

GUSTAVO AZEVEDO XAVIER

**ANÁLISE DE EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Doctor Scientiae*.

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2015

**Ficha catalográfica preparada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Câmpus Viçosa**

T

X3a
2015
Xavier, Gustavo Azevedo, 1985-
Análise de externalidades da geração fotovoltaica
distribuída no Brasil / Gustavo Azevedo Xavier. – Viçosa, MG,
2015.
xiii, 123f. : il. (algumas color.) ; 29 cm.

Orientador: Delly Oliveira Filho.
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Viçosa.
Inclui bibliografia.

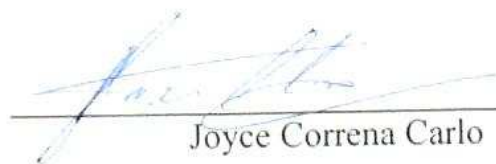
1. Energia - Fontes alternativas. 2. Energia solar. 3. Sistema
de energia fotovoltaica. 4. Geração distribuída de energia
elétrica. 5. Política energética. I. Universidade Federal de
Viçosa. Departamento de Engenharia Agrícola. Programa de
Pós-graduação em Engenharia Agrícola. II. Título.

CDD 22. ed. 621.31244

**ANÁLISE DE EXTERNALIDADES DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

Tese apresentada à Universidade Federal de Viçosa,
como parte das exigências do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do
título de *Doctor Scientiae*.

APROVADA: 26 de agosto de 2015.



Joyce Correna Carlo



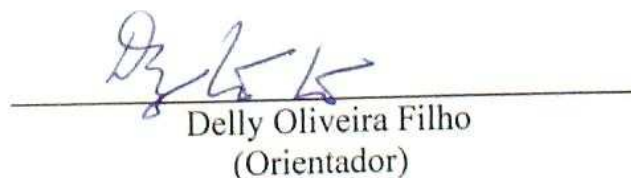
Olga Moraes Tolêdo



Paulo Marcos de Barros Monteiro



José Helvécio Martins



Delly Oliveira Filho
(Orientador)

À minha família

AGRADECIMENTOS

À Deus pela vida, sustento, graça e misericórdia.

À minha família, por todo o apoio.

À Gilcianny, por estar ao meu lado por todos estes anos me ajudando e incentivando a continuar.

Ao Professor Delly Oliveira Filho pela orientação e participação indispensável neste trabalho.

Aos Professores que ao longo dos anos participaram da minha formação.

Aos amigos de república e da Primeira Igreja Batista de Viçosa.

Aos amigos do Departamento de Engenharia Agrícola.

BIOGRAFIA

GUSTAVO AZEVEDO XAVIER nasceu em Coronel Fabriciano, Minas Gerais, filho de Eli Rodrigues Xavier e Laurinda Azevedo Xavier.

Cursou a educação básica no Colégio João Calvino.

Em 2003, ingressou no curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Viçosa, UFV, em Viçosa, MG, concluindo em 2008.

Em agosto de 2009 ingressou no programa de Pós-Graduação, em nível de Mestrado, em Engenharia Agrícola, na Área de Energia, da UFV, e concluiu em julho de 2011.

Em agosto de 2011 ingressou no programa de Pós-Graduação, em nível de Doutorado, em Engenharia Agrícola, na Área de Energia, da UFV, e concluiu em agosto de 2015.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	vii
LISTA DE QUADROS.....	viii
RESUMO.....	xi
ABSTRACT	xiii
Introdução geral.....	1
1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
2. LIMITAÇÕES.....	5
3. ESTRUTURA	5
4. ORIGINALIDADE	6
5. REFERÊNCIAS.....	7
Capítulo 1 – Instrumentos de incentivo para a geração distribuída com energia solar fotovoltaica.....	10
1.1 INTRODUÇÃO	10
1.2 PRINCIPAIS TIPOS DE INCENTIVO PRATICADOS.....	11
1.3 PAÍSES INCENTIVADORES DO USO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	18
1.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	31
1.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	31
Capítulo 2 - Externalidades de fatores ambientais e saúde da geração fotovoltaica	36
2.1 INTRODUÇÃO	36
2.2 METODOLOGIA.....	48
2.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	58
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
2.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66
Capítulo 3 – Externalidades da geração fotovoltaica envolvendo critérios técnicos do fornecimento de energia elétrica	70
3.1 INTRODUÇÃO	70
3.2 METODOLOGIA.....	81
3.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	84
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	95
3.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	95
Capítulo 4 – Externalidades da geração fotovoltaica envolvendo critérios construtivos	98
4.1 INTRODUÇÃO	98

4.2	METODOLOGIA.....	102	
4.3	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	106	
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	114	
4.5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	114	
Capítulo 5 – Externalidades da geração fotovoltaica na análise de viabilidade econômica			116
5.1	INTRODUÇÃO	116	
5.2	METODOLOGIA.....	117	
5.3	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	118	
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	118	
5.5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119	
Conclusão geral.....			120
1.	CONCLUSÕES	120	
2.	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	121	

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Geração termelétrica por fontes não renováveis no Brasil entre 2004 e 2013.....	37
Figura 3.1 – Curva de carga típica do setor residencial.....	89
Figura 3.2 – Curvas de carga típica do setor comercial.....	89
Figura 3.3 – Curvas de carga típicas do setor industrial	90
Figura 4.1 – Padrão de ocupação da edificação para as simulações.....	103
Figura 4.2 – Diferença de temperatura interna da residência antes e depois da adição dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Bento Gonçalves – RS.....	107
Figura 4.3 – Diferença de temperatura interna da residência antes e depois da adição dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Viçosa – MG.....	107
Figura 4.4 – Diferença de temperatura interna da residência antes e depois da adição dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Palmas – TO.....	108
Figura 4.5 – Diferença de temperatura no interior da edificação utilizando-se painéis fotovoltaicos e telhado convencional em Bento Gonçalves – RS.....	110
Figura 4.6 – Diferença de temperatura no interior da edificação utilizando-se painéis fotovoltaicos e telhado convencional em Viçosa – MG.....	110
Figura 4.7 – Diferença de temperatura no interior da edificação utilizando-se painéis fotovoltaicos e telhado convencional em Palmas – TO. .	111

LISTA DE QUADROS

Quadro 1.1 – Progressão dos incentivos no programa CSI	17
Quadro 1.2 – Progressão dos incentivos no programa NSHP	17
Quadro 2.1 – Emissões de gases de efeito estufa provenientes de geração elétrica no Sistema Interligado Nacional (MtCO ₂ e).....	38
Quadro 2.2 – Fator médio mensal de emissão de CO ₂ (tCO ₂ /MWh)	38
Quadro 2.3 – Usinas operando na margem – Fator de Emissão Médio (tCO ₂ /MWh) mensal.....	39
Quadro 2.4 – Geração de eletricidade por fonte nos EUA no ano de 2014 (10 ³ MWh)	40
Quadro 2.5 – Estimativa de problemas de saúde evitados em São Paulo por uma política de controle de emissões entre 2000 e 2020	46
Quadro 2.6 – Custos associados à geração de energia em US\$/kWh	49
Quadro 2.7 – Custos associados à geração de energia em US\$/kWh	50
Quadro 2.8 – Geração de energia elétrica em GWh a partir de combustíveis fósseis nas Centrais Públicas do Brasil entre os anos de 2003 e 2013.	50
Quadro 2.9 – Custos associados aos efeitos dos principais poluentes emitidos por termelétricas em R\$/ton.....	51
Quadro 2.10 - Emissões do setor energético em toneladas relatadas pelo MCTI.....	51
Quadro 2.11 – Fatores de emissão em termoelétricas, kg/MWh	52
Quadro 2.12 – Radiação solar global diária média nas capitais do Brasil	53
Quadro 2.13 – Quatro modelos representativos de faixa de consumo das habitações típicas brasileiras.....	54
Quadro 2.14 – Tarifas homologadas, ICMS, PIS e COFINS e tarifa para o consumidor em 2014	56
Quadro 2.15 – CO ₂ evitado para três níveis de utilização da energia fotovoltaica no Brasil, considerando o ano base de 2013.....	58
Quadro 2.16 – Estimativas de custos evitados com a participação da geração fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, R\$/ano	59
Quadro 2.17 – Estimativa de custos relacionados a problemas de saúde e ambientais no Brasil devido à geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis nas Centrais Públicas de Geração de Energia ...	60

Quadro 2.18 – Custos das externalidades envolvendo CO ₂ a partir das estimativas de emissões de poluentes no setor energético em bilhões R\$/ano	61
Quadro 2.19 – Custo total estimado em função das emissões de CO ₂ , NO _x , SO _x e MP em bilhões de reais por ano	61
Quadro 2.20 – Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno dos casos base, sem considerar externalidades da utilização de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica.....	62
Quadro 2.21 – Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno com aumento percentual da tarifa, considerando a média ponderada dos efeitos por fonte.....	63
Quadro 2.22 – Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno com aumento da tarifa de 39,3%, considerando externalidades da utilização de usinas termelétricas a carvão mineral para moradores próximos às usinas	64
Quadro 3.1 – Classificação das faixas de tensão de fornecimento para as tensões de referência, T _R , 220/127.....	71
Quadro 3.2 – Perdas de energia em alguns países e regiões	75
Quadro 3.3 – Evolução das perdas e geração no Brasil em GWh.....	75
Quadro 3.4 – Consumo de eletricidade no Brasil por setor (GWh).....	76
Quadro 3.5 – Análise econômica para após a aplicação de desconto de 30% referente à diminuição de um ponto percentual nos indicadores DRP e DRC, para os modelos de residências típicas do Brasil selecionados e para as capitais das unidades da federação.....	85
Quadro 3.6 – Compensações pagas pelas concessionárias devido a tensões precárias e críticas entre 2011 e o primeiro trimestre de 2015	86
Quadro 3.7 – Compensações pagas pela CEMIG devido a interrupções no fornecimento entre 2010 e o primeiro trimestre de 2015.	87
Quadro 3.8 – Análise econômica após a aplicação de desconto devido a redução das perdas de energia na transmissão e distribuição, para os modelos de residências típicas do Brasil selecionados e para as capitais das unidades da federação.....	88
Quadro 4.1 – Detalhes do modelo de edificação escolhido	103
Quadro 4.2 – Taxas metabólicas para cada atividade	104
Quadro 4.3 – Características dos materiais utilizados nas simulações	104
Quadro 4.4 – Propriedades físicas dos materiais dos painéis fotovoltaicos....	105

Quadro 4.5 – Custos dos diferentes tipos de telhas pesquisados	112
Quadro 4.6 – Análise econômica para a substituição da telha de PVC por painéis fotovoltaicos, para os modelos de residências típicas do Brasil em cada capital das unidades da federação.....	113
Quadro 5.1 – Resultados das análises econômicas considerando todas as externalidades avaliadas para os modelos de residências típicas do Brasil em cada capital das unidades da federação.....	118

RESUMO

XAVIER, Gustavo Azevedo, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, agosto de 2015. **Análise de externalidades da geração fotovoltaica distribuída no Brasil**. Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadores: Roberto Precci Lopes e Daniel Marçal de Queiroz

A geração de energia elétrica no Brasil nos últimos anos tem sido comprometida pelo baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas causado por uma redução significativa no volume de chuvas. Aliado a esse fator, as restrições cada vez maiores à construção de novas usinas hidrelétricas e o rápido crescimento da demanda levaram ao acionamento contínuo e construção de novas usinas termelétricas movidas a carvão, gás natural, óleo diesel e óleo combustível. A utilização intensa de combustíveis fósseis na geração de energia elevou de forma vertiginosa o nível de emissões de poluentes para geração de energia elétrica no Brasil. Em meio a este cenário crítico do setor energético, houve a aprovação de uma regulamentação que possibilita aos consumidores terem seu próprio sistema de geração distribuída por meio de fontes renováveis. A Resolução Normativa ANEEL nº 482 é um passo importante em direção a inserção da energia solar fotovoltaica na matriz de geração de energia elétrica brasileira. Os sistemas fotovoltaicos ainda possuem custos elevados quando comparados a outras fontes de geração de energia elétrica. No entanto, o uso crescente de termelétricas no Brasil é acompanhado do aumento da poluição, que causa danos ao meio ambiente e à população, com aumento de despesas relacionadas, principalmente, à saúde. Os painéis fotovoltaicos não emitem poluentes para gerar energia, o que os tornam mais atrativos do ponto de vista ambiental. O crescente aumento da demanda de energia trás desafios aos planejadores dos sistemas elétricos de potência. A facilidade de instalação e operação dos sistemas fotovoltaicos permitem seu uso em qualquer lugar com disponibilidade de radiação solar. Com o correto planejamento, estes sistemas podem contribuir para a melhoria das condições de fornecimento de energia elétrica, agregando valor ao seu uso. Sua versatilidade se estende à sua formidável integração às edificações, podendo ser utilizado como revestimento de fachadas, *brises* e cobertura de edificações, reduzindo custos com materiais

de construção. A todos estas características observadas além da geração de energia elétrica, dá-se o nome de externalidades.

ABSTRACT

XAVIER, Gustavo Azevedo, D.Sc., Universidade Federal de Viçosa, August, 2015. **Externalities analysis of distributed photovoltaic generation in Brazil.** Adviser: Dely Oliveira Filho. Co-advisers: Roberto Precci Lopes and Daniel Marçal de Queiroz.

The electric power generation in Brazil in recent years has been affected by the low level of the hydroelectric plants reservoirs caused by a significant reduction in rainfall. In addition to this factor, the increasing restrictions on the new hydroelectric power plants construction and the fast growth in demand led to the continuous operation and construction of new thermal power plants fueled by coal, natural gas and oil. The intense use of fossil fuels in power generation significantly increased the level of pollutant emissions for electricity generation in Brazil. In the midst of this critical scenario of the energy sector, there was the approval of a regulation that enables consumers to connect its own distributed generating system through renewable sources to the electrical grid. The Resolution ANEEL No. 482 is an important step towards the inclusion of photovoltaic solar energy in the Brazilian electricity generation matrix. Photovoltaic systems still have high costs compared to other sources of electricity generation. However, the increasing use of thermal power plants in Brazil is followed by increased pollution, causing damage to the environment and the population, which fells the increase of expenses related mainly to health care. The photovoltaics panels do not emit pollutants to generate power, which makes them more attractive from an environmental point of view. The increasing energy demand brings challenges to planners of electrical power systems. The easy installation and operation of photovoltaics systems allow its use anywhere with available solar radiation. With proper planning, these systems can contribute to the improvement of electricity supply, adding value to its use. Its versatility extends to his formidable integration to buildings in which it can be used as façade cladding, louvers and building coverage, reducing costs with building materials. To all these characteristics observed beyond electricity generation, is given the name of externalities.

Introdução geral

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Está em vigor no Brasil a Resolução Normativa N° 482 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. A resolução regulamenta a adequação das concessionárias de energia elétrica para o uso de microgeração e minigeração distribuída pelos consumidores, utilizando energia hidráulica, solar, eólica ou biomassa (ANEEL, 2012).

A resolução define microgeração como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes renováveis de energia (hidráulica, solar, eólica e biomassa) conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Os custos referentes à adequação do sistema de medição são de responsabilidade do interessado e deverão ser cedidos às concessionárias de distribuição, tendo como contrapartida obrigações vinculadas à concessão de serviço público de energia elétrica, como manutenção e eventual substituição dos equipamentos (ANEEL, 2012).

A resolução trata também do sistema de compensação de energia elétrica e fica definido que (ANEEL, 2012):

- i. Deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor;
- ii. O consumo a ser faturado, referente à energia ativa, é a diferença entre a energia consumida e a energia gerada;

- iii. Se em determinado horário a energia gerada for superior à energia consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros horários, observando a diferença entre os valores das tarifas, se houver;
- iv. Os créditos de energia ativa gerada por meio do sistema de compensação de energia expirarão em 36 meses e;
- v. Os custos de adequação do sistema de medição, necessário para implantação do sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado. O custo é a diferença entre o custo dos componentes de medição para o sistema de compensação e o custo do medidor convencional.

Atualmente, os países europeus são responsáveis por mais de 60% da capacidade global instalada de sistemas fotovoltaicos (Dinçer, 2011). Os países com a maior capacidade instalada no mundo são Alemanha, Espanha, Estados Unidos, Japão e China. No Brasil, a maioria das aplicações com energia fotovoltaica é isolada da rede, especialmente para a eletrificação rural (Diniz et al., 2011) e no mundo, a maioria dos sistemas fotovoltaicos está conectado à rede (IEA, 2010). As instalações fotovoltaicas mundiais em 2010 tiveram um crescimento aproximado de 73% em 2010 (JRC, 2011).

A avaliação econômica de sistemas fotovoltaicos é normalmente realizada baseada nos custos de instalação, manutenção e operação dos sistemas fotovoltaicos e nos custos da energia gerada. Essa avaliação, apesar de correta pode levar a enganos quanto à viabilidade econômica na utilização destes sistemas, pois há benefícios indiretos, também denominados de externalidades, associados ao uso de sistemas fotovoltaicos que não são normalmente quantificados. Estas externalidades podem influenciar significativamente a viabilidade econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos.

Além do custo da energia consumida existe o custo associado à energia não oferecida, que em geral ocorre nas contingências, como falta de fornecimento de energia elétrica. Quando há interrupção do fornecimento de energia, serviços deixam de ser prestados e muitas atividades têm que ser interrompidas, causando prejuízos, que podem ser quantificados, às concessionárias de energia elétrica e aos consumidores. Os efeitos da interrupção do fornecimento podem ser notados em todos os setores da

economia. Pode haver interrupção das vendas no comércio, interrupção do trabalho em escritórios e empresas prestadoras de serviços, interrupção de aulas e pesquisas em escolas e universidades, paralização de linhas de produção na indústria, interrupção de fornecimento de água, dentre outros. Todos estes inconvenientes têm um custo para as entidades e pessoas envolvidas. Estes custos já foram estimados para o Brasil com um valor entre R\$ 1,63 e R\$ 8,33 por kWh (Vásquez e Vaca, 2012).

Empresas, indústrias e universidades que se enquadram em grupos tarifários em que há contrato por demanda, podem ser punidos, com aplicação de multas pela concessionária, caso seja ultrapassada a demanda contratada de energia. Muitas vezes os picos de consumo ocorrem nos períodos mais quentes do dia, devido ao aumento do consumo para climatização de ambientes. Nestes períodos há grande incidência de radiação solar, o que torna extremamente favorável a utilização de energia solar fotovoltaica para suprir a demanda extra.

Além de suprir a elevada demanda diurna, a utilização de geração distribuída pode ajudar a adiar a ampliação da capacidade do sistema elétrico. Outro benefício dos sistemas fotovoltaicos é a redução da carga térmica das edificações quando os módulos são instalados na cobertura, afetando o consumo de energia para condicionamento de ar e podendo melhorar inclusive o conforto dos consumidores.

Nos últimos anos várias usinas térmicas foram construídas no Brasil para atender os períodos em que os níveis dos reservatórios das hidrelétricas estão baixos. Devido à pouca chuva no fim de 2012 e início de 2013, todas as usinas térmicas do Brasil foram ativadas, gerando um enorme custo extra e lançando na atmosfera toneladas de gases poluentes (BEN, 2014).

O efeito da poluição é sentido pela população com o aumento do número de casos de problemas respiratórios e doenças da pele, causados pelos poluentes emitidos pelas termoelétricas. Os módulos fotovoltaicos não emitem qualquer tipo de poluente para geração de energia, sendo a poluição a eles associada presente apenas na fabricação e descarte, em níveis muito menores que a poluição proveniente de usinas térmicas (Kang et al., 2012).

Além de razões ambientais, há razões estratégicas para investir em energia renovável. A maior parte da energia gerada no mundo vem de fontes fósseis, altamente poluentes e com distribuição geográfica restrita, levando à

dependência externa de energia. Como exemplo, a Espanha depende de uma alta taxa de importação de energia, em torno de 80%, e é hoje um dos países com a maior capacidade instalada de energia fotovoltaica (Dinçer, 2011). No Brasil, o apelo estratégico é fraco porque a taxa de importação de energia elétrica é baixa, correspondendo a cerca de 6,5% da demanda nacional, principalmente a partir do consórcio Itaipu (BEN, 2014). Porém pode-se pensar em independência energética das regiões do Brasil como forma de diminuir as perdas por transmissão de energia a longas distâncias e diversificar a matriz geradora.

Do ponto de vista da concessionária, a geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos pode contribuir para aliviar a carga no sistema de distribuição de energia, prolongar a vida útil dos componentes da rede e adiar a ampliação da capacidade dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Se combinado com sistemas de armazenamento de energia, pode-se utilizar a geração fotovoltaica para suprir parte da demanda dos horários de ponta, evitando sobrecargas. Em muitos casos há também melhoria do perfil de tensão da rede e de outros fatores associados à qualidade de energia (Toledo, 2013). No Brasil, a maior parte da produção de energia elétrica é hidroelétrica, e devido ao tamanho do país é necessária uma extensa e complexa rede de transmissão de energia para atender os centros de consumo, acarretando em elevadas perdas de energia (Diniz et al., 2011).

Outra motivação para o uso de sistemas fotovoltaicos é o recente Programa Brasileiro de Etiquetagem de Edificações. Este programa avalia e classifica as edificações desde o projeto inicial, conferindo ao final do processo um selo com a classificação do imóvel, semelhante ao que é feito com aparelhos eletrodomésticos (Carlo e Lamberts, 2008). Futuramente, esta avaliação pode vir a influenciar o preço de compra e venda e de aluguel dos imóveis. A geração de energia elétrica é um dos fatores que influencia a classificação e, com a valorização do imóvel, há influência na viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, a inclusão dos sistemas fotovoltaicos desde a etapa de projeto poderá favorecer seu aproveitamento como material construtivo, além de geração de energia elétrica, e evita a adaptação da construção já existente para instalação do sistema fotovoltaico. O projeto que incorpora os módulos fotovoltaicos à construção pode levar a economia com outros materiais e dessa forma influenciar a viabilidade

econômica do sistema fotovoltaico.

Alguns autores (Chiradeja e Ramakumar, 2004; Singh e Singh, 2010; Zhang et al., 2011 e Zhang et al., 2012) apresentaram estudos que quantificam os fatores técnicos relativos aos benefícios técnicos dos sistemas fotovoltaicos e da geração distribuída em geral.

2. LIMITAÇÕES

Este trabalho fornece uma visão geral das externalidades da geração fotovoltaica no Brasil.

Os dados sobre danos ligados a emissão de poluentes em usinas foram resultados de estudos em outros países. De forma a melhor avaliar o efeito das usinas térmicas no Brasil, é importante um sistema de monitoramento da qualidade do ar nas regiões em que elas operam. Com a coleta de dados antes e depois da construção de uma usina, seria possível monitorar de melhor forma os danos causado ao meio ambiente e a população. Atuando junto ao sistema de saúde, seria possível correlacionar os dados da qualidade do ar com o número de internações e mortes por problemas ligados à poluição.

3. ESTRUTURA

Esta tese está estruturada da seguinte forma:

O Capítulo 1 trata dos incentivos à geração de energia por sistemas fotovoltaicos em alguns países do mundo, principalmente os que mais têm investido nesta área.

O Capítulo 2 trata das externalidades ligadas ao meio ambiente e à saúde, buscando quantificar essas externalidades para que eles sejam utilizados na análise de viabilidade dos sistemas fotovoltaicos.

O Capítulo 3 trata das externalidades ligadas a questões técnicas do fornecimento de energia. Buscou-se utilizar os parâmetros de monitoramento da qualidade da energia já existentes para fazer uma análise comparativa sobre as possíveis melhorias que os sistemas fotovoltaicos podem promover nos indicadores de qualidade.

O Capítulo 4 trata das externalidades ligadas aos aspectos construtivos e busca na integração dos sistemas fotovoltaicos com as edificações maneiras de justificar o investimento.

O Capítulo 5 trás a análise envolvendo todas as externalidades avaliadas nos capítulos anteriores, mostrando que a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos não depende apenas do investimento realizado ao adquiri-lo.

A conclusão geral faz uma análise da geração distribuída por sistemas fotovoltaicos

4. ORIGINALIDADE

Este trabalho tem por objetivo apresentar razões para se investir nos sistemas fotovoltaicos no Brasil e mostrar que, mesmo que possuam alto custo inicial e que em uma análise econômica tradicional sejam julgados inviáveis, eles já podem ser uma alternativa viável para a geração de energia elétrica.

Alguns estudos semelhantes já foram realizados em outros países para quantificar os danos causados pela poluição emitida na geração de energia. Alguns artigos relatam os benefícios da integração dos sistemas fotovoltaicos nas edificações ao diminuírem a carga térmica ou valorizar os imóveis. Vários estudos apontam para os benefícios da geração fotovoltaica nos aspectos técnicos das redes de energia, melhorando o perfil de tensão, reduzindo as perdas ou aumentando a confiabilidade.

A principal contribuição deste trabalho é detalhar o estudo da influência das externalidades associadas ao uso da energia solar fotovoltaica, para mostrar que, apesar do custo elevado e ausência de incentivos, os sistemas fotovoltaicos trazem benefícios que os tornam viáveis economicamente no Brasil. Espera-se desta forma incentivar governos a promoverem o uso desta forma de geração de energia no Brasil, especialmente com a crise de energia entre os anos de 2013 e 2015, e também a população a investir na geração distribuída.

São exemplos de externalidades envolvendo a geração de energia solar fotovoltaica:

1. Independência energética (individual, local, regional e nacional);
2. Fatores ambientais e desenvolvimento sustentável;

3. Fatores estratégicos;
4. Saúde da população;
5. Acesso ao mercado de energia temporária;
6. Valorização do imóvel;
7. Melhoria de avaliação no programa de etiquetagem de edificações;
8. Redução de perdas nos sistemas de distribuição e transmissão;
9. Adiamento do investimento em transmissão e distribuição;
10. Melhoria do perfil de tensão;
11. Aumento de confiabilidades dos sistemas;
12. Modularidade da instalação e investimento;
13. Acesso ao mercado de crédito de carbono;
14. Energia de backup;
15. Diminuição de carga térmica nas edificações;
16. Uso como elemento construtivo;
17. Diminuição da demanda;
18. Complementar a outros sistemas, como o eólico;
19. Possibilidade de funcionamento em sistemas isolados, e;
20. Possibilidades de produção simultânea de energia elétrica e térmica.

Neste trabalho foi elaborada uma metodologia para a inserção das externalidades ao estudo de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos para cada capital brasileira. A seguir foram avaliadas as externalidades e como elas poderiam afetar a viabilidade econômica dos mesmos sistemas fotovoltaicos.

5. REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa N° 482, de 17 de abril de 2012.

BEN 2014. Balanço Energético Nacional 2014. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2014.

- Carlo, J., Lamberts, R. Development of envelope efficiency labels for commercial buildings: Effect of different variables on electricity consumption. *Energy and Buildings*, n.40, p. 2002–2008, 2008.
- Chiradeja, P., Ramakumar, R. An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v.19, n.4, 2004.
- Dinçer, F. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, n.1, p. 713-720, 2011.
- Diniz, A.S.A.C., Machado Neto, L.V.B, Camara, C.F., Morais, P., Cabral, C.V.T., Oliveira Filho, D., Ravinetti, R.F., França, E.D., Cassini, D.A., Souza, M.E.M., Santos, J.H., Amorim, M. Review of the photovoltaic energy program in the state of Minas Gerais, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, n.6, p. 2696-2706, 2011.
- IEA. International Energy Agency – Photovoltaic Power Systems Program. Trends in photovoltaic applications, 2010.
- JRC. Joint Research Centre – Institute for Energy. PV status report, 2011.
- Kang, S., Yoo, S., Lee, J., Boo, B., Ryu, H. Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules. *Renewable Energy*, v. 47, p. 152-159, 2012.
- Singh, P. P., Singh, S. Realistic generation cost of solar photovoltaic electricity, *Renewable Energy*, v.35, n.3, p. 563-569, 2010.
- Toledo, O.M., Oliveira Filho, D., Diniz, A.S.A.C, Martins, J.H. e Vale, M.H.M. Methodology for Evaluation of Grid-Tie Connection of Distributed Energy Resources – Case Study With Photovoltaic and Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, 2013.
- Vasquez, P.; Vaca, A. Methodology for Estimating the Cost of Energy not Supplied – Ecuadorian Case. *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition*, 2012.
- Zhang, D., Tang, S., Lin, B., Liu, Z., Zhang, X., Zhang, D. Co-benefit of

polycrystalline large-scale photovoltaic power in China, *Energy*, v. 41, n.1, p. 436-442, 2012.

Zhang, Y., Song, J., Hamori, S. Impact of subsidy policies on diffusion of photovoltaic power generation. *Energy Policy*, v.39, n.4, p. 1958-1964, 2011.

Capítulo 1 – Instrumentos de incentivo para a geração distribuída com energia solar fotovoltaica

1.1 INTRODUÇÃO

Uma característica comum aos países que se destacaram como utilizadores de energia solar fotovoltaica é o incentivo dos governos por meio de políticas que beneficiam os investidores, fabricantes e proprietários de sistemas com esta fonte de energia. O que se observa no mundo é a utilização da energia fotovoltaica predominantemente em sistemas conectados à rede. Atualmente, os países europeus respondem por aproximadamente 65% da potência instalada de sistemas fotovoltaicos no mundo (Dinçer, 2011). Os países com maior potência instalada são Espanha, Alemanha, Estados Unidos, Japão e China. No Brasil as aplicações de energia solar fotovoltaica ainda são majoritariamente em sistemas isolados, principalmente para eletrificação rural (Diniz et al., 2011).

Os países desenvolvidos têm motivações ambientais e estratégicas para investir em fontes renováveis de energia. São historicamente utilizadores de combustíveis provenientes de fontes fósseis, altamente poluentes e muitos dependem de importação de energia. Como exemplo, tem-se a Espanha, caracterizada pela alta taxa de importação de energia, em torno de 80%, e que é hoje um dos países com maior potência instalada de geração fotovoltaica (Dinçer, 2011). No caso do Brasil, o apelo ambiental não é muito forte, visto que, aproximadamente 80% da geração elétrica brasileira é renovável (BEN,

2014). O apelo estratégico também não é muito grande, pois a taxa de importação de energia elétrica é baixa, correspondendo a aproximadamente 8,5% da demanda nacional, proveniente principalmente do consórcio Itaipu (BEN, 2014).

1.2 PRINCIPAIS TIPOS DE INCENTIVO PRATICADOS

Feed in Tariffs

Feed-in-tariff (FIT) é um prêmio, tarifa ou pagamento a novas tecnologias de energia renovável que não são competitivas com tecnologias convencionais para a geração de eletricidade (Timilsina et al., 2012). O princípio central das políticas FIT é oferecer garantia de pagamento, em geral, em valores iguais ou maiores que as tarifas de energia elétrica, para eletricidade gerada a partir de fontes de energia renováveis, por um tempo determinado. Os preços podem ser função de variáveis como: tipo de tecnologia, tamanho da instalação, confiabilidade da geração, qualidade do recurso, localização do projeto, dentre outras (Fouquet e Johansson, 2008; Langniss et al., 2009; Couture e Gagnon, 2010). As FITs permitem a participação de uma grande variedade de investidores, incluindo consumidores residenciais, fazendeiros, agricultores, e proprietários de pequenas empresas, e ajuda a estimular a implantação de energia renovável em grande variedade de tecnologias (Klein et al., 2008.; IEA, 2008; Lipp, 2007; REN21, 2009).

A tarifa é baseada no custo da eletricidade gerada mais um lucro razoável para o proprietário do sistema de geração. O objetivo é ajudar a reduzir os custos das tecnologias renováveis atraindo investidores para o setor. Ao cobrir os custos necessários para desenvolver projetos de energia renovável e garantir os níveis de pagamento para toda a vida útil da tecnologia, as FITs reduzem significativamente os riscos de investir em tecnologias de energia renovável e, assim, criam condições propícias ao crescimento do mercado (Lipp, 2007; IEA, 2008; Couture e Gagnon, 2010). Infelizmente, este tipo de incentivo ainda não existe no Brasil.

Nos países mais bem-sucedidos no uso de incentivos aos sistemas fotovoltaicos, os níveis de pagamento FIT oferecido para determinados projetos são determinados em relação aos custos específicos de cada tecnologia de

geração (Klein et al., 2008). As FITs tem desempenhado um papel importante na promoção da energia solar em países líderes no crescimento do mercado de energia solar. As FITs promovem a expansão mais rápida da energia renovável com menor custo por distribuir os custos entre todos os clientes de energia elétrica. Uma avaliação das políticas de energias renováveis nos países da UE constatou que as FITs são o instrumento político mais eficaz para promover a energia solar, eólica e biogás. A estrutura das FITs proporciona um elevado grau de segurança, permitindo que os investidores sejam remunerados de acordo com os custos reais de cada projeto (CEC, 2008b).

Um levantamento de diferentes modelos de incentivo, que atualmente empregam políticas para desenvolvimento de energias renováveis, revela que há muitas maneiras diferentes de estruturar a remuneração das FITs, e que diferentes países tiveram diferentes graus de sucesso (Langniss et al., 2009.; Klein et al., 2008.; REN21, 2009, Couture e Gagnon, 2010).

A principal diferença entre políticas FIT é a dependência ou não do preço real de mercado da eletricidade (Klein et al., 2008). Políticas FIT independentes do mercado oferecem um preço fixo ou mínimo pela eletricidade proveniente de fontes renováveis. Por outro lado, políticas FIT dependentes do mercado são geralmente conhecidas por pagar uma tarifa prêmio acima do preço de mercado (IEA, 2008). O FIT mais comumente empregado é o modelo independente do mercado (Klein et al., 2008).

FITs com preço fixo normalmente oferecem um nível mínimo de pagamento baseado no custo específico de cada tecnologia e são geralmente acompanhadas por uma garantia de compra (Fouquet e Johansson, 2008). Em contraste, as políticas FIT dependentes do mercado exigem que os desenvolvedores de tecnologias para energias renováveis forneçam sua energia elétrica para o mercado, competindo com outros fornecedores para atender a demanda do mercado, para só então, receber um prêmio acima do preço de mercado para a energia vendida (IEA, 2008, Langniss et al., 2009). Nas políticas FIT dependentes do mercado, os níveis de pagamento tendem a variar de acordo com os preços de varejo e, em muitos casos, são impostos limites aos prêmios pagos, assim como ocorre na Espanha, para garantir que os contribuintes não fiquem sobrecarregados (Decreto Real 661/2007). A fim de permitir uma maior escolha dos investidores, alguns governos oferecem tanto o preço fixo quanto tarifa prêmio para desenvolvedores de energias

renováveis, deixando-lhes a escolha de decidir qual a opção é a mais adequada para o seu investimento.

Sete tipos principais de políticas FITs são utilizados no mundo, sendo quatro modelos independentes e três dependentes do mercado (Couture e Gagnon, 2010). A primeira e mais básica opção é estabelecer um preço mínimo fixo em que a eletricidade gerada a partir de fonte incentivada será comprada por um período de tempo fixado em contrato, e deixar o preço inalterado no período de duração do contrato, independentemente do preço de venda da energia elétrica convencional. O preço fixo permanece então independente de outras variáveis, como a inflação, o preço dos combustíveis fósseis, etc, e pode ser determinada em relação ao custo de desenvolvimento de cada fonte de energia renovável. Esse modelo foi implementado na Alemanha em 2000.

A segunda opção de FIT é o modelo de preço fixo com correção monetária integral ou parcial. Ajustes de acordo com a inflação protegem os desenvolvedores de energia renovável contra um declínio no valor real das receitas do projeto. Implementado em Ontario/Canadá, e França.

A terceira opção de FIT oferece pagamentos maiores nos primeiros anos, desviando os fluxos de caixa em favor dos primeiros anos de vida do projeto. Utilizado no estado de Minnessota/EUA, Eslovênia, Alemanha, França, Chipre e Suíça.

No quarto modelo a FIT é fixa e o valor da tarifa prêmio varia de acordo com as oscilações do preço da energia no mercado. A FIT é composta da soma da tarifa do mercado convencional com uma tarifa prêmio inversamente proporcional à variação da energia no mercado, o que pode fazer com que o valor da FIT seja menor que a tarifa de mercado. Utilizado na Holanda.

O quinto modelo de FIT é dependente do mercado, oferecendo um prêmio constante ou bônus acima do preço médio de varejo. O prêmio pode ser projetado para refletir os atributos ambientais e sociais de energia renovável, ou os custos aproximados do projeto. Utilizado na Espanha, Eslovênia, Estônia, Dinamarca e República Tcheca.

O sexto modelo utiliza uma tarifa prêmio variável, com limites máximos e mínimos, permitindo o prêmio a variar como uma função do preço de mercado. Neste modelo, o montante do prêmio declina de forma graduada até o preço de varejo atingir um determinado nível no qual o prêmio cai a zero, e o produtor

recebe o preço de mercado.

O sétimo modelo estabelece um percentual do preço de varejo no qual a energia elétrica de fonte renovável será vendida. Neste modelo a tarifa paga aos produtores de energia é totalmente dependente do mercado. Foi utilizado na Alemanha, Dinamarca e Espanha.

As FITs ainda enfrentam uma série de desafios. Em primeiro lugar, enquanto as FITs oferecem incentivos aos investidores, garantindo taxas razoáveis de retorno sobre o investimento, elas não ajudam a subsidiar os altos custos iniciais. Em segundo lugar, o uso em tecnologias de alto custo, como a solar, coloca pressão sobre as tarifas de eletricidade no curto prazo para que aumente significativamente a implantação de tais tecnologias. Políticas FIT que garantem a interligação da rede, independentemente da posição, podem aumentar os custos de transmissão no caso de projetos localizados longe dos centros de carga ou linhas de transmissão e distribuição. Políticas FIT destinadas a ajustar periodicamente as tarifas para compensar mudanças em custos de tecnologia e preços de mercado podem aumentar as incertezas para investidores e o risco do mercado (Timilsina et al., 2012).

Net Metering

Net metering é o sistema em que consumidores residenciais e comerciais estão autorizados injetar na rede a energia que geram a partir de seus sistemas de geração distribuída, e pagar apenas pelo consumo líquido (Yamamoto, 2012). Isto é feito permitindo o medidor de energia girar no sentido contrário ou usando dois medidores, um para gravar geração e outro o consumo e subtraindo manualmente as duas leituras, de forma a se obter o consumo líquido. Esta forma de troca de energia é especialmente útil para tecnologias de energias renováveis intermitentes. Ele permite que a totalidade ou uma parcela da eletricidade gerada pelo cliente seja injetada na rede pelo preço de mercado da energia e, portanto, aumenta o valor econômico de pequenas tecnologias de energia renovável. O cliente passa a ver a rede como uma grande bateria, o que oferece aos clientes mais flexibilidade na autogeração. Os proprietários dos sistemas de geração não precisam alterar o seu consumo ou instalar dispositivos de armazenamento de energia para maximizar o valor de sua geração. As concessionárias também podem se

beneficiar do sistema *net metering*. Ao incentivar a geração distribuída, as concessionárias podem melhorar o seu perfil de tensão de distribuição e reduzir as perdas do sistema.

O *net metering* foi implementado na Austrália, Canadá, Estados Unidos e alguns países europeus incluindo a Dinamarca, Itália e Espanha. Nos EUA, por exemplo, a maioria programas de *net metering* estão limitados a instalações de energia renováveis até 10 kW. Na Califórnia, pode-se chegar a até 1 MW. No Canadá, 100 kW em Prince Edward Island e 500 kW em Ontário. Na maioria dos programas só é negociada a geração de energia elétrica igual ao consumo total anual do cliente, e nenhum pagamento é oferecido para a eletricidade gerada acima desse valor. Funciona em um sistema de troca de energia com a rede em uma taxa 1:1, ou seja, o valor recebido pela energia gerada é igual ao valor da tarifa de energia elétrica convencional (Timilsina et al., 2012).

A qualquer hora do dia, o sistema fotovoltaico de um cliente pode produzir mais ou menos eletricidade do que ele necessita para a sua casa ou empresa. Quando a produção do sistema excede a demanda dos clientes, a geração de energia excedente automaticamente passa para a rede elétrica, gerando crédito para o cliente. Em outros momentos do dia, a demanda elétrica do cliente pode ser maior do que o produzido pelo sistema de energia renovável, e para suprir suas necessidades de energia ele utiliza da energia da rede, descontando do crédito que o cliente possui. Alternando entre a fonte solar e a rede elétrica, o cliente garante a não interrupção do fluxo de potência.

No Brasil, o sistema de *Net Metering* foi instituído com a Resolução Normativa N° 482 da ANEEL, segundo a qual o consumidor que possuir um sistema de geração distribuída pagará, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade de energia, correspondente a 30 kWh para consumidores monofásicos, 50 kWh para consumidores bifásicos e 100 kWh para consumidores trifásicos. O *Net Metering* brasileiro permitirá ao consumidor utilizar o crédito de energia gerada em um período de até 36 meses, sendo o consumidor responsável pelos custos de adequação do sistema de medição, necessário para implantação do novo sistema de compensação de energia (ANEEL, 2012).

Virtual Net Metering

A campanha *Go Solar California* é baseada em mais de uma década de descontos para energia solar em nível estadual, oferecido aos clientes em territórios de concessão das companhias: *Pacific Gas and Electric* (PG&E), *Southern California Edison* (SCE), e *San Diego Gas & Electric* (SDG&E). O objetivo é encorajar os moradores do estado a atingir 3.000 MW de sistemas de energia solar nas residências e no comércio, até o fim de 2016, além de sistemas de aquecimento de água.

Um dos principais programas da campanha é o *California Solar Initiative* – CSI. O CSI é um programa de descontos para energia solar para os consumidores que são clientes das concessionárias PG&E, SCE e SDG&E.

A CSI oferece aos clientes diferentes níveis de incentivo com base no desempenho de seus painéis solares, incluindo fatores como o ângulo de instalação, inclinação e localização, em vez de apenas a capacidade do sistema. Este modelo garante que a energia está sendo gerada com a máxima eficiência possível (CPUC, 2013).

O programa CSI tem um orçamento total de 2,167 bilhões de dólares entre 2007 e 2016 e uma meta de instalar cerca de 1.940 MW de nova capacidade de geração solar. A parte solar térmica do programa tem um orçamento total de \$ 250 milhões entre 2010 e 2017, e uma meta de instalar 200 mil novos sistemas solares de água quente (CPUC, 2013).

Os incentivos do CSI podem ser de dois tipos: baseados no desempenho esperado (EPBB) ou baseados no desempenho real (PBI). O primeiro utiliza dados do projeto sobre potência, localização, sombreamento e orientação. Seu alvo são os consumidores residenciais e pequenos escritórios, com potência de até 30 kW. O pagamento é feito em uma única parcela baseado na potência do sistema. O segundo paga uma tarifa fixa pelo kWh gerado durante os cinco anos iniciais. Seus alvos são os grandes consumidores comerciais e governamentais, com potência superior a 30 kW.

O programa é dividido em 10 níveis, mostrados no Quadro 1.1, que mudam quando uma cota pré-determinada de potência total instalada é atingida (CPUC, 2013).

Quadro1.1 – Progressão dos incentivos no programa CSI

Nível	MW por nível	EBPP – Pagamentos (por watt)			PBI – Pagamentos (por kWh)		
		Residencial	Comercial	Governamental	Residencial	Comercial	Governamental
1	50	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
2	70	\$2,50	\$2,50	\$3,25	\$0,39	\$0,39	\$0,50
3	100	\$2,20	\$2,20	\$2,95	\$0,34	\$0,34	\$0,46
4	130	\$1,90	\$1,90	\$2,65	\$0,26	\$0,26	\$0,37
5	160	\$1,55	\$1,55	\$2,30	\$0,22	\$0,22	\$0,32
6	190	\$1,10	\$1,10	\$1,85	\$0,15	\$0,15	\$0,26
7	215	\$0,65	\$0,65	\$1,40	\$0,09	\$0,09	\$0,19
8	250	\$0,35	\$0,35	\$1,10	\$0,05	\$0,05	\$0,15
9	285	\$0,25	\$0,25	\$0,90	\$0,03	\$0,03	\$0,12
10	350	\$0,20	\$0,20	\$0,70	\$0,025	\$0,025	\$0,088

Outro importante programa do *Go Solar California* é o *New Solar Homes Partnership* – NSHP. O NSHP fornece incentivo financeiro e outros suportes para construtores, encorajando a construção de casas eficientes que utilizem energia solar fotovoltaica, propiciem economia na conta de energia e protejam o meio ambiente (NSHP, 2013).

O NSHP fornece incentivo baseado na performance esperada e tipo do projeto. O valor do incentivo é determinado em comparação com uma instalação padrão. Projetos com eficiência pelo menos 15% melhor que o padrão estabelecido recebem o nível 1 de incentivo, e projetos com eficiência pelo menos 30% melhor que o padrão recebem o nível 2 de incentivo (NSHP, 2013).

Os valores dos incentivos diminuem para os novos participantes do programa quando é atingida uma cota pré-determinada para cada período, conforme mostrado no Quadro 1.2.

Quadro 1.2 – Progressão dos incentivos no programa NSHP

Incentivo nível I (\$/W)	Incentivo nível II (\$/W)	Cota reservada por incentivo (MW)
2,50	2,60	55,3
2,25	2,35	N/D
2,00	2,25	5
1,75	2,00	10
1,50	1,75	15
1,25	1,50	20
1,00	1,25	35
0,75	1,00	50
0,50	0,75	65
0,25	0,50	85

O NSHP fornece incentivos baseados na performance esperada do sistema de energia solar. São levados em consideração o tipo de tecnologia utilizada, a temperatura de operação, a orientação dos painéis, sombreamento e dados sobre o clima local. Com essas informações, os projetos são comparados com um sistema de referência. Os valores dos incentivos do programa NSHP podem ser reduzidos se o projeto recebe outros incentivos de qualquer outro programa (NSHP, 2013).

Outro destaque no programa da Califórnia é o *Virtual Net Metering* (VNM), criado em 2008, para projetos habitacionais multifamiliares. O VNM permite que a energia gerada por uma única instalação fotovoltaica seja creditada em benefício de vários inquilinos do edifício, em uma proporção pré-determinada, sem necessidade de estarem diretamente conectados à fonte de energia. O programa foi elaborado para subsidiar substancialmente os sistemas de energia solar em habitações multifamiliares, além de promover medidas de eficiência energética, beneficiando tanto o proprietário da edificação quanto os inquilinos (CEC, 2008a).

1.3 PAÍSES INCENTIVADORES DO USO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Espanha

Na Espanha, o apoio ao mercado fotovoltaico se iniciou em 1999 com o Plano de Energias Renováveis 1999-2010, que fixou uma meta de 20 MWp para instalações isoladas e 135 MWp de instalações conectadas à rede em 2010. A grande expansão do mercado espanhol ocorreu após a implantação do sistema FIT, fruto do Decreto Real 436/2004, que pagava até 0,44 €/kWh – a tarifa de energia para consumidor residencial na Espanha em 2014 foi de 0,24 €/kWh. Em 2005, como forma de incentivo às energias renováveis, foi aprovado o Plano de Energias Renováveis com o objetivo de alcançar, até o ano de 2010, 12% da matriz energética e 30% da geração de energia elétrica supridos por fontes renováveis.

Os sistemas fotovoltaicos foram uma opção natural na Espanha devido à sua localização privilegiada no continente europeu que lhe garante os maiores níveis de radiação solar entre os países da União Européia. Foi traçado como

meta atingir 370 MWp de capacidade fotovoltaica até o ano de 2010. Esse objetivo foi alcançado em setembro de 2007. Para incentivar o uso residencial, o programa espanhol previa dois tipos de suporte: subsídios diretos de capital na aquisição dos sistemas fotovoltaicos e a compra da energia gerada pelos consumidores residenciais, em um modelo FIT (Ciarreta et al, 2011; Dinçer, 2011; Avril et al., 2012).

Após a crise de 2008, que afetou fortemente o mercado fotovoltaico na Espanha, foi estabelecido o Decreto Real 1578/2008, que diferenciou sistemas integrados a edificações e sistemas instalados ao nível do solo, e estabeleceu um plano de crescimento de 500 MWp por ano. O mesmo decreto estabeleceu as tarifas para instalações que utilizam energia solar fotovoltaica como fonte principal de energia. No ano de 2009 foram pagos 0,34 €/kWh para sistemas integrados e 0,32 €/kWh para sistemas montados ao nível do solo, representando uma queda de até 0,12 €/kWh, ou 27%, no valor da tarifa prêmio. Os valores das tarifas são auto regulatórios, dependendo da demanda apresentada pelo mercado, e têm apresentado queda ao longo dos anos. No ano de 2012 os valores das tarifas atingiram a faixa de 0,26 – 0,12 €/kWh. Subsídios nos investimentos também foram praticados, mas foram insignificantes se comparados às FIT. O programa de FIT na Espanha chegou a ser interrompido em 2012, mantendo apenas os pagamentos já existentes, e foi reativado em 2013 (Sarasa-Maestro, 2013; Avril et al., 2012, Ciarreta et al., 2011).

Alemanha

Na Alemanha, incentivos à utilização de energia solar fotovoltaica têm feito crescer exponencialmente a potência total instalada, ultrapassando um terço da potência total instalada no mundo. O programa alemão de incentivo a energia fotovoltaica é conhecido como o mais bem sucedido do mundo. Estima-se que em poucos anos a energia fotovoltaica será a maior fonte de energia elétrica no país. As aplicações na Alemanha são diversificadas, sendo aproximadamente 40% residencial, 50% comercial e 10% em centrais geradoras (Dinçer, 2011, Grau et al., 2012).

Os programas de incentivos na Alemanha são os grandes responsáveis de toda essa revolução no setor elétrico. Os incentivos à energia fotovoltaica

ocorreram em três fases: o programa 1000 tetos solares (descontos) de 1990 a 1995, o programa de 100.000 tetos solares (empréstimos bonificados) em 1999, e a Lei das Energias de Fontes Renováveis (tarifas de prêmio) implementada em 01 de abril de 2000 (Avril et al., 2012). Deve-se ressaltar que o grande esforço do governo alemão para desativar as usinas nucleares até o ano de 2022, reforçado pelo acidente na usina de Fukushima no Japão, tem contribuído grandemente para a expansão da geração por fontes renováveis (Bruninx et al., 2013).

O primeiro programa ofereceu descontos de até 70% em sistemas de 1-5 kW. O segundo programa teve como objetivo inicial a instalação de 300 MW até o ano de 2004, oferecendo empréstimos com baixa taxa de juros, que correspondeu a subsídio de aproximadamente 20% no custo dos sistemas fotovoltaicos (Grau et al., 2012).

A terceira fase se iniciou no ano 2000 com o *Renewable Energy Source Act*, adotando o modelo FIT e pagando 0,51 €/kWh. A partir de 2004 a tarifa passou a ser reduzida em 5% ao ano e desde 2010 a redução na tarifa é de 10% ao ano. A meta inicial de chegar em 2010, com uma participação fotovoltaica na geração de eletricidade correspondente a 12,5%, foi ultrapassada no ano de 2007, quando a geração fotovoltaica já correspondia a 14% da demanda nacional. Para incentivar a instalação de sistemas residenciais, o governo Alemão criou a *Renewable Energy Net Pricing Law*, que obriga a concessionária a comprar toda a energia excedente e rateia o custo do programa com todos os consumidores (Dinçer, 2011; Avril et al., 2012). Dessa forma, o consumidor que instala um sistema de geração fotovoltaica passa a vender energia para a concessionária por um preço superior ao valor da energia no país, que em 2014 foi de aproximadamente 0,30 €/kWh.

Estados Unidos da América

Os EUA já foram mais significativos no mercado fotovoltaico do mundo e tem potencial para ter mercado sustentável devido à elevada insolação, grande demanda de energia elétrica e área disponível. Porém, a maior parte da produção de painéis é exportada por falta de mercado interno. Empresas do setor têm demonstrado grande interesse no mercado estadunidense e

investem para criar um mercado forte no país (Dinçer, 2011).

As políticas de incentivo nos Estados Unidos iniciaram no fim da década de 90 e o estado da Califórnia é o principal mercado do país, com 67% da capacidade instalada. Diferentes políticas a nível nacional, estadual e local foram lançadas. Em 1998 alguns estados ofereciam subsídios e empréstimos para a instalação de sistemas fotovoltaicos. Oferecendo redução de impostos, um plano para instalação de um milhão de sistemas fotovoltaicos e térmicos foi lançado pelo Departamento de Energia. O Departamento de Energia também criou a *Solar America Initiative* para alcançar os objetivos de produção, custo e comercialização (Avril et al., 2012; Taylor, 2008).

Em 2008 as FIT foram oferecidas pela primeira vez, pagando até 0,31 \$/kWh na Califórnia, 0,56 \$/kWh em New Jersey e 0,32 \$/kWh em Gainesville/FL. O programa de maior destaque no país é o *California Solar Initiative*, promovido pelo estado da Califórnia a partir de 2006, com o objetivo de chegar ao ano de 2017 com 3 GWp de potência instalada em residências. O programa oferece dois tipos de incentivo à instalação do sistema fotovoltaico. O primeiro é baseado no desempenho esperado para o sistema, sendo exclusivo para instalações menores que 30kW. O segundo paga pela energia gerada e é voltado para sistemas maiores que 30kW (Avril et al., 2012; CPUC, 2013; Smith, 2006).

Japão

No Japão, o mercado interno é forte e tem mostrado crescimento constante ao longo dos anos, o que levou consequentemente a uma forte indústria nacional. O governo incentiva a instalação de sistemas residenciais conectados à rede por meio de subsídios e planeja alcançar até 2030 100 GWp de geração fotovoltaica (Dinçer, 2011).

Zhang et al. (2011) avaliou dados de 11 anos de programas de incentivo à energia fotovoltaica no Japão e verificou que políticas de desenvolvimento regional, investimento em novas residências e conscientização ambiental são fatores que contribuem para o aumento do número de sistemas fotovoltaicos instalados em construções residenciais. Baseados em pesquisa e desenvolvimento, programas de demonstração e incentivos ao mercado, os incentivos à geração fotovoltaica no Japão se iniciaram em 1974, com

pesquisas sobre sistemas FV instalados nas coberturas das residências. Os principais programas desenvolvidos foram:

- *Residential PV System Dissemination Program* (1994) – forneceu subsídios de 50% para a instalação de sistemas fotovoltaicos com a condição de que os usuários fornecessem dados da operação dos sistemas;
- *Eco-school Infrastructure Promotion Pilot Project* (1997) – Implantação de projetos-piloto para demonstrar e promover escolas amigas do meio ambiente;
- *PV Field Test For Industrial Use* (1998) – 50% de subsídios para companhias privadas e organizações públicas;
- *Support Project for Local Efforts to Introduce New Energy* (1997) – sistemas acima de 50 kW foram subsidiados em até 50% do valor total;
- *Financial Subsidy Project for Entrepreneurs Introducing New Energy* (1997) – subsídio de um terço do custo da instalação para empresários que investem em novas fontes de energia;
- *Support Program to Arrest Global Warming* (2001) – suporte a atividades a nível regional de prevenção ao aquecimento global;
- Projeto para introdução e promoção de novas energias a nível regional (2000).

O modelo de promoção da energia solar fotovoltaica no Japão foi baseado em incentivos que são função do capital inicial investido. Com o fim dos subsídios no ano de 2006 governos locais passaram a financiar a instalação dos geradores com valor baseado na quantidade de energia gerada, levando a uma queda no número de novos sistemas instalados. Para reverter este quadro, o programa de subsídios para sistemas fotovoltaicos residenciais foi reiniciado em 2009 e um novo programa para compra do excedente de energia gerada foi lançado. O resultado foi a duplicação da capacidade instalada em relação a 2008. Os eventos decorrentes do terremoto de 2011 levaram a um encorajamento ainda maior por parte do governo japonês para a adoção de energias renováveis como a fotovoltaica (Avril et al., 2012).

Canadá

No Canadá, diversos incentivos são oferecidos a energia fotovoltaica, tanto em nível federal quanto provincial. As aplicações conectadas à rede em 2009 somaram aproximadamente 87% do mercado, sendo 11% de sistemas em residências e 76% correspondentes a três grandes centrais geradoras. Os 13% restantes são de sistemas desconectados, que não recebem incentivos. Grande parte do desenvolvimento do mercado fotovoltaico canadense se deve ao sistema FIT da província de Ontário (Moosavian et al. , 2013).

Em nível federal pode-se citar:

- *ecoENERGY for Renewable Power*: Este programa fornece incentivo de 0,01 CA\$/kWh acima da tarifa convencional, por até 10 anos para projetos de energia renovável de baixo impacto construídos entre 01 de abril de 2007 e 31 de março de 2011 (CanSIA, 2013).
- *ecoENERGY Retrofit*: este programa ofereceu subsídios de até CA\$ 5.000,00 para consumidores residenciais e incentivos financeiros para pequenos e médios negócios, indústrias e instituições públicas que invistam em energia e melhorias que diminuam a poluição (CanSIA, 2013).
- *Class 43 Accelerated Capital Cost Allowance and Canadian Renewable and Conservation Expenses*: Um subsídio de custo de capital de 50% é fornecido para os equipamentos de geração de energia limpa especificados. Equipamentos elegíveis incluem energia solar para aquecimento do ar, solar térmica para aquecimento de água e solar fotovoltaica. O programa foi introduzido em 2005 e está atualmente disponível para os bens adquiridos em ou depois de 23 de fevereiro de 2005 e antes de 2012. Para os bens adquiridos antes de 23 de fevereiro de 2005, o subsídio fornecido é de 30% (CanSIA, 2013).

Cada uma das províncias canadenses oferece algum tipo de subsídio para fontes renováveis de energia. Entre elas destaca-se a província de Ontário com os seguintes programas de apoio a energia fotovoltaica, que foram responsáveis por um crescimento de 791% do mercado no ano de 2009 (Moosavian et al., 2013; CanSIA, 2013):

- *Feed in Tariff Program*: Este programa paga a produtores de energia solar conectados à rede tarifas entre CA\$ 0,443 e CA\$ 0,802 por kWh

em um contrato de até 20 anos para projetos menores que 10 MW.

- *Net Metering Program*: Consumidores em Ontario que geram parte de seu consumo de energia por fontes renováveis podem enviar energia para a rede em troca de créditos na sua conta de energia.

Existem outros tipos de incentivo no Canadá, principalmente voltados para aquecimento de água e ambiente utilizando energia solar.

Austrália

Na Austrália, a combinação de altos índices de radiação solar e dependência de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica e o pico de demanda coincidindo com o horário de geração PV compõem um cenário favorável à utilização de sistemas fotovoltaicos (Sivaraman e Horne, 2011). Ao longo da última década o governo australiano desenvolveu políticas de incentivo ao uso de energia fotovoltaica pelos consumidores residenciais. Porém, segundo Macintosh e Wilkinson (2011), o programa australiano foi ambientalmente não efetivo, de alto custo e de baixo impacto na indústria.

Diferente dos países europeus, nos quais os incentivos ocorrem em forma de desconto nas tarifas de energia elétrica, o governo australiano desenvolveu o *Photovoltaic Rebate Program* (PVRP) em que recompensava os proprietários com pagamentos que inicialmente chegavam a AU\$ 5.000,00. Após alguns anos o programa passou a pagar AU\$ 5,50/W para sistemas com no mínimo 450 W, podendo chegar a até AU\$ 8.250,00. O alto valor pago pelo governo levou a um número muito alto de inscrições no programa em um intervalo muito curto de tempo. A falta de planejamento adequado levou a diversas mudanças no programa, tentando evitar um número muito grande de solicitações de inscrição ao mesmo tempo, causando incertezas quanto ao seu sucesso (Macintosh & Wilkinson, 2011).

O programa teve baixo impacto na indústria por não favorecer o desenvolvimento tecnológico, uma vez que o valor pago depende apenas da potência instalada. Como tecnologias mais antigas são mais baratas acabaram se tornando uma forma de maximizar o retorno financeiro. No modelo adotado na Europa, há interesse do investidor em novas tecnologias mais eficientes para que haja mais energia disponível para vender à concessionária.

Quando o programa australiano foi encerrado em junho de 2009 a

potência fotovoltaica instalada no país correspondia a somente 0,25% da demanda nacional, totalizando 126 MWp e o benefício ambiental foi insignificante (Macintosh & Wilkinson, 2011).

Fica evidente em todos os programas de utilização de energia solar fotovoltaica no mundo, que a participação governamental por meio de subsídios é uma peça fundamental para o desenvolvimento do setor fotovoltaico, pelo menos até que seja alcançada a paridade com o preço das fontes de energia convencionais (Zhang et al., 2011).

Brasil

Para de reduzir o problema da falta de acesso à energia elétrica em várias regiões isoladas do Brasil, algumas iniciativas envolvendo sistemas fotovoltaicos para eletrificação rural foram criadas pelos governos federal e os estaduais em parcerias com concessionárias de energia e instituições. Entre elas pode-se citar o Programa Luz Solar, em Minas Gerais; o Programa Luz do Sol, no Nordeste; e o Programa Luz no Campo, que abrangeu todo o país (Diniz et al., 2011; Flanagan e Cunha, 2002; Varella et al., 2008).

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM foi a primeira ação governamental que inseriu o uso da energia solar fotovoltaica em nível nacional. Foi estabelecido em 1994 e considerado um dos maiores programas de eletrificação rural utilizando sistemas fotovoltaicos nos países em desenvolvimento, realizando a instalação de 9.000 sistemas fotovoltaicos isolados entre 1996 e 2001 e atuando nos 26 estados brasileiros. O Programa foi coordenado pelo Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético - DNDE do Ministério de Minas e Energia - MME e o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL, que era responsável pela parte técnica do PRODEEM, compreendendo, especificações dos equipamentos para as licitações, avaliação de projetos, treinamento técnico de pessoal, estabelecimento dos padrões de instalação, verificação/inspeção de instalações, análise de desempenho e de falhas (Varella et al., 2008).

Por meio das Leis 10.438/2002, e 10.762/2003, foi estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia – MME o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, considerado o maior programa brasileiro de incentivo nesta área. O programa não incluía a energia solar

fotovoltaica devido, principalmente ao seu custo. O programa contemplou apenas geração de médio porte conectada ao Sistema Integrado Nacional. Porém, a própria lei 10.438/2002 reservou recursos para um programa de fomento à energia solar fotovoltaica, principalmente em regiões isoladas, onde essa tecnologia passou a ser bastante competitiva (Varella et al., 2008).

O Programa Luz Para Todos, também conhecido como o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, foi instituído pelo Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, e inicialmente visava prover, até o ano de 2008, o acesso à energia elétrica à totalidade da população do meio rural brasileiro (Eletrobrás, 2013).

Os recursos previstos pela lei 10.438/02 beneficiaram o Programa Luz Para Todos, iniciado em 2004 pelo governo federal, com o objetivo de acabar com a exclusão da energia elétrica no Brasil, dando abertura para o uso da energia solar fotovoltaica principalmente nas regiões Amazônicas e no semi-árido. O objetivo do programa era levar eletricidade a toda população rural brasileira até o ano de 2008, mas o prazo foi prorrogado para 2010 (Diniz et al., 2011).

Até o ano de 2008, os únicos tipos de incentivos para o uso de sistemas fotovoltaicos foram a isenção dos impostos ICMS e IPI de células e módulos fotovoltaicos (Varella et al., 2008).

Um dos grandes desafios para a geração distribuída no Brasil são as questões regulatórias, cenário que começou a mudar em 2012. Questões como padrões técnicos de conexão e atendimento, principalmente para a rede de distribuição eram pouco explicitados na legislação brasileira. Questões relativas à legislação sobre a comercialização da energia fotovoltaica e ou de facilidades de inserção no sistema elétrico nacional começaram a ser resolvidas já no início de 2013. Até primeiro trimestre de 2012, o que se estava em vigor era a Resolução ANEEL nº 281 de 01 de outubro de 1999, com algumas alterações, que, no entanto, são insuficientes em relação à divisão de responsabilidades quando o acesso se dá na rede de distribuição (ANEEL, 1999).

Os sistemas conectados à rede existentes hoje no Brasil encontram-se em universidades e centros de pesquisa, com uma potência total instalada ainda muito baixa. Em agosto de 2011 entrou em operação a primeira usina de energia solar fotovoltaica do Brasil, instalada no Ceará, com capacidade instalada de 5 MWp (Eneva, 2015).

A maior ação para promoção da geração distribuída no Brasil foi a Resolução Normativa N° 482 da ANEEL que, embora não tenha criado ferramentas de incentivo como subsídio no capital ou incentivos no valor da energia gerada, estabeleceu as condições necessárias para que qualquer consumidor possa ter seu próprio sistema de geração distribuída conectado à rede. A resolução criou normas para a adequação das concessionárias de energia elétrica e consumidores na utilização da geração distribuída e o sistema de compensação de energia, no qual os consumidores pagam pela diferença entre a energia consumida e a energia gerada localmente. Porém, o consumidor não pode comercializar o excesso de energia gerada, como é o caso das FIT.

As políticas para geração distribuída de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos no Brasil ainda estão longe do que é feito nos países que líderes do setor, onde os incentivos oferecidos aos consumidores desempenham o papel de alavancar o desenvolvimento deste mercado, levando ao aumento exponencial da potência instalada e, conseqüentemente, redução dos preços dos componentes dos sistemas de geração. O mesmo não é verdade para outras fontes renováveis como a biomassa e as PCHs, sendo a primeira responsável por 7,6% da energia elétrica gerada e a segunda por 4% da energia elétrica gerada no ano de 2013 (BEN, 2014).

O primeiro fator a ser analisado quando se planeja a instalação de um sistema fotovoltaico é a disponibilidade de radiação solar, ou seja, disponibilidade do recurso para geração de energia. Os sistemas fotovoltaicos são vendidos em função da potência nominal obtida em condições padrão de laboratório. Devido às diferenças de radiação entre as diferentes regiões do Brasil, a média anual de energia gerada por sistemas de mesma potência é significativamente diferente para cada região. Portanto, regiões com maiores níveis de radiação são mais favoráveis ao uso de sistemas fotovoltaicos.

O preço da tecnologia fotovoltaica ainda é alto no Brasil e é o principal entrave para o crescimento do uso dos sistemas fotovoltaicos. No Brasil, os módulos disponíveis comercialmente são de três diferentes tecnologias de silício: monocristalino, policristalino e amorfo, sendo a primeira a mais cara e mais eficiente, em torno de 16% de eficiência, e a última a mais barata e menos eficiente, em torno de 7% de eficiência.

A decisão do consumidor em instalar seu próprio sistema de geração deve considerar qual tecnologia terá a melhor relação custo/benefício e qual a área disponível para instalação, levando também em consideração que os módulos perdem aproximadamente 0,65% de rendimento por ano ao longo de sua vida útil, que é de aproximadamente 25 anos. A maioria dos painéis fotovoltaicos tem garantia de 25 anos com 80% da capacidade nominal. Deve-se levar em conta também os outros componentes do sistema: inversor de frequência, novo sistema de medição para o sistema de compensação de energia, cabos para ligação dos painéis, parafusos e ferragem para fixação dos módulos, mão-de-obra para instalação e tarifas para conexão com a rede. Os custos de operação e manutenção são muito pequenos para um sistema residencial. O sistema é autônomo, sendo o controle feito pelo próprio inversor de frequência, e a manutenção necessária é basicamente a remoção de poeira da superfície dos painéis, que pode ser feita pelo proprietário do sistema.

É importante também observar a vida útil dos módulos fotovoltaicos, estimada em aproximadamente 25 anos. Em países europeus e nos EUA se discute o correto descarte dos módulos quando no final de sua vida útil, ou seja quando viram sucata. As ações nesta direção ainda são poucas, e partem, na maioria das vezes, dos próprios fabricantes. Métodos de reaproveitamento do material estão sendo pesquisados e já há resultados que mostram ser possível reciclar as células. Com o estabelecimento do mercado de reciclagem dos módulos, eles passarão a ter valor como sucata, influenciando na atratividade econômica dos sistemas fotovoltaicos.

Outro ponto importante, que influencia positivamente é o alto preço da energia fornecida pelas concessionárias brasileiras, quando comparado com tarifas de outros países. O Brasil está entre os países com tarifas mais altas de energia que, sem levar em conta impostos e outros encargos, variam de R\$ 0,19729, para clientes da CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá, a R\$ 0,39191 para clientes da AMPLA, que atua no Estado do Rio de Janeiro (ANEEL, 2014). Quando são incluídos os impostos e encargos, estes valores chegam a aumentar até 55%.

O sistema de compensação de energia criado no Brasil leva em conta apenas o consumo líquido de energia, sem oferecer nenhum tipo de incentivo pela energia gerada. Desta forma, o valor recebido pela energia gerada por sistema fotovoltaico instalado em residências será o valor da tarifa local de

energia, pois o que foi gerado será abatido da conta de energia, e isso afeta significativamente a viabilidade econômica do sistema. Portanto, um cliente residencial da AMPLA no Rio de Janeiro terá maior retorno financeiro que o cliente da CEA no Amapá. A utilização de um sistema fotovoltaico em uma residência gera também uma maior conscientização do consumidor em relação ao uso da energia, podendo levar à redução do consumo.

Além do preço atual da energia, deve-se levar em consideração as previsões de aumento da energia ao longo da vida útil do sistema. No Brasil há grande dependência de hidrelétricas e, assim, o setor elétrico é dependente do regime de chuvas. Nos últimos anos, o aumento do consumo e a falta de chuva, atrelados a falta de investimento no segmento de geração hidráulica, levaram à ativação e a expansão do parque gerador termelétrico do país, com um custo muito elevado e com forte impacto no aumento do valor das tarifas de energia. Com restrições cada vez maiores à construção de novas hidrelétricas e crescente demanda por energia, este cenário tende a se repetir e é fator que favorece a expansão da geração fotovoltaica em sistemas distribuídos.

Os incentivos à utilização de energia solar fotovoltaica do Brasil foram, em sua maioria, para sistemas isolados em que o custo para levar o sistema de distribuição convencional até o consumidor é muito elevado. As aplicações urbanas conectadas à rede ainda são poucas, principalmente devido ao preço dos sistemas fotovoltaicos e a ainda recente legislação direcionada à geração distribuída.

Silveira et al. (2013) realizou um estudo econômico de um sistema fotovoltaico de 15 kWp, mostrando a necessidade de subsídios. Duas situações foram avaliadas. Na primeira, foi considerado que o sistema atende a uma comunidade com acesso a rede de transmissão convencional. No segundo caso, o sistema fotovoltaico está isolado da rede e são necessárias baterias para armazenar energia para uso noturno. As análises foram feitas considerando o custo do sistema em 4,00 \$/Wp e 2,00 \$/Wp. Os resultados mostraram que a viabilidade econômica do sistema proposto com um subsídio de 40% é alcançada com o tempo de retorno variando entre 7 e 10 anos, com uma taxa de juros anual de 4 e 8%, considerando ambos os casos, com o sistema conectado à rede e utilizando baterias.

Jannuzzi e Melo (2013) comparam três mecanismos de incentivo à energia solar fotovoltaica no Brasil: *net metering*, descontos no investimento e

FIT. As simulações foram realizadas para as regiões sudeste, centro-oeste e nordeste. De acordo com os resultados obtidos, *net metering* parece ser uma opção adequada para o Brasil, principalmente em regiões com altos níveis de radiação. As estimativas são de que por meio deste mecanismo se alcance 703 MWp de instalações fotovoltaicas em residências, em um período de 20 anos. Os autores ressaltam que com os atuais custos dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, incentivos adicionais são necessários para que a difusão da tecnologia seja mais significativa. As análises realizadas para uma série de valores de FIT e descontos no investimento, levaram a conclusão que o último é mais apropriado por ter menor custo para a sociedade. Seja qual for o incentivo ou combinação de incentivos adotados, deve-se limitar o tamanho e a duração, para que os mecanismos atuem durante o período de transição até que se alcance a paridade com a rede.

Mitscher e Rüter (2012) analisaram a competitividade econômica de sistemas conectados à rede instalados em cobertura de residências em cinco capitais brasileiras: Florianópolis, Rio de Janeiro, Brasília, São Paulo e Belo Horizonte. Foram analisados dois parâmetros essenciais para a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos: nível de radiação e tarifa de energia local. Foram calculados o custo nivelado da energia e valor presente líquido para um sistema fotovoltaico de 2 kWp. Os resultados mostraram que condições de mercado que consigam reduzir os custos e financiamentos de longo prazo são requerimentos essenciais para que os sistemas fotovoltaicos se tornem uma alternativa de geração justificável. Os autores ainda destacam que, com os atuais custos de financiamento, sistemas fotovoltaicos em residências têm um desempenho financeiro que é muito inferior à energia convencional fornecida pela concessionária, ou seja, ainda não vale a pena, do ponto de vista estritamente econômico, tais sistemas nestas cinco capitais.

Acredita-se também que existem diversas soluções para um maior incentivo para a implementação de sistemas de energia solar fotovoltaica no Brasil, passando por: (i) isenção de impostos para os fabricantes, (ii) que haja diversificação dos incentivos a nível de consumidor final, como tarifas do tipo FIT, sistemas *net metering* (que é o atualmente em vigor); e (iii) subsídios no capital inicial para implementação desta tecnologia. O planejamento adequado de um programa de incentivos deve incluir a diminuição progressiva dos subsídios à medida que metas de aceitação e implementação desta tecnologia

pela população sejam atingidas.

1.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

As pesquisas sobre potencial fotovoltaico brasileiro e o histórico de outros países mostram que ainda é necessário que haja programas que incentivem a utilização desta fonte de energia, pelo menos até que o mercado se estabilize. A aprovação no Brasil de lei que regulamenta a inserção da geração distribuída de energia elétrica por meio de sistema de compensação de energia, Resolução Normativa ANEEL nº 482, foi um passo importante para o Brasil, mas ainda não suficiente. A resolução abre as portas para que sistemas conectados a rede possam ser utilizados por consumidores residenciais, e apesar de criar em mecanismo de promoção da geração distribuída por fontes renováveis, ainda é pouco se comparado aos países que tem liderado o mercado de energia solar fotovoltaica. Programas específicos para a geração fotovoltaica ainda precisam ser elaborados, atuando desde a divulgação desta fonte de energia para a população até a criação de mercado da cadeia produtiva e consumidora para os módulos fotovoltaicos.

1.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 281, DE 1º de outubro de 1999.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifas residenciais. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>. Acesso em 17/01/2014.

Avril, S., Mansilla, C., Busson, M., Lemaire, T. Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. *Energy Policy*, v. 51, p. 244–258, 2012.

BEN 2014. Balanço Energético Nacional 2014. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 2014.

Bruninx, K., Madzharov, D., Delarue, E., D'haeseleer, W. Impact of the German nuclear phase-out on Europe's electricity generation – A comprehensive study. *Energy Policy*, v. 60, p. 251-261, 2013.

CanSIA, Canadian Solar Industries. <http://www.cansia.ca/governmentregulatory-issues/provincial/consumer-incentives>. Acessado em 15/05/2013.

CEC – Califórnia Energy Commission. Decision establishing multifamily affordable solar housing program within the California solar initiative. 2008a.

CEC – Commission of the European Communities. The support of electricity from renewable energy sources. 2008b.

Ciarreta, A., Gutiérrez-Hita, C., Nasirov, S. Renewable energy sources in the Spanish electricity market: Instruments and effects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, p. 2510–2519, 2011.

Couture, T., Gagnon, Y. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, v.38,p.955–965, 2010.

CPUC – California Public Utilities Commission, California Solar Initiative Program Handbook, 2013.

Dinçer, F. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, n.1, p. 713-720, 2011.

Diniz, A.S.A.C., Machado Neto, L.V.B, Camara, C.F., Morais, P., Cabral, C.V.T., Oliveira Filho, D., Ravinetti, R.F., França, E.D., Cassini, D.A., Souza, M.E.M., Santos, J.H., Amorim, M. Review of the photovoltaic energy program in the state of Minas Gerais, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, n.6, p. 2696-2706, 2011.

Eletrobras. <http://www.eletrobras.gov.br/elb/portal/data/Pages/LUMIS32AB99AAPTBRIE.htm>. Acessado em 17/05/2013.

Eneva. Usina Tauá. <http://www.eneva.com.br/pt/nossos-negocios/geracao-de->

energia/usinas-em-operacao/solar-taua. Acessado em 16/06/2015.

- Flanagan, P., Cunha, A.M.U.S. Agency for International Development (USAID). Trade Guide on Renewable Energy in Brazil. Outubro 2002.
- Fouquet, D., Johansson, T.B. European renewable energy policy at crossroads: Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy*, v.36, p. 4079–4092, 2008.
- Grau, T., Huo, M., Neuhoff, K. Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China. *Energy Policy*, v. 51, p. 20–37, 2012.
- IEA. International Energy Agency. *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*, Paris, 2008.
- Jannuzzi, G.M., Melo, C.A. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. *Energy for Sustainable Development*, v.17, p.40–46, 2013.
- Klein, A., Held, A., Ragwitz, M., Resch, G., Faber, T. Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation. Energy Economics Group & Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Germany. 2008.
- Langniss, O., Diekmann, J., Lehr, U. Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy: models for the future evolution of the German Renewable Energy Act. *Energy Policy* v.37, p.1289–1297, 2009.
- Lipp, J. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy*, v. 35, p. 5481–5495, 2007.
- Macintosh, A., Wilkinson, D. Searching for public benefits in solar subsidies: A case study on the Australian government’s residential photovoltaic rebate program, *Energy Policy*, v.39, n.6, p. 3199-3209, 2011.
- Mitscher, M., Rüther, R. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, v.49, p. 688–694, 2012.

- Moosavian, S.M., Rahim, N.A., Selvaraj, J., Solangi, K.H. Energy policy to promote photovoltaic generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 25 p. 44–58, 2013.
- NSHP – New Solar Homes Partnership Guidebook, Commission Guidebook. California Energy Commission, 2013.
- REN21. *Renewables Global Status Report: 2009 Update*. REN21 Secretariat, Paris, 2009.
- Sarasa-Maestro, C.J., Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L. Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy policy*, v.55, p.317–328, 2013.
- Silveira, J.L., Tuna, C.E., Lamas, W.Q. The need of subsidy for the implementation of photovoltaic solar energy as supporting of decentralized electrical power generation in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.20, p.133–141, 2013.
- Sivaraman, D. Horne, R.E. Regulatory potential for increasing small scale grid connected photovoltaic (PV) deployment in Australia, *Energy Policy*, v.39, n.2, p. 586-595, 2011.
- Smith, D.C. California Solar Initiative. *Refocus*, v.7, p.54-57, 2006.
- Taylor, M. Beyond technology-push and demand-pull: Lessons from California's solar policy. *Energy Economics*, v. 30, p. 2829–2854, 2008.
- Timilsina, G.R., Kurdgelashvili, L., Narbel, P.A. Solar energy: Markets, economics and policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.16, p. 449– 465, 2012.
- Varella, F.K.O.M., Cavaliero, C.K.N., Silva, E.P. Energia solar fotovoltaica no Brasil: Incentivos regulatórios. *Revista Brasileira de Energia*, v.14, n.1, p.9-22, 2008.
- Yamamoto, Y. Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy*, v.86, p. 2678-2685, 2012.

Zhang, Y., Song, J., Hamori, S. Impact of subsidy policies on diffusion of photovoltaic power generation. *Energy Policy*, v. 39, p. 1958–1964, 2011.

Capítulo 2 - Externalidades de fatores ambientais e saúde da geração fotovoltaica

2.1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, sistemas fotovoltaicos distribuídos, instalados por consumidores residenciais, estão se tornando uma opção cada vez mais atrativa economicamente no Brasil devido à combinação de fatores como: redução do preço dos geradores fotovoltaicos, altos índices de radiação solar e tarifas residenciais elevadas (Jannuzzi e Melo, 2013). Segundo estudos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, já existem locais no Brasil em que a geração fotovoltaica distribuída é competitiva, dependendo de fatores como o nível de radiação solar e tarifa de energia elétrica (EPE, 2012).

No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica é de origem hidráulica e, devido às dimensões do país, é necessário uma extensa rede de transmissão de energia para atender os centros urbanos (Diniz et al. 2011). A predominância de usinas hidrelétricas torna o Brasil dependente da regularidade do regime de chuvas, da existência de reservatórios, do entendimento da previsão da variação da demanda, ou seja, de um detalhado planejamento plurianual. No ano de 2001, a falta de chuvas combinada com a falta de planejamento levou o Brasil ao racionamento de energia elétrica. A partir do final do ano 2012, a falta de chuvas regulares levou a ativação de todas as usinas térmicas do Brasil, que antes eram utilizadas em situações emergenciais, gerando um enorme custo extra e lançando na atmosfera

toneladas de gases poluentes emitidos por fontes não renováveis. Os custos extras para gerar energia nas termelétricas estão sendo gradativamente repassados aos consumidores com os aumentos das tarifas. No Brasil, o carvão mineral apresenta um dos custos mais altos para geração de energia (Lacchini & Santos, 2013).

Com o aumento da demanda, a geração de energia elétrica no Brasil cresceu 47% na última década (BEN, 2014). As crescentes restrições ambientais à construção de novas usinas hidrelétricas têm levado o Brasil a investir em novas usinas termelétricas a carvão, óleo diesel, óleo combustível e, principalmente, gás natural. Nos últimos anos várias usinas térmicas foram construídas no Brasil para atender os períodos em que os níveis dos reservatórios das hidrelétricas estivessem baixos. Dados do Balanço Energético Nacional de 2014 mostram o grande aumento do uso das termelétricas para geração de energia no Brasil. Esses dados são sumarizados na Figura 2.1.

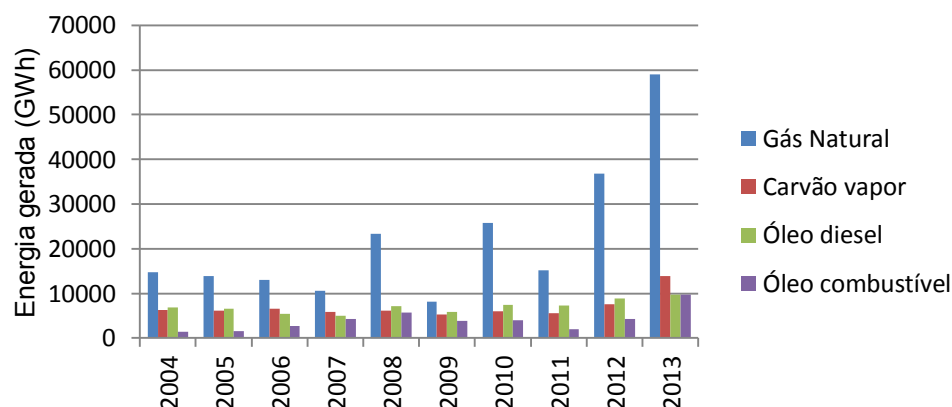


Figura 2.1 – Geração termelétrica por fontes não renováveis no Brasil entre 2004 e 2013. Fonte: BEN, 2014.

Observa-se o crescimento expressivo de cerca de 250% da geração termelétrica, principalmente por gás natural. As demais fontes mostradas na Figura 2.1 também mostraram grande crescimento percentual. Combinadas, essas fontes chegaram a 18,3% da geração de energia elétrica em 2013, enquanto em 2004 foram responsáveis por 8,4% da geração. Em 2014, com o agravamento da seca, as termelétricas chegaram a representar 24% da geração de energia no Brasil. No mesmo período, a participação das hidroelétricas caiu de 88,2% para 76,2% (BEN, 2014).

A participação dessas usinas térmicas na geração de energia elétrica atingiu níveis inéditos nos últimos dois anos, aumentando significativamente a emissão de gases de efeito estufa do sistema elétrico brasileiro. No Quadro 2.1 podem ser vistas as emissões em MtCO₂eq, relativas à geração de energia elétrica a partir fontes fósseis no Sistema Interligado Nacional – SIN entre os anos de 2008 e 2012.

Quadro 2.1 – Emissões de gases de efeito estufa provenientes de geração elétrica no Sistema Interligado Nacional (MtCO₂e)

Combustível Fóssil	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Δ% 2013/08	Participação (%)
Total	19,98	9,98	19,18	14,89	28,95	52,83	164,4	100
Óleo diesel	0,6	0,01	1,42	1,06	2,92	3,06	410,0	5,8
Óleo combustível	1,27	0,30	0,19	1,61	2,32	8,01	530,7	15,2
Gás natural	11,09	3,86	10,89	5,88	15,13	26,08	135,2	49,4
Carvão	7,02	5,81	6,68	6,34	8,58	15,68	123,4	29,7

Fonte: (EPE, 2013).

Observa-se o grande aumento percentual dos níveis de CO₂ nos últimos anos, principalmente em 2013, quando as emissões aumentaram 82,5% em relação aos níveis 2012. Como a geração a partir de fontes fósseis também aumentou em 2014 devido ao agravamento da crise hídrica, pode-se dizer que as emissões em 2014 foram ainda maiores.

O Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) divulga mensalmente o fator de médio de emissão de CO₂ (tCO₂/MWh) para a geração de energia elétrica no Brasil. O fator é calculado levando em consideração todas as usinas que estejam gerando energia. Os valores do fator médio mensal de emissões de CO₂ são mostrados no Quadro 2.2.

Quadro 2.2 – Fator médio mensal de emissão de CO₂ (tCO₂/MWh)

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MÉDIA
2006	0,0322	0,0346	0,0337	0,0275	0,0317	0,0306	0,0351	0,0336	0,0383	0,0360	0,0265	0,0280	0,0323
2007	0,0229	0,0195	0,0195	0,0197	0,0161	0,0256	0,0310	0,0324	0,0355	0,0377	0,0406	0,0496	0,0293
2008	0,0584	0,0668	0,0599	0,0453	0,0459	0,0521	0,0437	0,0425	0,0411	0,0438	0,0334	0,0477	0,0484
2009	0,0281	0,0237	0,0247	0,0245	0,0405	0,0369	0,0241	0,0199	0,0162	0,0179	0,0181	0,0194	0,0246
2010	0,0211	0,0280	0,0243	0,0238	0,0341	0,0506	0,0435	0,0774	0,0907	0,0817	0,0869	0,0532	0,0512
2011	0,0262	0,0288	0,0208	0,0198	0,0270	0,0341	0,0308	0,0301	0,0273	0,0350	0,0356	0,0349	0,0292
2012	0,0294	0,0322	0,0405	0,0642	0,0620	0,0522	0,0394	0,0460	0,0783	0,0984	0,1247	0,1168	0,0653
2013	0,1151	0,1090	0,0981	0,0959	0,1151	0,1079	0,0838	0,0833	0,0840	0,0831	0,0930	0,0841	0,0960
2014	0,0911	0,1169	0,1238	0,1310	0,1422	0,1464	0,1578	0,1431	0,1431	0,1413	0,1514	0,1368	0,1355

Fonte: (MCTI, 2015).

Observa-se o grande aumento no fator de emissão de CO₂, sendo que, no ano 2014, a média dos meses foi 4,20 vezes maior do que a média dos meses do ano de 2006. No ano de 2015, a média de emissão dos meses divulgados está em 0,1305 (MCTI, 2015).

O MCTI também faz o levantamento dos dados de geração de energia das usinas operando na margem do sistema. As usinas que operam na margem são as de maior custo de geração de energia elétrica e são as últimas a serem acionadas. Muitas destas usinas que operam na margem são de resposta rápida, ou seja, atendem a bruscas variações da demanda, em contraposição às usinas de base que demoram a atender a variações de carga, mas possuem custos menores de geração, como é o caso das usinas hidrelétricas. Depois que entram em operação, as usinas de base são acionadas e quando já conseguem atender a demanda, as usinas que operam na margem são gradativamente desligadas.

O fator de emissão de CO₂ para essas usinas operando na margem é maior que o fator médio de emissões do sistema, pois essas usinas são, em sua maioria, termelétricas. O fator médio mensal das usinas operando na margem é mostrado no Quadro 2.3. Esses dados são utilizados com o objetivo estimar a contribuição, em termos de redução de emissões de CO₂, de um projeto de desenvolvimento limpo que gere eletricidade para a rede. A metodologia aplicada é amplamente utilizada para quantificar a contribuição futura de uma usina que vai gerar energia elétrica para a rede em termos de redução de emissões de CO₂ em relação a um cenário de base.

Quadro 2.3 – Usinas operando na margem – Fator de Emissão Médio (tCO₂/MWh) mensal

2014											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,6155	0,5989	0,5699	0,5772	0,5605	0,5678	0,5674	0,5862	0,5994	0,5901	0,5885	0,5825
2013											
Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,6079	0,5958	0,5896	0,601	0,583	0,608	0,5777	0,5568	0,5910	0,5891	0,6082	0,6102

Fonte: (MCTI, 2015).

No período representado no Quadro 2.3 o fator de emissão médio mensal foi de 0,5964 tCO₂/MWh, valor correspondente a aproximadamente 4,4

vezes o fator de emissões do SIN.

No ano de 2014, a geração de energia elétrica nos EUA foi dividida da forma apresentada no Quadro 2.4. Os dados são apresentados em 10^3 MWh.

Quadro 2.4 – Geração de eletricidade por fonte nos EUA no ano de 2014 (10^3 MWh)

Carvão	1.585.697
Petróleo	18.708
Coque de Petróleo	11.781
Gás natural	1.121.928
Outros gases	11.558
Nuclear	797.067
Hidroelétricas	258.749
Outras renováveis	281.060
Bombeamento para armazenamento de energia hidroelétrica	-6.209
Outras	12.576
Total	4.092.935

Fonte: EIA, 2015.

Analisando os dados do Quadro 2.4, observa-se que aproximadamente 67% da energia gerada nos EUA em 2005 foi de fonte térmica (sem considerar as usinas nucleares) e aproximadamente 39% da energia foi gerada com carvão. No mesmo ano, a geração de eletricidade nos EUA foi responsável pela emissão de 2.051 milhões de toneladas de CO_2 (EIA, 2015). Assim, o fator médio de emissões no ano de 2014 foi de $0,5011 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$, que é próximo ao fator médio de emissões das usinas brasileiras operando na margem.

A energia solar fotovoltaica é conhecida como energia limpa, pois não são emitidos poluentes durante a geração de energia. Entretanto deve-se ressaltar que há emissão de poluentes nas fases de produção e descarte dos módulos fotovoltaicos. Os principais agentes poluentes são: arsina, compostos de cádmio, tetracloreto de carbono, diborano, fluoreto de hidrogênio, seleneto de hidrogênio, sulfureto de hidrogênio, fosfina e silano (Fthenakis e Moskowitz, 2000; SVTC, 2009; Kang et al., 2012). As emissões nas fases de manufatura e descarte foram estimadas em 1636 kg de CO_2 , $2,6 \text{ kg de C}_2\text{H}_4$, 19 kg de SO_2 por kWp de painel multicristalino (Sivaraman e Keoleian, 2010).

Analisando todo o ciclo de vida das células fotovoltaicas, as emissões de poluentes na etapa de produção dependem, entre outros fatores, da origem da energia utilizada na fabricação. Assim, o kWp produzido em uma região com

geração de energia limpa produz menos poluentes do que aquele produzido em regiões com geração de energia a partir de fontes fósseis. Como as células fotovoltaicas são produzidas em um ambiente extremamente controlado, o tratamento das emissões ligadas aos processos químicos e físicos de purificação dos materiais formadores das células se torna mais fácil do que, por exemplo, em uma usina termoelétrica.

Três iniciativas principais de reciclagem foram desenvolvidas pelos próprios fabricantes de painéis fotovoltaicos: *First Solar*, *SolarWorld Global* e *PV Cycle* (McDonald e Pearce, 2010).

First Solar é uma empresa americana que foi formada em 1999, e lançou a produção de módulos fotovoltaicos baseados em CdTe em 2002. A empresa tem demonstrado algum compromisso com o meio ambiente por garantir que todas as fases do processo de fabricação, incluindo o fim de vida, gerem baixas emissões de carbono. A empresa afirma ter a mais baixa pegada de carbono entre as tecnologias fotovoltaicas disponíveis, comparável às tecnologias eólicas. Além disso, em antecipação de potencial rejeição dos consumidores ao usar um metal pesado tóxico em um produto verde, a empresa criou um programa de coleta e reciclagem. Com a venda de cada módulo, a *First Solar* reserva fundos suficientes para o custo estimado de recolhimento e reciclagem futuros. O processo é auditado anualmente por grupos independentes (McDonald e Pearce, 2010).

Este programa de coleta e reciclagem envolve três etapas: registrar cada módulo que a empresa vender, coletar os módulos fora de uso e a reciclar os módulos para recuperar materiais. A empresa também paga todos os custos de embalagem e transporte associados ao recolhimento dos módulos desativados. Este programa é um modelo, uma vez que abrange o mais ambientalmente perigoso dos resíduos sólidos relacionados à indústria fotovoltaica, o CdTe. No entanto, este programa é concebido apenas para reciclar células solares que a *First Solar* fabricar (McDonald e Pearce, 2010).

O segundo exemplo de programa foi desenvolvido pela *SolarWorld AG* e sua subdivisão *SolarMaterial*, que se concentra em muitos aspectos do ciclo de vida útil do módulo fotovoltaico, incluindo a fase de reciclagem. Seu programa é projetado para reciclar os módulos de todos os projetos e tamanhos, que tenham sofrido qualquer tipo de dano. Como resultado deste projeto, a empresa ficou em primeiro lugar geral entre as fabricantes de geradores

fotovoltaicos cristalinos em um relatório do *Silicon Valley Toxics Coalition* por causa de seu desempenho ambiental e responsabilidade social (McDonald e Pearce, 2010).

Na Europa, a CERES, uma associação privada sem fins lucrativos fundada em 2011, criou seu próprio programa de reciclagem de painéis fotovoltaicos, sem custos para o usuário. O material coletado é encaminhado para centros de reciclagem especializados (CERES, 2013).

Em fevereiro de 2003, a União Europeia estabeleceu as diretivas WEEE (Resíduos de Equipamentos Elétricos e Eletrônicos) e RoHS (Restrição de Substâncias Tóxicas). Ambas as políticas procuram minimizar a quantidade de lixo eletrônico em aterros sanitários e incineradores. A WEEE define objetivos mínimos de reciclagem que os Estados-Membros devem respeitar, mas não menciona os módulos fotovoltaicos. Para incluir os módulos fotovoltaicos na WEEE, a Associação Europeia da Indústria Fotovoltaica e a *German Business Association* lançaram o programa *PV Cycle* para desenvolver um sistema de coleta, reciclagem, e recuperação. O programa foi fundado em 2007 para mostrar o compromisso da indústria fotovoltaica em criar um sistema voluntário de coleta e reciclagem. Os fabricantes, que compõem o *PV Cycle* adotam o conceito de responsabilidade do produtor e tem como objetivo oferecer uma solução o mais sustentável possível em energia solar. Em 2010, 80 toneladas de módulos foram coletados e reciclados. Em 2011, foram coletadas 1400 toneladas e, no primeiro semestre de 2012 foram coletadas 2250 toneladas em 270 pontos de coleta espalhados pela Europa. No entanto, este tipo de iniciativa só funciona se a indústria estiver inclinada a participar voluntariamente da fabricação ambientalmente responsável, o que ainda não é aplicável globalmente (SVTC, 2009; McDonald e Pearce, 2010).

A partir de julho de 2006, a RoHS exigia que eletrônicos vendidos na UE contivessem apenas quantidades mínimas de chumbo, mercúrio, cádmio, cromo e bromo. O limite máximo é de 1.000 partes por milhão, i. e. 0,1 % de cada um dos elementos acima, com a exceção de que o cádmio é mais restrito, limitado a 10 partes por milhão, ou seja 0,001 %. Políticas norte-americanas são menos restritivas, embora os compostos de bromo não possam mais ser fabricados dos EUA e os fabricantes norte americanos devam cumprir com a RoHS para os produtos vendidos na UE, mas não para produtos vendidos no mercado interno (SVTC, 2009).

Em 2012, o Parlamento Europeu mudou as diretrizes a respeito dos resíduos de equipamentos elétricos e eletrônicos, incluindo a necessidade de coleta e reciclagem de módulos fotovoltaicos usados. A diretiva exige que todos os membros da UE implementassem a nova legislação até 18 meses após a sua entrada em vigor. O regulamento estipula que os módulos devam ser recolhidos separadamente de outros produtos elétricos (Giacchetta et al., 2013).

No Japão, o país líder na fabricação fotovoltaica durante muitos anos, as leis exigiam a coleta de equipamentos eletrodomésticos (como geladeiras e máquinas de lavar) para reciclagem, mas computadores e outros produtos eletrônicos não estavam incluídos (SVTC, 2009).

A Regulamentação do descarte ao fim da vida útil dos equipamentos para utilização de energia solar fotovoltaica dos EUA está baseada no *Resource Conservation and Recovery Act* (RCRA) e em políticas de Estado, como a Lei de Controle de Resíduos Perigosos da Califórnia (HWCL). As duas leis regulamentam o seu manuseamento, reciclagem, reutilização, armazenamento, tratamento e disposição de resíduos tóxicos (SVTC, 2009).

Painéis solares são atualmente considerados resíduos perigosos pelos reguladores, se não atenderem padrões de toxicidade da Agência de Proteção Ambiental dos EUA (EPA). A agência visa garantir que materiais potencialmente tóxicos não contaminem o lençol freático perto de locais de eliminação de resíduos. O procedimento é semelhante ao que ocorre na Alemanha. Todos os novos painéis solares que entram no mercado dos EUA têm de passar no teste (SVTC, 2009).

A Lei de Controle de Resíduos Perigosos da Califórnia (HWCL) tem designações de resíduos perigosos ainda mais rigorosas do que o governo federal, exigindo que os materiais passem por um teste de toxicidade adicional. A Califórnia é o estado dos EUA com política mais restritiva de substâncias tóxicas semelhante à União Europeia (SVTC, 2009).

Externalidades da geração de energia elétrica

Lacchini e Santos (2013) compararam o uso de sistemas fotovoltaicos com usinas térmicas a carvão, e levaram em consideração os efeitos negativos indiretos do uso das térmicas. Segundo estudo intitulado *Hidden costs of*

energy, publicado pelo *National Research Council* (NRC, 2010), os danos associados a 406 usinas térmicas a carvão nos EUA, no ano de 2005, foram estimados em US\$ 62 bilhões, que se divididos pela energia gerada por essas usinas representam um acréscimo de cerca de 39,3% no custo do kWh gerado. No mesmo período, os custos associados à poluição causada por 498 usinas térmicas a gás natural foi equivalente ao acréscimo de 1,97% no kWh gerado. Esses custos são sentidos pelo consumidor principalmente pelo aumento do número de casos de problemas respiratórios e de doenças da pele. Dos danos causados pelas termelétricas a combustão, 85% vem das emissões de SO₂ e 90% dos danos é relacionado a mortes prematuras.

Além dos custos associados à poluição, as termelétricas a combustão são normalmente construídas próximas às minas de carvão para reduzir os custos de transporte. Isso faz com que sejam necessárias linhas de transmissão mais longas, para conectar as usinas aos centros consumidores, aumentando os custos tanto com instalação das linhas, como pelo aumento das perdas associadas a transmissão. Os módulos fotovoltaicos não emitem qualquer tipo de poluente para geração de energia, sendo a poluição a eles associada presente apenas na fabricação e descarte, em níveis muito menores que a poluição proveniente de usinas térmicas a combustão. Esses custos evitados com os efeitos negativos ainda não são contabilizados em análises de viabilidade econômica de fontes renováveis em geral, incluindo sistemas fotovoltaicos residenciais. Porém, pensando em um programa de abrangência nacional, sob a ótica do planejamento integrado de sistemas energéticos é um fator que não pode ser desconsiderado no estudo da expansão da matriz elétrica.

Zhou et al. (2006) utilizou modelos de dispersão atmosférica para estudar o alcance dos poluentes emitidos por usinas termelétricas na China. Foram avaliadas 29 usinas localizadas nas regiões mais populosas do país. O modelo de dispersão foi utilizado para estimar a fração de poluentes emitidos que são inalados ou ingeridos pela população. Os poluentes avaliados foram NO₃, SO₄, SO₂, e particulados PM₁, PM₃, PM₇ e PM₁₃, onde o índice representa o diâmetro da partícula em µm.

Os resultados obtidos por Zhou et al. (2006) mostram que, considerando a inalação de 95% do total de poluentes pela população e a média dos resultados obtidos para as 29 usinas, os efeitos dos poluentes NO₃, SO₄, SO₂

afetam uma área com raio de 1000 km em torno da usina e os efeitos dos materiais particulados são sentidos em uma área entre 500 km e 1000 km de raio em torno da usina, sendo que os materiais mais finos atingem maior distância. Os resultados ainda mostraram que a quantidade de material inalado depende da distância entre a população e a usina. Para PM_{10} , por exemplo, a diferença entre quantidades inaladas para pessoas em um raio de até 100 km e pessoas localizadas entre 100 e 500 km da usina chega a uma ordem de grandeza, ou seja cerca de 10 vezes. No entanto, é imprudente generalizar os resultados encontrados por Zhou et al. (2006), pois a existência de direção e velocidade média de ventos predominantes são características muito peculiares a cada região.

Bell et al. (2006) estimou o efeito de uma política voltada para a redução das emissões de poluentes nas cidades de São Paulo, Cidade do México e Santiago. O cenário proposto considerou o impacto da redução da concentração de materiais particulados e ozônio em 10% em um período de 20 anos. A escolha de apenas dois poluentes pode ser justificada por uma possível superestimação dos efeitos se considerados múltiplos poluentes. Se for considerado apenas um poluente o resultado poderia ser subestimado. O ozônio e os materiais particulados mostram associações independentes com problemas de saúde em estudos anteriores.

Segundo o estudo, apenas no ano de 2020 seriam evitadas 3.300 mortes na Cidade do México, aproximadamente 500 internações por problemas respiratórios em Santiago e 80.000 ataques de asma em São Paulo. Os resultados detalhados das estimativas para a cidade de São Paulo no período de 2000 a 2020 são mostrados no Quadro 2.5.

Quadro 2.5 – Estimativa de problemas de saúde evitados em São Paulo por uma política de controle de emissões entre 2000 e 2020

Problema	Ocorrências evitadas
Mortalidade	
Adulta	113.165
Infantil (< 1 ano)	735
Consultas médicas	
Infantil (3 a 15 anos)	138.572
Internações em hospitais (cardiovascular)	1449
Internações em hospitais (respiratório)	10.945
Internações de crianças (<13 anos por material particulado, <5 por ozônio)	5563
Atendimentos nas emergências (respiratório)	102.331
Bronquite e asma	
Ataques de asma	817.064
Bronquite aguda	38.384
Bronquite crônica	11.603
Efeitos nas atividades	
Dias com atividades restritas (18 a 65 anos)	6.852.601
Dias de trabalho perdidos	2.376.710

Fonte: (Bell et al., 2006).

Bell et al. (2006) utilizou dois métodos para quantificar o custo associado aos problemas de saúde evitados, *willingness-to-pay* (WTP) e *cost-of-illness* (COI). O primeiro método mede o que indivíduos estariam dispostos a pagar em troca de uma saúde melhor. O segundo é uma medida da perda de produtividade e despesas médicas. As estimativas pelo método COI são geralmente muito menores que as obtidas pelo método WTP. As estimativas realizadas são de que no período de 2000-2020 haja economia de US\$ 21 bilhões (COI) a US\$ 165 bilhões (WTP). As mortes evitadas respondem por quase a metade da economia obtida pelo método COI e três quartos da economia obtida pelo método WTP. Não são apresentados os custos evitados em cada cidade, porém analisando os dados do trabalho de Bell (2006), obteve-se uma estimativa de \$10,2 bilhões para a cidade de São Paulo.

Gouveia et al. (2003) estimou os efeitos da poluição do ar na saúde das populações das cidades de São Paulo e Rio de Janeiro. O aumento percentual de internações em crianças devido a doenças respiratórias, correspondente a incrementos de 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ para os níveis de poluentes, foi de 1,8% para o PM₁₀ no município do Rio de Janeiro; e de 6,7% para o PM₁₀ e SO₂ no município de São Paulo, enquanto que, para o incremento de 1 ppm de CO, o aumento percentual de internações foi de 1,7% em São Paulo. Para os idosos, o aumento percentual de internações devido a doenças respiratórias, correspondente a incrementos nos níveis de poluentes, foi de 1,9% para

10µg/m³ de PM₁₀, 3,2% para 1ppm de CO e 10,8% para 10 µg/m³ de SO₂ em São Paulo; e de 3,5% para 10 µg/m³ de PM₁₀ e 3,3% para 10µg/m³ de NO₂, no Rio de Janeiro.

O aumento percentual na mortalidade em idosos por doenças do aparelho circulatório, correspondente a incrementos de 10 µg/m³ nos níveis de poluentes e 1ppm nos níveis de CO, foi de 0,3% para o PM₁₀, 1,7% para o CO e 4,9% para o SO₂ em São Paulo; e de 0,4% para Partículas Totais em Suspensão (PTS) no Rio de Janeiro. O aumento percentual na mortalidade por doenças respiratórias foi de 0,9% para o PM₁₀, 13,7% para o CO e 5,3% para o SO₂ em São Paulo; e de 0,9% para PTS no Rio de Janeiro (Gouveia et al., 2003).

Czarnowska e Frangopoulos (2012) avaliaram os custos externos, refletidos na saúde da população, de uma usina térmica a carvão mineral pulverizado em capitais da Europa. Os resultados mostraram que, dentre os países europeus e considerando apenas as emissões de SO₂, a Suíça apresenta o maior custo, chegando a 6,46 €/MWh, seguida por Luxemburgo (6,16 €/MWh) e Bélgica (5,69 €/MWh). Dentre os países analisados, os que apresentaram menores custos associados à usina termelétrica a carvão pulverizado foram Portugal (1,92 €/MWh), Finlândia (1,78 €/MWh) e Noruega (1,40 €/MWh). Segundo estes autores, os custos são referentes a danos na saúde, prejuízos na diminuição na produtividade agrícola, danos nas construções, como corrosão, e na biodiversidade, sendo a saúde responsável por aproximadamente 90% dos custos.

Os custos com saúde podem ser relacionados a medicamentos e tratamentos médicos que, além das despesas, levam o paciente a ter uma qualidade de vida ruim. Os custos estimados em danos à saúde da população, contabilizando inclusive as mortes, podem parecer uma análise fria, mas é necessária para mostrar que a forma tradicional de geração de energia no mundo precisa ser mudada. Os combustíveis fósseis foram importantes para o desenvolvimento das sociedades, mas outras tecnologias precisam tomar seu espaço para garantir qualidade de vida no futuro.

O objetivo neste capítulo foi avaliar economicamente os custos associados à poluição atmosférica devido à geração de energia em usinas termelétricas a partir de fontes fósseis, ou seja, avaliar economicamente as externalidades de fatores ambientais e de saúde da geração fotovoltaica. Os

objetivos específicos foram: (i) avaliar as emissões associadas à geração de energia elétrica em termelétricas; (ii) avaliar os custos das externalidades relacionadas à saúde e ao meio ambiente devido à poluição; e (iii) avaliar impactos na redução de custos pela instalação de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos.

2.2 METODOLOGIA

2.2.1 Avaliação de emissões de poluentes associadas à geração de energia em termelétricas

Foi realizado o levantamento dos dados de emissão de poluentes na geração de energia no Brasil e dos fatores de emissão de poluentes dos diversos tipos de usina termoeletricas para avaliação das emissões brasileiras. Para isto foram considerados a tecnologia empregada e o tipo de combustível.

Foi avaliado o potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa considerando: (i) o fator médio de emissões da matriz geradora brasileira, cuja média nos anos de 2013 e 2014 foi de 0,1143 tCO₂/MWh; e (ii) o fator médio de emissões das usinas operando na margem, que nos anos de 2013 e 2014 foi de 0,5887 tCO₂/MWh. A análise feita considerou apenas as emissões durante a geração de energia elétrica. Portanto, as emissões do transporte dos combustíveis fósseis até às usinas não está contabilizada, ou seja, não é uma análise de ciclo de vida destas fontes. A emissão evitada levou em conta também as perdas por transmissão de energia. Foi avaliada a participação da energia fotovoltaica na matriz de geração de energia elétrica em diferentes níveis, i.e., de 1%, 5% e 10%.

Foi utilizado o ano de 2013 como base para os cálculos, quando se teve uma oferta de energia elétrica de 609,9 TWh (BEN, 2014). Para quantificar os benefícios da redução das emissões de CO₂, foi utilizado o valor do crédito de carbono médio em 2013, e o custo social do CO₂ obtido na *United States Environmental Protection Agency* – EPA (EPA, 2015). Os valores obtidos foram de R\$ 12,60 /ton CO₂ para o crédito de carbono e R\$ 36,00 /ton CO₂ para o custo social do CO₂, que é a estimativa de danos econômicos associados ao aumento nos níveis de CO₂ realizada pela EPA.

2.2.2 Análise dos custos relacionados às emissões das usinas termelétricas

Foram avaliados os custos relacionados às emissões de poluentes na geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis. Foi feito o levantamento bibliográfico de custos associados à poluição emitida por fontes fósseis, para aplicação ao cenário brasileiro.

Estimativa dos custos das externalidades em função da energia gerada

As análises das externalidades em função da energia gerada por fonte foram realizadas com base nos estudos de Rafaj e Kypreos (2007) e El-Kordy et al. (2002). Rafaj e Kypreos (2007) utilizaram o *Global MARKAL-Model*, uma ferramenta de análise do sistema energético mundial, para internalizar os custos externos da geração de energia. O modelo aplicado considera os custos de danos ambientais e de saúde, causados por poluentes, especialmente SO₂, NO_x e CO₂, e os relaciona com a tarifa de energia. Os autores dividiram o mundo em cinco regiões para análise. Os custos obtidos para a América Latina são apresentados no Quadro 2.6.

Quadro 2.6 – Custos associados à geração de energia em US\$/kWh

Tipo de usina	Custo (US\$/ kWh)
Carvão mineral convencional	0,1272
Carvão mineral com redução de SO _x /NO _x	0,0354
Carvão mineral com redução de SO _x /NO _x e sequestro de CO ₂	0,0188
Carvão mineral – tecnologias novas	0,031
Carvão mineral – tecnologias novas com sequestro de CO ₂	0,0178
Gás natural – ciclo combinado	0,0204
Gás natural – ciclo combinado com captura de CO ₂	0,0154
Turbina a gás	0,0303
Gás – vapor convencional	0,0413
Cogeração com turbina a gás	0,0315
Óleo combustível	0,0469
Nuclear	0,0068
Hidráulica	0,0013
Solar fotovoltaica	0,0039
Solar térmica	0,0039
Eólica	0,0013
Biomassa	0,0059

FONTE: Rafaj e Kypreos, 2007.

Em El-Kordy et al. (2002) realizaram uma análise econômica da geração de energia considerando as externalidades e por meio de levantamentos bibliográficos obtiveram os custos relativos a fontes tradicionais de energia (óleo combustível, gás natural e diesel) e fontes renováveis (fotovoltaica e eólica). Os dados obtidos são apresentados no Quadro 2.7.

Quadro 2.7 – Custos associados à geração de energia em US\$/kWh

Fonte	Custo (US\$/kWh)
Óleo combustível	0,055
Diesel	0,0346
Gás natural – vapor	0,016
Gás natural – turbina	0,0202
Gás natural – ciclo combinado	0,0125
Fotovoltaico	0,002573
Eólica	0,000674

FONTE: El-Kordy et al., 2002.

Os resultados obtidos por Rafaj e Kypreos (2007) e El-Kordy et al. (2002) para os custos associados às externalidades de diferentes tecnologias de geração de energia foram utilizados para estimar os custos das externalidades referentes à saúde e ao meio ambiente das centrais públicas de geração de energia, movidas a combustíveis fósseis, no Brasil. Foram utilizados os dados do Balanço Energético Nacional (BEN, 2014) sobre geração de energia a partir de combustíveis fósseis entre os anos de 2003 e 2013, mostrados no Quadro 2.8.

Quadro 2.8 – Geração de energia elétrica em GWh a partir de combustíveis fósseis nas Centrais Públicas do Brasil entre os anos de 2003 e 2013.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Gás Natural	9073	14681	13898	13049	10662	23338	8125	25832	15235	36778	58976
Carvão mineral	5251	6344	6107	6524	5829	6206	5214	6062	5625	7551	13951
Óleo diesel	5640	6868	6630	5484	5009	7166	5910	7437	7277	8820	9677
Óleo combustível	1625	1390	1613	2684	4281	5737	3828	4041	1987	4268	9784

FONTE: BEN (2014).

Estimativa dos custos das externalidades em função das emissões

Foram utilizados valores adotados na literatura para os custos

associados a diferentes tipos de poluentes emitidos na queima dos combustíveis fósseis. Os dados foram obtidos dos trabalhos de El-Kordy et al. (2002), Roth e Ambs (2004) e Klaassen e Riahi (2007). Os dados fornecidos por Klaassen e Riahi (2007) não incluem os danos causados pelo CO₂, portanto, em uma análise inicial, foram estimados os custos relacionados apenas ao CO₂ com base nos dois primeiros estudos citados e no valor estimado pela EPA (EPA, 2015). Os dados estão sumarizados no Quadro 2.9.

Quadro 2.9 – Custos associados aos efeitos dos principais poluentes emitidos por termelétricas em R\$/tonelada

	El-Kordy (2002)	Roth e Ambs (2004)	Klaassen e Riahi (2007)
CO ₂	54,00	29,7	36**
NO _x	6.879,00	3.147,00	18.480,00
SO _x	16.998,00	4.907,94*	21.120,00
MP***	9.918,00	9.385,00	3.696,00

*somente SO₂ ** EPA (2015) *** Material Particulado

Foram utilizadas as estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil, divulgadas pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). O documento apresenta as estimativas de emissões de CO₂, CH₄, N₂O e CO₂ equivalente por setor da economia a cada ano. No Quadro 2.10 são apresentados os dados de emissões em toneladas para os anos 1990, 1995, 2000, 2005 e 2010 no setor de energia.

Quadro 2.10 – Emissões do setor energético em toneladas relatadas pelo MCTI

	1990	1995	2000	2005	2010
CO ₂	22.668.000	26.663.000	43.595.000	48.601.000	58.345.000
CH ₄	169.490	136.450	124.800	165.130	198.230
N ₂ O	1.267	1.364	1.174	1.571	1.886
CO ₂ eq	191.543.000	232.430.000	301.096.000	328.808.000	399.302.000

Fonte: MCTI (2013).

Deve-se ressaltar que os dados informados pelo MCTI não incluem os poluentes NO_x, SO_x, e materiais particulados, relatados na literatura como principais causadores de danos ambientais e de saúde. Como os dados fornecidos pelo MCTI não incluem NO_x, SO_x e materiais particulados, foi estimado quanto de cada um desses poluentes é lançado na atmosfera pelas usinas movidas a combustíveis fósseis no Brasil.

Para estimar os custos relacionados aos poluentes NO_x, SO_x e Materiais Particulados, buscou-se na literatura dados de fatores de emissão destes poluentes para cada combinação de tipo de usina e combustível. Cada usina tem um fator de emissão específico para cada tipo de poluente, que depende do combustível e da quantidade de enxofre presente em sua composição, tecnologia utilizada na usina, idade da usina, medidas de retenção de poluentes, dentre outras. Foram utilizados fatores de emissão apresentados no Quadro 2.11, obtidos por Klaassen e Riahi (2007) para estimar as emissões sem controle de NO_x, SO_x e Material Particulado nas usinas movidas a gás natural, carvão e óleo combustível, considerando a presença de 1% de enxofre.

Quadro 2.11 – Fatores de emissão em termoelétricas, kg/MWh

Combustível	NO _x	SO _x	MP
Carvão mineral	4	4	7,5
Óleo	2,4	5	0,02
Gás Natural	2	0	0

Fonte: Klaassen e Riahi, 2007.

2.2.3 Análise do impacto das externalidades de critérios ambientais e de saúde na viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos

A primeira parte das análises consistiu na verificação da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos distribuídos, do ponto de vista do proprietário do sistema. A partir do levantamento de custos do sistema obteve-se o valor de R\$ 1.040,00 para o painel de 250 Wp. O custo dos inversores depende da potência, e foram encontrados no mercado com preços de R\$ 5.399,00 a R\$ 6.000,00, para inversores na faixa de potência de 1,5 kW a 3,1 kW. Os custos com frete, medidor bidirecional, cabos e taxas foi estimado entre R\$ 1.250,00 e R\$ 1.550,00, em função do local. O custo de instalação foi estimado em R\$ 100,00 por painel. Na análise econômica foi considerado juros de 6,8% a.a. e um período de 20 anos.

Os dados de radiação utilizados no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos foram obtidos do *National Oceanic & Atmospheric Administration* – NOAA, que utiliza técnicas de análise e previsão para assimilar informações de dados meteorológicos em uma série iniciada em 1979 e, constantemente, atualizada (Kanamitsu et al., 2002). Os dados são coletados por meio de

satélites e estações meteorológicas, analisados e validados. Foram obtidos dados dos anos de 1979 a 2013 com resolução de 1,9° de latitude e 1,875° de longitude. A partir dos dados originais foram calculadas as médias diárias de radiação global em kWh.m⁻².dia⁻¹ em todas as capitais brasileiras, mostradas no Quadro 2.12.

Quadro 2.12 – Radiação solar global diária média nas capitais do Brasil

Estado	Capital	Região	Radiação solar global diária média kWh.m ⁻² .dia ⁻¹
Acre	Rio Branco	Norte	5,3 – 5,5
Alagoas	Maceió	Nordeste	5,5 – 5,7
Amapá	Macapá	Norte	5,3 – 5,5
Amazonas	Manaus	Norte	5,3 – 5,5
Bahia	Salvador	Nordeste	5,3 – 5,5
Ceará	Fortaleza	Nordeste	5,5 – 5,7
Distrito Federal	Brasília	Centro-Oeste	5,5 – 5,7
Espírito Santo	Vitória	Sudeste	4,9 – 5,1
Goiás	Goiânia	Centro-Oeste	5,7 – 5,9
Maranhão	São Luís	Nordeste	5,3 – 5,5
Mato Grosso	Cuiabá	Centro-Oeste	5,5 – 5,7
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	Centro-Oeste	5,5 – 5,7
Minas Gerais	Belo Horizonte	Sudeste	5,7 – 5,9
Paraná	Curitiba	Sul	4,7 – 4,9
Paraíba	João Pessoa	Nordeste	5,5 – 5,7
Pará	Belém	Norte	5,3 – 5,5
Pernambuco	Recife	Nordeste	5,3 – 5,5
Piauí	Teresina	Nordeste	5,7 – 5,9
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	Sudeste	5,1 – 5,3
Rio Grande do Norte	Natal	Nordeste	5,5 – 5,7
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	Sul	4,7 – 4,9
Rondônia	Porto Velho	Norte	5,3 – 5,5
Roraima	Boa Vista	Norte	5,5 – 5,7
Santa Catarina	Florianópolis	Sul	4,5 – 4,7
Sergipe	Aracaju	Nordeste	5,3 – 5,5
São Paulo	São Paulo	Sudeste	5,1 – 5,3
Tocantins	Palmas	Norte	5,5 – 5,7

Tavares (2006) utilizou dados da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios (PNAD), realizada pelo IBGE, e do Sistema de Informações de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo (SINPHA), organizado pela ELETROBRAS, PROCEL e PUC/RJ para obtenção de parâmetros de definição de modelos de edificações residenciais típicas do Brasil. Os modelos representam faixas de consumo de energia elétrica, renda e tamanho da habitação. Foram selecionados quatro modelos cujas faixas de consumo de energia são mostradas no Quadro 2.13.

Quadro 2.13 – Quatro modelos representativos de faixa de consumo das habitações típicas brasileiras.

Modelos	1	2	3	4
Consumo mensal de eletricidade (kWh)	160	240	420	650
Número de domicílios	9.210.545	4.385.974	2.192.987	877.195

Fonte: Tavares (2006).

Foram dimensionados sistemas fotovoltaicos para os quatro modelos de residências típicas no Brasil, selecionados no estudo de Tavares (2006). O dimensionamento foi feito para cada um dos quatro modelos em cada uma das capitais brasileiras.

Para as análises econômicas foi feito o levantamento de preço de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em lojas e empresas brasileiras do setor. Os itens cotados foram: painéis fotovoltaicos, inversores para conexão à rede, suporte para painéis, cabos para conexão elétrica, medidor bidirecional, instalação e frete para diversas regiões. Algumas empresas vendem soluções prontas de geração fotovoltaica com diferentes potências de pico e outras vendem os equipamentos separadamente. Para fazer a cotação optou-se por painéis de 250 W por apresentarem a menor relação R\$/W, o que otimiza o investimento. As cotações foram feitas para diversas potências com incrementos de 250 W, que correspondem à potência de pico de um painel fotovoltaico.

O estudo leva em consideração a resolução nº 482 da ANEEL, segundo a qual o crédito de energia gerada pode ser utilizado em um período de três anos. Portanto, não é apropriado gerar energia de forma excessiva, pois o excesso de energia que não for consumido em três anos é perdido. Além disso, o consumidor conectado à rede, mesmo que apresente consumo zero, deve pagar uma taxa mínima às concessionárias que é equivalente a 30 kWh para consumidores monofásicos e 50 kWh para consumidores bifásicos. Então, para cada modelo de residência típica foi abatido do consumo médio 30 kWh e os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados para atender o restante do consumo (ANEEL, 2012).

O dimensionamento dos geradores foi feito considerando a radiação no local, a demanda de energia, a eficiência de conversão fotovoltaica (15,37%, fornecida pelo fabricante do módulo selecionado) e a eficiência de conversão CC-CA de 85%. A partir destes dados foi obtida a área necessária para gerar a

quantidade de energia demandada e, com dados dos painéis, foram calculados quantos são necessários para preencher esta área. A potência do sistema é a potência mais próxima considerando múltiplos de 250 W, e que seja menor que a potência total calculada para evitar excesso de geração que poderá ser perdido depois de três anos. Na análise econômica, foram utilizados os custos de oportunidade de 6,5%, correspondente à inflação em 2014, e vida útil do sistema de 20 anos.

A energia gerada pelos painéis fotovoltaicos durante um ano foi calculada segundo a Equação 2.1 (Lacchini e Santos, 2013),

$$PV_{out} = 365 R_d A \eta \quad (2.1)$$

em que:

PV_{OUT} = energia gerada anualmente (kWh.ano⁻¹);

R_d = radiação média diária (kWh.m⁻².dia⁻¹);

A = área do conjunto de módulos (m²) e;

η = eficiência total do sistema (%).

Foi considerado que os painéis fotovoltaicos sofrem degradação que reflete no rendimento do gerador. Nesta análise foi considerada uma queda de rendimento de 0,65% ao ano e vida útil de 20 anos (Lacchini e Santos, 2013). Os custos de operação e manutenção foram considerados desprezíveis, pois: (i) os sistemas são residenciais de pequeno porte e a manutenção consiste em remoção de poeira da superfície dos painéis, que pode ser feita pelo próprio proprietário do sistema, sem necessidade de contratação de serviços de terceiros; e (ii) problemas com o cabeamento do sistema são raros, e pela natureza da instalação, devem acontecer com a mesma frequência que ocorrem problemas na instalação elétrica de uma residência, ou seja são de frequência bem rara.

O valor da tarifa de energia elétrica em cada cidade analisada foi obtido na divulgação das tarifas homologadas pela ANEEL no ano de 2014 (ANEEL, 2014). A tarifa homologada não inclui impostos aplicados sobre a energia. Foram considerados as alíquotas dos impostos cobradas em cada estado (ICMS) e os impostos federais (PIS e COFINS) para obtenção do valor da tarifa paga pelo consumidor. O cálculo da tarifa de energia elétrica para o

consumidor foi feita segundo a Equação 2.2,

$$Tarifa\ consumidor\ final = \frac{Tarifa\ homologada\ pela\ ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (2.2)$$

Os valores utilizados nas análises foram os apresentados no Quadro 2.14.

Quadro 2.14 – Tarifas homologadas, ICMS, PIS e COFINS e tarifa para o consumidor em 2014

Cidade	Tarifa homologada	ICMS (%)	PIS e COFINS (%)	Tarifa com impostos
Aracajú	0,34479	27		0,50749
Belém	0,47977	25		0,68597
Belo Horizonte	0,39642	30		0,61044
Boa Vista	0,24758	17		0,31765
Brasília*	0,25647	21		0,34686
Campo Grande*	0,35708	20		0,47649
Cuiabá*	0,38107	25		0,54485
Curitiba	0,32637	29		0,49495
Florianópolis*	0,35349	25		0,50542
Fortaleza	0,35922	25		0,51361
Goiânia	0,29350	27		0,43199
João Pessoa*	0,30445	20		0,40626
Macapá	0,19729	17		0,25313
Maceió*	0,30674	17	5,06	0,39356
Manaus	0,27685	25		0,39584
Natal*	0,34250	13		0,41799
Palmas	0,42080	25		0,60166
Porto Alegre	0,31257	25		0,44691
Porto Velho	0,39194	17		0,50287
Recife	0,35058	25		0,50126
Rio Branco	0,42798	17		0,54911
Rio de Janeiro*	0,32874	18		0,42727
Salvador	0,33634	25		0,48089
São Luis*	0,34357	12		0,41423
São Paulo*	0,28117	25		0,40202
Teresina*	0,32573	25		0,46573
Vitória	0,36660	25		0,52416

Para avaliar os efeitos da poluição por fontes não renováveis na análise de viabilidade econômica de instalação de sistemas fotovoltaicos, danos evitados com problemas de saúde e ambientais foram avaliados como um aumento da tarifa de energia elétrica.

Na primeira análise, foi considerado que a poluição causa o mesmo

dano para todos e foi calculado o percentual ponderado de aumento na tarifa que equivallesse à poluição causada pelas termelétricas. Isso foi feito analisando o percentual de participação de cada fonte na geração de energia informado no Balanço Energético Nacional do ano de 2014, dados de 2013, e os dados obtidos em NRC (2010) para os custos relacionados com a emissão de poluentes por diferentes fontes de energia. NRC (2010) estimou os custos externos associados a cada fonte como um aumento percentual equivalente na tarifa de energia elétrica. Os valores estimados por NRC (2010) que foram considerados neste estudo foram de 39,3% para energia gerada utilizando carvão e 1,97% para energia gerada utilizando gás natural. Os custos das externalidades relacionadas a emissões de usinas hidrelétricas e nucleares não foram analisados por serem muito menores do que os custos associados a usinas termelétricas (Rafaj e Kyperos, 2007). Considerou-se os custos da geração por derivados de petróleo igual aos custos dos derivados de carvão mineral, pois as emissões de CO₂/kWh gerado a partir dos derivados de petróleo equivalem a, aproximadamente, 85% das emissões de CO₂/kWh gerado a partir do carvão mineral (EIA, 2015).

Em 2013, no Brasil, a geração de energia elétrica nas centrais elétricas de serviço público foi composta por 76,2% de hidroeletricidade, 12,2% de termelétricas a gás, 2,9% de carvão e derivados, 4,0% de derivados do petróleo, 3% de nuclear e 1,4 de energia eólica (BEN, 2014). A lenha, outras fontes renováveis e outras fontes não renováveis corresponderam a 0,3% da energia gerada nas centrais elétricas de serviço público e foram desconsideradas nesta análise. O cálculo do percentual de aumento na tarifa equivalente aos efeitos da poluição foi feito de acordo com a Equação 2.3,

$$C = ((C_H E_H + C_G E_G + C_C E_C + C_D E_D + C_N E_N) - 100) \quad (2.3)$$

em que:

- C = aumento percentual equivalente na tarifa de energia elétrica correspondente ao custo gerado ao consumidor;
- C_H = custo associado a usinas hidrelétricas, R\$/kWh;
- C_G = custo associado a usinas termelétricas a gás natural, R\$/kWh;
- C_C = custo associado a usinas termelétricas a carvão mineal , R\$/kWh;

- C_D = custo associado a usinas termelétricas a diesel, R\$/kWh;
 C_N = custo associado a usinas nucleares, R\$/kWh
 E_H = participação de usinas hidrelétricas na geração de energia, %;
 E_G = participação de usinas a gás natural na geração de energia, %;
 E_C = participação de usinas a carvão mineral na geração de energia, %;
 E_D = participação de usinas a diesel na geração de energia, %; e
 E_N = Participação das usinas nucleares na geração de energia, %.

Chegou-se assim a um custo ponderado de 3,8% do valor do kWh. Isso significa que o efeito da poluição na população gera despesas com saúde que correspondem a 3,8% do custo por kWh gerado, em média.

Na segunda análise considerou-se que pessoas que moram em cidades com presença de termelétricas a carvão mineral sofrem mais as consequências da poluição e por isso os efeitos seriam equivalentes a aumentos no preço da tarifa de até 39,3% do preço atual (NRC, 2010). As análises foram realizadas para todas as capitais brasileiras com a intenção de avaliar a presença das termelétricas próximas às cidades.

2.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

2.3.1 Avaliação quantitativa de emissões

A poluição evitada foi analisada considerando o nível de emissões de CO₂ das usinas operando na margem e o nível de emissões de todo o sistema de geração. No Quadro 2.15 são mostrados os resultados de emissões de CO₂ evitadas para as duas situações e considerando a participação da energia fotovoltaica igual a 1%, 5% e 10% no total de energia elétrica gerada.

Quadro 2.15 – CO₂ evitado para três níveis de utilização da energia fotovoltaica no Brasil, considerando o ano base de 2013

Nível de participação	Nível de emissão do sistema	Emissões evitadas (tCO ₂)	Nível de emissão na margem	Emissões evitadas (tCO ₂)
1% (6,099 TWh)		697.115,7		3.590.481,3
5% (30,495 TWh)	0,1143 tCO ₂ /MWh	3.485.578,5	0,5887 tCO ₂ /MWh	17.952.406,5
10% (60,99 TWh)		6.971.157,0		35.904.813,0

Considerando as usinas na margem de geração, poderia ter sido evitado no ano de 2013 para os níveis de participação da energia fotovoltaica de 1 %, 5 % e 10 % o equivalente a 0,76%, 3,8 % e 7,6% das emissões totais no ano de 2013 no Brasil. A estimativa de custos evitados é mostrada no Quadro 2.16.

Quadro 2.16 – Estimativas de custos evitados com a participação da geração fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, R\$/ano

SIN	1%	5%	10%
Créditos de carbono	8.783.657,00	43.918.285,00	87.836.570,00
Externalidades CO ₂	25.096.165,00	125.480.826,00	250.961.652,00
Usinas na margem	1%	5%	10%
Créditos de carbono	45.240.064,00	226.200.320,00	452.400.640,00
Externalidades CO ₂	129.257.326,00	646.286.634,00	1.292.573.268,00

Para comparação com os custos apresentados, os custos extras causados pela ativação intensiva das termelétricas podem ser maiores que R\$ 23 bilhões e já estão sendo repassados aos consumidores por meio do novo sistema de bandeira tarifária, acrescentado nas contas de energia elétrica. O constante aumento da participação das usinas termelétricas na geração de energia no Brasil poderá fazer com que os níveis de emissões sejam ainda maiores do que os registrados nos últimos anos.

Nota-se que as usinas operando na margem são muito mais poluidoras dos que a média do SIN. Cumprindo a função de atendimento de variações bruscas de carga, é possível que ainda façam parte da matriz de geração por muitos anos. No entanto, as tecnologias renováveis têm evoluído e espera-se que sistemas de armazenamento de energia alimentados por sistemas fotovoltaicos possam cumprir esta função.

2.3.2 Análise dos custos relacionados às emissões das usinas termelétricas

Estimativa dos custos das externalidades em função da energia gerada

A estimativa de custos relacionados a problemas de saúde e ambientais no Brasil, devido à geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis nas Centrais Públicas de Geração de Energia, adotando os valores de externalidades obtidos por Rafaj e Kyperos (2007) e El-Kordy et al. (2002) para

Gás Natural, Carvão, Óleo Diesel e Óleo Combustível são apresentados no Quadro 2.17.

Quadro 2.17 – Estimativa de custos relacionados a problemas de saúde e ambientais no Brasil devido à geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis nas Centrais Públicas de Geração de Energia

Ano	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Custo (bi R\$)	3,373 a 3,407	4,228 a 4,253	4,096 a 4,127	4,235 a 4,292	3,999 a 4,097	5,348 a 5,473
Ano	2009	2010	2011	2012	2013	
Custo (bi R\$)	3,639 a 3,727	5,235 a 5,317	4,114 a 4,153	6,648 a 6,730	11,314 a 11,516	

Observa-se um aumento significativo nos valores estimados nos últimos anos, chegando a, aproximadamente, 3,4 vezes a diferença entre 2013 e 2003, refletindo a necessidade que houve de acionamento de forma intensiva de todas as termelétricas brasileiras em decorrência do baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, da falta de planejamento, e do regime de chuvas, que foi excepcionalmente menor do que a média histórica. Apesar de não haver dados disponíveis para 2014, estima-se que o custo foi ainda maior do que em 2013, pois foi o ano em que a crise nos reservatórios mais se agravou.

No intervalo de anos estudado, o custo das externalidades por kWh gerado variou de R\$ 0,13 a R\$ 0,21, dependendo do percentual de participação de cada uma das quatro fontes fósseis analisadas. Com base no valor das tarifas de energia do ano de 2014, para as diferentes distribuidoras de energia elétrica do país, o custo das externalidades representa 18,9% a 82,9% da tarifa final do consumidor, dependendo da região do país e considerando apenas a geração a partir de fontes fósseis.

Estimativa dos custos das externalidades em função das emissões

Utilizando os dados dos estudos selecionados para custos relacionados a cada poluente foram obtidos os custos para emissões de CO₂ mostrados no Quadro 2.18, sendo que os cenários 1, 2 e 3 foram simulados a partir dos dados de El-Kordy (2002), Roth e Ambs (2004) e EPA (2015), respectivamente.

Quadro 2.18 – Custos estimados das externalidades envolvendo CO₂ a partir das estimativas de emissões de poluentes no setor energético em bilhões de reais por ano

Dados	Custo CO ₂		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
1990	1,224	0,673	0,816
1995	1,440	0,792	0,960
2000	2,354	1,295	1,569
2005	2,624	1,443	1,750
2010	3,151	1,733	2,100

Observa-se uma grande diferença entre os custos das externalidades relacionadas ao CO₂ obtidos segundo os três cenários, que pode ser explicada pelo significado do custo da externalidade em cada caso.

Utilizando os fatores de emissão, os custos estimados por tonelada de cada poluente lançados na atmosfera, a energia gerada por cada fonte por ano e os valores já calculados pela emissão de CO₂, obteve-se os custos associados à geração a partir de fontes fósseis no Brasil, mostrados no Quadro 2.19, sendo que os cenários 1, 2 e 3 foram estimados a partir dos dados de El-Kordy (2002), Roth e Ambs (2004) e Klaassen e Riahi (2007), respectivamente.

Quadro 2.19 – Custo total estimado em função das emissões de CO₂, NO_x, SO_x e MP em bilhões de reais por ano

	2005	2010	2013
Cenário 1	4,018	4,947	7,164
Cenário 2	2,210	2,648	3,763
Cenário 3	1,778	2,550	5,922

Observa-se que há diferença entre os valores obtidos em cada trabalho, sendo que El-Kordy (2002) realizou levantamento bibliográfico para estimar os custos e Roth e Ambs (2004) analisaram os custos necessários para controlar as emissões de cada poluente ou eliminar os seus efeitos. Klaassen e Riahi (2007) analisaram as externalidades a partir de resultados da *European Commission's ExternE Project* para diversas tecnologias de geração de energia em países europeus.

Segundo o BEN 2014, em 2013 as centrais elétricas de serviço público movidas a carvão mineral, gás natural, óleo diesel e óleo combustível foram responsáveis pela geração de 92.388 GWh. Com base nos valores estimados

para os custos gerados pelos poluentes emitidos por estas usinas, as externalidades representam de 0,041 a 0,078 R\$/kWh, que, dependendo da região do país, equivale de 6% a 31% do valor da tarifa de energia elétrica.

As estimativas de custo das externalidades ligadas aos aspectos ambientais e de saúde se situaram na faixa de 6% a 82,9% do valor do kWh gerado pelas usinas térmicas, dependendo do local e da metodologia.

2.3.3 Análise do impacto das externalidades de critérios ambientais e de saúde na viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos

Os resultados do valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR) do investimento foram obtidos para cada um dos quatro diferentes modelos de residências típicas representativos de consumidor em cada uma das capitais brasileiras. As análises iniciais, ou seja, sem considerar qualquer externalidade, são apresentadas no Quadro 2.20.

Quadro 2.20 – Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno dos casos base, sem considerar externalidades da utilização de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica

Estado	Capital	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
		VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)
Acre	Rio Branco	1.764,92	9	5.159,95	12	12.613,11	13	21.308,93	14
Alagoas	Maceió	-2.589,16	3	540,79	7	2.825,09	8	6.023,12	9
Amapá	Macapá	-4.844,14	0	-4.735,32	2	-7.195,35	3	-10.065,39	3
Amazonas	Manaus	-1.690,14	5	-23,04	7	2.247,92	8	4.897,38	9
Bahia	Salvador	210,32	7	2.921,28	10	8.042,94	11	14.018,20	12
Ceará	Fortaleza	-501,93	6	4.715,24	11	10.478,26	13	18.546,48	13
Distrito Federal	Brasília	-3.048,45	2	-1.050,98	6	-132,17	7	1.154,17	7
Espírito Santo	Vitória	292,67	7	4.012,64	10	9.257,82	11	15.377,20	12
Goiás	Goiânia	-1.684,94	4	2.391,35	9	6.182,68	10	11.490,54	11
Maranhão	São Luís	-1.235,83	5	752,05	8	3.704,48	9	7.148,98	9
Mato Grosso	Cuiabá	12,22	7	5.743,54	12	12.363,46	14	21.631,36	14
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	-1.155,71	5	3.454,49	10	8.127,87	11	14.670,60	12
Minas Gerais	Belo Horizonte	1.503,93	9	8.820,60	15	17.926,72	17	30.675,29	17
Paraná	Curitiba	-744,80	6	2.150,25	9	5.839,23	10	10.757,87	10
Paraíba	João Pessoa	-2.375,20	3	968,69	8	3.609,58	9	7.306,83	9
Pará	Belém	4.776,05	12	9.723,06	16	21.693,31	18	35.658,60	18
Pernambuco	Recife	663,45	8	3.600,98	10	10.338,66	12	17.106,90	13
Piauí	Teresina	-1.065,38	5	3.588,33	10	8.412,26	12	15.165,75	12
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	-1.318,49	5	721,70	8	3.550,14	9	7.321,39	9
Rio Grande do Norte	Natal	-2.157,58	4	1.403,94	8	4.407,53	9	8.612,56	10
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	-1.672,86	5	526,14	7	2.823,03	8	5.885,54	9
Rondonia	Porto Velho	732,53	8	3.629,69	10	9.534,66	12	16.423,79	12
Roraima	Boa Vista	-3.908,28	1	-2.256,64	4	-2.170,88	5	-2.050,82	6
Santa Catarina	Florianópolis	-942,37	6	1.804,51	8	5.762,58	9	10.286,08	10
Sergipe	Aracaju	791,23	8	3.792,65	10	9.785,68	12	16.777,54	12
São Paulo	São Paulo	-1.883,61	4	-125,98	7	1.854,79	8	4.495,81	8
Tocantins	Palmas	996,47	8	7.655,86	14	15.916,21	15	27.480,70	16

No Quadro 2.20 encontram-se os resultados de VPL, sendo que os valores negativos, indicam que o investimento não é viável. Os locais em que

ocorreu a não viabilidade possuem menor nível de radiação ou valores de tarifa mais baixos e em alguns casos ambos ocorrem. Com baixo nível de radiação, é necessário um sistema de maior potência para atender a demanda e conseqüentemente um investimento inicial maior. Com valores mais baixos pagos pela energia, o retorno do investimento, que é a redução na conta de energia elétrica, é menor.

Observa-se também que a não viabilidade é maior entre os sistemas de menor potência instalada, que são aqueles dimensionados para o Modelo 1. Isso ocorre, pois o preço por kWp instalado é maior para estes sistemas do que para sistemas de potência mais elevada. No levantamento de preço para esta análise, observou-se que os inversores de frequência são os principais responsáveis por essa diferença no preço do kW instalado. Os inversores têm preços elevados e quando se dobra a potência seu preço varia somente de cerca de 10%.

A mesma análise foi feita acrescentando na tarifa de energia elétrica a influência da poluição do ar. O valor ponderado de aumento na tarifa foi estimado em cerca de 3,8% no ano de 2013. Os efeitos na análise econômica são mostrados no Quadro 2.21.

Quadro 2.21 – Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno com aumento percentual da tarifa, considerando a média ponderada dos efeitos por fonte

		Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
Estado	Capital	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)
Acre	Rio Branco	3.044,56	11	6.610,85	13	14.579,38	14	23.875,99	15
Alagoas	Maceió	-1.461,32	4	1.860,14	9	4.463,63	9	8.108,51	10
Amapá	Macapá	-3.749,55	1	-3.561,60	3	-5.784,24	3	-8.377,33	4
Amazonas	Manaus	4.842,26	6	9.412,64	8	20.252,87	9	32.899,81	9
Bahia	Salvador	8.056,65	9	14.332,69	11	29.994,51	12	48.266,63	12
Ceará	Fortaleza	6.168,95	8	17.366,95	13	32.947,02	14	54.759,12	14
Distrito Federal	Brasília	1.252,94	3	7.584,14	7	14.970,85	8	25.312,24	8
Espírito Santo	Vitória	8.195,94	9	17.285,20	12	33.155,95	12	51.671,83	13
Goiás	Goiânia	4.168,04	6	13.409,42	11	25.654,63	11	42.797,92	12
Maranhão	São Luís	5.610,67	7	10.663,71	9	22.656,55	10	36.648,20	10
Mato Grosso	Cuiabá	7.038,57	9	19.106,18	14	36.135,61	15	59.976,81	15
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	5.063,16	7	15.204,59	12	28.941,67	13	48.173,59	13
Minas Gerais	Belo Horizonte	9.561,62	11	24.250,74	17	45.485,26	18	75.213,59	19
Paraná	Curitiba	6.441,19	7	14.165,16	10	27.403,79	11	45.055,29	11
Paraíba	João Pessoa	3.000,54	5	11.030,13	9	21.329,52	10	35.748,66	10
Pará	Belém	15.779,01	15	25.867,01	18	53.112,37	19	84.898,63	20
Pernambuco	Recife	8.823,07	9	15.482,31	12	32.293,75	13	51.907,10	13
Piauí	Teresina	5.215,94	7	15.460,92	12	29.452,64	13	49.041,04	13
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	5.470,86	7	10.552,45	9	22.335,59	10	38.046,43	10
Rio Grande do Norte	Natal	3.368,62	5	11.766,29	10	22.679,15	10	37.957,14	11
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	4.871,49	6	11.418,18	9	22.302,25	9	36.814,35	9
Rondonia	Porto Velho	8.939,90	9	15.578,80	12	32.565,50	13	52.383,31	13
Roraima	Boa Vista	407,53	2	5.676,73	6	11.654,43	6	20.023,20	7
Santa Catarina	Florianópolis	6.107,03	7	13.580,38	10	28.440,67	10	45.423,85	11
Sergipe	Aracaju	9.039,19	10	15.806,50	12	32.942,13	13	52.933,71	13
São Paulo	São Paulo	4.515,03	6	9.118,72	8	19.468,11	9	33.267,30	9
Tocantins	Palmas	2.224,71	10	9.176,01	16	17.992,87	17	30.168,48	17

Os resultados mostraram que o aumento equivalente de 3,8% na tarifa não foi suficiente para se obter a viabilidade econômica em todas as capitais. Dentre as que passaram a ter VPL positivo com o aumento de 3,8%, algumas ainda mantiveram o VPL baixo e esse investimento pode não ser atrativo caso o consumidor possa investir em algo que lhe dê mais retorno.

Considerando que os efeitos da poluição são mais intensos para quem está próximo à fonte poluidora, a análise considerando maior aumento equivalente na tarifa de energia para quem reside próximo a usinas termelétricas foi realizada. Neste caso, foi considerado o aumento relativo de 39,3% na tarifa de energia e os resultados são mostrados no Quadro 2.22.

Quadro 2.22 – Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno com aumento da tarifa de 39,3%, considerando externalidades da utilização de usinas termelétricas a carvão mineral para moradores próximos às usinas

		Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
Estado	Capital	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)
Acre	Rio Branco	7.483,00	16	13.268,67	20	27.895,01	21	44.959,08	22
Alagoas	Maceió	1.014,65	8	6.812,07	14	13.542,17	15	22.964,31	15
Amapá	Macapá	-1.703,49	4	-492,50	6	353,95	7	1.341,48	7
Amazonas	Manaus	10.087,19	10	17.280,04	13	35.987,66	14	57.813,22	14
Bahia	Salvador	14.433,50	14	23.897,96	17	49.125,05	18	78.556,65	18
Ceará	Fortaleza	11.485,83	13	28.000,71	19	52.442,24	20	86.660,39	21
Distrito Federal	Brasília	4.838,69	7	14.755,64	12	28.118,60	12	46.826,74	13
Espírito Santo	Vitória	14.621,83	14	28.530,51	17	54.040,11	18	83.801,30	19
Goiás	Goiânia	8.780,31	10	22.633,97	16	42.566,30	17	70.471,56	18
Maranhão	São Luís	11.126,18	11	18.936,98	14	39.203,10	15	62.846,90	15
Mato Grosso	Cuiabá	12.661,67	13	30.352,39	20	56.756,65	22	93.715,43	22
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	9.990,64	11	25.059,56	17	47.009,11	19	77.738,49	19
Minas Gerais	Belo Horizonte	16.073,19	16	37.273,89	25	69.361,02	26	114.283,02	27
Paraná	Curitiba	12.249,17	12	24.329,12	15	46.279,71	16	75.547,17	16
Paraíba	João Pessoa	7.201,70	9	19.432,44	14	36.733,74	15	60.955,57	16
Pará	Belém	24.875,21	21	39.511,30	26	80.400,97	28	128.105,57	28
Pernambuco	Recife	15.469,80	14	25.452,41	18	52.233,95	19	83.479,07	19
Piauí	Teresina	10.197,22	11	25.423,49	18	47.717,34	19	78.928,73	19
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	10.937,14	11	18.751,88	14	38.734,44	15	65.377,85	15
Rio Grande do Norte	Natal	7.699,39	9	20.427,83	15	38.558,63	16	63.941,75	16
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	10.126,71	10	20.614,82	13	39.381,72	14	64.404,27	14
Rondônia	Porto Velho	15.627,78	15	25.610,61	18	52.629,12	19	84.150,71	19
Roraima	Boa Vista	3.695,58	6	12.252,83	10	23.710,61	11	39.751,50	11
Santa Catarina	Florianópolis	11.797,34	12	23.538,42	15	48.356,74	16	76.720,53	16
Sergipe	Aracaju	15.762,03	15	25.890,76	18	53.110,65	19	84.867,19	20
São Paulo	São Paulo	9.644,73	10	16.813,27	13	34.857,21	14	58.915,81	14
Tocantins	Palmas	5.998,67	15	16.723,94	23	31.760,74	24	52.812,26	15

Os resultados com aumento da tarifa em 39,3% mostram que apenas os modelos 1 e 2 em Macapá não atingiram a viabilidade econômica, pois é a capital com a tarifa de energia mais baixa. As análises considerando o aumento da tarifa de energia em função da poluição causada pelas termelétricas são úteis em um planejamento da expansão de oferta de energia, onde existe a opção de construir termelétricas ou investir em programas de expansão da

utilização de energia solar fotovoltaica buscando uma grande adesão por parte da sociedade.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

É evidente o potencial fotovoltaico ainda não explorado no Brasil. Enquanto países desenvolvidos criam metas de limpeza da sua matriz energética, o Brasil age em sentido contrário, aumentando significativamente o número de usinas termelétricas para suprir suas crescentes necessidades energéticas.

Diversos autores relatam a necessidade de programas de incentivos para que a energia solar fotovoltaica seja viável no Brasil, porém há lugares em que a combinação de altos índices de radiação e elevado custo da tarifa de energia elétrica convencional já tornam os sistemas conectados à rede economicamente viáveis. O uso da geração distribuída traz benefícios complementares ao sistema de distribuição, como: redução de impactos ambientais e sociais, aumento da confiabilidade, redução dos custos de transmissão e distribuição, redução da curva de carga no período diurno e redução de custos com expansão da rede.

Externalidades inerentes à geração de energia por meio de termelétricas raramente são levadas em conta quando se estuda a viabilidade destes sistemas. Os custos gerados devido a problemas com tratamentos de saúde causados pela poluição devem ser acrescentados à análise econômica dessas usinas, já que podem chegar, dependendo da região a 82,9% do preço do kWh vendido ao consumidor final, afetando decisivamente a escolha de investir em geração fotovoltaica.

A forte pressão de grupos da sociedade e mídia contra a construção de usinas hidroelétricas não é compatível com o não posicionamento destes mesmos grupos quando se trata da instalação de novas usinas termoelétricas. A sociedade não tem sido informada sobre os prejuízos da utilização das termoelétricas, especialmente em relação a fatores ambientais e de gastos com saúde pública.

2.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução normativa N° 482, de 17 de abril de 2012.
- ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. Tarifas residenciais. <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493>. Acesso em 17/01/2014.
- Bell, M.L., Davis, D.L., Gouveia, N., Borja-Aburto, V.H., Cifuentes, L.A. The avoidable health effects of air pollution in three Latin American cities: Santiago, São Paulo, and Mexico City. *Environmental Research*, n.100, p.431–440, 2006.
- BEN 2014. Balanço Energético Nacional 2014. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2014.
- CERES - <http://www.ceres-recycle.org/legislative-framework.ceresrecycle.org/legislative-framework>. Acessado em 16/05/2013.
- Czarnowska, L., Frangopoulos, C. A. Dispersion of pollutants, environmental externalities due to a pulverized coal power plant and their effect on the cost of electricity. *Energy*, 41, p. 212-219, 2012.
- Diniz, A.S.A.C., Machado Neto, L.V.B, Camara, C.F., Moraes, P., Cabral, C.V.T., Oliveira Filho, D., Ravinetti, R.F., França, E.D., Cassini, D.A., Souza, M.E.M., Santos, J.H., Amorim, M. Review of the photovoltaic energy program in the state of Minas Gerais, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, n.6, p. 2696-2706, 2011.
- EIA. U. S. Energy Information Administration. <http://www.eia.gov>. Acessado em 28/07/2015.
- El-Kordy, M.N., Badr, M.A., Abed, K.A., Ibrahim, S.M.A. Economical evaluation of electricity generation considering externalities. *Renewable Energy*, n.25, p.317–328, 2002.

- EPA Fact Sheet – Social Cost of Carbon <http://www.epa.gov/climatechange/EPAactivities/economics/scc.html>. Acessado em 19/03/2015.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro, 2012.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Anuário estatístico de energia elétrica 2013. Rio de Janeiro, 2013.
- Fthenakis, V.M., Moskowitz, P.D. Photovoltaics: Environmental, Health and Safety Issues and Perspectives. Progress In Photovoltaics: Research And Applications, v.8, p.27-38, 2000.
- Giacchetta, G., Leporini, M., Marchetti, B. Evaluation of the environmental benefits of new high value process for the management of the end of life of thin film photovoltaic modules. Journal of Cleaner Production, p. 1- 11, 2013.
- Gouveia, N., Mendonça, G.A.S, Leon, A. P., Correia, J. E. M., Junger, W. L., Freitas, C. U., Daumas, R. P., Martins, L. C., Giussepe, L., Conceição, G. M. S., Manerich, A., Cunha-Cruz, J. Poluição do ar e efeitos na saúde nas populações de duas grandes metrópoles brasileiras. Epidemiologia e Serviços de Saúde, 12, p.29 – 40, 2003.
- Jannuzzi, G.M., Melo, C.A. Grid-connected photovoltaic in Brazil: Policies and potential impacts for 2030. Energy for Sustainable Development, v.17, p.40–46, 2013.
- Kanamitsu, M., Ebisuzaki, W., Woollen, J., Yang, S-K, Hnilo, J.J., Fiorino, M., and Potter, G. L.. NCEP-DOE AMIP-II Reanalysis (R-2). Bulletin of the American Meteorological Society, p. 1631-1643, 2002.
- Kang, S., Yoo, S., Lee, J., Boo, B., Ryu, H. Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules. Renewable Energy, v. 47, p. 152-159, 2012.
- Klaassen, G., Riahi, K. Internalizing externalities of electricity generation: An analysis with MESSAGE-MACRO. Energy Policy, n.35, p.815–827, 2007.

- Lacchini, C., Santos, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. *Renewable Energy*, 52, p. 183e189, 2013.
- McDonald, N.C., Pearce, J.M. Producer responsibility and recycling solar photovoltaic modules. *Energy Policy*, v. 38, p. 7041–7047, 2010.
- MCTI. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil. Brasília, 2013.
- MCTI. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Fatores de Emissão de CO₂ de acordo com a ferramenta metodológica: *Tool to calculate the emission factor for an electricity system*, <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/74689.html>. Acessado em 28/07/2015.
- NRC - National Research Council; Committee on Health, Environmental, and Other External Costs and Benefits of Energy Production and Consumption. *Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use*. Washington, D.C. 2010.
- Rafaj, P., Kypreos, S. Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model. *Energy Policy*, n.35, p.828–843, 2007.
- Roth, I.F., Ambs, L.L. Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing. *Energy*, n.29, p.2125–2144, 2004.
- Sivaraman, D., Keoleian, G.A. Photovoltaic (PV) electricity: Comparative analyses of CO₂ abatement at different fuel mix scales in the US. *Energy Policy*, n.38, p.5708–571, 2010.
- SVTC – A Silicon Valley Toxics Coalition White Paper. *Toward a Just and Sustainable Solar Energy Industry*. January 14, 2009.
- Tavares, S. F. Metodologia de análise do ciclo de vida energético de edificações residenciais brasileiras. Tese de Doutorado, Florianópolis, 2006.

Zhou, Y., Levy, J.I., Evans, J.S., Hammitt, J.K. The influence of geographic location on population exposure to emissions from power plants throughout China. *Environment International*, n.32, p.365 – 373, 2006.

Capítulo 3 – Externalidades da geração fotovoltaica envolvendo critérios técnicos do fornecimento de energia elétrica

3.1 INTRODUÇÃO

A utilização de sistemas de geração distribuída pode trazer benefícios para o sistema de distribuição de energia elétrica, como: melhoria do perfil de tensão, diminuição das perdas de energia na transmissão, redução da demanda de pico, adiamento do investimento na expansão do sistema, dentre outros. Porém, um alto nível de inserção de sistemas distribuídos pode levar a uma série de problemas técnicos, dentre os quais estão: subtensão ou sobretensão, sobrecarga na capacidade de condução dos cabos, desequilíbrio de tensão e perda de eficiência na rede (Chua, 2011).

A qualidade da energia elétrica está relacionada a diversos fatores, dentre os quais estão a forma de onda, a frequência e os níveis da tensão elétrica. O não atendimento dos fatores de qualidade de energia em determinado local afeta a tensão e corrente no sistema elétrico, podendo levar a falhas ou operação inadequada dos equipamentos elétricos.

A qualidade da energia pode ser afetada pelas cargas conectadas ao sistema elétrico. Os motores elétricos, por exemplo, possuem correntes de partida elevadas e podem causar variações súbitas na rede. Desequilíbrios causados pela má distribuição das cargas entre as fases também afetam a qualidade da energia. Os desequilíbrios podem ser causados por cargas monofásicas mal distribuídas e por consumidores trifásicos com circuitos mal

distribuídos em suas instalações. Esses distúrbios causam variações nos valores eficazes da tensão de fornecimento que, pela legislação, devem ser classificadas segundo a faixa em torno dos valores de referência, conforme o Quadro 3.1 para as tensões de 127/220 V.

Quadro 3.1 – Classificação das faixas de tensão de fornecimento para as tensões de referência, T_R , 127/220

Tensão de atendimento	T_R 127 V	T_R 220 V
Adequada	$116 \leq T_R \leq 133$	$201 \leq T_R \leq 231$
Precária	$109 \leq T_R < 116$ ou $133 < T_R \leq 233$	$189 \leq T_R < 201$ ou $231 < T_R \leq 233$
Crítica	$T_R < 109$ ou $T_R > 140$	$T_R < 189$ ou $T_R > 233$

Fonte: ANEEL (2015).

As mudanças da forma de onda são definidas como um desvio da forma de onda puramente senoidal, na frequência fundamental, causadas pela presença de harmônicos e ruídos. Essas variações são causadas, principalmente, por chaveamento de cargas eletrônicas. Os geradores podem sofrer variações na velocidade de rotação, levando a variações de frequência na tensão de fornecimento, que deve permanecer no intervalo de $60 \pm 0,1$ Hz em regime permanente (ANEEL, 2015).

Indicadores de qualidades dos serviços de fornecimento de energia

A ANEEL estabelece as regras para as empresas prestadoras dos serviços de transmissão e distribuição de energia em relação à qualidade de energia, tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores. Em caso de irregularidades, as empresas estão sujeitas a penalidades estabelecidas pela ANEEL. Os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica foram estabelecidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e abordam a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado pela concessionária (ANEEL, 2015).

Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos e os individuais:

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora;

DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;

FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;

DMIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.

DRP – Duração Relativa da transgressão para tensão precária;

DRC – Duração Relativa da transgressão para tensão crítica;

DRP_E – Duração Relativa de transgressão de tensão precária equivalente;

DRC_E – Duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente.

O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada, totalizando 168 horas. Depois da obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados o DRP e o DRC de acordo com as equações 3.1 e 3.2.

$$DRP = \frac{NLP}{1008} \cdot 100\% \quad (3.1)$$

$$DRC = \frac{NLC}{1008} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

sendo NLP e NLC o maior valor obtido entre as três fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Os índices equivalentes são calculados de acordo com as equações 3.3 e 3.4.

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N} \% \quad (3.3)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N} \% \quad (3.4)$$

sendo DRP_i e DRC_i as durações das transgressões de tensão precária e crítica, respectivamente, por unidade consumidora e N é o número de unidades consumidoras da amostra.

No caso de transgressão dos indicadores DRP e DRC, as concessionárias devem compensar os titulares das unidades consumidoras nas quais se realizou as medições e os titulares daquelas atendidas pelo mesmo ponto de conexão. O cálculo da compensação é feito pela Equação 3.5:

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRP_M}{100} \right) k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_M}{100} \right) k_2 \right] EUSD \quad (3.5)$$

em que:

$k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_M$;

$k_1 = 3$, se $DRP > DRP_M$;

$k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_M$;

$k_2 = 7$, para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão,
se $DRC > DRC_M$;

$k_2 = 5$, para unidades consumidoras atendidas em média tensão,
se $DRC > DRC_M$;

$k_2 = 3$, para unidades consumidoras atendidas em alta tensão,
se $DRC > DRC_M$;

DRP = valor do DRP apurado na última medição;

$DRP_M = 3\%$;

DRC = valor do DRC apurado na última medição;

$DRC_M = 0,5\%$;

EUSD = valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

Os indicadores de continuidade individuais exigidos pela ANEEL são a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC), a frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (FIC), a duração máxima de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC) e a duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DICRI).

A partir dos indicadores individuais são obtidos os indicadores coletivos que são a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC).

Para os indicadores de continuidade também há pagamento de compensações por parte das concessionárias para os consumidores.

Perdas de energia elétrica

O sistema elétrico de potência é dividido em três partes: geração, transmissão e distribuição. A energia é levada aos consumidores, independentemente da classe, pelas distribuidoras, que recebem a energia dos agentes responsáveis pelo suprimento de energia. Em cada etapa deste caminho percorrido pela energia ocorrem perdas, sendo então, necessário gerar mais energia do que é efetivamente consumida.

As perdas são maiores nas linhas de transmissão e distribuição, mas também ocorrem na geração e nos equipamentos constituintes do sistema elétrico de potência, como os transformadores. As perdas nos sistemas de geração e transmissão são contabilizadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com base na diferença entre os valores registrados na geração de energia e na energia fornecida às redes de distribuição. O custo dessas perdas, chamadas de Perdas na Rede Básica, é dividido entre geradores e consumidores de energia, ficando cada um com 50% da despesa.

Na rede de distribuição ocorrem as perdas técnicas, relacionadas à transformação de energia elétrica e efeito Joule nos condutores, e as perdas não técnicas, relacionadas a furtos de energia, erros de medição e demais problemas no faturamento da energia consumida.

As perdas técnicas na distribuição são estimadas com base em modelos matemáticos dos três segmentos de rede (alta, média e baixa tensão). Os modelos levam em consideração parâmetros básicos da rede e de seus equipamentos, como bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida aos consumidores.

A ANEEL define a parcela de perdas não técnicas da distribuição que será repassada à tarifa. O cálculo é feito com base em um referencial estabelecido a partir da observação das empresas mais eficientes no setor. As regras de cálculo das perdas não técnicas estão definidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (ANEEL, 2015).

Queiroz (2010) avaliou as perdas técnicas nos sistemas de distribuição.

Comparando com outros países, o Brasil apresenta um nível muito alto de perdas. Dados de perdas nos sistemas de transmissão e distribuição em alguns países são mostrados no Quadro 3.2.

Quadro 3.2 – Perdas de energia em alguns países e regiões

País	Perda %	País	Perda %	País	Perda %
Suécia	4,4	China	7,0	Rússia	11,0
EUA	6,0	Portugal	7,5	Austrália	11,0
Reino Unido	6,0	México e Canadá	8,0	África	11,0
Finlândia	6,3	Espanha	8,3	Brasil	19,0
Noruega	6,6	Grécia	9,2	Índia	25,0
Comunidade Européia	7,0	Hungria	10,6		

Fonte: Queiroz (2007).

Dentre os países listados o Brasil é um dos que apresenta maiores perdas de energia que podem ser explicadas pela sua vasta dimensão e pelo fato de a maior parte da geração ser feita por usinas hidrelétricas que, em geral, ficam localizadas a grandes distâncias dos centros de consumo. Nota-se que outros países com território grande, como EUA, China e Canadá possuem perdas muito menores que o Brasil, sendo que nestes países as usinas termoeletricas são as principais fontes de energia e podem ser construídas mais próximas aos centros de consumo.

A ANEEL divulga em seus relatórios as estimativas de perdas nos sistemas de distribuição e de transmissão, incluindo as perdas técnicas e não-técnicas, com base nos procedimentos de cálculo apresentados no Módulo 7 do PRODIST e no Submódulo 2.6 do PRORET (ANEEL, 2015). Dados sobre perdas no SIN são mostrados no Quadro 3.3.

Quadro 3.3 – Evolução das perdas e geração no Brasil em GWh

Ano	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Geração	387.452	403.031	419.383	445.149	463.120	466.158	515.799	531.758	552.498	570.025
Perdas	64.892	66.880	70.597	71.850	77.082	79.795	85.748	86.676	94.367	93.562
%	16,75	16,59	16,83	16,14	16,64	17,12	16,62	16,30	17,08	16,41

FONTE: BEN, 2014.

De acordo com os dados da ANEEL, as perdas no SIN se mantiveram entre 16,14% e 17,12% entre os anos de 2004 a 2013. No ano de 2013 as perdas de energia foram iguais a 75% do consumo do setor residencial no país e superou em 11% o consumo do setor comercial (BEN, 2014).

Sistemas fotovoltaicos e perfil de tensão

O nível de tensão fornecido aos consumidores deve ser mantido dentro de uma faixa de valores permitidos, de forma a garantir o correto funcionamento dos equipamentos conectados à rede e evitar que sofram danos. O dimensionamento dos sistemas de distribuição, incluindo transformadores e condutores, é feito a partir de uma estimativa da carga que será atendida. Mantendo-se inalterados os componentes do sistema de distribuição e aumentando-se a carga, o nível de tensão nas linhas de distribuição é reduzido por causa de uma corrente maior que passa a circular nos condutores. O Quadro 3.4 mostra a evolução das cargas residenciais, comerciais e industriais no Brasil.

Quadro 3.4 – Consumo de energia elétrica no Brasil por setor (GWh)

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Residencial									
78.577	83.193	85.810	90.881	95.585	100.638	107.215	111.971	117.646	124.896
Comercial									
50.082	53.492	55.222	58.535	62.495	65.981	69.718	74.056	79.797	84.388
Industrial									
172.061	175.370	183.418	192.616	197.218	186.740	203.350	209.390	209.622	210.083

Fonte: BEN (2014).

Os dados do Quadro 3.4 mostram o crescimento da carga no Brasil nos últimos 10 anos. Durante este período, houve aumento de 58,9% do consumo residencial, 68,5% do consumo comercial e 22,1% do consumo industrial, correspondendo a um aumento total de 39,5% no consumo de energia no país. Com o crescimento da carga e falta de redimensionamento dos sistemas elétricos, há uma forte tendência de que o perfil de tensão nas redes de distribuição tenha o nível reduzido, aumentando o número de ocorrência de valores de tensão abaixo do mínimo permitido pela legislação e monitorados por meio dos indicadores DRP e DRC.

Urbanetz et al. (2012) avaliaram um sistema fotovoltaico de 12 kWp conectado à rede e realizaram a simulação de 4,2 MWp de geradores fotovoltaicos distribuídos para estudar o efeito da geração FV no ponto de conexão com a rede e no alimentador a que está conectado. Verificaram-se, em ambas as análises, um pequeno aumento do nível de tensão da rede que pode ter efeito positivo em redes que naturalmente possuem queda do nível de

tensão, como nas extremidades de grandes linhas de alimentação. Entretanto, com alto nível de inserção de sistemas fotovoltaicos podem ocorrer níveis de tensão excessivos.

As análises do sistema de 12 kWp mostraram queda das distorções harmônicas na rede depois da conexão à rede. Os resultados mostraram que a introdução de sistemas fotovoltaicos na rede em locais estratégicos tem efeito benéfico ao sistema em vários aspectos como: melhor perfil de tensão, redução das perdas e redução das distorções harmônicas, além de adiar investimentos no aumento de capacidade da rede.

Chua et al. (2011) propuseram a utilização de armazenamento de energia associado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede como forma de reduzir as alterações nos perfis de tensão provocados pelo alto nível de inserção de sistemas fotovoltaicos. As simulações realizadas mostraram que o desbalanceamento do sistema pode ser reduzido efetivamente pelo sistema de armazenamento. Os sistemas de armazenamento são capazes de absorver o excesso de energia e de entregar potência à rede quando há aumento da demanda. Entretanto, a efetividade deste modelo de gerenciamento de energia depende da localização do sistema de armazenamento na rede.

Sistemas fotovoltaicos e qualidade de energia

Macêdo e Zilles (2009) analisaram um sistema fotovoltaico de 11,07 kWp conectado à rede e verificaram sua influência sobre as distorções harmônicas, fator de potência e nível de tensão. O trabalho mostrou que a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede em larga escala pode causar importantes mudanças na direção do fluxo de potência, reduzindo a eficácia dos dispositivos de proteção e aumentando o desbalanceamento de tensão.

Ruiz-Rodrigues et al. (2015) estudaram o desbalanceamento de tensão provocado nas redes de distribuição por sistemas fotovoltaicos distribuídos, em função do tamanho e nível de inserção destes sistemas. Os resultados mostraram que, para sistemas de até 15 kW, é admissível um nível de inserção de até 5%. Para sistemas de até 5kW, o limite aceitável é de até 15%.

Aly et al. (2014) propuseram e analisaram o efeito do uso de inversores de frequência em sistemas fotovoltaicos com nível de inserção de até 50% para

a regulação e estabilidade da tensão nas redes de distribuição. Os resultados mostraram que os inversores dos sistemas fotovoltaicos podem contribuir com potência reativa para melhorar o perfil de tensão, a segurança das linhas de distribuição, e aumento da vida útil de transformadores estabilizadores de tensão devido ao menor número de acionamentos.

Widén et al. (2010) simularam o uso de sistemas fotovoltaicos em três diferentes níveis de inserção para três redes de distribuição reais na Suécia. As redes selecionadas foram: (i) uma rede residencial sem demanda de energia para aquecimento, ou seja, com carga elétrica reduzida; (ii) uma rede residencial com demanda de energia para aquecimento, ou seja, com alta demanda de energia; e (iii) uma rede rural, com longas distâncias percorridas pelo cabeamento. Foram simulados sistemas de 1 kW_p, 2 kW_p e 3kW_p. Em relação ao perfil de tensão, os resultados mostraram piores valores para a rede residencial com baixa demanda, mas sem ultrapassar os limites de tensão. A rede com alta demanda para aquecimento apresentou os melhores resultados, justificados por sua maior robustez em função da alta demanda. Na simulação de sistemas para suprir a demanda total de energia da residência, houve baixa probabilidade de ultrapassagem do limite de 5% da tensão.

Shayani e Oliveira (2011) avaliaram os limites de inserção dos sistemas fotovoltaicos em sistemas de distribuição radial. Dois fatores limitadores da Geração Distribuída com sistemas fotovoltaicos são o nível de tensão na rede e a capacidade de condução de corrente dos condutores. Shayani e Oliveira (2011) obtiveram resultados práticos para a obtenção dos limites permissíveis para instalação de sistemas fotovoltaicos em função dos dois critérios apresentados. Considerando-se a capacidade de condução de corrente e carga nominal no barramento, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de suprir a potência ativa da carga, exportar a mesma potência para o sistema e compensar as perdas na linha. Esta condição é expressa pela Equação 3.6, que foi validada por Shayani e Oliveira (2011) por meio de simulações de fluxo de potência, obtendo um erro médio de 2,15%.

$$P_{FV} = 2P_{carga} + (1 - S_{carga}) \quad (3.6)$$

Shayani e Oliveira (2011) mostraram que o aumento de nível na tensão da linha só é restritivo se a tensão na subestação for maior que 1,038 pu.

Quando a tensão na subestação for 1,0 pu o critério de capacidade de condução de corrente é mais restritivo. Entretanto, o estudo foi realizado para uma carga constante, o que é impossível de ocorrer quando se considera um grupo de consumidores residenciais. Além disso, o consumo no setor residencial não é sincronizado com a radiação solar e, conseqüentemente, com a geração fotovoltaica.

Souza (2015) avaliou o uso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na cidade de Sete Lagoas – MG. As análises foram feitas para uma rede real de baixa tensão, que alimenta consumidores residenciais. Foram obtidos dados do transformador 13,8 kV/220V que alimenta a rede e do consumo individual dos 46 consumidores conectados e verificou-se um consumo médio de 439,1 kWh por mês. O carregamento do transformador analisado tem um pico de 116% às 19h e nos horários de maior radiação o carregamento não ultrapassa 60%. As simulações foram feitas variando a capacidade dos sistemas fotovoltaicos em 1,2, 2,4 e 3,6 kW_p, variando o número de consumidores com geração de energia entre 5 e 40, a distância entre os sistemas conectados e o transformador e o *tap* do transformador em 13,68, 13,8 e 14,21 kV.

Das 108 simulações realizadas, só houve ultrapassagem do limite de tensão em dois cenários com o transformador ajustado para 14,21 kV. Nestes casos a potência simulada foi de 3,6 kW_p com 30 e 40 consumidores gerando energia. Considerando o maior nível de inserção entre as análises feitas por Souza (2015) sem que houvesse violação dos limites de tensão, a instalação de 96 kW_p, conectados a um transformador de 75 kVA com carregamento máximo de 60% no período de maior radiação solar não gerou tensões fora dos limites permitidos.

Deve-se ressaltar que nas simulações realizadas por Souza (2015), não foi feito o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos de acordo com o consumo das residências, tendo sido utilizados três diferentes capacidades de geração previamente estabelecidas. Simulações realizadas para a região mostram que, com uma potência de 2750 W_p, um sistema fotovoltaico conseguiria suprir uma média aproximada de 436 kWh por mês e, portanto, o sistema de 3,6 kW_p está superdimensionado para a média de consumo das cargas estudadas, o que naturalmente provocaria aumento de tensão na rede de distribuição. Nas simulações em que a potência dos sistemas era menor,

não houve ultrapassagem dos limites de tensão, mesmo com o transformador regulado para maior tensão.

Sistemas fotovoltaicos e o atendimento de demanda de ponta

O constante aumento da carga conectada ao sistema de distribuição pode provocar sobrecarga dos componentes da rede. Os sistemas fotovoltaicos podem contribuir para redução das demandas dos alimentadores, principalmente nos horários do dia com maior radiação solar.

Rüther et al. (2008) avaliaram o potencial de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na cidade de Florianópolis para redução da demanda de pico e aumento de confiabilidade. O trabalho demonstrou que o posicionamento estratégico dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição pode contribuir significativamente para a redução da demanda de pico em locais com curvas de carga de características comerciais, onde a carga de condicionamento de ar coincide com a geração fotovoltaica.

Jardim et al. (2008) avaliaram o potencial de sistemas fotovoltaicos para o atendimento da carga em regiões metropolitanas. Foi observada boa correlação entre a geração fotovoltaica e a demanda das cargas, principalmente comerciais. Para um nível de inserção de 25% foi encontrado um fator de mais de 75% da potência nominal fotovoltaica para a capacidade de despacho destes sistemas.

Burke (2014) avaliou o uso da energia solar fotovoltaica para atender a demanda de pico em comparação com o uso de turbinas a gás. O estudo relacionou a latitude do local onde é instalado o sistema fotovoltaico com sua capacidade de atender a demanda de pico. Baixas latitudes são favoráveis ao uso dos sistemas fotovoltaicos para suprimento do horário de ponta no verão.

Boehm (2012) descreveu um projeto para reduzir a demanda de pico de uma residência na região sudeste dos EUA em 65%. Nessa região, as altas temperaturas tornam as cargas de condicionamento de ar bastante significativas. Quatro diferentes abordagens foram utilizadas para atingir esse objetivo. O projeto visando a conservação de energia, o uso de sistemas fotovoltaicos, gerenciamento da demanda e armazenamento de energia em baterias.

Fahrioglu et al. (2012) estudaram a geração distribuída para

gerenciamento da demanda de energia, comparando aspectos econômicos do uso de contratos de gerenciamento da demanda com o uso da geração distribuída. Em alguns casos o uso da geração distribuída se mostrou mais vantajoso do que o uso de contratos de gerenciamento da demanda. Dentre os fatores que fazem o uso da geração distribuída mais vantajoso estão sua localização na rede e a localização e demanda das cargas. O estudo mostrou também que a geração distribuída é capaz de aliviar a rede em períodos de congestionamento quando posicionada nos barramentos mais carregados do sistema de distribuição.

O objetivo neste capítulo foi analisar as externalidades da geração fotovoltaica associadas a quesitos técnicos das redes de distribuição. Os objetivos específicos foram: (i) criar indicadores de melhoria das condições de nível de tensão e redução das perdas de energia para serem utilizados de forma a beneficiar o consumidor que opta por investir na geração fotovoltaica; (ii) avaliar a redução de demanda nos momentos de maior radiação solar do dia em redes com predominância de cargas residenciais, comerciais e industriais.

3.2 METODOLOGIA

3.2.1 Indicadores de qualidade de energia

Melhoria do perfil de tensão

Foi estimado um fator de compensação para os consumidores que, ao instalarem um sistema fotovoltaico, contribuam para a melhoria dos indicadores DRC e DRP. Os indicadores DIC, FIC e DMIC não foram utilizados, pois a regulamentação da ANEEL prevê desconexão automática do sistema em caso de ilhamento e, desta forma, os sistemas fotovoltaicos distribuídos não poderiam contribuir para a melhoria destes indicadores. O desconto proposto se baseia na Equação 3.7.

$$D = ((DRP_{SFV} - DRP_{FV})k_1 + (DRC_{SFV} - DRC_{FV})k_2)T_{\min} \quad (3.7)$$

em que,

D é o valor do desconto na conta de energia elétrica;

DRP_{FV} é o valor do DRP medido após a instalação do sistema fotovoltaico;

DRP_{SFV} é o valor do DRP medido antes da instalação do sistema fotovoltaico;

DRC_{FV} é o valor do DRC medido após a instalação do sistema fotovoltaico;

DRC_{SFV} é o valor do DRC medido após a instalação do sistema fotovoltaico;

$k_1 = 0$, se $DRP_{SFV} \leq 3\%$;

$k_1 = 10$ se $DRP_{SFV} > 3\%$;

$k_2 = 0$, se $DRC_{SFV} \leq 0,5\%$;

$k_2 = 20$ se $DRC_{SFV} > 0,5\%$ e;

T_{\min} é a mínimo pago por consumidores residenciais, seja ele monofásico, bifásico ou trifásico.

O objetivo do método proposto é reduzir o valor mínimo pago na conta de energia elétrica, que ocorre mesmo quando não há consumo de energia da concessionária, e dessa forma melhorar a viabilidade do uso dos sistemas fotovoltaicos. O efeito esperado do método proposto é que haja incentivo das concessionárias para que, em barramentos em que houver normalmente ocorrências frequentes de valores precários e críticos de tensão abaixo da tensão nominal, os consumidores invistam em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Com isso, haveria melhoria do perfil de tensão sem a necessidade de ampliação da capacidade do barramento.

Para avaliar o efeito do método proposto na viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos, foi realizada a análise econômica a partir do caso base definido no capítulo 2. Foi avaliado por meio da análise econômica, o efeito da melhoria de um ponto percentual no DRP e no DRC na viabilidade dos sistemas fotovoltaicos.

Perdas na distribuição e transmissão

Considerando-se que os sistemas fotovoltaicos distribuídos são instalados muito próximos à carga, e que a energia gerada por estes sistemas é consumida localmente, as perdas de energia que ocorreriam nos sistemas de transmissão e distribuição são evitadas. Como a energia está sendo gerada localmente, para cada kWh hora gerado pelo sistema fotovoltaico, deixa de fluir pelos sistemas de transmissão e distribuição 1kWh mais as perdas a ele

associadas, quando gerado por fontes convencionais. Foi proposta uma forma de incentivo a partir de um desconto na conta de energia elétrica do consumidor residencial, com base nas perdas evitadas no sistema de distribuição e transmissão, considerando a média das perdas entre os anos de 2004 e 2013 de 16,65%, como forma de atribuir valor a esta externalidade. O desconto proposto baseia-se na Equação 3.8.

$$D = T_{EE} E_{PV} \left(\frac{1}{1 - i_{SIN}} - 1 \right) F_d \quad (3.8)$$

em que,

D é o desconto na conta de energia elétrica, %;

T_{EE} é a tarifa de energia elétrica residencial, R\$/kWh;

E_{PV} é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico no mês, kWh;

i_{SIN} é o índice de perdas apuradas no SIN, % e;

F_d é um fator de desconto, %.

Para avaliar o efeito do método proposto na viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos, foi realizada a análise econômica a partir do caso base definido no capítulo 2. Foi avaliado o efeito na análise econômica do nível de desconto aplicado a cada caso em função da redução das perdas de energia.

3.2.2 Redução de demanda

Foi estimado o potencial de instalação de sistemas fotovoltaicos na rede da CEMIG. Foram obtidos dados dos atributos físicos-elétricos da rede da concessionária. Os dados utilizados incluem informações sobre 271 conjuntos de consumidores, abrangendo toda a área de concessão. São informados a potência instalada dos transformadores de distribuição; extensão das rede que atendem as áreas urbana e rural; energia consumida pelos setores residencial, comercial, industrial, rural e outros; número total de unidades consumidoras em cada uma das cinco classes anteriormente citadas.

Foi avaliada a redução da demanda de consumidores residenciais, comerciais e industriais, sendo que os dois últimos se encontram em sincronia natural com a geração fotovoltaica. Foram analisadas curvas de cargas características destes setores e com base em dados obtidos na ANEEL sobre

os atributos físico-elétricos da CEMIG, foi avaliado o potencial de redução da demanda de ponta.

Foram selecionados três conjuntos de consumidores da CEMIG que apresentam maior percentual de consumidores residenciais, comerciais e industriais. Com os valores de consumo total de energia no conjunto e número de consumidores, foi calculado o consumo médio por unidade. Com base no consumo e nas curvas de carga foi estimado o valor médio da potência aparente dos consumidores de cada conjunto segundo a Equação 3.9.

$$kVA_{m\u00e9dio} = \frac{C}{730 \times 0,92} \quad (3.9)$$

sendo C o consumo em kWh, e considerando o fator de potência igual a 0,92.

A partir dos dados em p.u. das curvas de carga foi avaliado a demanda nos horário de maior radiação, que ocorre próximo do meio-dia e a potência fotovoltaica para suprir esta demanda.

3.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.3.1 Indicadores de qualidade de energia

Melhoria do perfil de tensão

O método de cálculo proposto para o desconto na conta de energia elétrica garante, para redução de um ponto percentual no valor do índice DRP, um desconto de 10% no valor mínimo pago na conta de energia. A redução de um ponto percentual no índice DRC garante 20% de desconto no valor mínimo pago na conta. O valor mínimo pago por pequenos consumidores representa um percentual significativo da conta de energia elétrica e, se puder ser reduzido de alguma forma, beneficiará o pequeno consumidor que optar por instalar um sistema fotovoltaico. Considerando o efeito da redução simultânea de um ponto percentual nos índices DRC e DRP foram calculados os novos valores de VPL e TIR para os sistemas fotovoltaicos avaliados no caso base e o resultado é apresentado no Quadro 3.5.

Quadro 3.5 – Análise econômica depois da aplicação de um desconto de 30% referente à diminuição de um ponto percentual nos indicadores DRP e DRC, para os modelos de residências típicas do Brasil, selecionados e para as capitais das unidades da federação

Estado	Capital	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
		VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)
Acre	Rio Branco	2.487,16	10	5.881,79	12	13.335,35	14	22.031,17	14
Alagoas	Maceió	-2.071,50	4	1.058,44	8	3.342,74	9	6.540,77	9
Amapá	Macapá	-4.511,21	0	-4.402,38	2	-6.862,41	3	-9.732,45	3
Amazonas	Manaus	-1.171,42	5	495,68	7	2.766,64	8	5.416,10	9
Bahia	Salvador	840,98	8	3.551,95	10	8.673,60	11	14.648,87	12
Ceará	Fortaleza	173,69	7	5.390,86	12	11.153,88	13	19.222,10	14
Distrito Federal	Brasília	-2.952,81	2	-595,34	6	323,48	7	1.690,81	7
Espírito Santo	Vitória	980,07	8	4.700,04	11	9.945,22	12	16.064,60	12
Goiás	Goiânia	-1.119,42	5	2.956,87	10	6.748,20	11	12.056,06	11
Maranhão	São Luís	-690,35	6	1.297,53	8	4.249,96	9	7.694,46	9
Mato Grosso	Cuiabá	726,75	8	6.458,07	13	13.077,99	14	22.345,89	15
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	-529,57	6	4.080,63	11	8.754,01	12	15.296,73	12
Minas Gerais	Belo Horizonte	2.302,33	10	9.619,00	16	18.725,12	17	31.473,69	18
Paraná	Curitiba	-97,07	7	2.797,99	9	6.486,97	10	11.405,61	10
Paraíba	João Pessoa	-1.841,36	4	1.502,54	8	4.143,43	9	7.840,68	10
Pará	Belém	5.675,66	13	10.622,67	17	22.592,92	18	36.558,21	19
Pernambuco	Recife	1.320,81	8	4.258,34	11	10.996,02	13	17.764,26	13
Piauí	Teresina	-454,62	6	4.199,10	11	9.023,02	12	15.776,51	12
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	-756,68	6	1.283,51	8	4.111,95	9	7.883,20	9
Rio Grande do Norte	Natal	-1.607,27	4	1.954,25	9	4.957,85	10	9.162,88	10
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	-1.086,77	5	1.112,23	8	3.409,12	8	6.471,63	9
Rondonia	Porto Velho	1.393,95	9	4.291,11	11	10.196,08	12	17.085,21	13
Roraima	Boa Vista	-3.490,47	1	-1.838,83	5	-1.753,07	6	-1.633,01	6
Santa Catarina	Florianópolis	-279,55	6	2.467,33	9	6.425,39	10	10.948,90	10
Sergipe	Aracaju	1.456,12	9	4.457,54	11	10.450,56	12	17.442,42	13
São Paulo	São Paulo	-1.356,39	5	401,24	7	2.382,01	8	5.023,03	8
Tocantins	Palmas	1.785,50	9	8.444,89	15	16.705,24	16	28.269,72	17

Comparando ao caso base, os resultados para Manaus – Modelo 2, Fortaleza – Modelo 1, Brasília – Modelo 2 e São Paulo – Modelo 2, que tinham o VPL negativo, passaram a ter o VPL positivo, indicando que com o desconto proposto na taxa mínima paga à concessionária, e para melhoria de um ponto percentual no DRP e no DRC, esses casos passaram a ser economicamente viáveis.

Os métodos convencionais de melhoria de perfil de tensão incluem recondução, mudança de *tap* no transformador, substituição do transformados, dentre outros. Todas essas opções são onerosas e parte deste investimento poderia ser repassado ao consumidor que contribui para a melhoria do perfil de tensão ao instalar um sistema de geração distribuída. Desta forma, o consumidor passaria a ser reconhecido como parte atuante do sistema elétrico de potência.

A eficiência do método proposto em tornar viável o sistema fotovoltaico depende do efeito que o sistema terá sobre a rede em que está instalado. Sistemas com potência muito menor que a carga no mesmo barramento terão pouco efeito sobre os níveis de tensão na rede (Shayani e Oliveira, 2011) e,

portanto, o desconto na conta de energia será reduzido. Se a potência do sistema for da ordem de grandeza semelhante à carga presente no mesmo barramento, seu efeito sobre os níveis de tensão da rede serão significativos (Shayani e Oliveira, 2011) e, assim, será também o desconto gerado na conta de energia.

As concessionárias podem determinar facilmente os barramentos críticos dos sistemas de distribuição em que há problemas com níveis de tensão baixos e planejar a inserção da geração distribuída de forma a melhorar seus indicadores e reduzir seus custos com compensações pagas aos consumidores.

A ANEEL exige das concessionárias o monitoramento dos níveis de tensão fornecida aos consumidores. No caso de não cumprimento das normas de fornecimento em relação ao nível de tensão, as concessionárias devem pagar aos consumidores uma compensação financeira. Os resultados do acompanhamento dos níveis de tensão são expressos por meio dos indicadores DRC e DRP, que devem se manter no limite de 3% e 0,5%, respectivamente. O Quadro 3.6 contém o valor total de compensações pagas por região entre os anos de 2011 e 2015.

Quadro 3.6 – Compensações pagas pelas concessionárias devido a tensões precárias e críticas entre 2011 e o primeiro trimestre de 2015

Sudeste	R\$ 18.280.016,77
Sul	R\$ 20.101.435,70
Centro-oeste	R\$ 5.913.825,25
Nordeste	R\$ 27.630.521,03
Norte	R\$ 16.894.089,69
Total	R\$ 88.819.888,44

Fonte: ANEEL (2015).

No mesmo intervalo de tempo que foram obtidos os dados que constam no Quadro 3.6, a CEMIG pagou um total de compensações de R\$ 8.762.899,58.

A ANEEL fiscaliza as concessionárias quanto às interrupções na rede de atendimento a seus consumidores. No caso de ultrapassagem dos valores permitidos de interrupção no fornecimento, as concessionárias devem pagar aos consumidores uma compensação financeira. Os resultados do

acompanhamento da confiabilidade da rede são expressos por meio dos indicadores DIC, FIC e DMIC, que devem se manter dentro dos limites estabelecidos por norma. O Quadro 3.7 mostra o valor total de compensações pagas pela CEMIG entre os anos de 2010 e 2015.

Quadro 3.7 – Compensações pagas pela CEMIG devido a interrupções no fornecimento entre 2010 e o primeiro trimestre de 2015

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Quantidade das compensações	11.114.557	9.396.625	11.352.152	9.082.517	7.225.939	2.220.087
Valor das compensações (R\$)	20.734.074,89	25.762.554,94	36.367.623,63	24.273.447,01	20.762.764,71	7.975.900,67
					Total	135.876.365,85

FONTE: ANEEL (2015).

Redução das perdas

O método proposto neste para o desconto na conta de energia elétrica utiliza, como base de cálculo, a diferença entre a energia que precisaria ser gerada nas usinas do SIN e a energia que precisa ser gerada localmente pelo sistema fotovoltaico para suprir a mesma carga. Assume-se, neste caso, que as perdas de energia no sistema fotovoltaico são desprezíveis, quando comparadas às perdas do SIN, por estar gerando energia próximo à carga. O fator de desconto foi estimado em 50%, pois as perdas nos sistemas de transmissão são divididas igualmente entre geração e consumo. Este fator proporciona ao consumidor que utiliza a geração fotovoltaica, um desconto que corresponde a 50% do custo da energia que seria perdida na transmissão e distribuição. Os resultados da análise econômica são apresentados no Quadro 3.8.

Quadro 3.8 – Análise econômica após a aplicação de um desconto devido à redução das perdas de energia na transmissão e distribuição, para os modelos de residências típicas do Brasil selecionados e para as capitais das unidades da federação

		Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
Estado	Capital	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)
Acre	Rio Branco	2.989,57	10	6.996,52	13	16.287,05	15	27.126,00	16
Alagoas	Maceió	-1.906,01	4	1.907,09	9	5.329,97	10	10.122,00	10
Amapá	Macapá	-4.279,61	1	-3.888,52	3	-5.501,75	4	-7.383,86	4
Amazonas	Manaus	-810,59	6	1.296,29	8	4.886,58	9	9.075,26	10
Bahia	Salvador	1.279,69	8	4.525,34	11	11.251,06	13	19.097,72	13
Ceará	Fortaleza	389,69	7	6.498,48	13	13.747,53	14	23.896,20	15
Distrito Federal	Brasília	-2.807,13	3	151,65	7	2.072,66	8	4.762,07	9
Espírito Santo	Vitória	1.370,27	8	5.898,43	12	12.760,01	13	20.765,19	13
Goiás	Goiânia	-911,48	5	3.938,27	11	9.018,70	12	16.131,30	13
Maranhão	São Luís	-310,90	6	2.139,45	9	6.479,27	10	11.542,40	11
Mato Grosso	Cuiabá	955,19	8	7.629,48	14	15.821,03	15	27.289,20	16
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	-329,39	6	5.107,13	12	11.157,71	13	19.628,52	14
Minas Gerais	Belo Horizonte	2.595,90	10	11.004,54	17	21.930,60	19	37.227,09	20
Paraná	Curitiba	229,18	7	3.854,71	10	9.004,65	11	15.871,24	12
Paraíba	João Pessoa	-1.670,69	4	2.377,73	9	6.192,81	10	11.533,94	11
Pará	Belém	6.301,44	14	12.011,16	18	26.269,50	20	42.904,24	21
Pernambuco	Recife	1.778,08	9	5.272,92	12	13.682,55	14	22.401,40	14
Piauí	Teresina	-230,04	6	5.259,02	12	11.475,18	13	20.177,80	14
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	-401,82	6	2.096,71	9	6.300,16	10	11.904,77	11
Rio Grande do Norte	Natal	-1431,33	5	2.856,45	10	7.070,46	11	12.970,08	11
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	-791,58	6	2.068,38	9	5.687,19	10	10.512,26	10
Rondonia	Porto Velho	1.854,06	9	5.311,98	12	12.899,25	13	21.751,06	14
Roraima	Boa Vista	-3.356,89	2	-1.153,86	6	-149,11	7	1.257,54	7
Santa Catarina	Florianópolis	11,88	7	3.474,43	10	9.102,43	11	15.534,42	11
Sergipe	Aracaju	1.918,62	9	5.483,74	12	13.167,86	14	22.132,66	14
São Paulo	São Paulo	-1.023,38	5	1.164,37	8	4.435,48	9	8.796,96	10
Tocantins	Palmas	2.037,75	10	9.738,42	16	19.734,24	17	33.728,38	18

Comparando ao caso base, os resultados para Manaus – Modelo 2, Fortaleza – Modelo 1, Brasília – Modelos 2 e 3, Curitiba – Modelo 1, Boa Vista – Modelo 3 e São Paulo – Modelo 2, que tinham o VPL negativo, passaram a ter o VPL positivo, indicando que com o desconto proposto na conta de energia igual a 50% do valor das perdas evitadas na transmissão e distribuição os casos citados atingiram a viabilidade econômica.

Os efeitos da redução das perdas são maiores para o sistema de distribuição se a demanda do consumidor que instalou o sistema fotovoltaico ocorrer no mesmo instante que a energia for gerada pelo sistema instalado. Desta forma, a energia gerada é consumida no ponto mais próximo, sem que tenha que percorrer os condutores da linha de distribuição e reduzindo as perdas. Quando a carga coincide com a geração nos períodos do dia com maior incidência de radiação solar, a redução de demanda de energia da rede é máxima e também ocorre a maior redução de perdas (Jardim et al., 2008; Rüther et al., 2008).

3.3.2 Redução de demanda

A capacidade do sistema fotovoltaico de suprir a demanda no momento em que ela ocorre depende de diversos fatores. Entre eles, pode-se citar o horário de disponibilidade da energia, curva de carga dos diferentes consumidores, tarifas de energia praticadas para cada tipo de consumidor, demanda de energia, modelo de incentivo praticado, entre outros.

Nas Figuras 3.1, 3.2 e 3.3 são mostradas as curvas de carga típicas dos setores residenciais, comerciais e industriais, com a demanda em p.u., tendo como base o kVA médio e obtidas em Eletropaulo (2007).

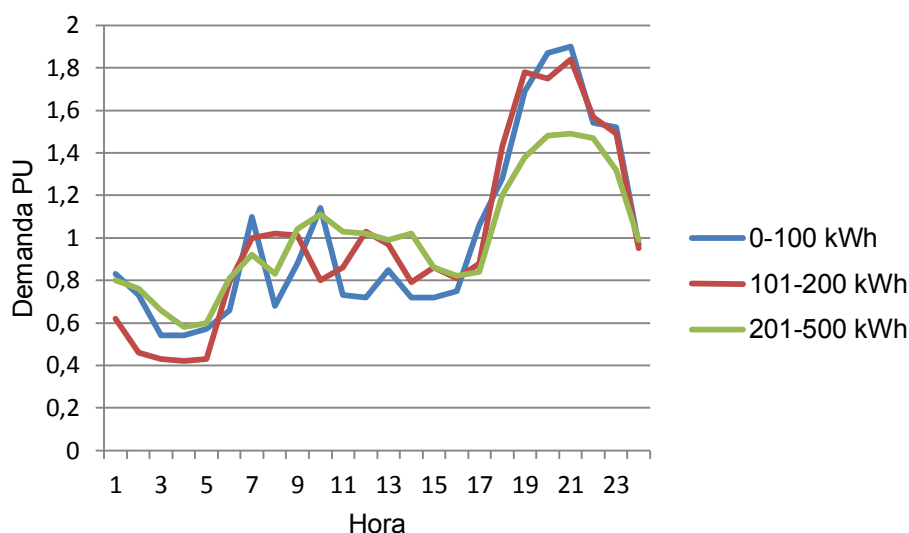


Figura 3.1 – Curva de carga típica do setor residencial.

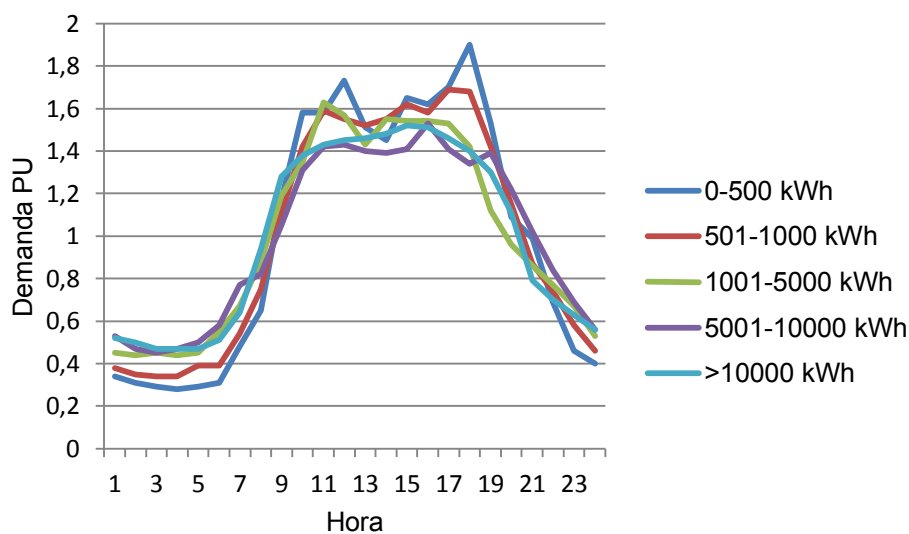


Figura 3.2 – Curvas de carga típica do setor comercial.

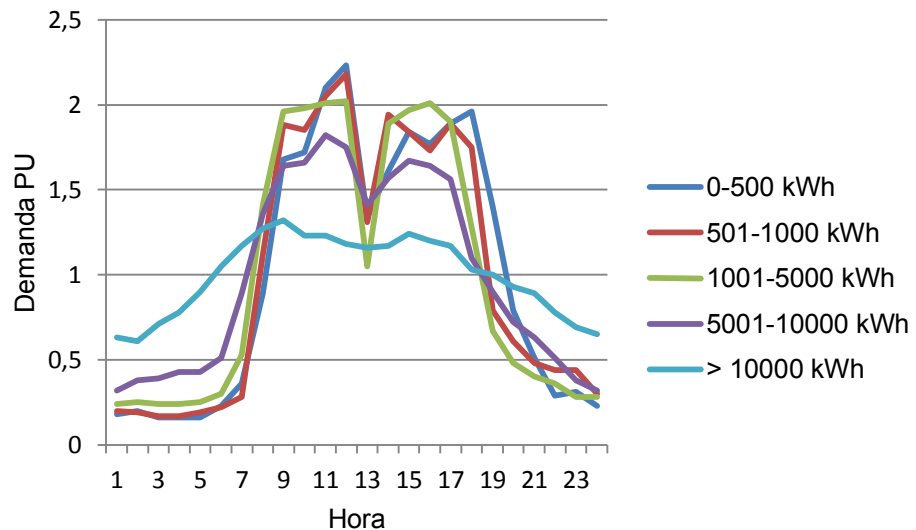


Figura 3.3 – Curvas de carga típicas do setor industrial.

Nota-se pelas Figuras 3.2 e 3.3 que a elevada demanda de energia dos setores comerciais e industriais no período diurno, enquanto no setor residencial a demanda é maior no fim da tarde e período noturno, reduzindo a partir das 22h. A sincronia natural entre demanda e oferta de energia é um fator positivo para o comércio e a indústria. Havendo sincronia, a energia é consumida no próprio local onde é gerada e é possível a instalação de uma maior potência fotovoltaica sem ultrapassar a capacidade de condução de corrente dos condutores.

Dentre os conjuntos de consumidores da CEMIG foram selecionados os conjuntos de consumidores Neves2, BHBarroPreto, e SeteLagoas3 que possuem, respectivamente, os maiores percentuais de consumidores residenciais, comerciais e industriais, respectivamente, na área de concessão da CEMIG.

O conjunto Neves2 possui 100.050 consumidores residenciais, que durante o ano de 2014 consumiram 163.318,31 MWh, o que representa um consumo médio por unidade de 1.632,37 kWh/ano ou 136,03 kWh/mês. A demanda média por unidade é de 0,203 kW. Analisando os dados de demanda diária para consumidor residencial na faixa de 101-200 kWh, tem-se uma demanda entre 11h e 13h de 0,95 p.u. Utilizando a demanda média encontrada como base, neste horário a demanda média de uma unidade residencial é de 0,193 kVA. Multiplicando-se pela quantidade de consumidores residenciais, a demanda total estimada entre 11h e 13h é de 19.309,65 kVA

O conjunto BHBarroPreto possui 14.478 consumidores comerciais, que durante o ano de 2014 consumiram 190.645,46 MWh, o que representa um consumo médio por unidade de 13.167,94 kWh/ano ou 1.097,33 kWh/mês. A demanda média por unidade é de 1,634 kVA. Analisando os dados de demanda diária para consumidor comercial na faixa de 1001-5000 kWh, tem-se uma demanda entre 11h e 13h de 1,54 p.u. Utilizando a demanda média encontrada como base, neste horário a demanda média de uma unidade comercial é de 2,516 kVA. Multiplicando-se pela quantidade de consumidores comerciais, a demanda total estimada entre 11h e 13h é de 36.431,86 kVA.

O conjunto SeteLagoas3 possui 238 consumidores industriais, que durante o ano de 2014 consumiram 120.459,34 MWh, o que representa um consumo médio por unidade de 506.131,68 kWh/ano ou 42.177,64 kWh/mês. A demanda média por unidade é de 62,801 kVA. Analisando os dados de demanda diária para consumidor industrial na faixa de acima de 10.000 kWh, tem-se uma demanda entre 11h e 13h de 1,19 p.u. Utilizando a demanda média encontrada como base, neste horário a demanda média de uma unidade industrial é de 74,73 kVA. Multiplicando-se pela quantidade de consumidores industriais, a demanda total estimada entre 11h e 13h é de 17.786,50 kVA.

Em centros urbanos de regiões ensolaradas, a curva de carga, dominada por equipamentos condicionadores de ar, está em sincronia com a curva de disponibilidade de radiação solar. Devido a essa sincronia, pode-se afirmar que, dependendo dos níveis de radiação solar disponíveis, a geração fotovoltaica distribuída pode reduzir a demanda de energia da rede em quase 100% da potência nominal instalada (Rüther et al., 2008). Considerando uma eficiência de conversão cc – ca de 85%, a potência instalada de sistemas fotovoltaicos para atender em 100% as demandas residenciais, comerciais e industriais encontradas são, respectivamente, 22.717,24 kWp, 42.861,01 kWp e 20.925,29 kWp. Se cada unidade tiver seu próprio sistema fotovoltaico, a potência média aproximada por sistema em unidades residenciais, comerciais e industriais será, respectivamente, 230 Wp, 2,96 kWp e 87,92 kWp.

Rüther et al. (2008) realizou simulações sobre a redução de demanda máxima de pico em sete alimentadores da cidade de Florianópolis – SC. Os resultados mostraram que há uma expectativa de que a redução da demanda não fique na faixa desejada por um período de apenas 3,6 a 13,3 horas por ano

e de que o percentual de redução da demanda de pico fique entre 41,6% a 70,9% da potência do sistema fotovoltaico.

Com base nos resultados obtidos nesta seção e nos resultados obtidos no capítulo anterior, nota-se que para o sistema fotovoltaico residencial, a potência necessária para atender a demanda nos horários de maior radiação é muito menor do que a potência necessária para atender o consumo mensal de energia. Em todos os casos, a potência fotovoltaica instalada é inferior aos limites estabelecidos por Shayani e Oliveira (2011) e Souza (2014) para ultrapassagem dos critérios de condução de corrente e limite de tensão nos condutores dos sistemas de distribuição.

Do ponto de vista da concessionária, a geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos contribui para aliviar a carga no sistema de distribuição de energia. A geração de energia próxima aos consumidores diminui as perdas de energia associadas à transmissão, tornando o sistema como um todo mais eficiente. Isso contribui também para o prolongamento da vida útil dos componentes da rede e adia a ampliação da capacidade dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. A avaliação de atendimento da demanda é útil para o planejamento das concessionárias, principalmente nos barramentos com características de cargas comerciais e industriais nos quais o limite de fornecimento de potência dos transformadores de distribuição está próximo de ser atingido.

Com o incentivo adequado, a concessionária poderia promover a inserção da geração distribuída e utilizá-la no planejamento da expansão da capacidade dos sistemas de distribuição, de forma a adiar despesas ou até mesmo evitá-las.

Os preços das tarifas de energia elétrica são diferentes para cada setor e influenciam significativamente na viabilidade dos sistemas fotovoltaicos. Em média, a indústria no Brasil paga R\$ 0,329 /kWh. Além disso, o setor industrial paga a energia considerando o horário de uso, sendo a energia no horário de ponta até 5 vezes mais cara do que o horário fora de ponta. A diferença é ainda maior caso o cliente ultrapasse o valor contratado de demanda (CEMIG). Desta forma pode se tornar interessante para a indústria ter o sistema fotovoltaico com baterias para suprir o horário tarifado como ponta, que ocorre a partir do fim da tarde, quando a radiação solar é bem reduzida, e avança pelas primeiras horas da noite. Porém, a indústria deve dispor de uma grande área para

instalação dos painéis e deve ter pessoal capacitado para operação e manutenção do sistema, encarecendo o processo de geração de energia no local.

Outro problema para a indústria é a oscilação da geração de energia em condições de nebulosidade. Os contratos de energia das indústrias são feitos em função da demanda e do consumo. Com os problemas relacionados à nebulosidade, não seria possível utilizar o sistema fotovoltaico para contratar uma demanda menor de energia. Se uma demanda menor fosse contratada, nos dias de nebulosidade a empresa demandaria da concessionária mais do que o valor de contrato, tendo que pagar um valor muito alto, em forma de multa, por essa energia. Portanto, para uma indústria pode não ser interessante a implantação de uma planta fotovoltaica para suprir atender suas necessidades energéticas. No entanto, uma análise econômica caso a caso deve ser realizada para determinar se o investimento vale ou não a pena.

O setor residencial, com consumo superior a 220 kWh mensais, paga as tarifas mais caras pela energia fornecida, o que contribui para a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, a modularidade dos painéis fotovoltaicos favorece os sistemas de pequeno porte, como os instalados nos telhados de residências. Sistemas fotovoltaicos de baixa potência interligados à rede necessitam de pouca manutenção, basicamente limpeza dos painéis, que pode ser feita pelo proprietário do sistema. Os equipamentos de conexão com a rede fazem a gestão do fluxo de potência, eliminando a necessidade de operadores para controlar o sistema. Apesar da curva de carga residencial não coincidir com a geração fotovoltaica, modelos de incentivo do tipo *net metering* aplicados no cenário brasileiro, onde a tarifa residencial é independente do horário de consumo, recompensam o produtor de energia pela energia injetada na rede, independente do horário. Portanto, o crédito gerado durante o dia com a energia injetada na rede pode ser utilizado em horários em que não há radiação solar. O setor comercial está em uma situação parecida com o setor residencial. Os valores das tarifas de energia para o setor comercial não diferem muito das tarifas residenciais e não necessitam, em geral, de sistemas fotovoltaicos de grande porte. O fato de sua curva de carga coincidir com o horário de geração colabora com a utilização de energia fotovoltaica.

Alguns estudos tentam apresentar uma forma de atribuir valor à energia não fornecida quando ocorre alguma falha na rede. Falhas no fornecimento de

energia podem ter diferentes causas, que vão desde acidentes com dano físico às linhas de transmissão ou distribuição até problemas com sobrecarga que acionam dispositivos de proteção. Os acidentes são aleatórios e sua prevenção não é totalmente eficaz. Entretanto, sobrecargas nos sistemas elétricos são mais facilmente previstas e a geração distribuída pode ajudar a mitigar seus efeitos.

Woo et al. (2014) estimou o custo da falta de energia no setor residencial de Hong Kong por meio do método *Willingness to Pay* (WTP), chegando ao valor de \$45 a cada hora sem energia por residência. No método WTP, uma pesquisa com os consumidores foi realizada para saber quanto eles estariam dispostos a pagar pela confiabilidade do sistema elétrico. Praktiknjo et al. (2011) estimou em €15,70 /kWh o custo da energia não fornecida no setor residencial na Alemanha, utilizando um modelo macro econômico que utiliza as atividades que não puderam ser realizadas por causa da falta de energia. O mesmo modelo foi aplicado aos setores agrícola, industrial, comercial, e público, chegando aos valores de €2,34, €2,49, €16,35 e €5,53 /kWh, respectivamente.

Toledo et al. (2013) desenvolveu uma metodologia de avaliação dos sistemas distribuídos conectados à rede na qual são considerados aspectos técnicos, econômicos e ambientais. Foi demonstrado que, com a correta análise do sistema de distribuição, a geração fotovoltaica distribuída associada ao armazenamento de energia em baterias pode melhorar os fatores técnicos, inclusive diminuindo a perda de fornecimento de energia na rede.

A capacidade de aumentar a confiabilidade da rede é outro fator favorável aos sistemas fotovoltaicos que pode afetar positivamente sua viabilidade econômica. Porém, como foi dito na seção anterior, a atual legislação sobre conexão de micro e minigeração distribuída prevê a desconexão dos sistemas quando há falha na rede. Este fato é justificável, e evita danos aos sistemas fotovoltaicos. No entanto, ainda é necessário o desenvolvimento de um sistema de gerenciamento capaz de utilizar essa característica dos sistemas fotovoltaicos e aproveitar sua total capacidade de suporte aos sistemas de distribuição.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi desenvolvida uma metodologia para de atribuir valor aos benefícios que os sistemas fotovoltaicos conectados podem proporcionar ao sistema de distribuição. Os métodos desenvolvidos para dar valor à melhoria do perfil de tensão e redução das perdas de energia se mostraram capazes de melhorar a avaliação econômica dos sistemas fotovoltaicos.

A valoração dos benefícios técnicos da utilização da geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos é uma forma de incentivar os consumidores a investirem nesta fonte de energia, e até mesmo necessária para alavancar os investimentos no setor. Assim o sistema de compensação da energia elétrica fornecida por meio da geração distribuída seria acrescido de bônus devido a contribuição dos sistemas fotovoltaicos na diminuição das perdas e melhoria do perfil de tensão.

A capacidade dos sistemas fotovoltaicos em melhorar os indicadores de qualidade das redes de distribuição já é conhecido e demonstrado em diversos trabalhos científicos. Cabe às agências reguladoras criar mecanismo para explorar este recurso, e uma das formas de fazer isso acontecer é incentivar os próprios consumidores a gerarem energia com sistemas fotovoltaicos. E ainda, com o conhecimento dos pontos críticos do sistema de distribuição a concessionária pode direcionar o crescimento da geração distribuída.

3.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aly, M.M., Abdel-Akher, M., Ziadi, Z., Senjyu, T. Assessment of reactive power contribution of photovoltaic energy systems on voltage profile and stability of distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*, n.61, p.665–672, 2014.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica, 2015.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702>. Acessado em 16/08/2015.

- BEN 2014. Balanço Energético Nacional 2014. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2014.
- Boehm, R.F. An approach to decreasing the peak electrical demand in residences. *Energy Procedia*, n.14, p.337 – 342, 2012.
- Burke, K.B. The reliability of distributed solar in critical peak demand: A capital value assessment. *Renewable Energy*, n.68, p.103-110, 2014.
- Chua, K. H., Wong, J., Lim, Y. S., Taylor, P., Morris, E., Morris, S. Mitigation of Voltage Unbalance in Low Voltage Distribution Network with High Level of Photovoltaic System. *Energy Procedia*, 12, p. 495 – 501, 2011.
- Eletropaulo. NT-2.018 - Cálculo de Demanda Rede para Acréscimo de Novas Cargas na Rede de Distribuição de Baixa Tensão, 2007.
- Fahrioglu, M., Alvarado, F.L., Lasseter, R.H., Yong, T. Supplementing demand management programs with distributed generation options. *Electric Power Systems Research*, n. 84, p.195–200, 2012.
- Jardim, C. S., Rüter, R., Salamoni, I. T., Viana, T. S., Rebechi, S. H., Knob, P. J. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. *Energy and Buildings*, n. 40, p.365–370, 2008.
- Macêdo, W.N., Zilles, R. Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. *Energy for Sustainable Development*, n.13, p.202–211, 2009.
- Praktiknjo, A.J., Hähnel, A. e Erdmann, G. Assessing energy supply security: Outage costs in private households. *Energy Policy*, 39, p.7825–7833, 2011.
- Queiroz, L.M.O. Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica. Tese de doutorado. Campinas, 2010.
- Ruiz-Rodriguez, F.J., Hernández, J.C., Jurado, F. Voltage unbalance assessment in secondary radial distribution networks with single-phase photovoltaic systems. *Electrical Power and Energy Systems*, n.64, p.646-654, 2015.

- Rüther R., Knob, P.J., Jardim, C.S., Rebechi, S.H. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. *Energy Conversion and Management*, p. 1074-1079, 2008.
- Shayani, R. A., Oliveira, M. A. G., Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, p. 1625-1631, 2011.
- Souza, M.E.M. Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real. Dissertação de mestrado, Belo Horizonte, 2014.
- Toledo, O.M., Oliveira Filho, D., Diniz, A.S.A.C., Martins, J.H. e Vale, M.H.M. Methodology for Evaluation of Grid-Tie Connection of Distributed Energy Resources – Case Study With Photovoltaic and Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, 2013.
- Urbanetz, J., Braun, P., Rüther, R. Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. *Energy Conversion and Management*, n.64, p.8–14, 2012.
- Widén, J., Wäckelgard, E., Paatero, J., Lund, P. Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: Stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids. *Electric Power Systems Research* n.80, p.1562–1571, 2010.
- Woo, C.K., Ho, T., Shiu, A., Cheng, Y.S., Horowitz, I. e Wang, J. Residential outage cost estimation: Hong Kong. *Energy Policy*, 72, p.204–210, 2014.

Capítulo 4 – Externalidades da geração fotovoltaica envolvendo critérios construtivos

4.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas fotovoltaicos têm contribuído significativamente para geração distribuída de energia elétrica por consumidores residenciais. Suas características de forma, tamanho, instalação e operação são bastante favoráveis ao seu uso integrado às edificações. Graças ao formato e tamanho dos painéis, eles são facilmente instalados na cobertura ou fachada de uma edificação. A sua operação é livre de manutenção, pois não contêm partes móveis, e precisam apenas que sua superfície seja limpa da sujeira periodicamente.

Além de contribuir com a geração de energia elétrica, a integração dos sistemas fotovoltaicos às edificações possuem outros benefícios para o consumidor.

A instalação dos painéis fotovoltaicos sobre telhados acrescenta mais uma camada de proteção do interior da edificação contra o calor da radiação solar, diminuindo a necessidade de condicionamento de ar. Tendo seu uso previsto desde a etapa de projeto, os módulos podem ser utilizados no lugar das telhas, evitando gastos e contribuindo para a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos. A valorização do imóvel também é um fator favorável ao uso da geração fotovoltaica, podendo aumentar o valor de revenda ou aluguel da unidade residencial.

Silva (2008) realizou uma análise termo-energética de edificações com sistemas fotovoltaicos, avaliando suas vantagens e desvantagens e como eles podem atuar junto aos sistemas de refrigeração. Foi proposta uma instalação fotovoltaica capaz de proporcionar redução no consumo energético e redução da carga térmica por causa do sombreamento. Os resultados obtidos sugerem que a melhor escolha da orientação dos arranjos fotovoltaicos não depende só da energia elétrica convertida, mas também do efeito térmico proporcionado pela presença dos painéis na edificação.

Com a metodologia de análise de instalações fotovoltaicas proposta por Silva (2008), é possível encontrar um modelo de instalação fotovoltaica personalizada para cada edificação que proporcionará um melhor desempenho térmico, energético e econômico. O projeto do sistema fotovoltaico depende do conhecimento do comportamento térmico do ambiente como, por exemplo, quais zonas exigem mais do sistema de refrigeração, podendo desta forma organizar os painéis da superfície do telhado priorizando o efeito de sombreamento nessas zonas.

Dominguez et al. (2011) realizou medições das condições térmicas em um telhado parcialmente coberto por painéis fotovoltaicos em San Diego, CA. Imagens térmicas do teto da edificação mostraram reduções nas temperaturas nas áreas sombreadas pelos painéis de até 2,5 K. As simulações mostraram que houve redução do fluxo de calor do teto para o ambiente da ordem de 63%. Durante a noite foi observada uma temperatura maior na região sob os painéis do que nas áreas não sombreadas. Os resultados mostraram uma redução de 38% da carga de resfriamento, trazendo benefícios econômicos com a economia de energia e maior conforto para os ocupantes da edificação.

Scherba et al. (2011) utilizou modelagem para explorar o papel que tecnologias sustentáveis nas coberturas exercem sobre o balanço de energia dos telhados e o fluxo de calor resultante na atmosfera urbana com foco nas ilhas de calor urbanas no verão. O modelo foi validado utilizando dados de um experimento de campo conduzido em Portland, Oregon. Tecnologias de cobertura exploradas incluem controle da superfície escura no telhado, telhados refletivos, telhados verdes e painéis fotovoltaicos. Os modelos de balanço de energia desenvolvidos foram validados com medições experimentais e então usados para estimar fluxos sensíveis em seis cidades de diferentes zonas climáticas dos EUA.

Os resultados obtidos por Scherba et al. (2011) mostraram que em média, o telhado escuro e telhado escuro com FV tem o maior pico diário de fluxo sensível ao meio ambiente, variando de 331 até 405 W/m². Os resultados indicam que se o telhado de cobertura escura for substituído por um telhado branco ou verde coberto por FV a redução no fluxo sensível total é da ordem de 50%. A metodologia desenvolvida para essa análise fornece subsídio para calcular os impactos relativos ao projeto das coberturas no clima urbano e pode ser útil na mitigação das ilhas de calor urbanas.

Ban-Weiss et al. (2013) avaliou os efeitos das modificações em um prédio de escritórios na cidade de Yuma, AZ, com sistema fotovoltaico integrado à cobertura do edifício. O sistema analisado consiste de painéis fotovoltaicos de filme fino, dispostos sobre uma membrana branca, que por sua vez está sobre uma camada de 3,8 cm de material isolante. Os painéis FV cobriram 36% da superfície branca. A absorvância do telhado caiu de 0,75 para 0,38 após a instalação do sistema BIPV, diminuindo a temperatura média diária da superfície do telhado em 5 °C.

O acompanhamento da temperatura no interior do edifício mostrou que o decréscimo de temperatura da superfície inferior do telhado e no sótão foi menor do que na superfície externa do telhado. A temperatura do ar no interior do edifício permaneceu praticamente constante durante o período de medições, apesar de terem ocorrido algumas flutuações. O fluxo de calor através do telhado durante o verão foi significativamente reduzido após a instalação do sistema fotovoltaico e a baixa absorvância solar do telhado contribuiu para isso. A análise do sistema foi prejudicada por alterações no sistema de condicionamento de ar depois da instalação dos painéis fotovoltaicos. Entretanto, simulações indicam que a instalação do sistema fotovoltaico em um prédio de escritórios em Phoenix, AZ resultaria em uma economia anual de 34,6 MJ/m² (9,6 kWh/m²) no sistema de resfriamento, 2,9 MJ/m² no sistema de aquecimento e economia de energia primária da ordem de 107,1 MJ/m² (Ban-Weiss, 2013).

Melhorias nos imóveis, por meio de pequenas reformas, contribuem para valorização no ato de venda ou aluguel. Desta forma, a instalação de sistemas fotovoltaicos pode também afetar o valor dos imóveis.

Um estudo realizado pelo Lawrence Berkeley National Laboratory investigou 1.894 residências com geração fotovoltaica, vendidas entre 2000 e

2009 na Califórnia e comparou com outras 70.425 residências sem geração fotovoltaica, vendidas na mesma região e no mesmo período. O estudo apontou que o tamanho do sistema fotovoltaico é fortemente relacionado à valorização do imóvel, sendo cada acréscimo de 1 kW responsável por uma valorização de \$5.911,00. A idade do sistema instalado é inversamente relacionada à valorização, sendo para cada ano de idade da instalação relacionado uma desvalorização de \$2.411,00 (Hoen et al., 2013).

O sistema médio encontrado do estudo foi de 3,7 kW e 2,9 anos de idade e foi associado a uma valorização de \$24.851,00 no preço do imóvel. Em comparação, sistemas com a mesma idade e com 1, 3 e 8 kW foram relacionados a valorizações de \$ 8.892,00, \$ 20.714,00 e \$ 47.312,00 respectivamente. Sistemas com o tamanho do sistema médio e idades de 1, 5 e 9 anos foram relacionados a valorizações de \$ 29.432,00, \$ 19.789,00 e \$ 10.146,00 respectivamente (Hoen et al., 2013).

Desmarais (2013) realizou um estudo com 30 residências com geração fotovoltaica à venda. Os resultados mais significantes foram: 21 casas foram vendidas por um valor superior ao valor de mercado; para cada kW instalado houve valorização entre \$1.450,00 e \$2.570,00; 24 propriedades foram vendidas mais rapidamente do que a média de mercado.

No Brasil não há dados suficientes para realizar uma pesquisa semelhante, pois somente a partir de dezembro de 2012 é possível um consumidor residencial realizar a conexão de um sistema fotovoltaico com a rede de distribuição. Porém algumas inferências podem ser feitas a partir dos dados da pesquisa na Califórnia. A pesquisa foi realizada considerando o valor do dólar de 2009. No ano de 2009 o preço médio de 1kWp de sistema fotovoltaico instalado era de \$ 8.000,00 (NREL, 2012), para sistemas menores que 10kWp. Como cada 1kWp foi responsável por uma valorização de \$ 5.911,00 temos 73,88% do valor do sistema de retorno na valorização do imóvel. Cada ano de idade representou uma desvalorização de 30,13% em relação ao preço do sistema fotovoltaico.

No Brasil encontra-se em desenvolvimento o processo de etiquetagem de edificações que visa classificar edifícios quanto à eficiência energética. A classificação obtida neste sistema de avaliação poderá influenciar o custo de aluguel e venda de imóveis, bem como trazer benefícios como desconto no IPTU, o que ainda não acontece.

Os objetivo deste capítulo foi avaliar as externalidades de sistemas fotovoltaicos ligadas à sua integração com edificações. Os objetivos específicos foram: (i) avaliar a possível melhoria do conforto térmico pelo uso de sistemas fotovoltaicos na cobertura de edificações e (ii) avaliar o uso de sistemas fotovoltaicos como substitutos de telhas convencionais na cobertura das edificações.

4.2 METODOLOGIA

4.2.1 Avaliação do efeito da redução de carga térmica

A metodologia empregada consistiu em desenvolver e analisar simulações computacionais no programa *EnergyPlus*, para verificar possíveis efeitos térmicos que a utilização de painéis fotovoltaicos sobre telhados gerará nas residências. Para criar o modelo geométrico da residência foi utilizado o programa computacional *SketchUp* e o *plugin Legacy Open Studio*.

Escolheu-se o *EnergyPlus* por ser um programa gratuito de código aberto desenvolvido pelo *U.S. Department of Energy*, e ser amplamente utilizado em análises energéticas de edificações, capaz de calcular as cargas de aquecimento e refrigeração necessárias para manter a temperatura dentro de valores desejados. Foram utilizados dados climáticos das cidades e detalhes dos consumos de energia e ocupação das edificações para obter todas as características energéticas necessárias para as simulações (Sorgato, 2009).

A análise realizada serviu para avaliar se a instalação de sistemas fotovoltaicos pode contribuir para a redução da carga térmica em uma residência e assim diminuir as despesas com condicionamento de ar. Para simplificar as análises, foi adotada uma tipologia arquitetônica baseada em Sorgato (2009). Foi escolhido o modelo mais simples das edificações típicas brasileiras descritas por Sorgato (2009). Foi definido um modelo hipotético representativo de edificação residencial unifamiliar, com dois quartos, um banheiro, sala e cozinha. Os detalhes dos modelos são apresentados no Quadro 4.1.

Quadro 4.1 – Detalhes do modelo de edificação escolhido

Área construída (m ²)	Volume da edificação (m ³)	Número de Quartos	Número de moradores
34,2	95,8	2	4

Fonte: Sorgato, 2009.

O cálculo do volume da edificação considerou a largura, comprimento e o pé direito. Os dormitórios e salas do modelo foram projetados para orientação norte e leste. Em todos os lados foram adicionados beirais inclinados e os painéis fotovoltaicos se apoiam sobre os telhados

O padrão de ocupação foi definido somente para os ambientes de longa permanência. Não foi considerada a ocupação do banheiro por ser um ambiente de curta permanência dos moradores durante o dia. O padrão de ocupação é mostrado na Figura 4.1.

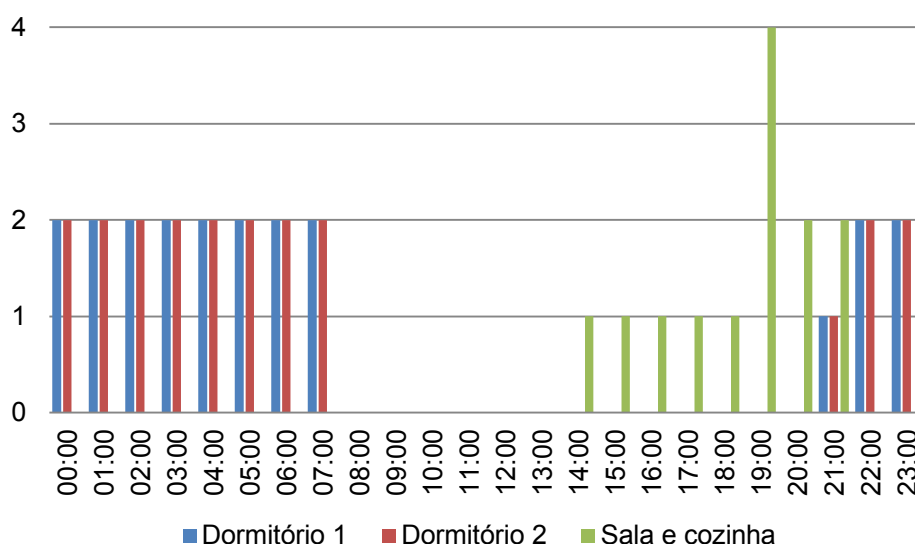


Figura 4.1 – Padrão de ocupação da edificação para as simulações.

Fonte:

De acordo com o tipo de atividade desempenhada em cada ambiente definiram-se as taxas metabólicas para cada atividade, conforme apresentado no Quadro 4.2. Os valores recomendados para essas taxas foram baseados na ASHRAE (2005), considerando uma área de pele média de 1,80m² por pessoa.

Quadro 4.2 – Taxas metabólicas para cada atividade

Zona	Atividade	Calor produzido (W)
Cozinha	Preparo de refeição	171
Sala	Sentado	108
Dormitórios	Dormindo	81

Fonte: ASHRAE, 2005.

Nos dormitórios adotou-se uma padronização na densidade de potência instalada de iluminação de 5 W/m². Já para a sala, o padrão definido foi de 6 W/m².

Para definir os materiais utilizados na simulação adotou-se como referência as construções típicas de edificações residenciais no Brasil. A cobertura do caso é composta por telha de fibrocimento com espessura de 8 mm e laje de concreto, com espessura de 10 cm. A laje do solo nos modelos é composta de concreto com 10 cm de espessura. As paredes dos modelos são compostas por tijolos cerâmicos de seis furos quadrados, com espessura total de 14 cm, sendo 9 cm do tijolo, 2,5 cm do reboco interno e 2,5 cm de reboco externo. Os tijolos foram representados como duas camadas com espessura equivalente de 1,4 cm com uma camada de ar entre eles de resistência térmica de 0,16 m²K/W. O Quadro 4.3 apresenta a descrição dos materiais usados nas simulações, conforme as especificações necessárias para as simulações no *EnergyPlus*.

Quadro 4.3 – Características dos materiais utilizados nas simulações

Material	Espessura (cm)	λ (W/m.K)	P (kg/m ³)	c (J/kg.K)
Argamassa de reboco	2,5	1,15	2000	1000
Tijolo cerâmico de 6 furos	1,4	0,9	2290	920
Fibrocimento	0,8	0,95	1900	840
Laje solo	10	1,75	2200	1000
Laje	10	1,75	2200	1000

FONTE: NBR 15220, (2003).

No Quadro 4.3, λ é a condutividade térmica do material, P é a massa específica e c é o calor específico.

Foi empregado o padrão de ventilação seletiva, o qual permite abrir as janelas conforme os critérios de temperatura que será descrito abaixo. A abertura das janelas acontece quando a temperatura do ar ambiente é igual ou superior à temperatura desejada. Foi definido um valor de 20°C para a abertura

das janelas em todas as épocas do ano. Nesse padrão de ventilação as portas internas permanecem abertas durante o dia todo, já as portas externas ficam fechadas o tempo todo. As janelas foram modeladas com três fatores de abertura: 100% fechada, 50% aberta e 100% aberta. Para as portas foram definidos dois modelos de abertura: 100% aberta e 100% fechada.

Nas simulações de edificações a temperatura do solo é um parâmetro importante, pois as trocas de calor entre o piso e o solo são determinantes no resultado final das trocas de calor do ambiente. Para calcular a temperatura do solo utilizou-se o módulo *Slab*, que está vinculado ao *EnergyPlus*. O módulo calcula a temperatura média do solo para cada mês do ano, com base nos valores médios de temperaturas internas e externas da edificação, para o clima escolhido.

Para simular o efeito de redução da carga térmica após a instalação de um sistema fotovoltaico, foi adicionada uma camada externa sobre o telhado representando os painéis fotovoltaicos. Para conseguir analisar o efeito térmico, foi necessário simular a placa fotovoltaica como zona térmica com camadas de materiais, que juntas formariam o painel. A placa fotovoltaica é composta de cinco camadas de materiais que são: vidro, EVA (etil vinil acetato), célula fotovoltaica e tedlar (Andrade, 2008). No Quadro 4.4 são definidas as propriedades físicas dos materiais presentes nas placas fotovoltaicas.

Quadro 4.4 – Propriedades físicas dos materiais dos painéis fotovoltaicos

Material	Espessura (mm)	λ (W/m.K)	P (kg/m ³)	c (J/kg.K)
Vidro	4	1,13	2300	600
Silício	0,37	148	2300	712
EVA superior	1	0,15	1800	600
EVA inferior	0,5	0,15	1800	600
Tedlar	0,2	0,24	2100	600

Fonte: Andrade (2008).

As simulações foram realizadas sem os painéis fotovoltaicos e a seguir com os painéis fotovoltaicos para verificar qual o efeito na temperatura interna da edificação causado pela adição da camada de painéis fotovoltaicos sobre as telhas. Foram realizadas simulações para três cidades brasileiras, representando três diferentes climas do Brasil: Bento Gonçalves – RS, Viçosa –

MG e Palmas – TO, pertencentes às zonas bioclimáticas 1, 3 e 7, respectivamente.

4.2.2 Avaliação como material construtivo na substituição de telhados

As simulações realizadas foram utilizadas para obtenção da temperatura média diária no interior das edificações em duas situações: quando se utiliza o material convencional na cobertura e quando este material é substituído por painéis fotovoltaicos. Foi calculada a diferença de temperatura média entre os dois casos para analisar o efeito causado pela substituição dos telhados. As simulações foram realizadas para as cidades de Bento Gonçalves, RS, Viçosa, MG e Palmas, TO.

Foi estimado o efeito na viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos resultante da utilização de módulos fotovoltaicos como substitutos de telhas cobertura de edificações. Foram levantados os custos de diferentes tipos de materiais utilizados nos telhados e avaliada como a substituição destes materiais por painéis fotovoltaicos afeta sua viabilidade, deduzindo do custo inicial do sistema o valor das telhas que deixarão de ser compradas na etapa de construção, considerando que o sistema fotovoltaico já esteja previsto no projeto.

Para tornar impermeável a junção dos módulos fotovoltaicos foi considerado o uso de silicone do mesmo tipo utilizado em aquários, que são aplicáveis em vidro e alumínio. O custo do silicone para vedação foi acrescentado ao custo do sistema fotovoltaico.

O custo da estrutura de suporte para módulos fotovoltaicos e telhas foi considerado como sendo o mesmo e, portanto, não interferem na avaliação econômica.

4.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.3.1 Avaliação do efeito da redução de carga térmica

Os resultados obtidos são apresentados graficamente nas Figuras 4.1, 4.2 e 4.3, para as cidades de Bento Gonçalves, Viçosa e Palmas, respectivamente. Valores abaixo de zero indicam que a adição dos painéis

fotovoltaicos elevou a temperatura interna, enquanto valores acima de zero indicam o oposto.

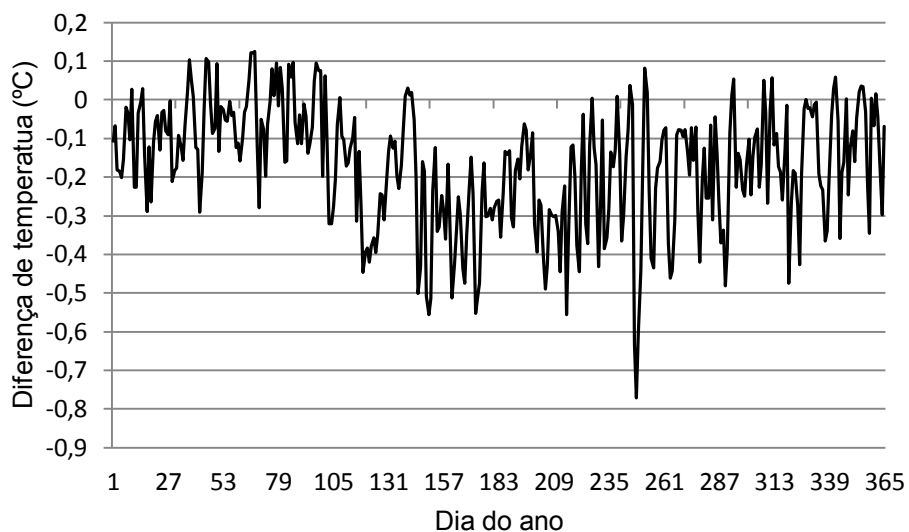


Figura 4.2 – Diferença de temperatura interna da residência antes e depois da adição dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Bento Gonçalves, RS.

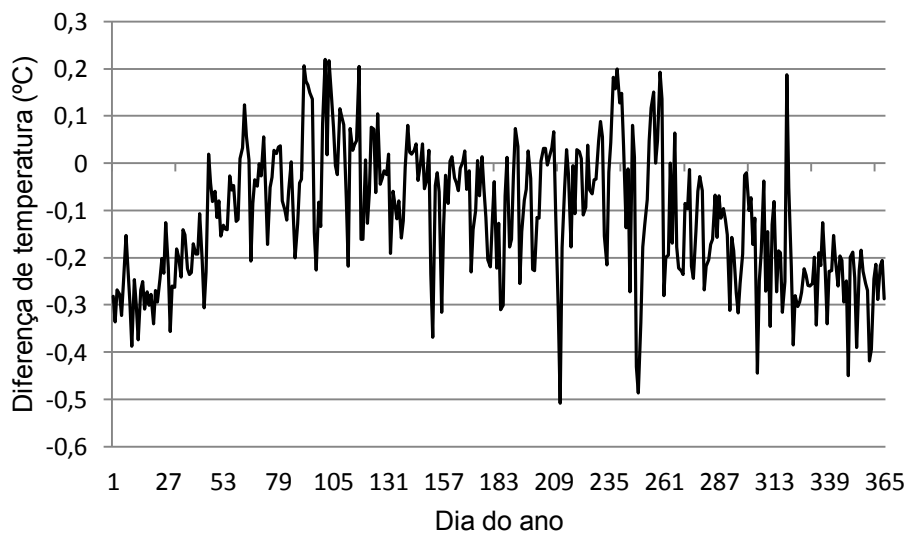


Figura 4.3 – Diferença de temperatura interna da residência antes e depois da adição dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Viçosa, MG.

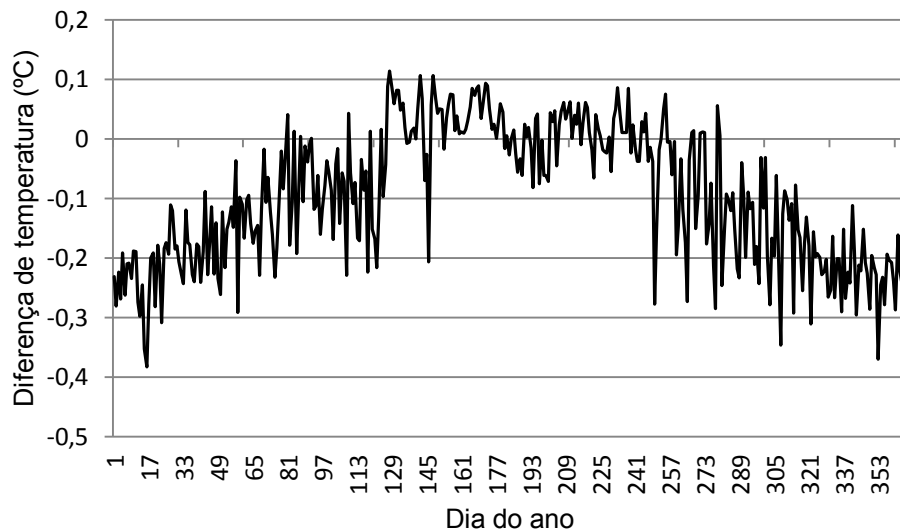


Figura 4.4 – Diferença de temperatura interna da residência antes e depois da adição dos painéis fotovoltaicos para a cidade de Palmas, TO.

Observa-se nos resultados apresentados que a adição dos sistemas fotovoltaicos sobre a superfície das telhas causou uma alteração muito pequena na temperatura do modelo avaliado. Além disso, nota-se nas simulações para Viçosa e Palmas a tendência de aumento de temperatura média da edificação durante o verão em até 0,4 °C, que é uma variação quase imperceptível para os ocupantes deste ambiente. O mesmo não é observado no caso de Bento Gonçalves. Deve-se lembrar que, em geral, a presença da laje abaixo do telhado de fibrocimento proporciona uma sensível melhoria no conforto térmico das edificações.

Uma possível explicação para esta observação é que nas simulações os painéis estão sobre o telhado voltado para o norte, seguindo a orientação adequada para sistemas no hemisfério sul. As cidades de Viçosa e Palmas possuem latitudes menores que o trópico de capricórnio, o que significa que, em sua trajetória no céu, o sol passa sobre as cidades de Viçosa e Palmas e continua para o sul. Depois de cruzar a latitude destas cidades, a radiação passa a atingir com ângulo de incidência elevado o telhado que está voltado para o sul, que não possui a cobertura dos painéis fotovoltaicos e mais calor é transferido para o interior da residência. A camada extra, formada pelos painéis fotovoltaicos no telhado norte, passa a agir dificultando a saída de calor da residência, contribuindo para a elevação da temperatura.

Como a cidade de Bento Gonçalves está ao sul do trópico de capricórnio, a radiação solar não atinge o telhado sul com ângulo elevado de incidência, o que torna a incidência de calor menor nesta superfície. Neste caso, ocorre um efeito indesejado no inverno, com redução de temperatura em relação ao caso com telhado sem painéis fotovoltaicos instalados. No inverno deseja-se maior radiação para compensar as baixas temperaturas e os painéis passam a atuar de forma indesejada.

Os resultados diferem do trabalho de Ban Weiss et al. (2013) devido a fatores como o tipo de construção, tipo de painel utilizado e, principalmente, porque no trabalho citado foi utilizada uma camada de material isolante abaixo dos painéis fotovoltaicos. Entretanto, com o material isolante o calor nos painéis não é disperso adequadamente, levando ao seu aquecimento e acelerando sua degradação.

Nas simulações realizadas, os painéis foram colocados apoiados sobre o telhado. Outras configurações podem obter melhores resultados caso seja feito um projeto adequado. Utilizar os painéis afastados do telhado, de forma a apenas sombreá-lo pode ser uma alternativa melhor, já que o calor dissipado pelos painéis teria que atravessar uma grande camada de ar antes de atingir as telhas.

Além do mais, adaptar a edificação para o uso de sistema fotovoltaico ou projetar a edificação já levando em conta a utilização do sistema fotovoltaico, deve levar a resultados bem diferentes em relação a sua influência na temperatura interna.

Instalações fotovoltaicas, principalmente em locais de latitudes elevadas, são frequentemente realizadas nas fachadas das edificações, substituindo *brises* na função de bloqueio da radiação solar direta e consequentemente melhoria das condições térmicas das edificações.

Consumidores comerciais e industriais com grandes demandas podem se beneficiar mais do uso dos painéis fotovoltaicos para redução de carga térmica. Com uma demanda alta, mais painéis são necessários e pode-se cobrir uma maior área de telhado.

4.3.2 Avaliação como material construtivo na substituição de telhados

As avaliações dos sistemas fotovoltaicos como substitutos de telhados nas cidades de Bento Gonçalves, RS, Viçosa, MG e Palmas, TO apresentaram os resultados mostrados nas Figuras 4.4, 4.5 e 4.6, respectivamente.

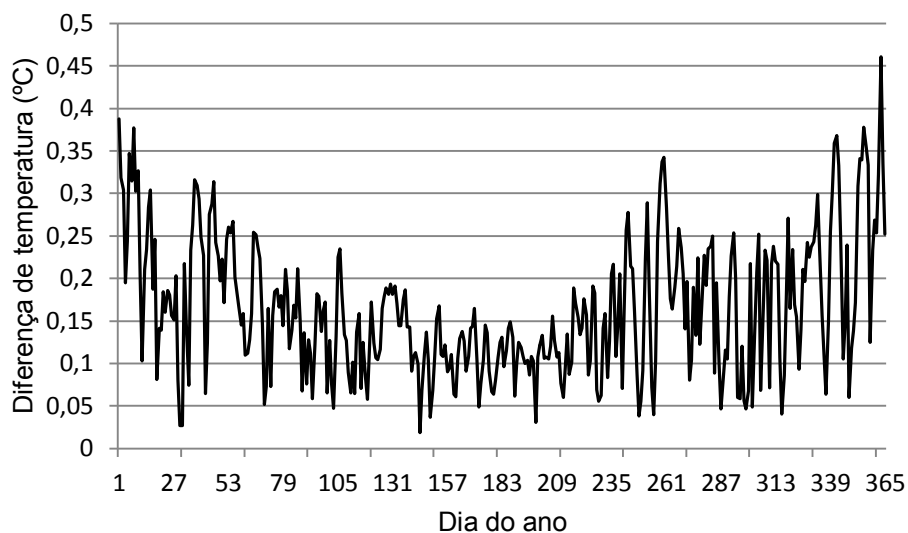


Figura 4.5 – Diferença de temperatura no interior da edificação utilizando-se painéis fotovoltaicos e telhado convencional em Bento Gonçalves, RS.

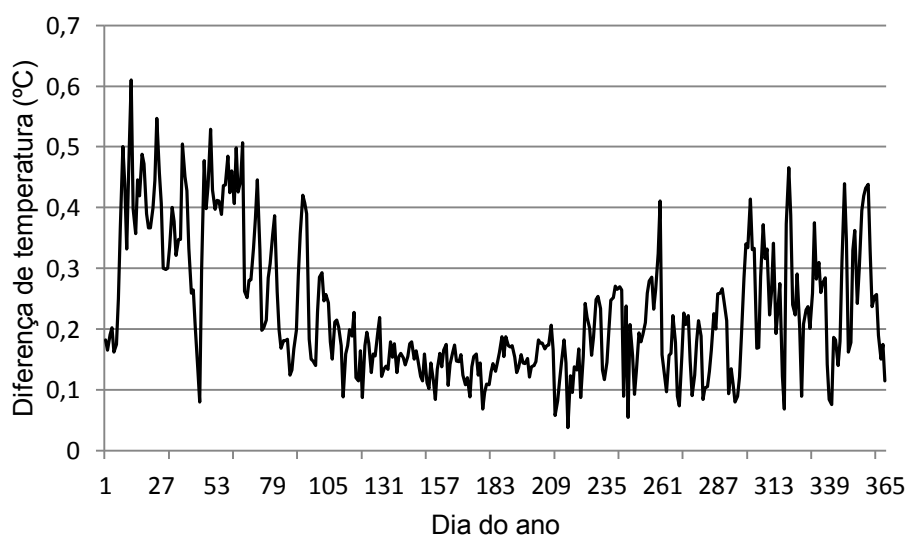


Figura 4.6 – Diferença de temperatura no interior da edificação utilizando-se painéis fotovoltaicos e telhado convencional em Viçosa, MG.

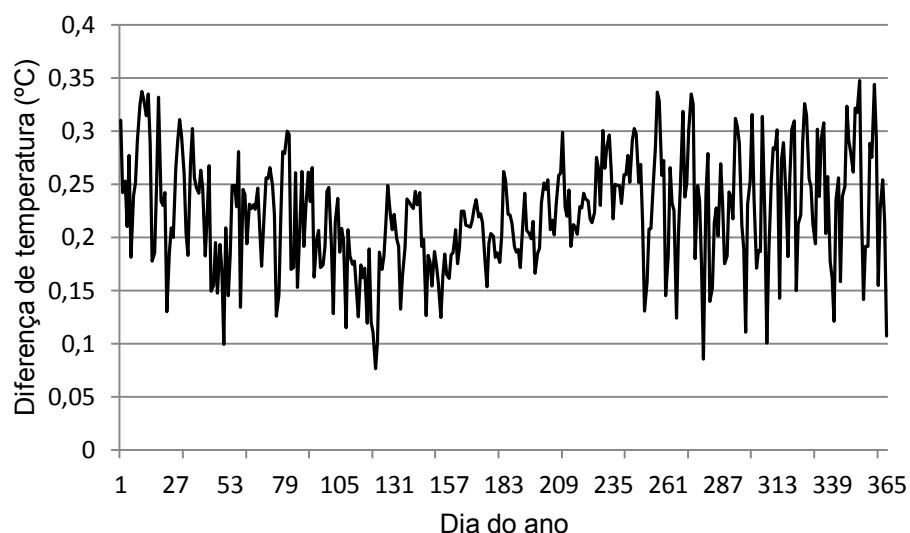


Figura 4.7 – Diferença de temperatura no interior da edificação utilizando-se painéis fotovoltaicos e telhado convencional em Palmas – TO.

Os resultados mostraram que a substituição do telhado convencional por painéis fotovoltaicos causaram uma pequena elevação na temperatura média do interior das edificações, em cada um dos três climas para os quais foram realizadas as simulações. Neste caso, apesar do consumidor não ter gasto com o telhado convencional, haverá aumento do desconforto térmico no verão e, conseqüentemente, aumento da energia gasta para resfriar o ambiente. No período de inverno também houve aumento da temperatura interna das residências, o que pode ser favorável ao consumidor. No entanto, tanto no verão como no inverno as diferenças de temperatura foram pequenas, com valor máximo de 0,6 °C na cidade de Viçosa, que pode até mesmo não ser perceptível a quem estiver no ambiente.

Outra proposição é utilizar os sistemas fotovoltaicos como cobertura em ambientes externos às residências, como garagens e jardins, que são locais em que os efeitos sobre a temperatura não são de grande importância. Cinco tipos de telha foram comparados com a cobertura fotovoltaica, a saber: cerâmicas, concreto, fibrocimento, galvanizadas e PVC. Com o levantamento de preço em lojas especializadas obteve-se os seguintes custos, mostrados no Quadro 4.5.

Quadro 4.5 – Custos dos diferentes tipos de telhas pesquisados

	Comprimento (m)	Largura (m)	Área (m ²)	Preço unitário (R\$)	(R\$/m ²)
Cerâmica	0,247	0,414	0,102	2,70	26,40
Concreto	0,478	0,365	0,174	3,26	18,68
Fibrocimento	1,1	1,22	1,342	22,90	17,06
Galvanizada	1	3	3	103,90	34,63
PVC	0,88	3,28	2,89	125,90	43,62

O silicone para vedação foi encontrado em loja especializada por R\$ 21,99 em embalagem de 280g. Considerou-se que uma embalagem será utilizada para cada par de módulos fotovoltaicos e, portanto a despesa por módulo é de cerca R\$ 10,98. O painel fotovoltaico de 250 W, com custo de R\$ 1.040,00 e área de 1,542 m² foi considerado na análise.

Em uma análise qualitativa prévia, nota-se que, se a telha a ser substituída for de PVC, o retorno será o maior dentre os tipos de telha selecionados, pois ela tem o maior custo por m². Da mesma forma, se a telha a ser substituída for de fibrocimento, tem-se o menor retorno.

Para cada tipo de telha foi obtido o percentual economizado a cada painel que é utilizado como substituto. Para telhas dos tipos cerâmica, concreto, fibrocimento, galvanizada e PVC tem-se uma economia por painel de, respectivamente, 3,9%, 2,8%, 2,5%, 5,1% e 6,5%. A despesa com o silicone para vedação acrescenta a cada painel 1,1% de custo. Os custos extras e descontos foram inseridos na análise econômica por meio do valor corrigido do painel fotovoltaico utilizado no caso base. Visando maximizar o resultado, foi feita a análise com maior retorno previsto, que é a utilização dos painéis fotovoltaicos substituindo telhas de PVC. Portanto, foi utilizado na análise econômica o preço original do painel com desconto de 5,4%. Os resultados da análise econômica são mostrados no Quadro 4.6.

Quadro 4.6 – Análise econômica para a substituição da telha de PVC por painéis fotovoltaicos, para os modelos de residências típicas do Brasil em cada capital das unidades da federação

Estado	Capital	Modelo 1		Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4	
		VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)
Acre	Rio Branco	1.976,53	9	5.5475,06	12	13.244,12	14	22.308,03	14
Alagoas	Maceió	-2.429,98	3	856,30	8	3.403,52	9	6.969,63	9
Amapá	Macapá	-4.632,53	0	-4.419,81	2	-6.564,34	3	-9.0066,29	3
Amazonas	Manaus	-1.478,53	5	292,46	7	2.878,93	8	5.896,48	9
Bahia	Salvador	421,93	7	3.236,79	10	8.673,95	11	15.017,30	12
Ceará	Fortaleza	-342,75	6	5.030,75	12	11.056,69	13	19.493,00	14
Distrito Federal	Brasília	-3.249,27	2	-735,48	6	446,26	7	2.100,69	8
Espírito Santo	Vitória	504,28	7	4.380,73	11	9.941,42	12	16.428,89	12
Goiás	Goiânia	-1.525,77	5	2.706,86	9	6.761,11	11	12.437,06	11
Maranhão	São Luís	-1.024,22	5	1.067,56	8	4.335,49	9	8.148,08	10
Mato Grosso	Cuiabá	171,39	7	6.059,04	13	12.941,89	14	22.577,87	15
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	-996,54	5	3.770,00	11	8.706,30	12	15.617,11	12
Minas Gerais	Belo Horizonte	1.663,11	9	9.136,11	15	18.505,15	17	31.621	18
Paraná	Curitiba	-533,19	6	2.518,34	9	6.522,83	10	11.862,14	11
Paraíba	João Pessoa	-2.216,03	3	1.284,20	8	4.188,01	9	8.253,35	10
Pará	Belém	4.987,66	13	10.038,56	16	22.324,32	18	36.657,70	19
Pernambuco	Recife	875,06	8	3.916,48	11	10.033,34	12	17.169,67	13
Piauí	Teresina	-906,21	5	3.903,84	11	8.990,68	12	16.112,27	13
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	-1.106,88	5	1.037,20	8	4.181,15	9	8.373,08	10
Rio Grande do Norte	Natal	-1.998,41	4	1.719,44	9	4.985,96	10	9.559,08	10
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	-1.461,25	5	894,23	8	3.506,62	9	6.989,81	9
Rondonia	Porto Velho	944,14	8	3.945,19	11	10.165,67	12	17.422,89	13
Roraima	Boa Vista	-3.749,11	1	-1.941,14	5	-1.592,46	6	-1.104,31	6
Santa Catarina	Florianópolis	-730,76	6	2.172,60	9	6.498,76	10	11.442,94	10
Sergipe	Aracaju	1.002,84	8	4.108,16	11	10.416,69	12	17.776,64	13
São Paulo	São Paulo	-1.672,00	5	189,53	7	2.485,80	8	5.547,49	9
Tocantins	Palmas	1.155,65	8	7.971,37	14	16.494,64	16	28.427,22	17

Na análise econômica realizada, considerando o uso de painéis fotovoltaicos como substitutos das telhas, três situações que eram inviáveis no caso base se tornaram viáveis: Manaus – modelo 2, Brasília – modelo 3 e São Paulo – modelo 2. Embora não seja muito significativo, quando o uso de sistemas fotovoltaicos já é previsto no projeto da edificação como substitutos para as telhas nos locais em que isso é possível, a viabilidade econômica é sempre afetada positivamente.

Com o avanço do processo de etiquetagem quanto a eficiência energética de edificações no Brasil, o projeto completo da edificação, planejado, além da construção, no uso eficiente da energia, será cada vez mais comum. A exemplo de outros países, isso será um fator determinante na compra e venda de imóveis no futuro. Deve-se ressaltar que para edificações comerciais, incluindo escolas e comércio em geral, são atribuídos bônus na nota da etiqueta que podem chegar a 10% extras. Estes bônus consideram também o fato, que se as edificações gerarem 10% das necessidades da edificação no local, que a classificação pode aumentar. Este aumento de até 10% pode ser o que se precisa para se mudar de faixa de classificação na etiqueta. Esta mudança tem valor comercial na compra e venda e no aluguel

deste imóvel. Ressalta-se também que a classificação pelo Programa Brasileiro de Etiquetagem é de adesão voluntária, ainda, exceto prédios federais.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi utilizada uma metodologia para atribuir valor aos benefícios que os sistemas fotovoltaicos podem proporcionar às edificações como material construtivo, além da geração de energia. Foi possível iniciar o entendimento de como os sistemas fotovoltaicos podem mudar o consumo de energia para condicionamento de ambientes e mostrar que sua utilização como parte da edificação pode ajudar a melhorar aspectos econômicos.

A valoração dos benefícios construtivos da utilização da geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos é também uma forma de incentivar os consumidores a investirem nesta fonte de energia.

A capacidade dos sistemas fotovoltaicos em se integrar à edificação é única entre as fontes renováveis de energia e, aliada a sua modularidade, os tornam uma ferramenta muito versátil, podendo servir como brises, telhado e revestimento, tanto de fachada quanto de cobertura.

Com o crescimento do mercado fotovoltaico, abre-se mercado para a arquitetura que visa integrar componentes multifuncionais às edificações.

É importante que pesquisas sejam feitas para: (i) o desenvolvimento de sistemas fotovoltaicos como material construtivo; (ii) simulações sejam feitas para as diferentes tecnologias de produção de módulos fotovoltaicos; e (iii) que sejam avaliados com maior profundidade o projeto de edificações com sistema de geração fotovoltaica.

4.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Andrade, A. C. Análise e Simulação da Distribuição de Temperaturas em Módulos Fotovoltaicos, Porto Alegre: UFRGS, 2008.

ASHRAE, American society of heating, refrigerating and air conditioning engineers, Atlanta: ASHRAE Handbook – Fundamentals, 2005.

Ban-Weiss, G., Wraya, C., Delpe, W., Ly, P., Akbari, H., Levinson, R. Electricity production and cooling energy savings from installation of a building-

integrated photovoltaic roof on an office building. *Energy and Buildings*, 56, p. 210–220, 2013.

Desmarais, L. K. The Impact of Photovoltaic Systems on Market Value and Marketability A case study of 30 single-family homes in the north and northwest Denver metro area. Colorado Energy Office, 2013.

Dominguez, A., Kleissl, J., Luvall, J. C. Effects of solar photovoltaic panels on roof heat transfer. *Solar Energy*, 85, p.2244–2255, 2011.

Hoen, B., Klise, G.T., Graff-Zivin, J., Thayer, M., Seel, J., Wiser, R. Exploring California PV Home Premiums. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, 2013.

NBR 15220. Desempenho térmico de edificações, 2003.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. Photovoltaic (PV) Pricing Trends: Historical, Recent, and Near-Term Projections, Berkeley, CA, 2012. Disponível em <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56776.pdf>

Scherba, A., Sailor, D. J., Rosenstiel, T. N., Wamser, C. C. Modeling impacts of roof reflectivity, integrated photovoltaic panels and green roof systems on sensible heat flux into the urban environment. *Building and Environment*, 46, p. 2542-2551, 2011.

Silva, F. D. L. Análise de uma simulação computacional de um ambiente climatizado alimentado pela rede elétrica convencional e por painéis solares fotovoltaicos. Dissertação de mestrado em Engenharia Mecânica, UFRS, Porto Alegre, 2008.

Sorgato, M. J. Desempenho Térmico de Edificações Residenciais Unifamiliares Ventiladas Naturalmente. Dissertação de mestrado em Engenharia Civil, UFSC, Florianópolis, SC, 2009.

Capítulo 5 – Externalidades da geração fotovoltaica na análise de viabilidade econômica

5.1 INTRODUÇÃO

As externalidades da geração de energia elétrica são um conjunto de fatores, muitas vezes não óbvios, que surgem como consequência da adoção de determinada fonte. As externalidades podem trazer benefícios ambientais, sociais, energéticos, de conforto e econômicos (Ban-Weiss et al., 2013; Desmarais, 2013; Dominguez et al., 2011; Lacchini e Santos, 2013). O conhecimento maior sobre as externalidades deve fazer parte do planejamento dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica. Este conhecimento pode auxiliar não somente os consumidores finais a tomarem decisão sobre a implantação ou não deste tipo de sistema, mas também municia o planejamento integrado de sistemas energéticos de informações, que de outra sorte ficariam ocultas na análise econômica tradicional.

Este tema tem sido estudado e tem-se demonstrado ser muito complexo e de difícil quantificação. Não há uma regra específica para quantificá-las. Diversos métodos têm sido explorados, sendo que alguns buscam quantificar as externalidades por meio de equações e outros fazem uma avaliação subjetiva ou até mesmo uma avaliação do que a população pensa à respeito deste assunto.

Apesar de ser um tema sujeito a diferentes formas de avaliação, é certo que as externalidades da geração de energia podem afetar a população, seja

localmente, regionalmente e, extrapolando para uma escala maior, globalmente.

Algumas externalidades da geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos foram estudadas nos capítulos anteriores. As externalidades foram divididas por áreas, sendo o primeiro capítulo ligado ao meio ambiente e ao ser humano, o segundo capítulo ligado a critérios técnicos do sistema elétrico de potência e o terceiro capítulo ligado a critérios construtivos.

O objetivo deste capítulo foi analisar o efeito de todas as externalidades estudadas na viabilidade dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, por meio de uma análise que reúna todos os efeitos estudados até o momento.

5.2 METODOLOGIA

Os resultados obtidos nos capítulos anteriores foram agrupados em uma única análise de viabilidade para cada modelo de residência em cada capital das unidades da federação brasileira.

Para evitar que os efeitos sejam superdimensionados, nos casos em que há mais de um valor para a mesma externalidade optou-se pelo de menor efeito na avaliação econômica.

Para os critérios ambientais e de saúde foi utilizado o resultados obtido pela média ponderada dos custos da geração por diferentes fontes, que correspondessem a 3,8% de aumento equivalente na tarifa, conforme detalhado no capítulo 2.

Para os critérios técnicos, ou seja os que influenciam o sistema elétrico de potência, utilizou-se os métodos propostos de desconto na conta de energia pela melhora nos indicadores DRP e DRC, considerando melhoria de 0,5% em cada um, e o desconto pela redução das perdas de geração e transmissão, conforme detalhado no capítulo 3

Para os critérios construtivos, considerou-se a utilização dos painéis fotovoltaicos como material construtivo em ambientes externos, conforme detalhado no capítulo 4. Como as simulações sobre redução de carga térmica mostraram resultados insatisfatórios, esta análise não foi utilizada neste capítulo.

Os efeitos de cada externalidade foram somados nesta última análise de forma a se obter a possível influência nos indicadores econômicos.

5.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados das análises econômicas são mostrados no Quadro 5.1.

Quadro 5.1 – Resultados das análises econômicas considerando todas as externalidades avaliadas para os modelos de residências típicas do Brasil em cada capital das unidades da federação

Estado	Capital	Modelo 2		Modelo 3		Modelo 4		Modelo 5	
		VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)	VPL (R\$)	TIR(%)
Acre	Rio Branco	5.408,21	14	9.970,71	17	20.927,87	18	33.711,23	18
Alagoas	Maceió	-335,21	6	3.846,27	11	7.883,14	12	13.534,76	12
Amapá	Macapá	-2.546,59	3	-1.842,71	5	-2.517,61	5	-3.304,98	6
Amazonas	Manaus	7.607,95	9	13.341,84	11	27.672,60	12	44.391,81	12
Bahia	Salvador	11.371,48	12	19.038,26	14	38.872,31	15	62.012,03	16
Ceará	Fortaleza	8.414,26	10	21.286,20	16	39.656,17	16	65.374,13	17
Distrito Federal	Brasília	2.821,20	5	10.335,33	9	19.693,59	10	32.795,14	10
Espírito Santo	Vitória	13.278,69	13	25.744,03	16	48.366,93	17	74.760,31	17
Goiás	Goiania	5.614,90	7	15.824,90	12	29.684,46	13	49.087,85	13
Maranhão	São Luís	8.507,63	9	14.778,50	12	30.424,83	12	48.678,88	13
Mato Grosso	Cuiabá	9.403,64	11	23.232,05	17	43.196,14	18	71.145,86	18
Mato Grosso do Sul	Campo Grande	7.156,17	9	18.861,10	14	35.204,00	15	58.084,07	15
Minas Gerais	Belo Horizonte	11.535,99	13	27.524,29	19	50.924,09	20	83.683,82	21
Paraná	Curitiba	11.945,28	12	23.386,48	15	44.059,58	16	71.623,70	16
Paraíba	João Pessoa	4.809,49	7	14.196,55	11	26.758,40	12	44.345,00	12
Pará	Belém	20.413,11	18	32.437,76	22	65.493,09	23	104.057,64	24
Pernambuco	Recife	12.268,83	12	20.372,99	15	41.519,20	16	66.189,78	16
Piauí	Teresina	6.765,29	9	18.043,11	14	33.756,22	14	55.754,57	15
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	9.056,68	10	15.693,63	12	32.142,82	13	54.075,08	13
Rio Grande do Norte	Natal	5.228,26	7	15.020,17	12	28.256,76	13	46.787,99	13
Rio Grande do Sul	Porto Alegre	9.872,79	10	19.798,73	13	37.441,29	14	60.964,70	14
Rondônia	Porto Velho	12.405,63	12	20.497,70	15	41.843,95	16	66.747,89	16
Roraima	Boa Vista	1.859,36	4	8.227,05	8	16.035,56	8	26.967,48	8
Santa Catarina	Florianópolis	12.452,31	12	24.264,23	16	49.247,82	16	77.800,50	17
Sergipe	Aracaju	12.521,88	12	20.749,39	15	42.265,62	16	67.367,89	17
São Paulo	São Paulo	7.893,68	9	13.963,76	11	28.712,33	12	48.377,09	12
Tocantins	Palmas	3.858,46	13	12.037,95	19	22.831,79	20	37.943,17	20

Os resultados considerando todas as externalidades ligadas aos aspectos ambientais, de saúde, técnicos e construtivos mostraram uma grande melhora em relação ao caso base, sendo que apenas duas situações ainda não se mostraram viáveis ao se considerar as externalidades avaliadas. No entanto, deve-se lembrar que esta análise foi feita para um período de 20 anos e que alguns fabricantes de painéis fotovoltaicos já anunciam seus produtos com vida útil superior a 30 anos

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a análise de externalidades da geração de energia é possível analisar melhor os impactos de cada fonte e usar este resultado como ferramenta de planejamento do desenvolvimento humano e não apenas do setor elétrico.

A matriz energética mundial tem que passar por mudanças drásticas para reduzir as emissões de gases do efeito estufa que comprometem o futuro das próximas gerações. A radiação solar é a forma de energia mais abundante no planeta e é gratuita, limpa e inesgotável.

A matéria prima para fabricação das células fotovoltaicas também é abundante na Terra. O crescimento dos mercados de energia solar fotovoltaica fará cair ainda mais os preços destes sistemas. Mesmo tendo custos elevados, alguns países decidiram investir nesta tecnologia, por entender que as fontes tradicionais oferecem muitos riscos no longo prazo.

5.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ban-Weiss, G., Wraya, C., Delpa, W., Ly, P., Akbari, H., Levinson, R. Electricity production and cooling energy savings from installation of a building-integrated photovoltaic roof on an office building. *Energy and Buildings*, 56, p. 210–220, 2013.

Desmarais, L. K. The Impact of Photovoltaic Systems on Market Value and Marketability A case study of 30 single-family homes in the north and northwest Denver metro area. Colorado Energy Office, 2013.

Dominguez, A., Kleissl, J., Luvall, J. C. Effects of solar photovoltaic panels on roof heat transfer. *Solar Energy*, 85, p.2244–2255, 2011.

Lacchini, C., Santos, J. C. V. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. *Renewable Energy*, 52, p. 183e189, 2013.

Conclusão geral

1. CONCLUSÕES

Este trabalho foi desenvolvido com a finalidade de analisar a viabilidade da geração distribuída utilizando sistemas fotovoltaicos instalados pelos próprios consumidores após a publicação da resolução ANEEL 482, que trata da regulamentação da micro e mini geração distribuída por meio do uso de fontes renováveis no Brasil. Para alcançar este objetivo foram analisados os efeitos positivos da utilização dos sistemas fotovoltaicos na geração de energia elétrica. Para isto buscou-se encontrar benefícios normalmente não visualizados pela sociedade, denominados externalidades, ao se investir nesta fonte de energia.

No Capítulo 2 foram discutidos os efeitos da poluição na saúde da população e no meio ambiente. Esta discussão é importante quando se pensa no atual cenário de geração de energia no Brasil, no qual a participação de fontes renováveis tem diminuído e a participação de fontes fósseis tem aumentado. Muito se critica a construção de usinas hidroelétricas, tão importantes para o Brasil, e restrições cada vez maiores são impostas na construção de novas barragens, mas não há o mesmo tipo de manifestação quando o Brasil passa a utilizar com maior intensidade as termoelétricas, que causam um prejuízo muito maior à sociedade e ao meio ambiente, especialmente pelo aumento vertiginoso do nível de emissões.

No Capítulo 3 foram discutidos os efeitos da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos na melhoria dos critérios técnicos relacionados ao serviço de fornecimento de energia. Foi realizada uma tentativa de criar um meio de beneficiar o consumidor que, ao escolher investir em um sistema fotovoltaico, tenha gerado benefícios para a concessionária, promovendo a melhoria dos indicadores de qualidade. Mostrou-se também a capacidade de utilização da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos no atendimento da demanda crescente de energia, principalmente dos setores comerciais e industriais, cuja carga está naturalmente sincronizada com a radiação solar e conseqüentemente com a geração de energia fotovoltaica, o que aumenta ainda mais os benefícios relacionados a sua utilização.

No Capítulo 4 buscou-se mostrar o uso dos sistemas fotovoltaicos integrados às edificações como forma de melhorar a sua viabilidade econômica. O desenvolvimento de novas tecnologias permitirá uma integração ainda maior com as edificações e farão dos sistemas fotovoltaicos parte realmente integrante e multifunção das construções. Com a correta orientação e posicionamento pode ser possível melhorar o conforto térmico dos ocupantes e ainda reduzir o gasto com condicionamento térmico das edificações.

No Capítulo 5 todas as análises foram agrupadas em uma única avaliação econômica, mostrando que os sistemas fotovoltaicos podem se tornar viáveis no Brasil quando se considera todos os benefícios envolvidos. Esta análise é importante para o consumidor que deseja investir, mas tem receio de ter prejuízo financeiro.

2. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Apresentam-se aqui as sugestões para trabalhos futuros:

Externalidades relacionadas a Saúde e Ambientais

- I. Analisar dados reais, obtidos por meio de monitoramento e redes de informação da saúde, especialmente de doenças respiratórias, alergias, de pele e relacionadas ao sistema circulatório, sobre poluição e danos causados à saúde em cidades brasileiras sob influência de usinas termoelétricas de combustíveis fósseis;

- II. Relacionar os dados com distância em relação à fonte emissora, faixa etária e densidade populacional das regiões afetadas;

Externalidades relacionadas a fatores técnicos

- III. Investigar os efeitos dos sistemas fotovoltaicos em redes reais de distribuição de energia elétrica e relacioná-los com tipo de consumidor, fator de carga, nível de carregamento e nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos;
- IV. Monitorar rede de distribuição de energia elétrica com diferentes níveis de inserção de sistemas fotovoltaico quanto a influência em aspectos de qualidade de fornecimento de energia: confiabilidade, perfil de tensão, fator de carga, perdas nos sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica, presença de harmônicos;

Externalidades relacionadas a fatores construtivos

- V. Obter dados no mercado de venda e aluguel de imóveis sobre a valorização de residências com geração própria de energia utilizando sistemas fotovoltaicos e estudar como estes sistemas podem influenciar na escolha da moradia.

Outras externalidades

- VI. Avaliar a externalidade pela independência energética em diferentes cenários, quais sejam:
 - a. Diferentes tipos de tarifas: (i) Tarifas monômias, taxaço apenas pelo consumo de energia elétrica; (ii) Tarifas binômias, taxaço pelo consumo e pela demanda de energia elétrica; (iii) Tarifas horo-sazonal, em função do horário e da época do ano de uso;
 - b. Racionamento de energia;
 - c. Implantação de sistema de incentivo da energia solar fotovoltaica baseado em *feed in tariffs*, ou seja, compensação pela

energia elétrica gerada em valores maiores do que o praticado no mercado