou receptores de elétrons (tipo-p). Usualmente, são utilizados o elemento fósforo, com 5 elétrons na camada de valência, para dopagem tipo-n e o elemento boro, com 3 elétrons na camada de valência, para dopagem tipo-p. Com a radiação solar fornecendo energia, os elétrons se movimentam através da estrutura e, devido à diferença de elétrons entre as duas dopagens, um lado ficará positivamente e outro negativamente carregado.

A figura 4.1 exemplifica uma célula fotovoltaica típica, com os respectivos componentes:

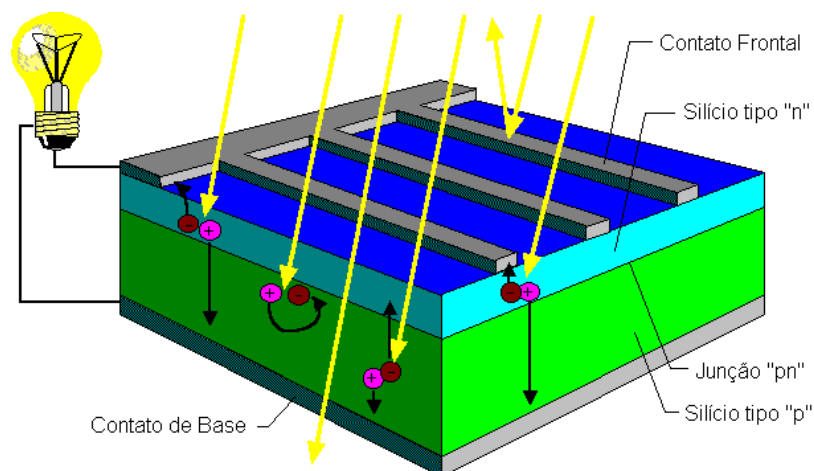


Figura 4.1 - Célula fotovoltaica (CRESESB , 2005).

A célula é composta das seguintes partes: contato frontal (constitui o terminal negativo da célula), camada de silício do tipo-n (camada de silício dopada com elemento doador de elétrons), camada de silício tipo-p (camada de silício dopada com elemento receptor de elétrons) e contato de base (constitui o terminal positivo da célula).

As tecnologias comercialmente dominantes nesse tipo de geração são as referentes ao uso de silício cristalino para a célula (silício monocristalino e policristalino), mas deve-se ressaltar o crescimento da participação de outras no mercado, como o telureto de cádmio, conforme pode ser visto no gráfico 4.1:

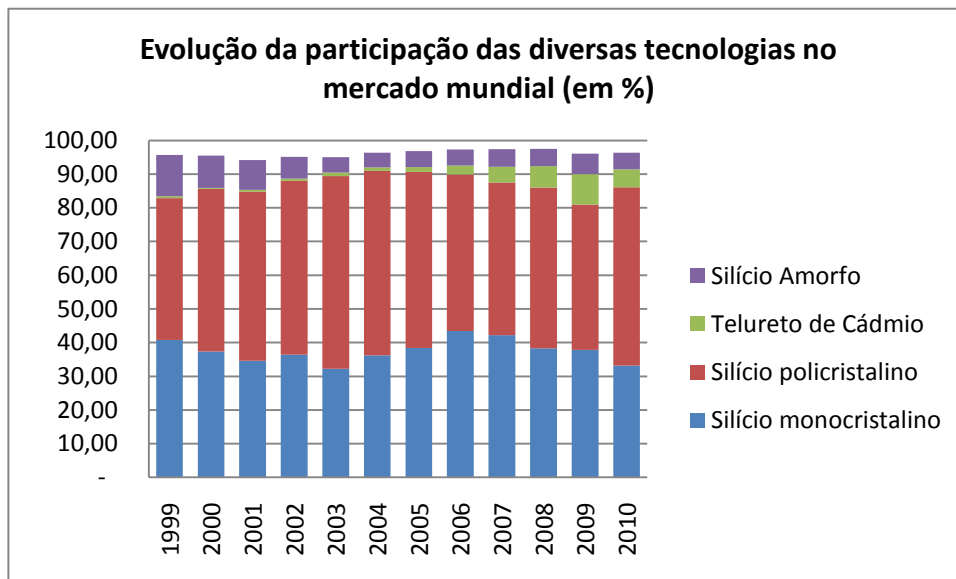


Gráfico 4.1 – Evolução da participação das diversas tecnologias no mercado mundial (PHOTON INTERNATIONAL, 2011).

Uma questão que pode ser levantada é a comparação entre a energia necessária para fabricar-se a célula fotovoltaica e a energia fornecida por ela, considerando a sua vida útil. O período de payback energético depende essencialmente de três fatores: a eficiência de conversão da célula, a radiação solar que incide nela e a tecnologia de fabricação desta. Como pode ser apreciado no gráfico 4.2, há variações nesse período de acordo com o tipo de célula, mas todas apresentam uma tendência de decréscimo:

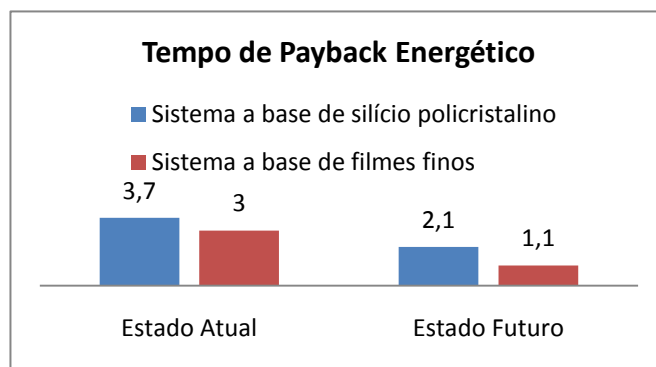


Gráfico 4.2 – Tempo em anos de payback energético (Progress in Photovoltaics, 2008).

Nos tópicos seguintes, são apresentadas características específicas acerca das tecnologias comercialmente disponíveis para utilização em células fotovoltaicas.

4.1.1 Silício Cristalino

A utilização de silício cristalino é a tecnologia dominante no mercado, respondendo por cerca de 80% dos módulos fotovoltaicos comercializados e no mais alto estágio de maturação. Sendo assim, o seu principal ponto negativo é a dificuldade em obter melhoras no que diz respeito à eficiência das células (RUTHER apud SHAYANI, 2006).

Ela aparece sob duas formas: silício monocristalino e policristalino. A primeira caracteriza-se por uma única estrutura cristalina e atinge um grau de pureza altíssimo (até 99,9999%), com eficiência de cerca de 24,7%. O segundo apresenta diversas irregularidades nos cristais, que contribuem para uma diminuição da eficiência da célula, chegando a 20,3% (PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS, 2008), mas esse problema é compensado pela redução no seu custo de fabricação.

4.1.2 Silício Amorfo

Essa tecnologia, ao contrário das anteriores, não apresenta uma estrutura cristalina regular, o que contribui para diminuir ainda mais o grau de eficiência da célula fotovoltaica, reduzindo-a a aproximadamente 9,5% (PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS, 2008).

Como salientou Shayani (2006), a sua grande vantagem é o custo reduzido de fabricação e a ampla gama de substratos sobre os quais a célula pode ser depositada, como plásticos, vidro e metais. Dessa forma, ela é facilmente integrável à arquitetura de edifícios, sem a necessidade de um espaço reservado para a instalação. Outro ponto importante é o bom desempenho sob altas temperaturas, quando comparado com as demais tecnologias.

Deve-se ressaltar também o efeito Staebler-Wronski, que pode ser descrito como uma instabilidade inicial no desempenho do sistema fotovoltaico utilizando a tecnologia de silício amorfo quando exposto à radiação solar, reduzindo o seu valor em até 20%.

4.2 MECANISMOS DE INCENTIVO AOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

No mundo, visando promover a penetração dos sistemas fotovoltaicos, existem diversas iniciativas governamentais que incentivem a sua instalação. Elas se fazem necessárias quando se compara o custo da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos com o de sistemas de geração convencionais, e verifica-se que ele ainda não está num patamar competitivo com as fontes tradicionais. E isso se acentua mais ainda quando se trata do objeto do trabalho: pequenos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição.

As experiências internacionais nesse sentido são inúmeras, inclusive com programas já maturados e com bons resultados, como no caso da Alemanha, que adota um modelo que visa estabelecer o valor de no mínimo 30% da sua geração vindo de fontes renováveis de energia e, para isso, compra essa energia a preços especiais.

No trabalho, dois mecanismos de incentivo são analisados: utilização de *net metering* e de tarifas *feed-in*, que serão explicados detalhadamente no próximo tópico. A tabela 4.1 a seguir mostra a sua utilização em algumas das principais nações do mundo:

Tabela 4.1: Utilização de tarifas feed-in e net metering para incentivo à GD através de fontes renováveis (CASTRO, 2010 - modificado).

País	Tarifas feed-in	Net metering
Alemanha	X	X
Austrália	X	Não
Canadá	- ¹	X
China	X	Não
Dinamarca	X	X
Espanha	X	Não
Estados Unidos	- ¹	- ¹
Itália	X	X
Japão	X	X
Portugal	X	Não
Reino Unido	X	Não

4.2.1. Net Metering

Conforme explicado por Rodriguez (2002), a utilização de *net metering* baseia-se na contabilização, por um período determinado de tempo, do saldo entre a energia consumida e a gerada por uma unidade consumidora que possua uma fonte de geração de energia instalada. Ao final do período, caso a unidade consumidora tenha consumido mais do que gerado, ela paga o valor líquido ao preço da tarifa normal. Caso haja maior geração, essa

¹ Presente em alguns estados.

quantidade pode ficar tanto para abater um déficit no próximo período, como pode ser remunerada de volta ao consumidor.

A grande virtude desse mecanismo é a sua simplicidade de implantação, pois o único grande investimento a ser realizado é a instalação de medidores bidirecionais. Um dos pilares do *Smart Grid* diz respeito justamente à medição inteligente de energia, o que se mostra alinhado com a utilização desses medidores especificados para o *net metering*.

O principal problema acerca da sua implantação é o fato de a rede de distribuição funcionar como uma espécie de bateria para os pequenos geradores, podendo eles utilizarem o crédito acumulado anteriormente em qualquer período de tempo, mesmo em períodos de pico de carga.

No mundo, cerca de 10 países e 43 estados norte-americanos já adotam esse mecanismo como forma de fomento às fontes renováveis de energia.

Na figura 4.2 a seguir, é apresentado um diagrama esquemático de um gerador fotovoltaico conectado à rede em um programa de *net metering*. Deve-se ressaltar a existência de um medidor único, bi-direcional.

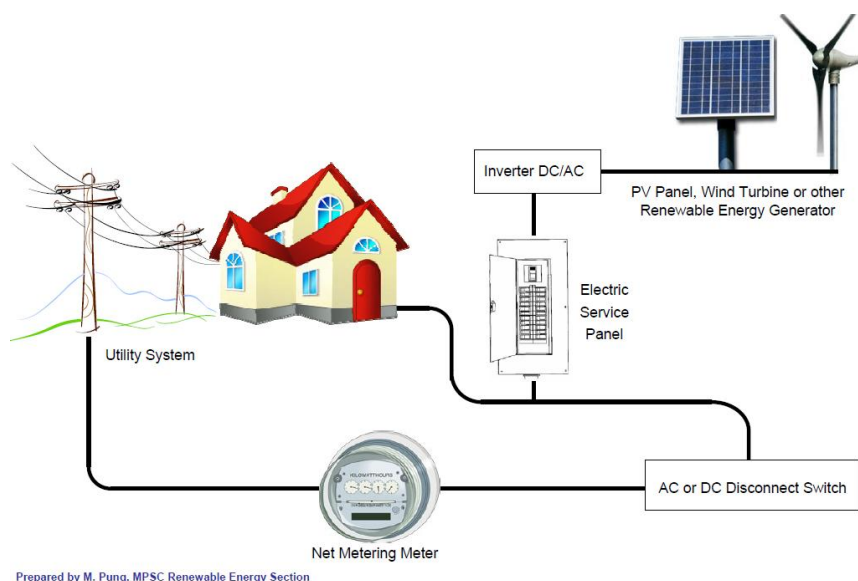


Figura 4.2 - Diagrama de um gerador fotovoltaico conectado à rede sob a ótica do Net Metering (STADLER et al., 2010).

4.2.2. Tarifas Feed-in

Ainda segundo Rodriguez (2002), o uso de tarifas *feed-in* como mecanismo de incentivo tem como característica principal o estabelecimento, por parte do governo, de um valor a ser pago pela distribuidora pela energia gerada através de geração distribuída que utilizem fontes renováveis. Outro ponto importante é a diferenciação por tipo de fonte, já que os custos inerentes a cada não são iguais.

No programa, o gerador “vende” a sua geração para a concessionária ao preço da tarifa *feed-in* e “compra” o seu consumo ao preço das tarifas da sua classe tarifária.

Dessa forma, como o valor pago pela energia gerada através de pequena geração distribuída normalmente é superior ao custo da geração convencional, é necessário haver uma fonte de verba para que o programa seja viabilizado.

As tarifas *feed-in* servem também como um importante instrumento para facilitar o financiamento de sistemas fotovoltaicos, por exemplo. Como a sua duração é por um longo período de tempo, o investimento torna-se financeiramente de baixo risco, o que pode facilitar a obtenção de linhas de crédito específicas.

Nos últimos anos, o número de países que aderiram a esse tipo de mecanismo vem numa forte crescente, chegando a 78² no início de 2010, conforme pode ser visto no gráfico 4.3:

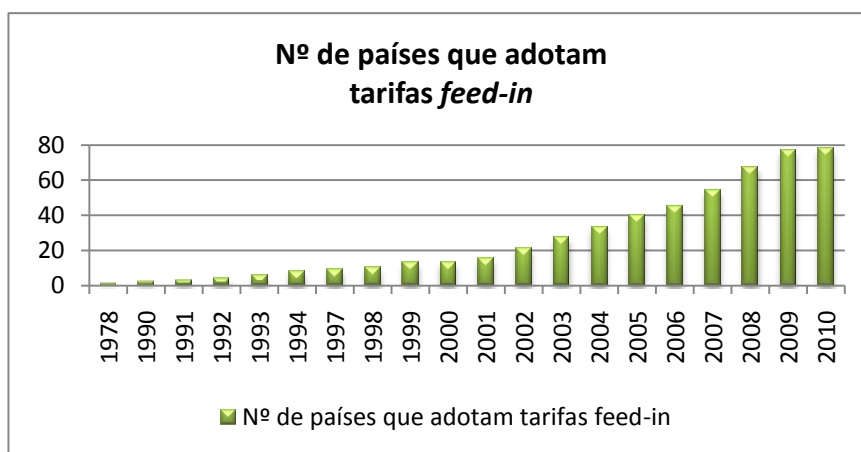
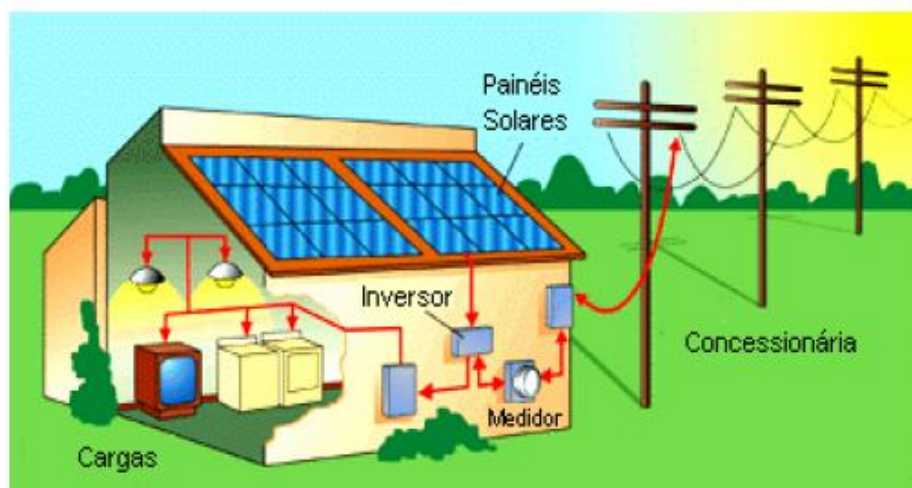


Gráfico 4.3 – Número de países que adotam tarifas *feed-in* (STADLER et al, 2010)

4.3 COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Um sistema fotovoltaico conectado à rede vai além do painel solar, sendo necessário haver ainda a conversão da tensão contínua para tensão alternada. A figura 4.3 mostra os seus componentes.

² Principais países que adotaram tarifas *feed-in*: alguns estados do Canadá, alguns estados dos Estados Unidos, Alemanha, Itália, Japão, Dinamarca, Espanha, França, Portugal, Grécia, Suécia, Austrália, Reino Unido, China.



Figuras 4.3 - Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede (RODRIGUEZ , 2002).

A principal característica dos painéis fotovoltaicos é a sua potência nominal, que é a potência máxima obtida em condições-padrão de teste. Elas são: temperatura de 25°C, intensidade de radiação de 1kW/m² e espectro solar AM 1,5 (relacionado com o grau de nebulosidade) (SEVERINO, 2008).

Como citado anteriormente, o inversor é o responsável pela conversão entre corrente contínua e alternada, para que haja conexão com a rede de distribuição. Ele também pode fazer com que o sistema opere sempre à máxima potência, reduzindo as perdas, com eficiência chegando a 95%.

5 ANÁLISE DE CUSTOS

5.1 INTRODUÇÃO

Com o advento das redes inteligentes, a possibilidade de consumidores residenciais gerarem a sua própria energia torna-se real. A questão a se analisar é se esse investimento é viável economicamente e, caso não seja, sob quais condições ele se tornaria atrativo.

No trabalho, buscou-se dimensionar um sistema fotovoltaico que gerasse energia correspondente ao consumo anual da unidade consumidora para, em seguida, analisar-se a viabilidade econômica do empreendimento, com os seus custos associados. Essa análise é feita considerando três tipos de consumidores residenciais, com consumo mensal de 100, 200 e 400 kWh.

O sistema fotovoltaico a ser instalado pelos consumidores residenciais é composto de duas partes: módulos fotovoltaicos e inversores. Dessa forma, não foram contabilizados os custos relativos ao armazenamento de energia na forma de baterias no levantamento do investimento a ser realizado.

Procurou-se também observar a influência dos mecanismos de incentivos governamentais apresentados no capítulo anterior sobre o tempo de retorno para o investimento.

5.2 ENERGIA GERADA

A energia gerada em um módulo fotovoltaico depende não só da sua potência nominal, mas também da irradiância solar incidente na localidade, a temperatura de operação, a sua inclinação e orientação, a existência de sombras ou sujeira sobre as células e de eventuais perdas associadas ao inversor.

De forma a otimizar a operação do sistema, os módulos fotovoltaicos são definidos com orientação para o norte geográfico e com inclinação equivalente à latitude referente a Brasília (S15,78°). Além disso, admitiu-se que não existem sombras e sujeiras depositadas sobre eles.

Conforme explanado por Lorenzo (2004), a queda no rendimento da célula com o aumento da temperatura não pode ser desconsiderada. Nas células de silício cristalino, há decréscimo de 0,4% no rendimento do sistema para cada grau acima dos 25° C das condições padrão de teste. No trabalho, adotou-se como temperatura de operação 45°C. Dessa forma, há um decréscimo de 8% no rendimento total do sistema.

Sob essas premissas, a produção energética do sistema pode ser calculada pela seguinte equação (LORENZO apud RODRIGUEZ, 2002):

$$E_g = P_{nom} * \left(\frac{G_{daeff}}{G}\right) * PR \quad (5.1)$$

onde:

E_g : Energia produzida ao longo do ano.

P_{nom} : Potência nominal do gerador fotovoltaico.

G_{daeff} : Irradiação anual que incide sobre a superfície do gerador [kWh/m²].

G : Irradiância de 1 kW/m², referente às condições padrão de teste.

PR : Fator de rendimento, principalmente associado ao inversor e à perda de eficiência relacionada à temperatura.

Dessa forma, o passo inicial para calcular-se a quantidade de energia produzida ao longo do ano é determinar-se a irradiação solar sobre a superfície do painel fotovoltaico.

Para a cidade de Brasília, localizada nas coordenadas 15,78° Sul e 47,93° Oeste, obteve-se os dados de irradiação solar incidente no plano horizontal e sobre uma superfície inclinada em 15° através do site da Agência Espacial Norte-Americana (NASA), que contém dados referentes a 22 anos de coletas:

Tabela 5.1: Irradiação diária média sobre superfícies horizontal e inclinada. (NASA, 2011)

Mês	Irradiação Diária Média (kWh/m ² /dia)	
	Superfície Horizontal	Superfície Inclinada
Jan	5,52	5,42
Fev	5,68	5,41
Mar	5,33	5,3
Abr	5,43	5,74
Mai	5,21	5,88
Jun	5,16	6,06
Jul	5,36	6,21
Ago	5,86	6,42
Set	6,04	6,17
Out	5,53	5,34
Nov	5,13	5,01
Dez	4,95	4,86
Média	5,43	5,65

Apesar de a média final da radiação sobre a superfície inclinada superar a superfície horizontal, em alguns meses específicos ocorre o inverso. Isso se deve à mudança na angulação da incidência dos raios solares de acordo com o passar do ano. Outro ponto que deve ser ressaltado é que esses dados são somente um indicativo do comportamento da irradiação, há influência de inúmeros fatores sobre o seu valor real. No gráfico 5.1, eles são apresentados na forma de barras, para melhor visualização da diferença de irradiação solar entre os planos horizontal e inclinado:

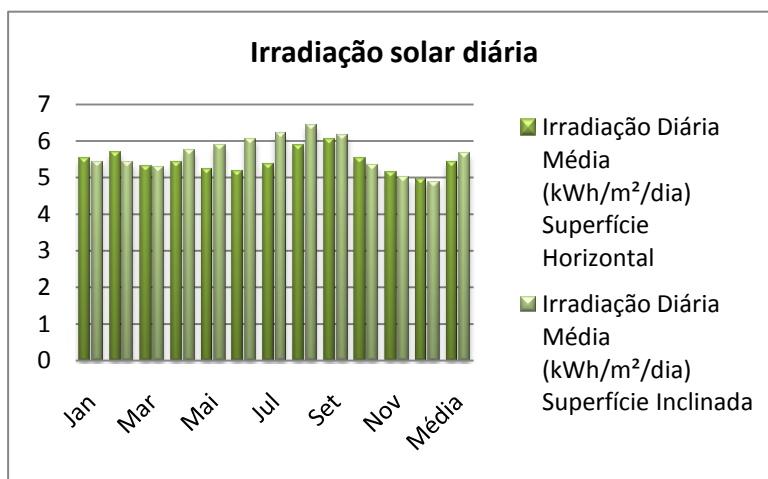


Gráfico 5.1: Irradiação Diária Média sobre Superfícies Horizontal e Inclinada. Fonte: NASA (2011)

O valor encontrado para a média de irradiação solar média da superfície inclinada foi de 5,65 kWh/m²/dia, superior ao da superfície horizontal.

De posse dos dados anteriores, podemos encontrar o valor médio de irradiação anual, expresso na tabela 5.2.

Como o valor da queda de rendimento associada à temperatura já foi calculado anteriormente, para determinar-se o fator de rendimento ainda é necessário haver a escolha do inversor que irá compor o sistema. Como o modelo específico dependerá da potência nominal desejada, a escolha deste será feita mais tarde. Mas, de acordo com levantamento feito com fabricantes (“Brasil Hobby”, “Energia Pura” e “Minha Casa Solar”), o valor de 93% foi considerado razoável para representar o rendimento deles. Sendo assim, o valor utilizado para o fator de rendimento (PR) do sistema foi de 85%, considerando também as perdas relacionadas ao aumento de temperatura da célula.

Tabela 5.2: Irradiação Média Mensal

Mês	Irradiação Média Mensal (kWh/m ²)
Jan	168,02
Fev	151,48
Mar	164,30
Abr	172,20
Mai	182,28
Jun	181,80
Jul	192,51
Ago	199,02
Set	185,10
Out	165,54
Nov	150,30
Dez	150,66
Total Anual	2063,21

Substituindo valores na equação 5.1, chegamos ao seguinte resultado de energia gerada anual (em kWh) por kWp de potência nominal:

$$\frac{E_g}{P_{nom}} = \frac{G_{daeff}}{G} \times PR$$

$$\frac{E_g}{P_{nom}} = \frac{2063,21}{1} \times 0,85 = 1753,73 \text{ kWh/kWp}$$

No trabalho, como condição de contorno para o problema, a produção de energia do sistema fotovoltaico deve ser equivalente ao consumo da unidade consumidora. Na tabela 5.3, calculou-se a potência nominal do sistema fotovoltaico que atendesse aos três tipos de consumidores residenciais.

Tabela 5.3: Potência nominal do sistema fotovoltaico para atendimento ao consumo de energia

Consumo Mensal de Energia (kWh/mês)	Consumo Anual de Energia (kWh/ano)	Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico (kWp)
100	1200	0,68
200	2400	1,37
400	4800	2,74

5.3 CUSTOS ASSOCIADOS

Como a tecnologia de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos ainda não atingiu um estado de maturação, a expectativa é que o custo dos equipamentos decaia com o passar dos anos. A Agência Internacional de Energia (IEA), no livro “Energy Technology Perspectives 2010”, mostra exatamente isso, ao prever uma queda de cerca de 70% nos próximos 40 anos para preço do investimento inicial na instalação dos painéis, o que está sintetizado na tabela 5.4 a seguir:

Tabela 5.4: Custos associados ao sistema fotovoltaico. Fonte: IEA(2010)

Investimento Inicial (USD/kW)		Custo de Operação e Manutenção (USD/kW/ano)	
2010	2050	2010	2050
\$3500 - \$5600	\$1000 - \$1600	\$50	\$13

No trabalho, considerou-se que o investimento inicial compreenderá somente os módulos fotovoltaicos e os inversores, já que não é necessário existir baterias nem controladores de carga para sistemas conectados à rede de distribuição. De forma a tornar a análise do problema próxima à realidade, três fornecedores brasileiros de inversores e módulos fotovoltaicos (“Brasil Hobby”, “Minha Casa Solar”, “Blue Sol”) foram consultados objetivando orçar um sistema que atendesse às expectativas e que correspondesse ao menor investimento inicial possível. Assim, a preferência foi dada para o módulo que apresentasse a melhor relação R\$/Wp e para o inversor de menor custo que atendesse às características elétricas do sistema. Dentre os analisados, escolheu-se um da fabricante Kyocera, cuja relação ficou em 8,85 R\$/Wp, conforme apresentado na tabela 5.5.

Tabela 5.5: Módulo fotovoltaico escolhido.

Módulo	Potência Nominal (Wp)	Preço (R\$)	Relação de Preço por Potência (R\$/Wp)
Kyocera KD135SX – UPU	135	1195,07	8,85

Após escolher-se o módulo fotovoltaico, calculou-se quantos seriam necessários para atender às respectivas demandas anuais de energia, o que é mostrado na tabela 5.6.

Tabela 5.6: Características do painel fotovoltaico

Consumo Mensal de Energia (kWh/mês)	Consumo Anual de Energia (kWh/ano)	Potência Nominal Mínima do Sistema Fotovoltaico (Wp)	Número de Módulos Necessários	Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico (Wp)	Energia Gerada (kWh/ano)
100	1200	684	6	810	1420,52
200	2400	1370	11	1485	2604,29
400	4800	2740	21	2835	4971,82

Para finalizar o levantamento de custos, ainda falta incluir os gastos com o inversor. No trabalho, considerou-se como razoável a sua vida útil de 10 anos, sendo necessário haver duas trocas durante o período de 30 anos, considerado o período de vida útil do sistema. Novamente foram consultados três fornecedores brasileiros, dando preferência para o inversor ou conjunto de inversores que apresentassem menor custo e atendessem às especificações técnicas. Dessa forma, o sistema fotovoltaico final ficou da seguinte forma:

Tabela 5.7: Custo inicial do sistema fotovoltaico

Consumo Mensal de Energia (kWh/mês)	Módulo Escolhido	Número de Módulos Necessários	Área necessária	Custo dos Módulos	Inversor Escolhido	Número de Inversores Necessários	Custo dos Inversores	Custo Inicial
100	Kyocera KD135SX - UPU	6	6,06 m ²	R\$ 7.170,42	Outback GFX 1424E	1	R\$ 5.550,00	R\$ 12.720,42
200	Kyocera KD135SX - UPU	11	11,1 m ²	R\$ 13.145,77	Outback GFX 1424E	2	R\$ 11.100,00	R\$ 24.245,77
400	Kyocera KD135SX - UPU	21	21,21 m ²	R\$ 25.096,47	Xantrex GT3.3	1	R\$ 15.276,00	R\$ 40.372,47

5.4 ANÁLISE DA VIABILIDADE DO EMPREENDIMENTO

5.4.1 Introdução

Para a realização da análise da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico, o primeiro passo é calcular-se o custo da energia fotogerada, para posteriormente compará-la com as receitas obtidas através da economia de energia ou da possível remuneração pela energia injetada na rede. Nesse intuito, optou-se pela utilização da técnica do custo anual equivalente, a qual, conforme explanado por Camargo (1998), consiste em transformar os investimentos e reembolsos em séries uniformes, tornando possível a sua comparação.

Para fins de comparação, os cálculos foram feitos considerando duas taxas de juros anuais: 10% e 12%. Dessa forma, pode-se verificar claramente a influência da taxa de juros na viabilidade do investimento.

No presente capítulo, iniciou-se a análise através de um cenário de uma unidade consumidora utilizando o sistema de *net metering*, com as receitas correspondendo à energia que deixará de ser comprada da concessionária e à remuneração da energia excedente a preço de tarifa normal, caso a geração supere o consumo. Em seguida, analisou-se o caso do pagamento de uma tarifa *feed-in* por parte do governo, o investimento torna-se mais atrativo, já que o valor pago pela energia fotogerada é substancialmente superior à tarifa normal.

5.4.2 Custo da Energia Fotogerada

Como apresentado no capítulo anterior, o investimento no sistema fotovoltaico corresponderá a três desembolsos: o gasto inicial para a implantação do mesmo e mais os gastos relativos à troca do inversor, que ocorrerá a cada 10 anos, totalizando duas trocas no período de vida útil do sistema. Além disso, há as despesas relativas à manutenção anual do sistema, as quais se considerou razoável serem de 0,5% do investimento inicial (RODRIGUEZ, 2002).

Em relação às trocas dos inversores, calculou-se o valor presente do investimento necessário, para em seguida incluí-lo no custo anual equivalente. A premissa de que os inversores tenham o mesmo custo nos próximos 20 anos é bastante conservadora, pois, com o desenvolvimento tecnológico, a tendência é a redução no custo dos equipamentos ligados à geração fotovoltaica. O valor presente pode ser encontrado através da seguinte equação (CAMARGO, 1998):

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (5.2)$$

onde:

P: Valor presente

F: Valor futuro

i: Taxa de juros

n: Diferença de tempo, em anos, do valor futuro para o valor presente.

Assumindo-se os valores de 10% e 12% para a taxa de juros na equação 5.2, pode-se calcular o valor presente da compra futura dos inversores:

Tabela 5.8: Valor presente da troca dos inversores considerando taxa de juros a 10%

Consumo mensal de energia (kWh)	Valor presente da primeira troca	Valor presente da segunda troca	Valor presente total
100	R\$ 2.139,77	R\$ 824,97	R\$ 2.964,74
200	R\$ 4.279,53	R\$ 1.649,94	R\$ 5.929,47
400	R\$ 5.889,56	R\$ 2.270,68	R\$ 8.160,24

Tabela 5.9: Valor presente da troca dos inversores considerando taxa de juros a 12%

Consumo mensal de energia (kWh)	Valor presente da primeira troca	Valor presente da segunda troca	Valor presente da troca dos inversores
100	R\$ 1.786,95	R\$ 575,35	R\$ 2.362,30
200	R\$ 3.573,90	R\$ 1.150,70	R\$ 4.724,60
400	R\$ 4.918,46	R\$ 1.583,61	R\$ 6.502,08

Sendo assim, o investimento total compreenderá o investimento inicial e o valor presente do gasto com as futuras trocas dos inversores, o que está contemplado nas tabelas 5.10 e 5.11 a seguir, referentes às duas taxas de juros consideradas:

Tabela 5.10: Investimento total no sistema fotovoltaico sob taxa de juros de 10%

Consumo mensal de energia (kWh)	Investimento Inicial	Valor presente da troca dos inversores	Investimento total
100	R\$ 12.720,42	R\$ 2.964,74	R\$ 15.685,16
200	R\$ 24.245,77	R\$ 5.929,47	R\$ 30.175,24
400	R\$ 40.372,47	R\$ 8.160,24	R\$ 48.532,71

Tabela 5.11: Investimento total no sistema fotovoltaico sob taxa de juros de 12%

Consumo mensal de energia (kWh)	Investimento Inicial	Valor presente da troca dos inversores	Investimento total
100	R\$ 12.720,42	R\$ 2.362,30	R\$ 15.082,72
200	R\$ 24.245,77	R\$ 4.724,60	R\$ 28.970,37
400	R\$ 40.372,47	R\$ 6.502,08	R\$ 46.874,55

De forma a obter uma avaliação do rendimento do sistema fotovoltaico em estudo, pode-se calcular o fator de capacidade, que reflete a relação entre a quantidade de energia gerada no ano e o que poderia ser gerada caso o sistema estivesse em funcionamento todo o tempo, conforme mostra a equação abaixo:

$$FC(\%) = \frac{E_g}{P_{nom} \times 8760h} \quad (5.3)$$

onde:

FC: Fator de capacidade

E_g : Energia gerada

P_{nom} : Potência nominal do sistema.

Como os sistemas fotovoltaicos utilizam o mesmo módulo, é esperado que eles apresentem o mesmo fator de capacidade. Substituindo o valor de E_g , já calculado no capítulo anterior, os índices obtidos confirmaram o que já era esperado:

Tabela 5.12: Cálculo do fator de capacidade do sistema fotovoltaico.

Consumo Mensal de Energia (kWh/mês)	Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico (Wp)	Energia Gerada (kWh/ano)	Fator de Capacidade
100	810	1364,88	19,24%
200	1485	2502,28	19,24%
400	2835	4971,82	19,24%

Para se chegar ao custo da energia fotogerada, deve-se relacionar o custo anualizado do investimento, considerando a vida útil do investimento como sendo de 30 anos, e a energia gerada anualmente pelo painel fotovoltaico, conforme mostra a equação a seguir (CAMARGO, 1998):

$$C = \frac{\left[\left(\frac{i}{(1+i)^n - 1} + i \right) + M \right] \times Inv}{E_g} \quad (5.4)$$

onde:

U: Custo da energia gerada

i: Taxa de juros anual

n: Vida útil do sistema fotovoltaico

M: Soma dos gastos com manutenção (0,5% do investimento inicial total)

Inv: Investimento total feito no sistema

E_g : Energia gerada anualmente

As tabelas 5.13 e 5.14 a seguir mostram os resultados encontrados para o custo anual da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, decorrentes da substituição de valores na equação 5.4:

Tabela 5.13: Custo da energia fotogerada sob taxas de juros de 10%.

Consumo mensal de energia (kWh)	Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico (Wp)	Investimento total	Energia Gerada (kWh/ano)	Custo da energia fotogerada (R\$/kWh)	Custo anual equivalente (R\$/ano)
100	810	R\$ 15.685,16	1364,88	1,28	1747,05
200	1485	R\$ 30.175,24	2502,28	1,34	3353,06
400	2835	R\$ 48.532,71	4971,82	1,08	5369,57

Tabela 5.14: Custo da energia fotogerada sob taxas de juros de 12%.

Consumo mensal de energia (kWh)	Potência Nominal do Sistema Fotovoltaico (Wp)	Investimento total (R\$)	Energia Gerada (kWh/ano)	Custo da energia fotogerada (R\$/kWh)	Custo anual equivalente (R\$/ano)
100	810	R\$ 15.082,72	1364,88	1,43	1951,78
200	1485	R\$ 28.970,37	2502,28	1,50	3753,42
400	2835	R\$ 46.874,55	4971,82	1,22	6065,62

Quando o custo calculado para a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos é comparado com o valor da tarifa homologada para a concessionária de distribuição de Brasília (CEB), que é de aproximadamente 0,34 R\$/kWh, verifica-se que ele ainda está longe de possuir um valor que o permita ser uma alternativa viável para os consumidores residenciais, mesmo considerando a taxa de juros a 10% ao ano. Para que esse tipo de geração torne-se competitiva, é necessário haver incentivos governamentais.

Nos próximos tópicos será analisado o retorno que o investimento dará, em termos de energia economizada da concessionária e pagamento pela energia gerada, sob as óticas de um sistema de *net metering* e tarifa *feed-in*, comparando com o custo anual de implantação do sistema.

5.4.3 Análise da Viabilidade em um Sistema *Net Metering*

Conforme já apresentado em capítulo anterior, em um sistema *net metering* há contabilização do saldo energético em período determinado de tempo, havendo pagamento ao consumidor caso a geração supere o seu consumo. Para tal medição, existe um medidor bidirecional integrado ao sistema. No presente trabalho, foi assumido que o balanço acontecerá todo final de ano.

Dessa forma, para as classes de consumo consideradas, é necessário verificar se os benefícios anuais superam o gasto total anual para que o sistema fotovoltaico gere a energia prevista. O benefício por parte do consumidor consistiria em deixar de pagar a energia consumida para a concessionária de distribuição e em receber reembolso pela energia fotogerada injetada na rede a nível de tarifa normal.

Conforme visto no último item, mesmo considerando a taxa de juros de 10%, o custo da energia fotogerada torna inviável o equilíbrio da conta, já que, no melhor dos casos, ele será de R\$ 1,08, cerca de três vezes a tarifa da concessionária de distribuição, a que serviria como base para remuneração da geração excedente. Na tabela a seguir, é feita a comparação dos valores:

Tabela 5.15: Custo anual da energia fotogerada e o benefício anual para o consumidor.

Consumo anual de energia (kWh)	Energia Gerada (kWh/ano)	Custo da energia fotogerada (R\$/kWh)	Custo anual da energia fotogerada (R\$)	Benefício com a energia não consumida (R\$)	Remuneração pela energia gerada excedente (R\$)	Benefício anual para o consumidor (R\$)
1200	1364,88	1,28	1747,05	408,00	56,06	464,06
2400	2502,28	1,34	3353,06	816,00	34,78	850,78
4800	4971,82	1,08	5369,57	1632,00	58,42	1.690,42

Em um sistema de *net metering* puro, com remuneração da energia gerada a nível de tarifa normal, foi visto que o investimento não é rentável do ponto de vista econômico, sendo necessário que haja subsídio governamental para que essa remuneração seja superior. No próximo tópico, será calculado qual o valor mínimo desse subsídio para que os gastos anuais se igualem aos benefícios.

5.4.4 Análise da Viabilidade com Adoção de Tarifas *Feed-in*

Conforme foi visto no item anterior, é necessário haver algum tipo de incentivo governamental para que a energia fotovoltaica torne-se competitiva. Um exemplo disso é a adoção de tarifas *feed-in*, como utilizado na Alemanha e Espanha, que consiste em um subsídio por cada kWh injetado na rede.

No presente tópico, será calculado quanto deve ser o valor dessa tarifa para que os sistemas fotovoltaicos dimensionados anteriormente tenham um equilíbrio entre receitas e despesas anuais. Essa análise será feita para dois casos distintos: o primeiro correspondendo ao sistema conectado depois da carga, e o segundo caracterizado pelo sistema fotovoltaico conectado diretamente na rede de distribuição. A diferença básica consiste no fato de que, no primeiro modelo, a energia é injetada na rede somente quando a geração supera a carga no consumidor, enquanto que, no segundo, há fornecimento de toda a energia gerada para rede. Dessa forma, a remuneração recebida pelo consumidor será diferente.

a) Sistema fotovoltaico conectado depois da carga

Esse modelo apresenta um arranjo bastante semelhante ao *net metering*, havendo a diferença no tipo de medidor utilizado. Agora há a necessidade de se auferir a quantidade de energia injetada na rede quando a geração superar o consumo, e não mais só o balanço energético final. Dessa forma é necessário haver dois medidores: um relacionado ao saldo energético do painel fotovoltaico e outro referente ao consumo normal da carga.

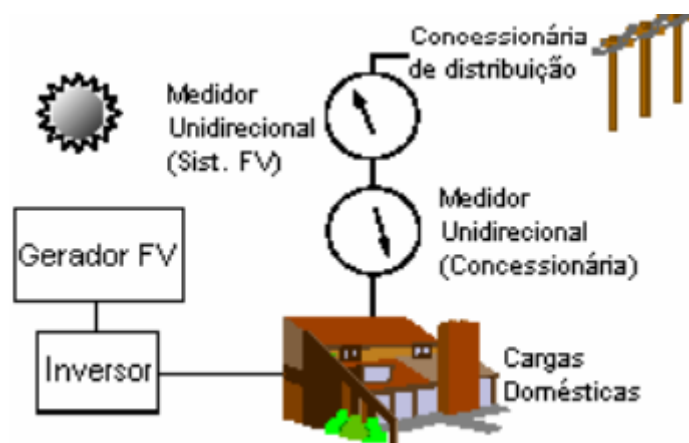


Figura 5.1: Sistema fotovoltaico conectado depois da carga (RODRIGUEZ, 2002).

Considerando-se que o período de geração de energia do sistema fotovoltaico ocorra de 8h às 18h, o montante anual que será remunerado compreenderá o balanço entre a geração e o consumo durante essas horas. No trabalho, ele será calculado para quatro casos: para os três tipos de consumidores residenciais já considerados e um consumidor comercial de 400 kWh.

O montante energético a ser remunerado no final do ano pode ser calculado através da equação 5.5:

$$M = E_g - \text{Cons}_{8h-18h} \times 365 \quad (5.5)$$

onde:

M: Montante anual que será remunerado a nível de tarifa *feed-in*

E_g : Energia gerada anualmente pelo sistema fotovoltaico

Cons_{8h-18h} : Consumo da carga no período de 8h a 18h.

De posse da curva de carga do consumidor a ser analisado e sabendo que o montante energético remunerado no final do ano juntamente com o benefício através de energia não-consumida compensará o custo de geração do sistema fotovoltaico, por simples substituição de valores é possível chegar-se em um valor de tarifa *feed-in* que viabilize o empreendimento.

Para um consumidor residencial de 100 kWh/mês, a curva de carga considerada está expressa no gráfico 5.2:

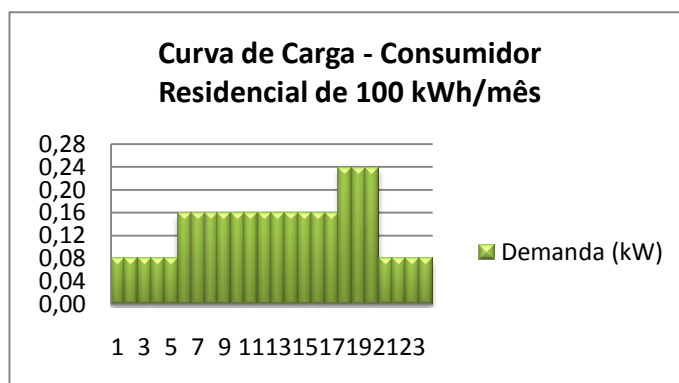


Gráfico 5.2: Curva de carga de um consumidor residencial de 100 kWh/mês

O montante anual que será remunerado será calculado através de substituição direta de valores na equação 5.5:

$$M = 1364,88 - 666,27$$

$$M = 698,61 \text{ kWh}$$

A tarifa *feed-in* que viabilizará o empreendimento pode ser calculada ao equacionarmos os gastos e reembolsos referentes a esse sistema, de acordo com a equação 5.6:

$$C = (M * t) + (E_{eco} * t_{conc}) \quad (5.6)$$

onde:

C: Custo anualizado do sistema fotovoltaico

M: Montante remunerado a nível de tarifa *feed-in*

t: Tarifa *feed-in*

E_{eco} : Energia que deixará de ser comprada da concessionária

t_{conc} : Tarifa cobrada pela concessionária para o consumidor residencial

Através de substituição direta dos valores já calculados na equação 5.6, pode-se chegar ao valor de t, como mostra a tabela 5.16.

Tabela 5.16: Tarifa *feed-in* com o sistema fotovoltaico conectado depois da carga para um consumidor residencial de 100 kWh

Taxa de juros	Custo anualizado do sistema fotovoltaico (R\$)	Montante de energia que será remunerado (kWh)	Quantidade de energia não consumida (kWh)	Tarifa cobrada pela concessionária (R\$/kWh)	Tarifa <i>Feed-in</i> (R\$/kWh)
10%	1.742,30	698,61	666,27	0,34	2,17
12%	1.947,84	698,61	666,27	0,34	2,46

Para um consumidor residencial de 200 kWh/mês, a curva de carga está expressa no gráfico abaixo:

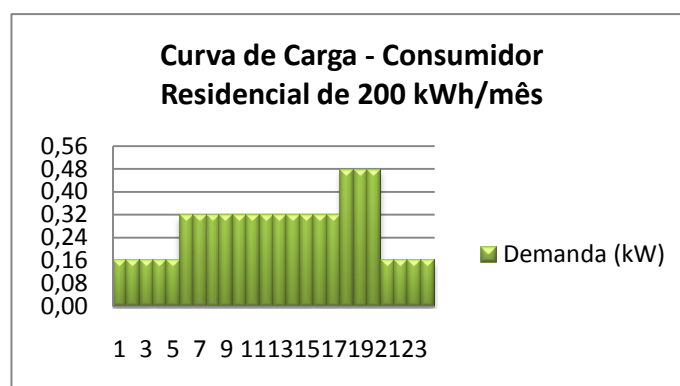


Gráfico 5.3: Curva de carga de um consumidor residencial de 200 kWh/mês

O montante anual que será remunerado será calculado através de substituição direta de valores na equação 5.6:

$$M = 2502,28 - 1332,54$$

$$M = 1169,74 \text{ kWh}$$

De forma análoga ao realizado anteriormente, pode-se chegar ao valor de t , como mostra a tabela 5.17:

Tabela 5.17: Tarifa *feed-in* com o sistema fotovoltaico conectado depois da carga para um consumidor residencial de 200 kWh

Taxa de juros	Custo anualizado do sistema fotovoltaico (R\$)	Montante de energia que será remunerado (kWh)	Quantidade de energia não consumida (kWh)	Tarifa cobrada pela concessionária (R\$/kWh)	Tarifa <i>Feed-in</i> (R\$/kWh)
10%	3.351,84	1169,74	1332,54	0,34	2,48
12%	3.741,34	1169,74	1332,54	0,34	2,81

Para um consumidor residencial de 400 kWh/mês, a curva de carga está expressa no gráfico abaixo:

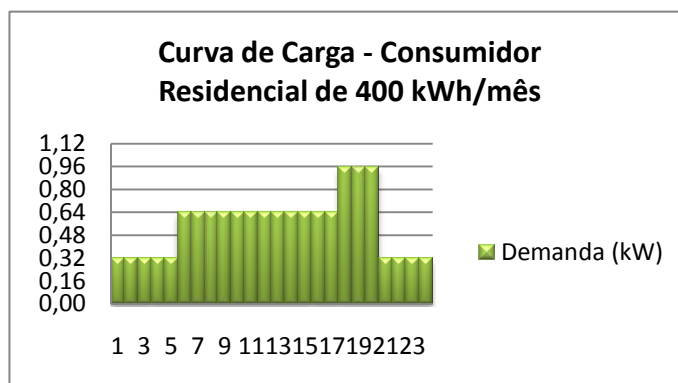


Gráfico 5.4: Curva de carga de um consumidor residencial de 400 kWh/mês

O montante anual que será remunerado será calculado através de substituição direta de valores na equação 5.6:

$$M = 4971,82 - 2665,08$$

$$M = 2306,74 \text{ kWh}$$

De forma análoga ao realizado anteriormente, pode-se chegar ao valor de t , como mostra a tabela 5.18:

Tabela 5.18: Tarifa *feed-in* com o sistema fotovoltaico conectado depois da carga para um consumidor residencial de 400 kWh

Taxa de juros	Custo anualizado do sistema fotovoltaico (R\$)	Montante de energia que será remunerado (kWh)	Quantidade de energia não consumida (kWh)	Tarifa cobrada pela concessionária (R\$/kWh)	Tarifa <i>Feed-in</i> (R\$/kWh)
10%	5369,57	2306,74	2665,08	0,34	1,93
12%	6065,62	2306,74	2665,08	0,34	2,24

Para um consumidor comercial de 400 kWh/mês, a curva de carga está expressa no gráfico abaixo:

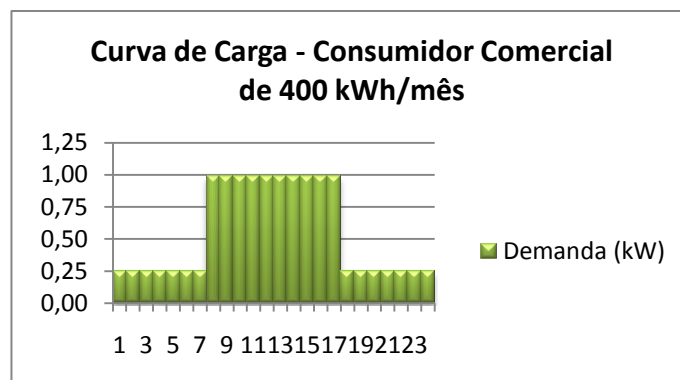


Gráfico 5.5: Curva de carga de um consumidor comercial de 400 kWh/mês

O montante anual que será remunerado será calculado através de substituição direta de valores na equação 5.6:

$$M = 4971,82 - 3695,06$$

$$M = 1276,76 \text{ kWh}$$

De forma análoga ao realizado anteriormente, pode-se chegar ao valor de t , como mostra a tabela 5.19:

Tabela 5.19: Tarifa *feed-in* com o sistema fotovoltaico conectado depois da carga para um consumidor comercial de 400 kWh

Taxa de juros	Custo anualizado do sistema fotovoltaico (R\$)	Montante de energia que será remunerado (kWh)	Quantidade de energia não consumida (kWh)	Tarifa cobrada pela concessionária (R\$/kWh)	Tarifa <i>Feed-in</i> (R\$/kWh)
10%	5369,57	1276,76	3695,06	0,34	3,22
12%	6065,62	1276,76	3695,06	0,34	3,77

Em todas as análises realizadas, comparando-se o resultado encontrado com as tarifas praticadas na Alemanha, de 0,98 R\$/kWh (GTZ, 2010) para sistemas com até 30 kW de potência, percebe-se que o seu valor ainda está distante de apresentar-se viável para implementação por parte do governo brasileiro.

b) Sistema fotovoltaico conectado diretamente na rede de distribuição

Conforme pode ser observado na figura 5.2, nesse modelo toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é remunerada e todo o consumo da carga doméstica é comprado da concessionária de distribuição.

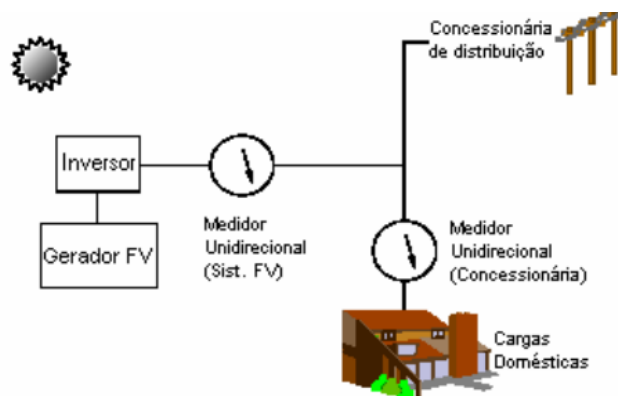


Figura 5.2: Sistema fotovoltaico conectado diretamente na rede de distribuição
(RODRIGUEZ , 2002)

O cálculo da tarifa *feed-in* envolverá somente a energia injetada na rede, pois o consumo da carga local permanece inalterado. A tarifa proporcionará a igualdade entre os desembolsos e as receitas anuais para o investimento e haverá pagamento para a concessionária da energia consumida na carga.

O valor mínimo dessa tarifa pode ser encontrado através da equação abaixo:

$$t = \frac{C}{E_g} \quad (5.7)$$

onde:

t: Tarifa *feed-in*

C: Custo anualizado do sistema fotovoltaico

E_g : Quantidade de energia gerada

Esse valor já foi encontrado previamente quando se calculou o custo da energia fotogerada. A seguir as tabelas encontram-se reproduzidas:

Tabela 5.20: Tarifa *feed-in* considerando taxa de juros a 10% a.a.

Consumo anual de energia (kWh)	Energia Gerada (kWh/ano)	Custo anual da energia fotogerada (R\$)	Tarifa Feed-in (R\$/kWh)
1200	1364,88	1.742,30	1,28
2400	2502,28	3.351,84	1,34
4800	4971,82	5.369,57	1,08

Tabela 5.21: Tarifa *feed-in* considerando taxa de juros a 12% a.a.

Consumo anual de energia (kWh)	Energia Gerada (kWh/ano)	Custo anual da energia fotogerada (R\$)	Tarifa Feed-in (R\$/kWh)
1200	1364,88	1.947,84	1,43
2400	2502,28	3.741,34	1,50
4800	4971,82	6.065,62	1,22

De todos os cenários analisados, o sistema fotovoltaico conectado diretamente à rede de distribuição, juntamente com o subsídio da tarifa *feed-in*, foi o mais viável sob o ponto de vista econômico, apesar do valor calculado para a tarifa ainda ser muito alto. A título de comparação, a tarifa *feed-in* para compra de energia fotogerada injetada na rede praticada na Alemanha é cerca de 0,10 R\$/kWh inferior ao melhor caso calculado, para um valor cobrado para eletricidade de 0,47 R\$/kWh.

Se considerarmos o contexto brasileiro que, diferentemente da Europa, não possui a geração de energia dominada por fontes fósseis cujos insumos muitas vezes provêm de outros países, percebemos que a sua implementação seria ainda mais difícil, já que a geração de hidroeletricidade atende plenamente às necessidades de segurança energética.

Assim, ainda há a necessidade de desenvolvimento das tecnologias de geração solar, principalmente visando reduzir o seu custo e melhorar a sua eficiência. No estágio atual de maturação, ela ainda encontra-se inviável economicamente para competir com as fontes tradicionais.

6 CONCLUSÃO

Nos próximos anos, um dos desafios das empresas relacionadas ao setor elétrico será a implementação de tecnologias relacionadas com *Smart Grids* às suas atividades. Isso acontecerá devido a diversos fatores, desde aspectos econômicos até aspectos relativos à sustentabilidade ambiental. Dentre as inúmeras possibilidades que se abrem com a implementação de uma rede inteligente, destaca-se a possibilidade de haver integração da geração residencial através de fontes renováveis à rede de distribuição de energia elétrica.

O próprio órgão regulador brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, está atento ao tema, ao realizar consultas públicas objetivando a coleta de informações que subsidiarão possíveis regulamentações futuras, como as consultas públicas nº 011/2010 e 015/2010, que tratam da estrutura tarifária na rede de baixa tensão e da geração distribuída de pequeno porte, respectivamente.

No trabalho, realizou-se uma análise puramente econômica da instalação de painéis fotovoltaicos residenciais, verificando-se o impacto que os diferentes mecanismos de incentivo teriam sobre a viabilidade do investimento. Houve a preocupação de trazer a análise para a realidade brasileira, ao consultar-se fornecedores acerca do preço dos componentes do sistema fotovoltaico. Não foram consideradas as vantagens ambientais decorrentes desse tipo de geração.

Em um cenário de *net metering* puro, no qual não é fornecido nenhum incentivo governamental sobre a “venda” da energia gerada à rede, verificou-se que o custo anualizado do investimento no painel supera os possíveis ganhos que o consumidor residencial teria com ele. É necessário haver um subsídio que torne a receita anual igual ao custo.

Nos próximos cenários analisados no trabalho, referentes à adoção de um subsídio governamental (tarifas *feed-in*), calculou-se quanto seria o seu valor para que o investimento não desse prejuízo e observou-se que ele ainda está distante de ter uma aplicabilidade prática.

Os valores da tarifa *feed-in* calculados no trabalho poderiam ser menores caso houvesse produção nacional dos equipamentos relacionados ao sistema fotovoltaico ou uma diminuição dos impostos aplicados sobre os componentes importados, pois verificou-se que o preço existente nos Estados Unidos, por exemplo, é substancialmente inferior ao de fornecedores brasileiros.

Conforme pôde ser visto, para haver a massificação desse tipo de geração, ainda há a necessidade de haver uma evolução tecnológica dos equipamentos relacionados a ele, principalmente no tocante ao seu custo e à eficiência do painel fotovoltaico. No atual

contexto, o seu investimento ainda não é atrativo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BONA, Felipe Samuel de; FILHO, Ernesto. *As microturbinas e a geração distribuída*. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022004000100018&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: janeiro de 2011.

BORBELY, Ann-Marie; KREIDER, Jan F. (2001). *Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium*. New York: CRC Press.

CAMARGO, I. M. T. *Noções Básicas de Engenharia Econômica - Aplicações ao Setor Elétrico*. 1. ed. Brasília: Finatec, 1998. v. 1. 160 p.

CASTRO, Marco Aurélio Lenzi. *Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2010

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). *Tutorial de Energia Solar – Princípios e Aplicações*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_solar.htm>. Acesso em: dezembro de 2010.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm>. Acesso em: janeiro de 2011.

DOE – U.S. Department of Energy. 2009. *Smart Grid System Report* in: KAPLAN, Stan Mark; SISSINE, Fred *et alli*. Smart Grid, vol. I. Alexandria: TheCapitol.Net, Inc, 2009.

DOE – U.S. Department of Energy. 2009. *The Smart Grid: An Introduction* in: KAPLAN, Stan Mark; SISSINE, Fred *et alli*. Smart Grid, vol. I. Alexandria: TheCapitol.Net, Inc, 2009.

EUROPEAN COMMISSION. *Towards Smart Power Networks*. Disponível em: <<http://www.smartgrids.eu/?q=node/65>>. Acessado em: 25 de agosto de 2010.

GELLINGS, Clark W. *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*. Lilburn: The Fairmont Press, Inc, 2009.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - *Energy technology perspectives 2010*. Organisation for Economic Co-Operation and Development. Paris: OCDE ; IEA, 2010. 706 p.

LISITA, O. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: Estudo de caso – 3 kWp instalados no estacionamento do IEE-SP*. 2005. 87 p. Tese (Mestrado) – Instituto de Física, Programa de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

LORA, E. E. S.; HADDAD, J. *Geração distribuída: aspecto tecnológicos, ambientais e institucionais*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 240 p.

LORENZO, Eduardo. *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red (IV): Seguidores e huertas solares*. Disponível em: < <http://www.fotovoltaica.com/retrato4.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2010.

NORTH AMERICAN SPACE AGENCY (NASA). *Surface meteorology and Solar Energy*. Disponível em: < <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>>. Acesso em: 30 de janeiro de 2011.

PHOTON INTERNATIONAL. *Year of the tiger: PV cell output roared in 2010 to over 27 GW – beating 2006 through 2009 combined – but can the Year of the Rabbit bring more multiples?* Março de 2011, p. 186.

PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM (PVGIS). *Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe*. Disponível em: < re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>. Acesso em: 30 de maio de 2011.

RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. 2002. 118f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Eng. Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

RÜTHER, Ricardo; PEREIRA, Enio; MARTINS, Fernando, ABREU, Samuel. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos: INPE, 2006. 60p.

SEVERINO, Mauro M. *Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia*. 2008. 335f. Dissertação (Doutorado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2008.

SHAYANI, R. A. *Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células*. 2006. 205f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

STADLER, Ingo; BHANDARI, Ramchandra; MADERO, Debiene. *Implementação de pequenos geradores (distribuídos) conectados a rede usando energias renováveis*. Universidade de Colonia de Ciências Aplicadas. 2010.

US FUEL CELL COUNCIL. *Industry Overview 2010*. Disponível em:

<<http://www.fchea.org/core/import/PDFs/Technical%20Resources/IndustryOverview2010.pdf>

>. Acesso em: dezembro de 2010.

_____. *Fuel Cell for Power Generation 2008*. Disponível em:

<<http://www.fchea.org/core/import/PDFs/Fuel-Cells-for-Power-Generation-2008.pdf>>. Acesso

em: dezembro de 2010.

WORLD ALLIANCE FOR DESCENTRALIZED ENERGY (WADE). *World Survey of Decentralized Energy*. 2006. Disponível em: <http://www.localpower.org/documents/report_worldsurvey06.pdf>. Acesso em: janeiro de 2011.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION (WWEA). *World Wind Energy Report*. Disponível em: <http://www.wwindea.org/home/images/stories/pdfs/worldwindenergyreport2010_s.pdf>. Acesso em: janeiro de 2011.