

**ANÁLISE DO POTENCIAL E VIABILIDADE DE MICRO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA:
UM ESTUDO DE CASO PARA UMA CIDADE DE MÉDIO PORTE**

SAULO JARDIM DE ARAUJO

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE - UENF

**CAMPOS DOS GOYTACAZES – RJ
AGOSTO - 2016**

FICHA CATALOGRÁFICA

Preparada pela Biblioteca do CCT / UENF

178/2016

Araujo, Saulo Jardim de

Análise do potencial e viabilidade de micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica : um estudo de caso para uma cidade de médio porte / Saulo Jardim de Araujo. – Campos dos Goytacazes, 2016.

x, 62 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) -- Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. Centro de Ciência e Tecnologia. Laboratório de Engenharia de Produção. Campos dos Goytacazes, 2016.

Orientador: Ladir Jorge Soares.

Área de concentração: Pesquisa operacional.

Bibliografia: f. 58-62.

1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 2. GERAÇÃO DE DISTRIBUÍDA 3. VIABILIDADE ECONÔMICA I. Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro. Centro de Ciência e Tecnologia. Laboratório de Engenharia de Produção II. Título

CDD

658.4034

**ANÁLISE DO POTENCIAL E VIABILIDADE DE MICRO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA:
UM ESTUDO DE CASO PARA UMA CIDADE DE MÉDIO PORTE**

SAULO JARDIM DE ARAUJO

Dissertação apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia, da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Lacir Jorge Soares

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE - UENF

CAMPOS DOS GOYTACAZES – RJ
AGOSTO - 2016

**ANÁLISE DO POTENCIAL E VIABILIDADE DE MICRO E
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA:
UM ESTUDO DE CASO PARA UMA CIDADE DE MÉDIO PORTE**

SAULO JARDIM DE ARAUJO

Dissertação apresentada ao Centro de Ciência e Tecnologia, da Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Aprovada em de de .

Comissão Examinadora:

Prof. Ricardo Linden (Doutor, Engenharia Elétrica) – CEPEL

Prof. Rodrigo Tavares Nogueira (Doutor, Ciências da Engenharia) – UENF

Prof. José Ramón Arica Chávez (Doutor, Engenharia de Sistemas e Computação) – UENF

Prof. Lacir Jorge Soares (Doutor, Engenharia Elétrica) – UENF
Orientador

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pela bolsa de estudos concedida. Sem esta, cursar o mestrado seria impossível.

Agradeço, também à minha família, especificamente à minha mãe, mulher guerreira, que sempre foi a provedora e incentivadora em tudo na minha vida. Agradeço à minha irmã por todo apoio e paciência nas horas difíceis em que eu cursava o mestrado.

Agradeço ainda, de forma especial, meu orientado Prof. Dr. Lacir Jorge Soares por todo aprendizado que me proporcionou. Agradeço-o, ainda, pela parceria, paciência, incentivo e pelos valiosos, interessantes e saudáveis debates a respeito do setor elétrico brasileiro e sobre as técnicas de econometria.

Agradeço ao Prof. Dr. Rodrigo Nogueira e ao Prof. Dr. José Ramón Arica por terem aceitado participar da minha banca de defesa e pelas preciosas contribuições ao presente trabalho quando este encontrava-se ainda em fase de projeto. Agradeço, também, ao Prof. Dr. Ricardo Linden por ter aceitado participar da minha banca de defesa de dissertação de mestrado, se dispondo a sair de sua cidade e viajar para Campos dos Goytacazes.

Agradeço a Raphael Ramos e Gustavo Monteiro pela amizade verdadeira construída no âmbito do PPGEP/UENF.

Agradeço à minha namorada, Bruna, por todo apoio que me foi prestado neste último ano de mestrado. Agradeço-a, também, por toda paciência e compreensão nas horas difíceis desta jornada.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para que eu pudesse alcançar o tão sonhado título de Mestre em Engenharia de Produção.

Sumário

| | |
|--|------------|
| Lista de Figuras | v |
| Lista de Tabelas | vi |
| Lista de Siglas e Abreviaturas | vii |
| Resumo | ix |
| 1 Introdução | 1 |
| 1.1 Considerações iniciais | 1 |
| 1.2 Justificativa | 3 |
| 1.3 Objetivos | 4 |
| 1.3.1 Geral | 4 |
| 1.3.2 Específicos | 5 |
| 2 Referencial teórico | 6 |
| 2.1 Conjuntura mundial | 6 |
| 2.2 O modelo alemão | 9 |
| 2.3 O caso brasileiro | 17 |
| 2.4 Campos dos Goytacazes: Uma cidade de médio porte | 20 |
| 2.5 Geração distribuída | 26 |
| 3 Metodologia | 28 |
| 3.1 Componentes dos sistemas fotovoltaicos | 28 |
| 3.2 Projetos de sistemas fotovoltaicos | 32 |
| 3.3 Estudo de viabilidade econômica | 35 |
| 4 Resultados e discussões | 38 |
| 4.1 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos | 38 |
| 4.2 Estudo de viabilidade econômica | 40 |
| 4.3 Discussões | 46 |
| 5 Considerações Finais | 55 |
| Referências | 57 |

Lista de Figuras

| | | |
|------|---|----|
| 2.1 | Produção global de energia elétrica em 2014. | 7 |
| 2.2 | Evolução global da capacidade instalada acumulada de energia solar fotovoltaica (2000-2014). | 7 |
| 2.3 | Cenários do mercado global de energia elétrica fotovoltaica acumulada até 2019. | 8 |
| 2.4 | Funcionamento da Tarifa Feed-in. | 12 |
| 2.5 | Tarifa Feed-in na Alemanha. | 13 |
| 2.6 | Responsabilidades dos agentes econômicos para o funcionamento da FIT na Alemanha. | 14 |
| 2.7 | Capacidade instalada de geração de eletricidade na Alemanha. | 16 |
| 2.8 | Geração de eletricidade anual na Alemanha. | 17 |
| 2.9 | Geração de eletricidade na Alemanha na 28ª semana de 2014. | 17 |
| 2.10 | Radiação solar global horizontal. | 20 |
| 2.11 | Conjuntos elétricos que atendem a região sede do município de Campos dos Goytacazes. | 22 |
| 2.12 | Consumo de energia elétrica residencial de baixa tensão no conjunto elétrico Distribuidora de Campos. | 23 |
| 2.13 | Consumo de energia elétrica residencial de baixa tensão no conjunto elétrico Guarus. | 23 |
| 2.14 | Consumo de energia elétrica residencial de baixa tensão no conjunto elétrico Momboça. | 24 |
| 2.15 | Irradiação solar no plano inclinado para a cidade de Campos dos Goytacazes. | 25 |
| 2.16 | Mapa de irradiação solar para o Estado do Rio de Janeiro. | 25 |
| 2.17 | Sistema de Compensação de Energia Elétrica. | 26 |
| 2.18 | Procedimentos e etapas de acesso. | 27 |
| 3.1 | Localização de algumas empresas do setor de energia fotovoltaica no sudeste do Brasil. | 30 |
| 4.1 | Dispersão entre preço médio dos sistemas fotovoltaicos e suas capacidade de geração de energia elétrica no verão. | 41 |
| 4.2 | Big Data: termo de pesquisa “energia solar” na ferramenta de pesquisa <i>Google</i> | 50 |

Lista de Tabelas

| | | |
|------|---|----|
| 2.1 | Total de energias renováveis na América do Sul | 9 |
| 2.2 | Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil - 31/12/2014 | 19 |
| 3.1 | Principais equipamentos do kit de energia solar residencial | 29 |
| 3.2 | Tabela de valores de impostos para importação de sistemas fotovoltaicos | 31 |
| 3.3 | Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentraís geradoras | 34 |
| 3.4 | Requisitos mínimos em função da potência instalada | 35 |
| 4.1 | Comparativo sobre o número de HSP anual e para os três primeiros meses do ano. | 38 |
| 4.2 | Dimensionamento da potência dos Sistemas Fotovoltaicos. | 39 |
| 4.3 | Consumo médio de energia elétrica residencial de baixa tensão em 2015, por unidade consumidora. | 39 |
| 4.4 | Preço médio dos kit's fotovoltaicos. | 40 |
| 4.5 | Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 100 kWh para os meses de verão. | 43 |
| 4.6 | Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 200 kWh para os meses de verão. | 44 |
| 4.7 | Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 500 kWh para os meses de verão. | 45 |
| 4.8 | Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 1000 kWh para os meses de verão. | 46 |
| 4.9 | Nº de unidades consumidoras no Brasil que adotam Geração Distribuída para fonte de Energia Solar Fotovoltaica por classe de consumo e estado. | 48 |
| 4.10 | Nº de unidades consumidoras no Brasil que adotam Geração Distribuída para fonte de Energia Solar Fotovoltaica por potência instalada. | 48 |

Lista de Siglas e Abreviaturas

ACL - Mercado Livre de Energia Elétrica

AFRMM - Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM)

ATA - Adicional de Tarifas Aeroportuárias

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BDGD - Base de Dados Geográficas da Distribuição

CEPERJ - Fundação Centro Estadual de Estatísticas, Pesquisas e Formação de Servidores Públicos do Rio de Janeiro

CGH - Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH, com até 1 MW de potência instalada)

COFINS - Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade

EEG – Lei de Energias Renováveis da Alemanha

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FC – Fluxo de Caixa

FDI - Fator de Dimensionamento de Inversores

FIT – Tarifa Feed-In

FV – Energia Solar Fotovoltaica

GDFS – Geração Distribuída pela Fonte Solar

HSP – Horas de Sol Pleno

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

II - Imposto de Importação

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

IPI - Imposto sobre Produto Industrializado

ISS - Imposto Sobre Serviços

Kw - Kilowatt

kWh - Kilowatt-hora
Kwp – Kilowatt pico
LTN – Letras do Tesouro Nacional Prefixado
MME - Ministério de Minas e Energia
OM – Custo com Manutenção e Operação
ONU - Organização das Nações Unidas
P& D – Pesquisa e Desenvolvimento
PCH – Pequena Central Hidrelétrica (entre 1,1MW e 30MW de potência).
PIB – Produto Interno Bruto
PIS-PASEP - Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ProGD- Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída
TIR – Taxa Interna de Retorno
TMA - Taxa Mínima de Atratividade
UHE – Usina Hidrelétrica (conta com mais de 30 MW (megawatts) de potência instalada).
VPL – Valor Presente Líquido
Wh – Watt-hora
Wp – Watt pico

Resumo

O presente trabalho teve como objetivo propor uma análise do potencial e viabilidade econômica de geração fotovoltaica para a microgeração distribuída para a demanda de energia elétrica residencial em cidades de médio porte, tendo, como estudo de caso o município de Campos dos Goytacazes. Por conseguinte, como ênfase deste trabalho, viabilizaram-se reflexões e propostas de políticas elementares para uma possível transição da matriz energética do Brasil, substituindo parte da geração atual pela fonte solar fotovoltaica. Após o estudo de viabilidade econômica para implementação de sistemas fotovoltaicos pela microgeração distribuída em cidades de médio porte e as discussões realizadas sobre o tema em perspectiva nacional, concluiu-se que há viabilidade sob o ponto de vista econômico e de política energética para a implantação da micro e da minigeração distribuída em municípios de porte médio ou em regiões que disponham de um número suficientes de telhados para instalação dos referidos sistemas. Todavia, para que os investimentos em GDFS se tornem mais atraentes sob a ótica das pessoas físicas, de modo que o setor possa prosperar no país, torna-se necessário que o estado brasileiro adote políticas de incentivos e subsídios no setor de energia solar fotovoltaica e geração distribuída, conforme as práticas adotadas no modelo de sucesso alemão, porém, ponderando as especificidades do território brasileiro.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica; geração distribuída; viabilidade econômica.

Abstract

This work had the goal to propose an analysis of the economic potential and viability of the micro-generation photovoltaic, distributed to residential electricity demand to medium cities, and having as a case study the city of Campos dos Goytacazes. Therefore, as an emphasis for this work, elementary political proposals for a possible energy matrix of Brazil were made, replacing part of the current one by the photovoltaic solar source. After studying the economic viability to implement photovoltaic systems by microgeneration distributed in medium cities and discussions on this issue in a national perspective, we concluded that there is viability in economic and energy politics views of the implementation of the micro and the minigeneration distributed in medium cities or to regions which have sufficient number of roofs to install the systems mentioned. However, to make the GDFS more attractive to people, in a way which this sector could prosper in the country, it is necessary that Brazil embraces incentive politics and subsidies in the solar energy photovoltaic sector and distributed generation, in accordance with the successful German model standards, but pondering the brazilian characteristics.

Key words: Photovoltaic solar energy, distributed generation, economic viability.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações iniciais

Impulsionado pelo alto custo dos combustíveis fósseis conjuntamente com o crescente temor em relação às usinas nucleares, a utilização das fontes de energias renováveis mostrou-se, na última década, uma solução economicamente viável, segura e estável. O recente acidente nuclear ocorrido em 2011, na cidade de Fukushima (Japão), reafirmou o temor mundial com a matriz energética vigente. Além disso, a preocupação mundial com o meio ambiente, sobretudo o receio a respeito dos altos índices de emissão de CO₂ e outros gases que provocam o efeito estufa, tornou-se fator preponderante para o início da transição das matrizes energéticas em alguns países, como a Alemanha e a Espanha.

As novas tecnologias energéticas passam por um longo período de desenvolvimento e amadurecimento, resultante de uma série de fatores, como: maturidade tecnológica, natureza da demanda, disponibilidade de recursos, infra-estrutura de serviços, competências e requisitos de conhecimento (BALAGUER; MARINOVA, 2006). Nesse sentido, duas indústrias de energia se destacaram na última década, devido ao alto crescimento e por atender os fatores citados acima, são elas: a indústria da energia eólica e a indústria de energia solar.

Segundo Pegels e Lütkenhorst (2014), é de suma importância a intervenção governamental para estimular e acelerar uma transição radical e de longo prazo necessária para manter condições aceitáveis da vida humana na terra. De acordo com Hallegatte, Fay e Vogt-Schilb (2013), tal intervenção se faz necessária, pois os mecanismos de mercado, como os preços, não são capazes de trazer mudanças drásticas e rápidas para proteção do planeta. Pegels e Lütkenhorst (2014) argumentam ainda, que alinhar os tradicionais objetivos das políticas industriais, como a competitividade, criação de emprego e inovação, com a proteção ambiental, pode ajudar na adesão dos agentes de mercado.

Especificamente, a indústria de energia solar fotovoltaica (FV) é relativamente nova no que diz respeito a desenvolvimento tecnológico e de penetração no mercado. Seu desenvolvimento teve início na década de 1950, em que a *Bell Laboratories* produziu células solares para os progra-

mas de pesquisas espaciais dos EUA. Após a primeira crise do petróleo em 1973, as pesquisas e investimentos em energia solar foram impulsionadas, pois eram uma alternativa atraente, dado o encarecimento dos combustíveis fósseis. No entanto, a inserção fotovoltaica restringiu-se às áreas remotas, onde as opções de ligação à rede elétrica, ou a produção via geradores à diesel eram extremamente caras (BALAGUER; MARINOVA, 2006).

Entretanto, ao longo da última década, os sistemas solares fotovoltaicos desfrutaram de forte crescimento do mercado, como alternativa às fontes de energia elétrica derivadas dos combustíveis fósseis tradicionais. A fonte solar fotovoltaica tem mostrado forte crescimento em relação à capacidade instalada de energia elétrica mundial, passando de 1.2GW em 2000 para 100GW em 2012. Um continente que se destaca pela liderança em tal progresso é a Europa, que representa mais da metade das instalações mundiais (YU; POPIOLEK; GEOFFRON, 2014).

A Alemanha, por sua vez, é o grande destaque dentro dos países membros da União Europeia. Após uma complexa formação histórica em torno dos debates sobre as fontes de energias renováveis, que se deu no âmbito do *Bundestag* (parlamento alemão), o país finalmente conseguiu alcançar grandes resultados a partir dos anos 2000. Atualmente, a Alemanha é o país com maior capacidade instalada para geração de energia solar fotovoltaica do mundo, seguido pela China e pelo Japão (REN21, 2015). Tal sucesso da Alemanha, deve-se à demanda popular por recursos energéticos de fontes renováveis, assim como à possibilidade de criação de uma nova indústria, capaz de gerar emprego, renda, tecnologia, inovações e crescimento econômico. A fonte solar de energia elétrica na Alemanha já é capaz de gerar modicidade tarifária¹ e estabilidade em todo sistema de geração do país. Dado o sucesso alemão no chamado *Energiewende* (Transição Energética), cria-se em torno da Alemanha um paradigma, a respeito do modelo adotado e das políticas públicas empregadas.

Apesar do grande desenvolvimento da fonte de energia elétrica oriunda de sistemas fotovoltaicos na Alemanha, o clima predominante no norte do país é o temperado, enquanto que na região central do país e no sul, o clima é predominantemente oceânico moderado e continental. Ou seja, a Alemanha é um dos países pioneiros na energia solar, porém em seu clima existe limitada insolação que, por sua vez, prejudica a eficiência dos equipamentos solares. Com isso, a inserção dos sistemas fotovoltaicos em países que possuam condições climáticas mais propícias, isto é, países com elevada quantidade de radiação solar, consiste-se uma possibilidade proeminente de política energética. Pegels e Lütkenhorst (2014) argumentam que a política energética deve ser considerada como fator principal de qualquer política industrial, sendo, conseqüentemente, o fator preponderante para um crescimento econômico sólido e sustentável.

Um país que se destaca nesse contexto de condições climáticas favoráveis é o Brasil, que mesmo no inverno possui grande quantidade de radiação solar incidente. Apesar disso, a geração de eletricidade pela fonte solar no país cresce vagarosamente com inexpressiva intervenção governamental. Basta observar a capacidade instalada no Brasil que figura em torno de 0,011%(ENERGIA, 2015).

¹“Tarifas acessíveis aos usuários, de modo a não onerá-los excessivamente” (MELLO, 2008)

Uma das tímidas políticas públicas realizadas pelo Estado são os leilões de energia de reserva, como o ocorrido no dia 28/08/2015. Foram contratados nesse leilão, 30 empreendimentos, a uma potência total de 833,8 MW, com o prazo para início de entrega à rede em 1º de agosto de 2017. O preço médio a ser pago pela energia ficou estabelecido em R\$ 301,79 por MWh (ANEEL, 2015b). O preço ainda é considerado elevado, pelo fato do fraco incentivo à indústria nacional de inversores e painéis fotovoltaicos ou, ainda, pela elevada carga tributária para importação dos equipamentos.

De acordo com Macintosh e Wilkinson (2011), os sistemas de energia solar fotovoltaica (FV) são capazes de converter radiação solar em eletricidade, sendo viáveis em quase todo globo. A geração FV destaca-se por ser ideal em sistemas de produção de eletricidade descentralizados, ou seja, são ideais para a chamada geração distribuída, pois o recurso solar é abundante em quase todo o mundo e são capazes de gerar energia a um preço baixo em sistemas de pequeno porte.

1.2 Justificativa

Uma vez que a conjuntura atual tenha sido exposta, torna-se primordial o desenvolvimento de pesquisas científicas no segmento de energia solar fotovoltaica no Brasil, dado que essa tem sido a tendência mundial, pois segundo Sanz-Casado et al. (2014), 60% das publicações sobre as energias renováveis são sobre o segmento fotovoltaico. Ainda, segundo os autores, também é preciso investir na área de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e em parcerias internacionais, sendo esses métodos eficientes para aumentar a produtividade no setor. Além disso, os estudos de caso destacam-se por realizar diagnósticos específicos, produzindo evidências a respeito do objeto em estudo.

Nesse contexto, estudos de caso sobre a análise do potencial e viabilidade da micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica tornam-se relevantes, pois assim é possível analisar em que condições de mercado o Brasil se encontra e quais ineficiências o país tem enfrentado. O estudo também se faz relevante para regiões e cidades específicas, como as de médio porte, pois, segundo o IBGE, nestas cidades estão concentradas 15% da população do Brasil.

Campos dos Goytacazes, localizada na mesorregião Norte Fluminense, é uma dessas cidades e destaca-se pela grande participação no PIB nacional, através da produção de petróleo. Realizar tal estudo de caso para uma das cidades produtoras deste insumo energético considerado não renovável torna-se um desafio de alta importância, pois é preciso alertar a sociedade sobre os impactos ambientais provenientes da exploração e da queima do petróleo.

Outro ponto em destaque é o fato do estudo de caso sobre a análise do potencial e viabilidade da micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica proporcionar reflexões a respeito da matriz energética brasileira. De acordo com Malagueta et al. (2013), a matriz energética do Brasil é composta principalmente por usinas hidrelétricas, que geram em suas respectivas instalações, grandes impactos ambientais e complexos conflitos territoriais (INATOMI; UDAETA, 2005). Ademais, de acordo com Tancredi e Abbud (2013), os estoques de água das hidrelétricas duram

cada vez menos nos períodos de seca, impondo o acionamento das usinas térmicas, que por sua vez comprometem a modicidade tarifária. Deve-se considerar, por fim, o aumento da demanda de energia elétrica no Brasil (TANCREDI; ABBUD, 2013), o que tem provocado debates a respeito da ampliação da capacidade instalada de energia no país.

Além disso, vale considerar a citação do presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), professor Mauricio Tolmasquim, em seu livro *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro* (p. 74), em que argumenta com base em Carvalho (2010), que devido às restrições ambientais e a topografia pouco acidentada da região onde se encontra a maior parte dos recursos hidroenergético inexplorados (região amazônica), a construção de grandes reservatórios tem sido inviabilizada, provocando um declínio na capacidade de regularização da energia natural afluyente. Com isso, as novas usinas construídas são a Fio d'água, em que o volume é suficiente apenas para regularização de descargas semanais ou diárias. Nesse contexto, Tolmasquim (2015) propõe como solução, a geração renovável complementar de energia elétrica, como a biomassa e a eólica, além da geração termelétrica. Entretanto, cabe citar a fonte solar como a de maior potencial para sanar tais problemas, considerando a grande incidência de radiação solar que o país dispõe, assim como os avanços em eficiências obtidas pelo setor. Além disso, a geração termelétrica vai em contramão com o que tem sido adotado no mundo como solução para o problema energético, dado seus custos crescentes (custos decrescentes na energia solar fotovoltaica) e poluição gerada.

Após uma breve análise a respeito das condições energéticas do país, bem como seus problemas e desafios, cabe salientar que estudos de caso sobre o potencial e viabilidade da micro e minigeração distribuída de energia solar fotovoltaica proporcionarão reflexões sobre uma possível transição energética do Brasil. Trabalhos que contribuam para a tomada de decisão nesse quesito são necessários, pois apenas desse modo haverá argumentos e embasamentos para uma mudança nas políticas públicas de incentivo, que alterem parâmetros que levem ao aumento da produtividade da indústria fotovoltaica no país. Além disso, apenas com forte intervenção do estado será possível realizar uma transição de modelo energético para fontes que sejam renováveis. Ademais, faz-se necessário destacar que caso a transição ocorra, esta gerará uma indústria que será capaz de gerar emprego, renda, tecnologia e crescimento econômico.

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

O presente trabalho tem como objetivo propor uma análise do potencial e viabilidade econômica de geração fotovoltaica para a microgeração distribuída para a demanda de energia elétrica residencial em cidades de médio porte, tendo como estudo de caso o município de Campos dos Goytacazes. Por conseguinte, pretende-se como ênfase deste trabalho, viabilizar reflexões e propor

políticas elementares para uma possível transição da matriz energética do Brasil, sob o ponto de vista do modelo de sucesso alemão.

1.3.2 Específicos

- Identificar e examinar as especificidades dos conjuntos elétricos que abrangem a região urbana do município de Campos dos Goytacazes;
- Projetar os níveis de consumo de energia elétrica para as unidades consumidoras pertencentes aos conjuntos elétricos da região de Campos dos Goytacazes.
- Realizar um estudo de viabilidade econômica para implementação dos sistema fotovoltaico de microgeração distribuída para uma cidade de médio porte;
- Indicar políticas que facilitem a implantação da geração distribuída de energia elétrica fotovoltaica em cidades de médio porte (ênfase do trabalho), sob o ponto de vista do modelo alemão.

Capítulo 2

Referencial teórico

Este capítulo tem como objetivo discutir e apresentar alguns aspectos e características do mercado de energia solar fotovoltaica e do setor elétrico na conjuntura mundial, na conjuntura brasileira e no caso de sucesso do modelo alemão na transição energética. Ademais, foi apresentado no presente capítulo, especificidades e peculiaridades da cidade de Campos dos Goytacazes, que é objeto de estudo deste trabalho. Por fim, foram evidenciados atributos do modelo de geração distribuída adotado no Brasil.

2.1 Conjuntura mundial

Durante o período de 2007 à 2012, a geração de energia renovável cresceu a uma taxa média de 5,9% ao ano. Por outro lado, o consumo global de eletricidade apresentou a uma taxa média de crescimento anual de 2,7% (REN21, 2015). Em 2014, a geração de energia renovável representou 22,8% da matriz energética mundial, no qual a energia hidroelétrica apresentava participação de 16,6% e a energia solar 0,9% (vide Figura 2.1).

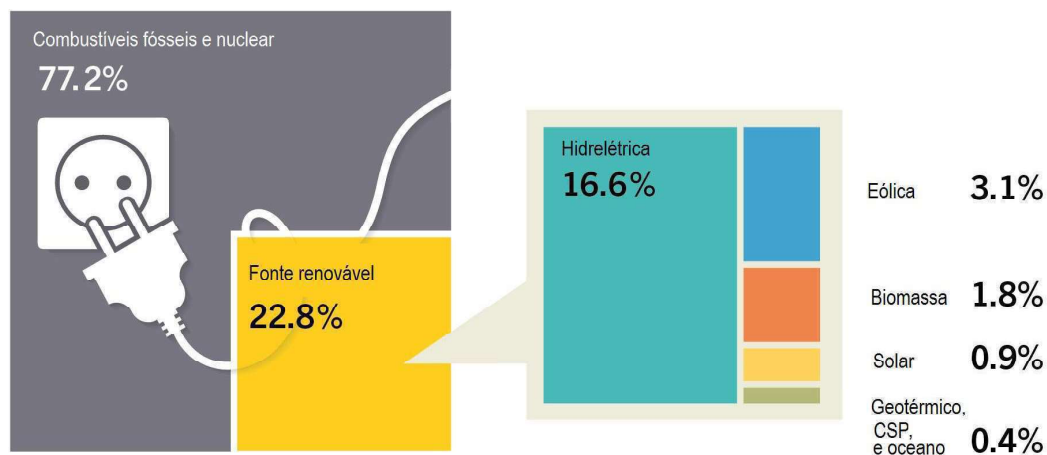


Figura 2.1 Produção global de energia elétrica em 2014.

Fonte: (REN21, 2015).

Apesar da baixa participação da fonte solar na matriz energética mundial, atualmente o crescimento dos sistemas fotovoltaicos é considerado expressivo, sendo a terceira mais importante fonte de energia renovável em termos de capacidade instalada a nível mundial. Alemanha, Itália e Espanha representam 78% do total da geração solar (91TWh) (EPIA, 2015b). Enquanto isso, de acordo com estimativas da EPIA (2015a), em 2014 o mundo possuía 178.391,00 MW de capacidade instalada. Na Figura 2.2 é possível observar a evolução global da capacidade instalada acumulada de energia solar proveniente de sistemas fotovoltaicos. Nota-se que a partir de 2009 tem início uma forte tendência de alta na capacidade instalada

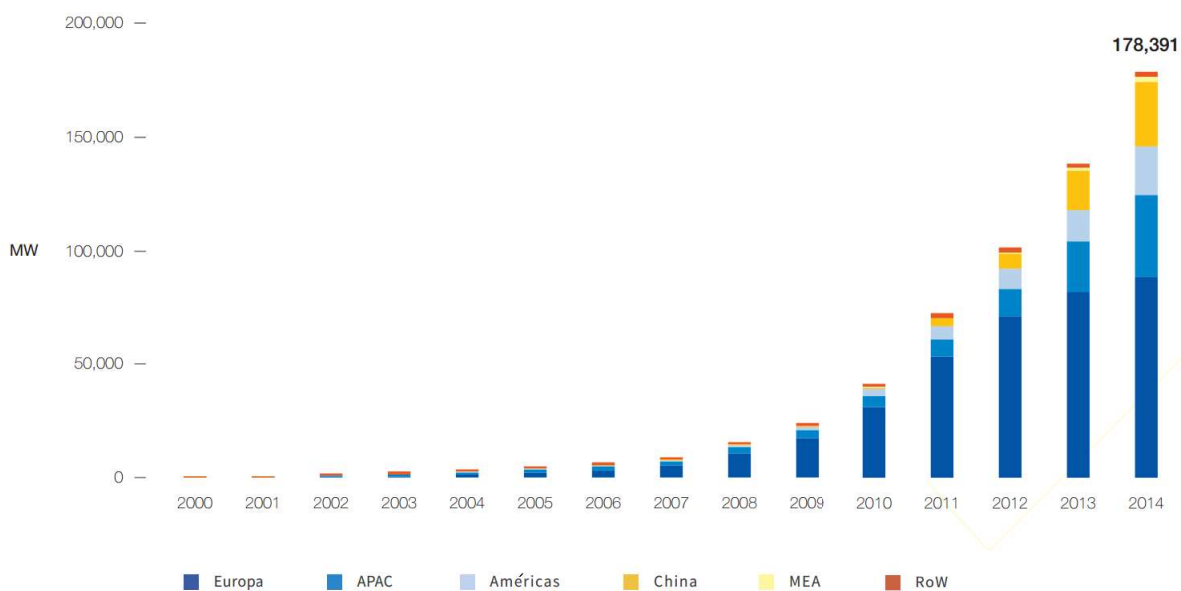


Figura 2.2 Evolução global da capacidade instalada acumulada de energia solar fotovoltaica (2000-2014).

Fonte: (EPIA, 2015a).

Dada a evolução dos sistemas FV nas últimas décadas, Cong e Shen (2014) argumentam que existem grandes fatores potenciais que afetam o desenvolvimento da energia renovável, dentre eles, o fator econômico e o fator tecnológico que são especialmente importantes. Porém, outros fatores também são capazes de afetar o desenvolvimento da energia renovável, como os recursos naturais disponíveis locais, bem como sua aceitação social. Sobre aceitação social, Cong e Shen (2014) citam o exemplo de que o desenvolvimento de energia eólica tem impacto visual na paisagem e por isso tem enfrentado debates importantes em nível local e muitas vezes em nível nacional.

A energia solar, sob o aspecto de aceitação social, figura entre as melhores possibilidades, pois em grande parte das instalações, os módulos fotovoltaicos são acomodados nos telhados das residências. Sob o ponto de vista do fator tecnológico, houve grande evolução, contribuindo para a queda nos preços dos sistemas. Dessa forma, nos últimos 10 anos, os preços reais dos sistemas FV recuaram 75%, devido ao barateamento dos módulos e inversores (EPIA, 2015a).

Nessa conjuntura de queda nos custos de geração proporcionados pelo barateamento dos sistemas fotovoltaicos atrelado à nova demanda mundial de recursos energéticos renováveis, a EPIA (2015a) estima que em 2019 a produção de energia proveniente da fonte solar será de 540 mil MW no melhor cenário e 396 mil MW no pior cenário. Na Figura 2.3 é possível analisar a evolução ano-a-ano das estimativas da *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA).

É relevante, ainda, observar o estudo realizado pela ABINEE (2012), em que se estima a curva de aprendizado tecnológico para módulos fotovoltaicos. Segundo os resultados obtidos, a cada duplicação da capacidade global produzida (produção acumulada), o preço dos módulos fotovoltaicos decresce em média 20%. É notório, portanto, a economia de escala presente em tal indústria.

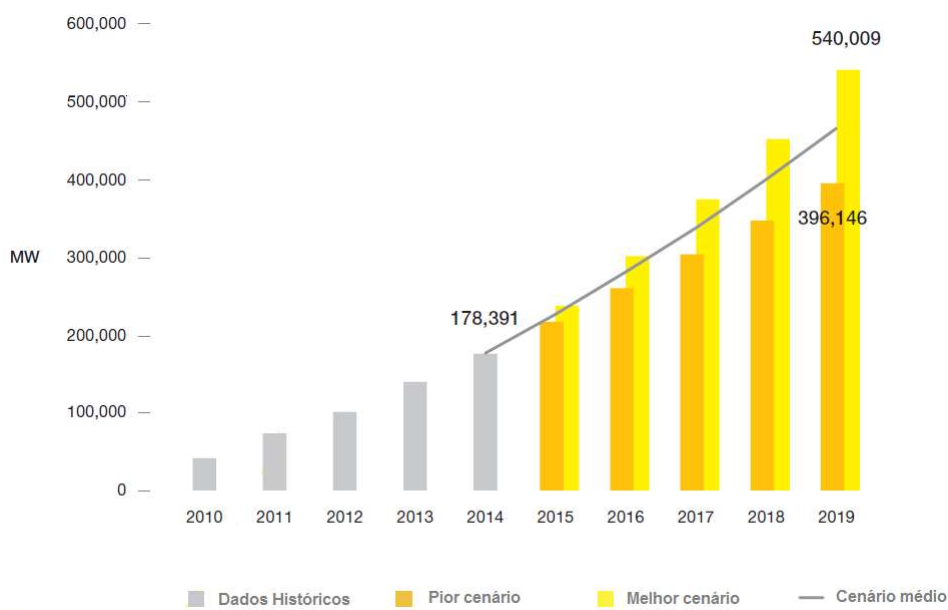


Figura 2.3 Cenários do mercado global de energia elétrica fotovoltaica acumulada até 2019.

Fonte: (EPIA, 2015a).

No continente sul americano, o Brasil é o país que se destaca por sua participação na produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis (IRENA, 2015). Porém, a maior parte dessa energia é resultante da geração de hidrelétricas, que causam graves impactos ambientais (INATOMI; UDAETA, 2005). Além disso, a fonte hidrelétrica é dependente de ciclos sazonais, o que pode criar, por sua vez, um sistema com tarifas energéticas instáveis, como ocorreu nos anos de 2014 e 2015 devido ao longo período de estiagem. Na Tabela 2.1, encontra-se disponível uma série temporal com os dados de geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis dos países da América do Sul. Nela constata-se que o Brasil é o maior produtor de energia de fontes limpas, seguido pela Venezuela e pela Argentina.

Tabela 2.1 Total de energias renováveis na América do Sul

| | (MW) | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| País | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 |
| Argentina | 10140 | 10487 | 10523 | 10590 | 10629 | 10623 | 10694 | 10900 | 10953 |
| Bolivia | 504 | 527 | 530 | 530 | 530 | 530 | 530 | 530 | 535 |
| Brazil | 80202 | 83513 | 84862 | 85319 | 89456 | 92764 | 96798 | 100937 | 107488 |
| Chile | 5355 | 5501 | 5616 | 5708 | 5834 | 6377 | 6468 | 6680 | 8054 |
| Colombia | 9062 | 9129 | 9169 | 9188 | 9924 | 9921 | 9981 | 10079 | 11123 |
| Ecuador | 1849 | 2096 | 2130 | 2127 | 2311 | 2303 | 2333 | 2350 | 2421 |
| Malvinas | 0 | 1 | 1 | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| French G. | 114 | 114 | 114 | 117 | 138 | 148 | 155 | 155 | 159 |
| Guyana | 15 | 15 | 15 | 42 | 42 | 42 | 42 | 43 | 43 |
| Paraguay | 8110 | 8130 | 8810 | 8810 | 8810 | 8810 | 8810 | 8810 | 8810 |
| Peru | 3260 | 3265 | 3283 | 3353 | 3504 | 3522 | 3676 | 3812 | 4047 |
| Suriname | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 | 180 |
| Uruguay | 1554 | 1715 | 1729 | 1745 | 1818 | 1829 | 1846 | 1860 | 2271 |
| Venezuela | 14598 | 14598 | 14598 | 14623 | 14625 | 14625 | 14655 | 14932 | 14933 |

Fonte: (IRENA, 2015)

2.2 O modelo alemão

Devido às atuais e futuras consequências das alterações climáticas, a Comissão Europeia apresentou em 2008 o pacote de Energia e Mudanças Climáticas. Entre vários instrumentos, o pacote orienta a inserção da energia de fontes renováveis como objetivos nacionais obrigatórios. Dessa forma, foram definidas quotas para os países membros, em que devem, até o ano de 2020, ter pelo

menos 20% de seu consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis. Por conseguinte, o governo alemão assumiu essa meta e apresentou uma legislação nacional chamada de *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (EEG, Lei de Energias Renováveis), no qual tem como finalidade aumentar sua quota no consumo de eletricidade proveniente de fontes renováveis. De acordo com a EEG, o país deve até o ano de 2020 consumir pelo menos 30% de energia dessas fontes, aumentando continuamente até o ano de 2050, em que deverá atingir um patamar de pelo menos 80% (YILDIZ, 2014).

Ademais, a Alemanha encontra-se envolvida em um processo de completa eliminação das fontes de energia nuclear, fazendo o país iniciar uma política deliberada de dependência de fontes de energia renováveis (PEGELS; LÜTKENHORST, 2014). O *Bundestag* (parlamento alemão) decidiu, em junho de 2011, que em um prazo de 10 anos (2022), todas as centrais nucleares serão encerradas. A Alemanha foi o único país a tomar essa decisão radical, mesmo depois dos acidentes em Three Mile Island (EUA), Chernobyl (Ucrânia) e Fukushima (Japão). O próximo acidente parece ser iminente, podendo ser em qualquer lugar do mundo, encontra-se em aberto apenas onde e quando será, assim como o grau da catástrofe (WINTER, 2012).

Ainda conforme Lauber e Mez (2006) expõem, a Alemanha sofreu um grande impacto com o acidente nuclear em Chernobyl em 1986, levando a opinião pública a mudar drasticamente de posição sobre a fonte de energia nuclear. Em 1986, 70% da população discordava do uso dessa fonte de energia, contra 10% que apoiavam. Além disso, 1986 foi o ano em que houve a emissão do aviso a respeito da catástrofe climática iminente, recebendo muita atenção dos alemães. Após tais episódios, a Comissão de Meio Ambiente do *Bundestag* alemão inaugurou uma comissão para debater sobre as medidas preventivas para proteger a atmosfera da Terra. O empenho da comissão foi notável e harmonioso entre todos os parlamentares. Esse foi o início de um complexo ambiente político que resultou na Alemanha de hoje. Deve-se lembrar também, porém, que a atitude central do governo alemão para as crises do petróleo consistiu em investimentos no setor de energia nuclear e do carvão, que em análise a posteriori mostrou-se um equívoco.

Exposto o cenário em que a Alemanha se encontrava, Lauber e Mez (2006) destacaram que a liderança alemã na área de energias renováveis e da energia solar fotovoltaica é consequência de um processo histórico complexo. Lipp (2007) argumenta que foi necessário adotar uma gama de políticas que tem sido fortalecida e expandida para promover o uso de energias renováveis. Essas políticas englobam, por exemplo, as leis de preços, quotas mínimas, incentivos à produção, créditos fiscais e sistemas de negociação.

Dessa forma, a Alemanha encontra-se no meio da *Energiewende* (Transição Energética) e as metas estabelecidas fizeram com que o país passasse a figurar, segundo Pegels e Lütkenhorst (2014), como um dos países mais fortes na geração de energia solar fotovoltaica do mundo, sendo responsável por 44% da capacidade instalada mundial. Além disso, Stetz et al. (2015) argumentam que os sistemas fotovoltaicos tornaram-se uma das principais fontes de eletricidade (capacidade

instalada) na Alemanha.

Kvernevik (2010) enfatiza que a intervenção governamental foi de fundamental importância para que a transição energética acontecesse e que tivesse sucesso. O autor destaca além da Alemanha, a Espanha como exemplo, ressaltando ainda que no caso da Alemanha, a existência de modesta insolação em seu território não foi capaz de prejudicar a instalação da maioria dos painéis fotovoltaicos, graças aos incentivos concedidos pelo governo.

Um importante sistema de geração de energia elétrica da Alemanha é chamada geração distribuída fotovoltaica (RICHTER, 2013). O sistema geração distribuída é caracterizado pela fragmentação, pois cada consumidor produz sua própria energia através de placas FV instaladas, por exemplo, nos telhados das residências. Segundo (BDEW, 2012), esse sistema representava 5,3% da eletricidade do país no primeiro semestre de 2012. Stetz et al. (2015) relatam que os sistemas de autoconsumo e autossuficiência são incentivados pelo governo através de linhas de financiamentos próprios, pois o objetivo do estado é aumentar o geração dessas fontes. O autor cita, ainda, que essa abordagem está sendo incentivada ainda mais para o futuro.

No que diz respeito aos proprietários dos sistemas de geração distribuída, segundo Anaya e Pollitt (2015), mais de 50% são de propriedade de pessoas, empresas industriais e agricultores. As empresas privadas de geração são afetadas de forma negativa devido à redução de preços no atacado, especialmente aquelas que concentram na expansão da energia solar fotovoltaica. Em geral, a expansão da geração de energia renovável tem promovido a concorrência.

O sucesso alemão na geração e na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica (assim como a eólica) é consequência de diversas políticas do governo, porém uma em específico cabe destaque: A tarifa *feed-in*(FIT). A FIT está na raiz do sucesso, não só da Alemanha que foi pioneira na implantação em fontes renováveis, mas também na Espanha e na Dinamarca. A FIT nos moldes alemães tornou-se a “história de sucesso de exportação”. A característica central da tarifa é garantia de preço mínimos para os geradores de energia de fontes renováveis (BALTELO, 2008; PEGELS; LÜTKENHORST, 2014; LIPP, 2007; LAUBER; MEZ, 2006; MABEE; MANNION; CARPENTER, 2012; CHOWDHURY et al., 2014; BECHBERGER; REICHE, 2004).

Segundo Baltelo (2008), o custo da tarifa *feed-in* é pulverizado entre todos os consumidores de eletricidade, sendo capaz de suportar grandes mercados. Bechberger e Reiche (2004) afirmam que, inicialmente, a introdução da FIT na Alemanha se deu pela *Stromeinspeisungsgesetz* (Lei do Abastecimento de Eletricidade na Rede), promovendo um acelerado desenvolvimento de novas fontes de geração, como a energia solar fotovoltaica. A partir do ano 2000, a tarifa *feed-in* começou a fazer parte da *Erneuerbare Energien Gesetz* (Lei de Energias Renováveis), sendo de grande relevância para o sucesso obtido pela indústria alemã. Essa tarifa possibilitou a criação de condições que reduziram os riscos dos investimentos de pessoas e empresas geradoras de energia renovável, pois contavam com preço diferenciado no mercado (MABEE; MANNION; CARPENTER, 2012). Na Figura 2.4 encontra-se um fluxograma a respeito da dinâmica da tarifa FIT.

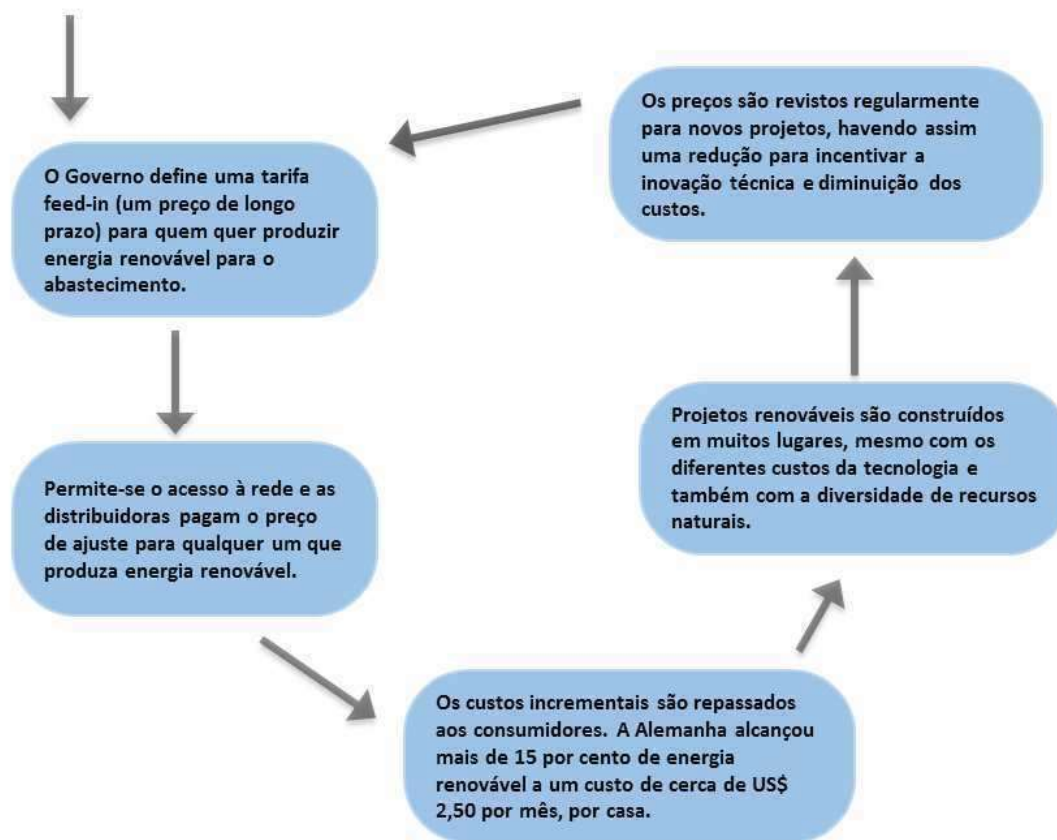


Figura 2.4 Funcionamento da Tarifa Feed-in.

Fonte: Traduzido de (PEMBINA, 2008).

Devido ao sucesso da Tarifa *feed-in*, o governo alemão tem adotado medidas de ajuste em relação as políticas públicas de energias renováveis. Segundo Wirth (2015), a partir de 2016, somente novos sistemas menores que 100 kW de potência nominal seriam qualificados para a tarifa *feed-in*, enquanto os grandes sistemas devem comercializar diretamente com o mercado a eletricidade produzida. Tal sucesso é refletido nos valores da FIT FV, em que a tarifa decresce mais rápido que as outras tecnologias de energias renováveis. Os novos projetos FV de grande escala já alcançaram paridade de grade em 2011, em relação aos consumidores domésticos. Outro marco importante foi atingido em 1 de julho de 2013, onde a remuneração da eletricidade gerada por recém-instalados sistemas fotovoltaicos atingiu um nível próximo de todos os custos estimados para a eletricidade fóssil-nuclear (Figura 2.5). Os acordos de tarifa FIT irão expirar gradualmente a partir de 2020, já com todos os custos de aquisição sanados, entretanto estes equipamentos continuarão a fornecer energia para o mercado com baixos custos operacionais e zero custo de combustível.

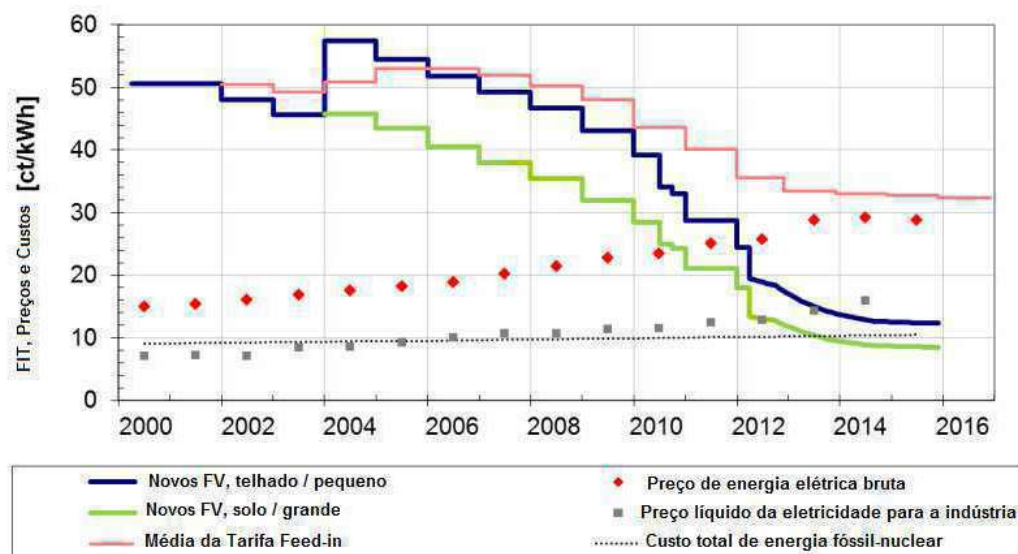


Figura 2.5 Tarifa Feed-in na Alemanha.

Fonte: (WIRTH, 2015).

No sistema FIT da Alemanha, os consumidores recebem a energia produzida pelos geradores de energia das fontes renováveis por meio do operador local e da distribuidora. Em seguida, os consumidores realizam o pagamento da energia consumida à distribuidora, que por sua vez repassa o valor para a transmissora. Com isso, essa última transfere o valor arrecadado para o operador local que realiza o pagamento a geradora de energia de fontes renováveis (BALTELO, 2008). Cada agente de mercado possui responsabilidades para o bom funcionamento do sistema, como pode ser observado através da Figura 2.6.

| | |
|---|---|
| <p>1. Governo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Criar arcabouço regulatório para conexão e distribuição de eletricidade. • Determinar tarifas decrescentes para todas as fontes de energia renovável. | <p>4. Transmissora:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Calcular a geração de energia renovável a partir de informações do operador da rede local. • Calcular total de tarifas feed-in a partir da produção estimada de energia renovável. • Repartir custos adicionais por kWh para distribuidora • Coletar dinheiro das distribuidoras.. • Distribuir dinheiro ao operador da rede local para pagamento da tarifa feed-in aos geradores. |
| <p>2. Gerador de energia renovável:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seguir padrões técnicos de conexão e operação da rede. • Comunicar falhas técnicas ao operador da rede local. • Operar usinas de energia renovável. | <p>5. Distribuidora</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coletar dinheiro dos consumidores e transferir à transmissora. • Organizar contas ao consumidor. • Distribuir eletricidade renovável. |
| <p>3. Operador de rede local:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantir conexão à rede. • Comunicar previsão e quantidade de eletricidade renovável à transmissora. • Pagar tarifa feed-in ao gerador de energia renovável. | <p>6. Consumidor</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pagar a conta de eletricidade (incluindo o custo extra para tarifas <i>feed-in</i>). • Receber eletricidade convencional e renovável. |

Figura 2.6 Responsabilidades dos agentes econômicos para o funcionamento da FIT na Alemanha.

Fonte: Adaptado a partir de (EREC, 2007) .

Apesar de grande parte das políticas públicas de geração de energia elétrica através de fontes renováveis serem em torno do conceito de tarifas *feed-in*, outros programas complementares importantes foram implantados pelo estado. Estabeleceram-se programas dedicados aos empréstimos de recursos financeiros a projetos de geração de energia elétrica proveniente de fontes de recursos renováveis, como sistemas fotovoltaicos. Foram inaugurados programas para apoio das atividades de pesquisa científica e para a área de Pesquisa e Desenvolvimento (P & D), através de financiamento direto de projetos, alianças para a inovação, etc. Nesse cenário, torna-se importante destacar que os investimentos nos programas de energia solar fotovoltaica cresceram intensamente, se comparados com os recursos disponibilizados para os programas eólicos. Entre 2005 e 2013, a proporção total de subsídios para os projetos fotovoltaicos se comparados com os subsídios para a indústria eólica passaram de 0,4% para 3,0%, ou seja, saindo de menos da metade para três vezes mais (PEGELS; LÜTKENHORST, 2014).

Sob o aspecto das atividades científicas da Alemanha, de acordo com Sanz-Casado et al. (2014), especialmente sobre o tema de energia solar, o país aparece na liderança entre os países membros da União Europeia, com 37% das publicações na área. Já em perspectiva internacional, a Alemanha aparece compondo o seletto grupo de países líderes em números de publicações na área, entretanto, sua influência tem diminuído com a ascensão do Japão e da China. As instituições mais produtivas na Alemanha são as universidades, porém esse resultado não significa que as empresas não realizem

pesquisas sobre a energia solar fotovoltaica. Esse número tão representativo das pesquisas sobre o tema pela Alemanha, indica um maior uso industrial dos resultados produzidos, pois grande parte das publicações está direcionada aos temas de novas tecnologias de células solares e dispositivos.

Os resultados obtidos pela Alemanha com as políticas públicas de desenvolvimento das fontes de energia solar fotovoltaica têm sido impressionantes, contribuindo o fato do país ter sido um dos pioneiros na última década. Além disso, a Alemanha é considerada líder global de mercado em instalações de sistemas fotovoltaicos desde 2005 (YU; POPIOLEK; GEOFFRON, 2014).

Sobre o mercado de trabalho, a Alemanha criou quase 380 mil novos postos de trabalho no setor de energia renovável apenas em 2012. Mais da metade desses postos (54%) estão concentrados no segmento de energia solar fotovoltaica e eólica. A maioria dos empregos criados estão no setor de instalações, porém os setores de serviços de manutenção e operação têm crescido de forma relevante. Um ponto que chama a atenção é a qualidade da mão de obra que tal indústria emprega, se comparado com os outros mercados, o segmento de energia solar fotovoltaica emprega em média três vezes mais pessoas com nível superior. (PEGELS; LÜTKENHORST, 2014).

Outro ponto é que a Alemanha conseguiu conquistar grande parte do mercado mundial de energia solar fotovoltaica. Se bem explorada, tal posição pode garantir aumento de competitividade do país, assim como aumento dos empregos e da inovação (PEGELS; LÜTKENHORST, 2014). O país conseguiu, ainda, através da curva de aprendizagem, reduzir de forma substancial os custos da tecnologia solar fotovoltaica (DIEKMANN et al., 2012).

Sobre as emissões de CO₂, a Alemanha mais que dobrou, entre 2005 e 2012, a quantidade evitada de lançamentos do gás carbônico na atmosfera, passando de 23,8 milhões de toneladas para 56,5 milhões de toneladas. Um dos instrumentos para tal sucesso foi a tarifa *feed-in*, que foi o mais bem sucedido programa de cooperação para o desenvolvimento das fontes de energias renováveis, incluindo a solar fotovoltaica (PEGELS; LÜTKENHORST, 2014).

Um dos principais resultados produzidos pela *Energiewende* foi a grande ampliação da capacidade instalada de produção de energia elétrica provenientes da fonte solar. De acordo com dados da *Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Post and Railway (Bundesnetzagentur)* alemã, a fonte solar representou em 2015 21,83% da capacidade instalada de geração de energia elétrica, sendo a fonte com maior percentual na matriz de energia elétrica da Alemanha. Se comparado com o ano 2014, houve um aumento de 0,8% na capacidade e se comparado com o ano 2006, um aumento de 1.251,38% (Figura 2.7).

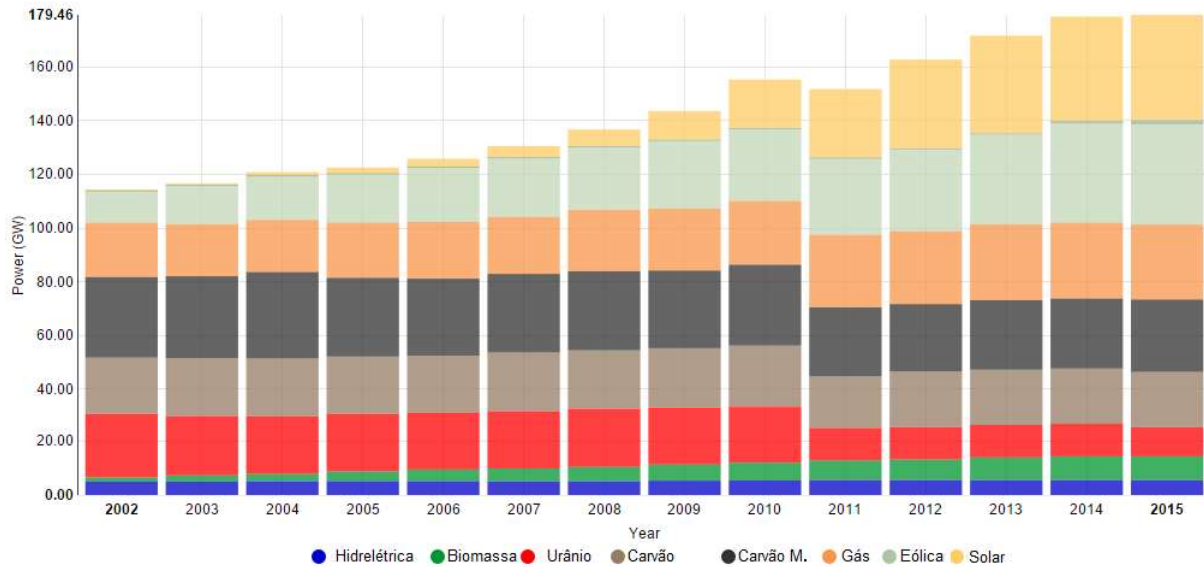


Figura 2.7 Capacidade instalada de geração de eletricidade na Alemanha.

Fonte: (FRAUNHOFER, 2015c).

Em termos de geração de eletricidade provenientes da fonte solar, a Alemanha possui números mais moderados, devido aos modestos índices de radiação solar do país, se comparado com os países com território próximos à Linha do Equador. Mesmo assim, a Alemanha é um dos países com maior geração de energia solar fotovoltaica. Dados da *50 Hertz*, *Amprion*, *Tennet*, *TransnetBW* e *EEX* mostram que em 2014 a Alemanha produziu 34,93 TWh de eletricidade oriundos da fonte solar, representando 6,72% do total. Para o ano de 2015, até o dia 26 de setembro, a geração de energia solar encontrava-se em 32,06 TWh, representando 8,04% do total. Se comparado com os valores de geração de eletricidade da fonte solar em 2006 (2,22 TWh), até 2014 houve um aumento de 1473,42% (Figura 2.8).

De acordo com Stetz et al. (2015), os sistemas fotovoltaicos e eólicos são capazes de cobrir mais da metade da carga de energia elétrica de pico, durante o meio-dia alemão, se ocorrer uma considerável alta de radiação solar simultaneamente com condições meteorológicas satisfatórias do vento. Na Figura 2.9, nota-se tal ocorrência em que, aproximadamente, 50% de toda energia elétrica produzida é da fonte solar e eólica (31,86% apenas da fonte solar). Ainda, segundo o autor, nesses dias as usinas de energia elétrica de fontes tradicionais alemãs precisam ser desligadas para manter a estabilidade de todo o sistema elétrico.

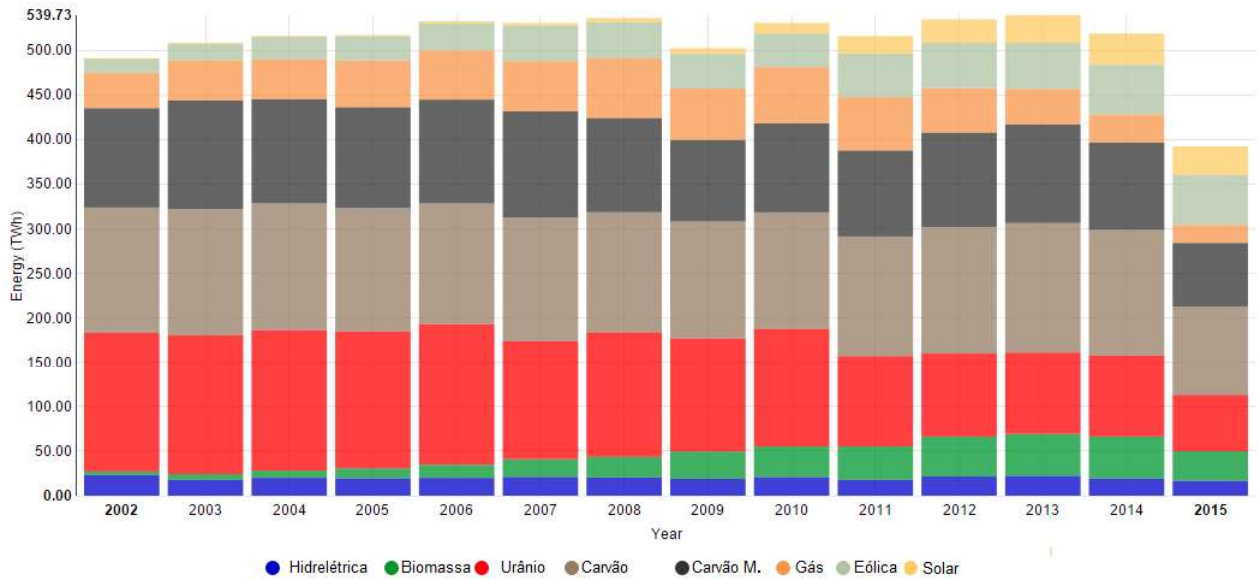


Figura 2.8 Geração de eletricidade anual na Alemanha.

Fonte: (FRAUNHOFER, 2015a).

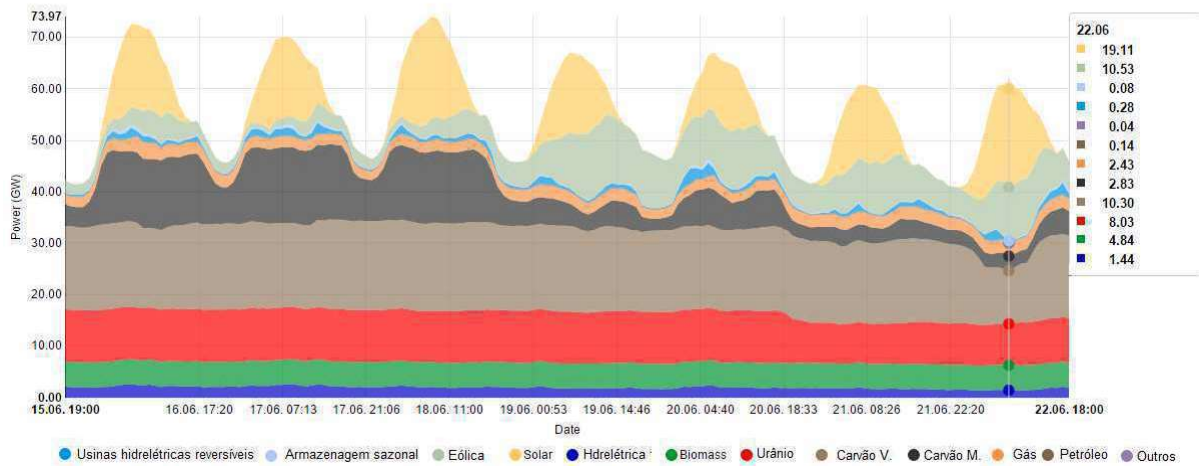


Figura 2.9 Geração de eletricidade na Alemanha na 28ª semana de 2014.

Fonte: (FRAUNHOFER, 2015b).

2.3 O caso brasileiro

No Brasil, segundo Malagueta et al. (2013), a matriz energética é composta principalmente por hidrelétricas. Dessa forma, seguindo a tendência mundial, o Brasil continua avançado na inserção de energia de fontes renováveis em sua matriz energética, valendo citar os recentes resultados alcançados pelo país com a introdução dos sistemas de geração de energia eólica e biomassa. Todavia,

no que diz respeito à geração de energia solar fotovoltaica, apesar do progresso obtido nos últimos anos, o governo tem contribuído de forma quase insignificante (TRANSFER-LBC; NEDERLAND, 2015).

Segundo o Energia (2015), a capacidade instalada de geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis no Brasil alcança a marca de 80,3% do total. Apesar disso, 66,6 % da capacidade instalada é resultante de hidrelétricas, que apesar de serem uma fonte renovável, causam sérios impactos ambientais locais, assim como conflitos territoriais onde são instaladas. Tais impactos ambientais decorrem da mudança dos leitos dos rios e dos alagamentos provocados por suas barragens (INATOMI; UDAETA, 2005). Analisando a Tabela 2.2, constata-se também que a biomassa representa 9,2 % da capacidade instalada, a eólica 3,6% e a solar apenas 0,011%.

Conforme destaca a ANEEL (2005), um dos pontos restritivos das fontes de energia hidráulica é que muitas vezes requerem grandes áreas inundadas. Se comparada, por exemplo, com a fonte de energia solar, a limitação de espaço não é tão restritiva, apesar da inserção de projetos fotovoltaicos serem caracterizados pela baixa eficiência dos sistemas de conversão de energia, requerendo, assim, relevante quantidade de energia para que os empreendimentos se tornem economicamente viáveis.

Tabela 2.2 Capacidade Instalada de Geração Elétrica no Brasil - 31/12/2014

| Fonte | Nº de usinas | Potência instalada (MW) | Estrutura (%) |
|------------------------------|---------------------|--------------------------------|----------------------|
| Hidrelétrica (*) | 1.186 | 89.193 | 66,6 |
| <i>UHE</i> | 202 | 84.095 | 62,8 |
| <i>PCH</i> | 487 | 4.790 | 3,6 |
| <i>CGH</i> | 497 | 308 | 0,2 |
| Gás | 155 | 14.208 | 10,6 |
| <i>Gás Natural</i> | 121 | 12.550 | 9,4 |
| <i>Gás Industrial</i> | 34 | 1.658 | 1,2 |
| Biomassa | 504 | 12.341 | 9,2 |
| <i>Bagaço de Cana</i> | 387 | 9.881 | 7,4 |
| <i>Biogás</i> | 25 | 70 | 0,1 |
| <i>Outras</i> | 92 | 2.390 | 1,8 |
| Petróleo | 1.263 | 7.888 | 5,9 |
| Nuclear | 2 | 1.990 | 1,5 |
| Carvão Mineral | 13 | 3.389 | 2,5 |
| Eólica | 228 | 4.888 | 3,6 |
| Solar | 311 | 15 | 0,011 |
| TOTAL | 3.662 | 133.913 | 100 |
| Importação contratada | 5.850 | | |
| Disponibilidade total | 139.763 | | |

Fonte: (ENERGIA, 2015).

Nesse contexto e tendo em vista a crescente demanda energética do Brasil, Malagueta et al. (2013) destacam que tal demanda poderia ser atendida através das alternativas renováveis de geração de energia como a energia solar e eólica. Sob essa perspectiva, a inserção de energia solar torna-se favorável pois, segundo Nakabayashi (2014), o país é abundante em recurso solar e a chamada paridade tarifária já ocorre em algumas cidades, devido ao equilíbrio de custos entre a energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos e a tarifa de energia elétrica convencional.

Ainda de acordo com Nakabayashi (2014), espera-se que nos próximos anos ocorra a paridade tarifária nas demais cidades do Brasil, tornando a energia solar fotovoltaica mais atraente financeiramente. O autor argumenta que os custos sobre os sistemas fotovoltaicos apresentam tendências decrescentes ano após ano, enquanto as tarifas de energia elétrica gerada pelas fontes tradicionais caracterizam-se por trajetórias crescentes.

Para que a paridade tarifária atinja um maior número de cidades no país, é necessário, por um lado, que os custos da energia solar fotovoltaica caiam, tais custos dependem fundamentalmente das

seguintes variáveis: irradiação solar disponível, desempenho e custo dos sistemas fotovoltaicos. A irradiação solar disponível é um dos fatores que tornam o sistema fotovoltaico competitivo no Brasil, pois em algumas regiões do país a média diária de radiação solar é maior que 5.0 kWh/m²/day (Figura 2.10), valor muito superior aos encontrados no continente europeu, por exemplo (MARTINS; ABREU; PEREIRA, 2012).

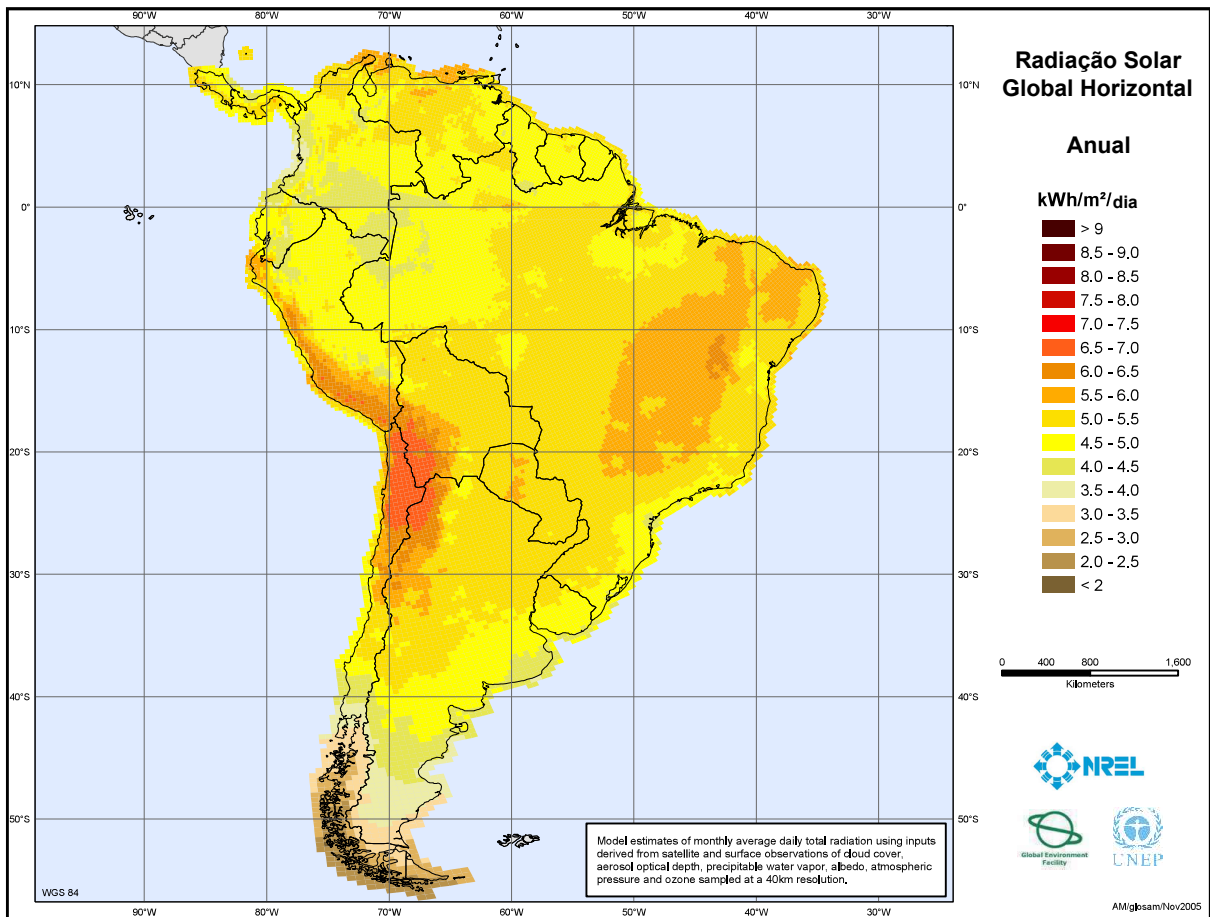


Figura 2.10 Radiação solar global horizontal.
Fonte: Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA).

2.4 Campos dos Goytacazes: Uma cidade de médio porte

Campos dos Goytacazes está localizada na mesorregião Norte Fluminense, segundo o IBGE (2015) (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), a cidade tem uma população estimada para 2015 de 483.970 habitantes, com uma densidade demográfica (hab/km²) de 115,16 e uma área de 4.026,696 km². Campos é considerada uma cidade de médio porte, conforme parâmetros estabelecidos pelo IBGE e pela ONU. De acordo com França (2007), o (IBGE) define uma cidade de médio

porte como aquela que possui população entre 100.000 e 500.000 pessoas. Já a Organização das Nações Unidas (ONU), define como aquelas cidades que possuem aglomerações entre 100.000 e 1.000.000 de habitantes.

Sob o aspecto econômico, o município de Campos dos Goytacazes é caracterizado por ser o maior produtor de petróleo do Brasil, devido à sua proximidade da bacia petrolífera de Campos (NETO; SANTOS et al., 2012). Passos (2011) argumenta que o município tem um papel histórico e contemporâneo relevante, devido à sua posição na atual ordem da mesorregião Norte Fluminense. Dados da CEPERJ (2012), mostram que Campos dos Goytacazes está entre os cinco maiores PIB do estado do Rio de Janeiro, com uma participação de 6,2%, graças sua participação nos royalties do petróleo. Entretanto, a economia local fica completamente vulnerável às oscilações do preço do petróleo no cenário mundial.

Nas perspectivas, de fornecimento de energia elétrica, segundo a ANEEL (2015a), 13 conjuntos elétricos atendiam o município de Campos dos Goytacazes no ano de 2015, porém apenas três conjuntos atendiam a sede do município, sendo eles: o conjunto elétrico Guarus, conjunto elétrico Mombaça e conjunto elétrico Distribuidora de Campos. Ainda, segundo a ANEEL, em 2015 os conjuntos Distribuidora de Campos, Guarus e Mombaça continham 72.671, 41.395 e 32.865 unidades consumidoras, respectivamente, somando um total de 146.931. Na Figura 2.11 é possível observar a distribuição geográfica dos três conjuntos elétricos que cortam a cidade de Campos dos Goytacazes.

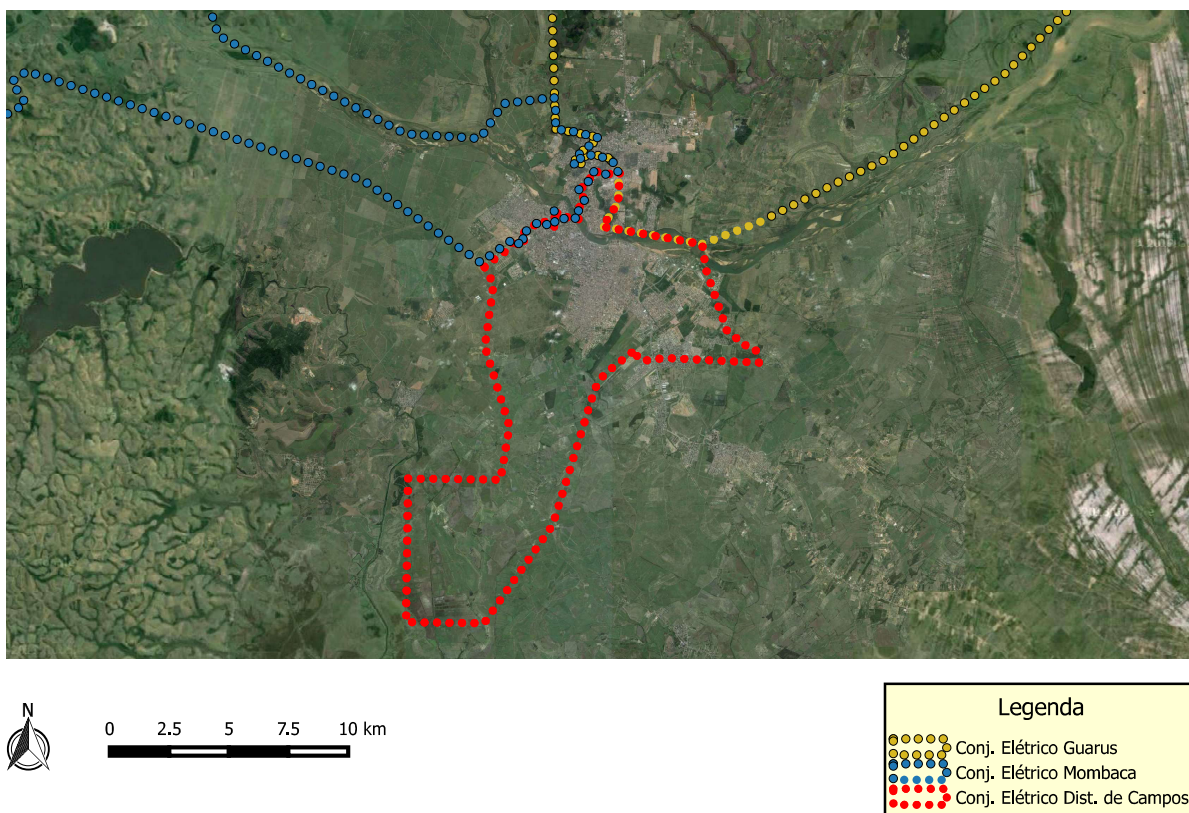
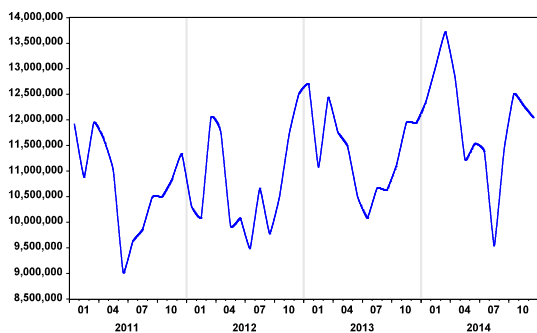


Figura 2.11 Conjuntos elétricos que atendem a região sede do município de Campos dos Goytacazes.

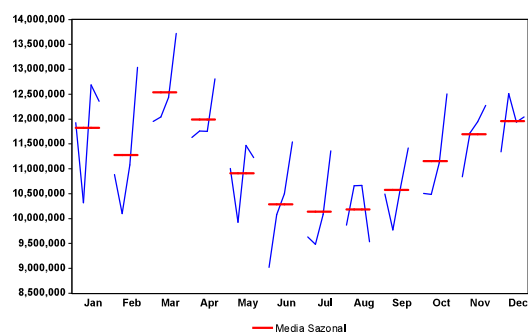
Fonte: Elaborada à partir de dados da ANEEL.

Entre os conjuntos elétricos que atendem a sede do município objeto do presente trabalho, Distribuidora de Campos é o conjunto com maior demanda de carga elétrica, seguido por Mombaca e Guarus. Em análise do gráfico exposto na Figura 2.12, onde foram plotados dados de demanda de carga elétrica entre os anos de 2011 e 2014, constata-se que a demanda de energia elétrica do conjunto elétrico Distribuidora de Campos possui uma tendência de alta até fevereiro/março de 2014, onde ocorre uma ruptura de tendência dado à realização de um fundo ¹ menor que o anterior. A série também apresenta visualmente um ciclo sazonal, em que há uma menor demanda de carga elétrica entre os meses de maio e setembro.

¹Termo utilizado no mercado financeiro. Padrão gráfico de reversão de tendência de alta.



(a)

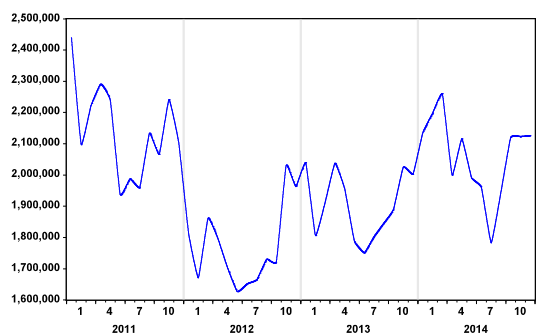


(b)

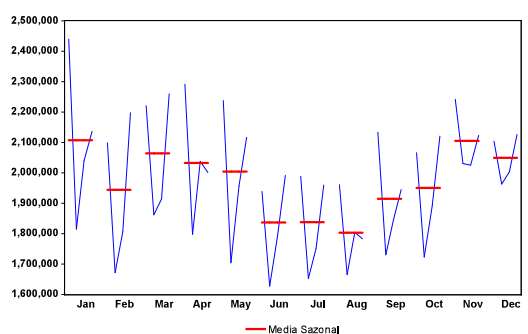
Figura 2.12 Consumo de energia elétrica residencial de baixa tensão no conjunto elétrico Distribuidora de Campos.

Fonte: Elaborada a partir de dados da ANEEL fornecidos ao autor via Lei nº 12.527/2011 (Acesso à Informação).

O conjunto elétrico Guarus não apresenta uma tendência clara, porém apresenta um padrão sazonal semelhante ao do conjunto Distribuidora de Campos, conforme apresentado na Figura 2.13. Por fim, em análise da Figura 2.14, verifica-se que o conjunto elétrico Mombaça evidencia um comportamento muito semelhante ao do primeiro conjunto, inclusive no que tange ao padrão sazonal. Esse comportamento já era esperado, pois são conjuntos elétricos confrontantes, pertencentes a uma mesma região e com hábitos de consumo semelhantes.



(a)



(b)

Figura 2.13 Consumo de energia elétrica residencial de baixa tensão no conjunto elétrico Guarus.

Fonte: Elaborada a partir de dados da ANEEL fornecidos ao autor via Lei nº 12.527/2011 (Acesso à Informação).

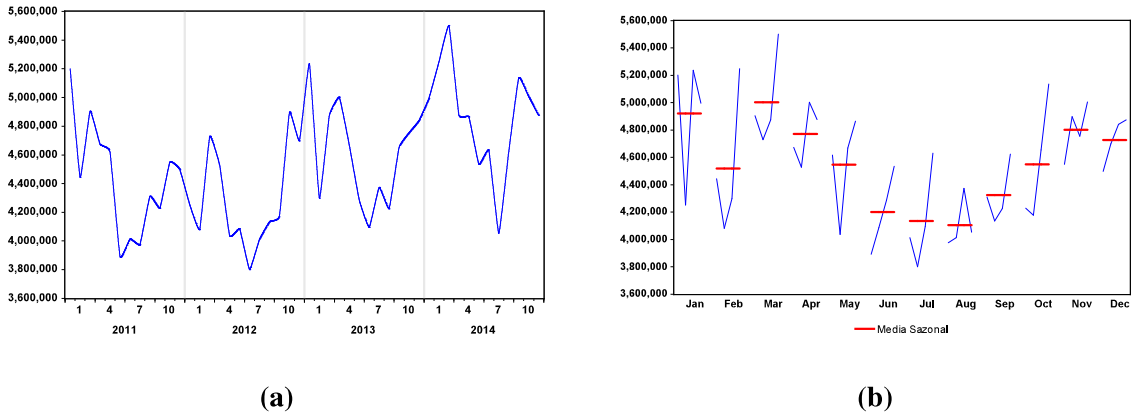


Figura 2.14 Consumo de energia elétrica residencial de baixa tensão no conjunto elétrico Momboça.

Fonte: Elaborada a partir de dados da ANEEL fornecidos ao autor via Lei nº 12.527/2011 (Acesso à Informação).

A análise histórica do consumo de energia elétrica é de suma importância para estudos de viabilidade econômica de implantação de fontes alternativas para a geração de eletricidade, pois dessa forma é possível conhecer os hábitos de consumo de uma população e suas necessidades, além de preservar a integridade de todo o sistema, inclusive contra blecautes. Entretanto, para o escopo deste trabalho, como o objetivo é verificar a viabilidade econômica para as unidades consumidoras dos conjuntos elétricos, adotou-se para a análise econômica os dados de consumo de energia elétrica relativos as classes de renda.

De acordo com Martins, Abreu e Pereira (2012), uma das variáveis que deve ser considerada em um estudo de viabilidade econômica-financeira de implantação de sistemas fotovoltaicos é a irradiação solar presente na área em estudo. Segundos dados da CRESESB (2015), o município de Campos dos Goytacazes apresenta uma irradiação solar diária média anual de 4,82 kWh/m².dia, entretanto, esses valores variam mês a mês, devido à sazonalidade. Por exemplo, para janeiro, mês com a maior média mensal, a irradiação solar diária apresenta valores de 6,19 kWh/m².dia no plano horizontal. Já para junho, mês com a menor média mensal, a irradiação solar diária apresenta valores de 3,56 kWh/m².dia. Outras informações sobre irradiação solar no município encontram-se na Figura 2.15.

Para dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), disponíveis na plataforma SWERA (2015), o índice de irradiação global no plano horizontal para a cidade de Campos dos Goytacazes fica em torno de 5,0 e 5,5 kWh/m² por dia, com média diária de 5,12 kWh/m², e quantidade para janeiro, mês com a maior média mensal, de 7,0 kWh/m². O valor é considerado alto se comparado com outras regiões do estado do Rio de Janeiro. Além disso, esse é o intervalo de radiação solar predominando na maior parte do país (Figura 2.16). Comparando esses resultados com os resultados da Alemanha, através de dados da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA) disponíveis na plataforma SWERA (2015), os índices de irradiação solar global no plano

horizontal para a Alemanha variam com médias entre 2,76 e 3,15 kWh/m².dia.

Estação: Campos
 Município: Campos dos Goytacazes , RJ - BRA
 Latitude: 21,7° S
 Longitude: 41,324444° O
 Distância do ponto de ref. (21,753611° S; 41,318611° O):6,0 km

| Ângulo | Inclinação | Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia] | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|
| | | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez | Média | Delta |
| Plano Horizontal | 0° N | 6,19 | 5,97 | 5,44 | 4,36 | 4,11 | 3,56 | 3,94 | 4,28 | 4,28 | 4,67 | 5,28 | 5,72 | 4,82 | 2,63 |
| Ângulo igual a latitude | 22° N | 5,58 | 5,69 | 5,59 | 4,88 | 5,06 | 4,55 | 4,98 | 4,99 | 4,51 | 4,55 | 4,86 | 5,11 | 5,03 | 1,18 |
| Maior média anual | 20° N | 5,66 | 5,74 | 5,60 | 4,86 | 5,00 | 4,48 | 4,91 | 4,94 | 4,51 | 4,58 | 4,91 | 5,18 | 5,03 | 1,26 |
| Maior mínimo mensal | 22° N | 5,58 | 5,69 | 5,59 | 4,88 | 5,06 | 4,55 | 4,98 | 4,99 | 4,51 | 4,55 | 4,86 | 5,11 | 5,03 | 1,18 |

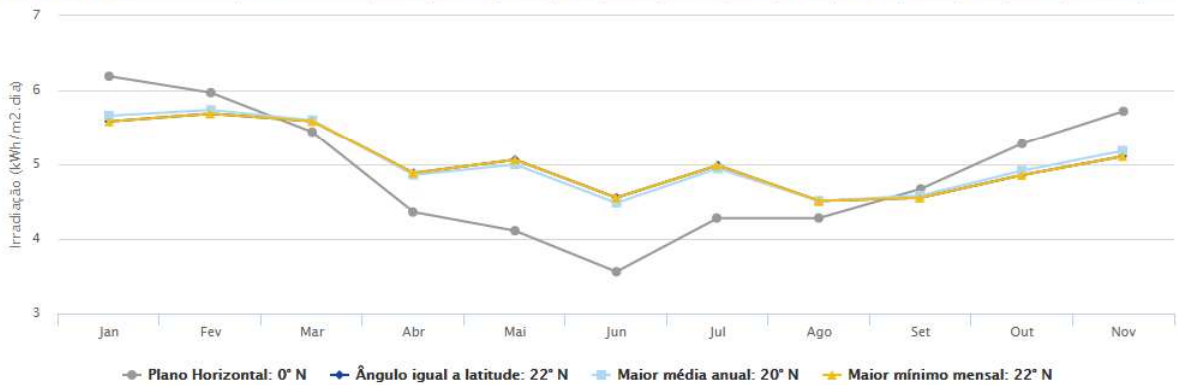


Figura 2.15 Irradiação solar no plano inclinado para a cidade de Campos dos Goytacazes.

Fonte: (CRESESB, 2015).

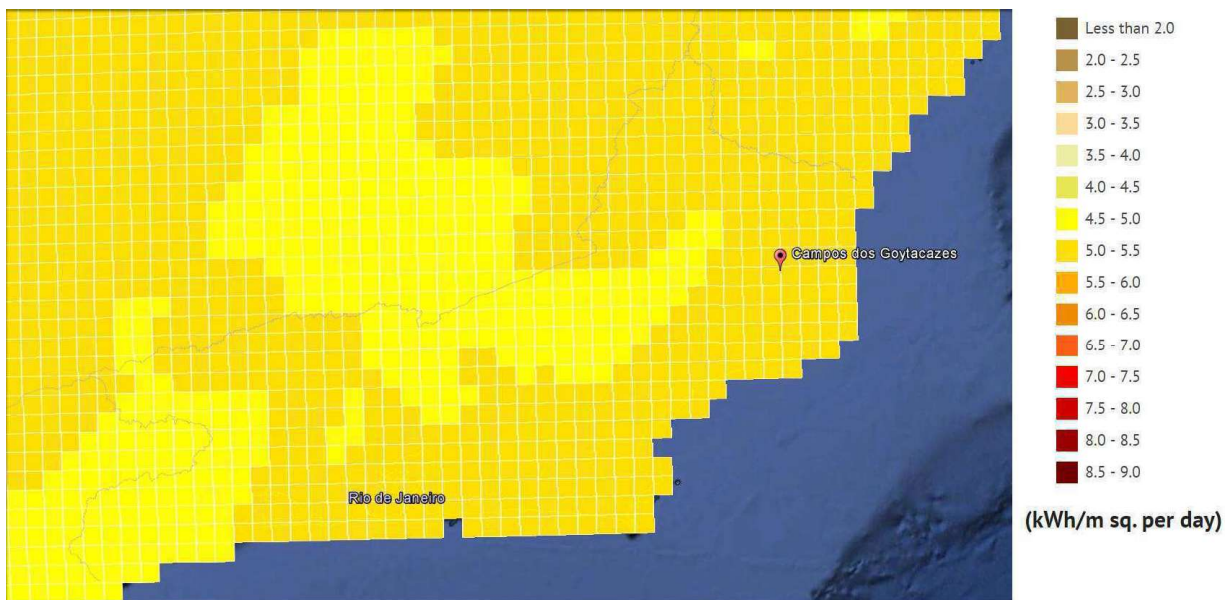


Figura 2.16 Mapa de irradiação solar para o Estado do Rio de Janeiro.

Fonte: (SWERA, 2015).

Para o presente trabalho, o cálculo para dimensionar os sistemas fotovoltaicos foi realizado, de acordo com o período do ano com maior demanda de energia elétrica e com maior produção de energia elétrica, que é o verão.

2.5 Geração distribuída

Uma das possibilidades e vantagens da geração de energia solar fotovoltaica, é a conhecida geração distribuída. Essa modalidade cresce cada vez mais no segmento residencial e em pesquisas científicas (AKOREDE; HIZAM; POURESMAEIL, 2010). De acordo com Richter (2013), o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) define geração distribuída como instalações elétricas geradoras de energia menores que usinas e centrais elétricas, permitindo, porém, interligação no sistema de energia elétrica. Já Ackermann, Andersson e Söder (2001) definem geração distribuída como uma fonte de geração de energia elétrica conectada à rede de distribuição, em que o consumidor tenha um medidor de monitoramento do que é produzido. Entretanto, Pepermans et al. (2005) e Richter (2013) argumentam que uma característica comum em todas as definições é que, geração distribuída é a geração de energia elétrica em unidades de pequena escala próximas ao ponto de consumo. Por fim, Onovwiona e Ugursal (2006) destacam que a energia solar fotovoltaica é a principal tecnologia para a geração distribuída.

Anaya e Pollitt (2015) citam o exemplo da Alemanha, em que a geração distribuída é principalmente implantada em sistemas de geração de energia eólica e solar fotovoltaica. Nesse contexto, a maioria dos clientes de geração distribuída proveniente da fonte solar estão conectados à baixa tensão. Além disso, a energia solar fotovoltaica e a energia eólica eram responsáveis por 83% capacidade total instalada em 2012.

No Brasil, a geração distribuída foi regulamentada pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, estabelecendo condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuída. Ademais, criou-se o sistema de compensação de energia elétrica. O sistema prevê o fornecimento de créditos ao consumidor de energia elétrica que enviar a rede de distribuição de eletricidade produzida através de micro ou mini geração. Na Figura 2.17 é possível observar a dinâmica de geração, consumo e compensação do sistema implantado pela ANEEL (ANEEL, 2014).

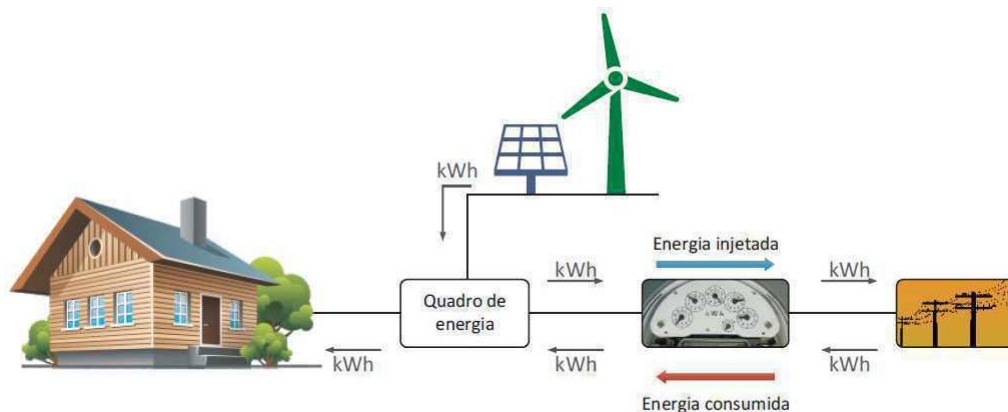


Figura 2.17 Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Fonte: (ANEEL, 2014).

Na Figura 2.18, consta o procedimento implantado pela Normativa nº 482/2014 para que os consumidores possam instalar sistemas de micro e mini geração distribuída no Brasil. Nota-se que todo processo pode levar até 82 dias, a partir da solicitação do consumidor à distribuidora, para que a geração na unidade auto-produtora seja autorizada.

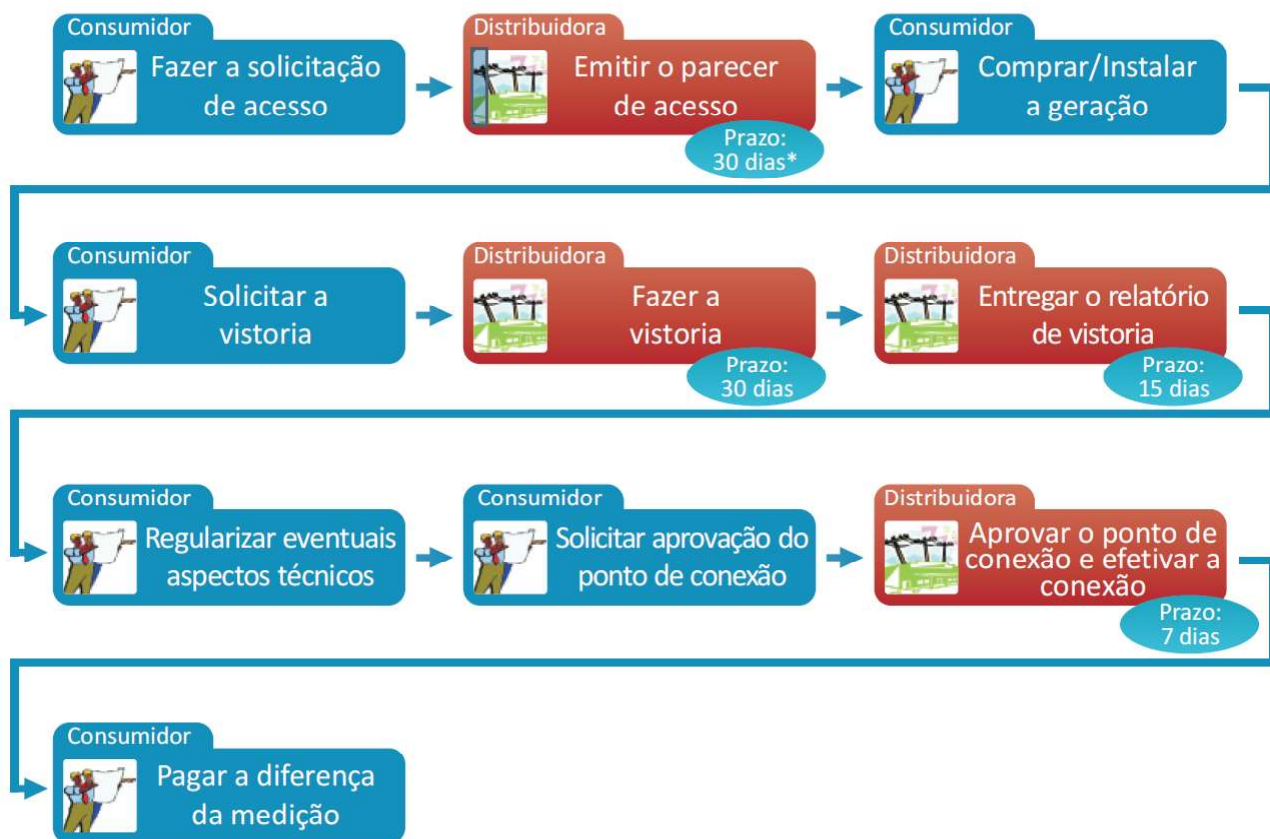


Figura 2.18 Procedimentos e etapas de acesso.

Fonte: (ANEEL, 2014).

Capítulo 3

Metodologia

Este capítulo tem como objetivo discutir e apresentar a metodologia utilizada no presente trabalho. Foram apresentados parâmetros para o estudo de viabilidade econômica e os componentes e requisitos para elaboração de um projeto de geração distribuída pela fonte solar fotovoltaica.

3.1 Componentes dos sistemas fotovoltaicos

Segundo Liu et al. (2014), um sistema de energia solar fotovoltaica *on grid* é composto por painéis solares (módulos), inversor, relógio bidirecional e outros componentes. Sobre o tempo de vida útil, o painel solar dura em média 25 anos, enquanto o inversor deve ser substituído a cada dez anos. Já Lacchini e Santos (2013) destacam que os sistemas fotovoltaicos seguem dois modelos de instalação: (1) a utilização das estruturas de edifícios residenciais, comerciais ou industriais, cobrindo seus telhados ou paredes laterais ; (2) uso de terras degradadas ou não disponíveis para a agricultura, localizadas na proximidade dos usuários de alta demanda. Para o presente trabalho, o interesse é centralizado no item 1.

Lacchini e Santos (2013) argumentam ainda que as centrais fotovoltaicas podem ser autônomas ou ligadas à rede (*on grid*). Para esse trabalho, considera-se o último caso, em que a energia injetada na rede deve ser produzida com as características estabelecidas de tensão e frequência. Para o caso de sistemas fotovoltaicos residenciais, deve-se observar as especificidades a respeito dos equipamentos. Na Tabela 3.1 encontram-se expostos os principais equipamentos para um sistema de baixa tensão residencial.

Tabela 3.1 Principais equipamentos do kit de energia solar residencial

| Equipamento | Função |
|--------------------------|---|
| Painéis Fotovoltaicos | São formados por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de captar e converter a luz (radiação solar) em eletricidade. A maior parte do mercado de painéis está dividido em duas cadeias produtivas: Silício monocristalino e Silício policristalino. |
| Inversor Solar | Tem como função principal inverter a energia elétrica gerada pelos painéis, de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Também tem a função de garantir a segurança do sistema e ainda medir a energia produzida pelos painéis solares. |
| Estrutura de Fixação | Estrutura para fixação dos painéis fotovoltaicos no telhado ou no solo. |
| Cabeamento Especial | São utilizados dois cabos em especial: O cabo principal DC que tem como função estabelecer a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. O segundo é o cabo de ligação AC que liga o inversor à rede receptora, sendo um cabo de ligação de corrente alternada. |
| Interruptor Principal DC | Para casos de ocorrências de falhas, ou para manutenção e reparação do equipamento. É importante, pois será necessário isolar o inversor do gerador fotovoltaico. |
| Disjuntores | são aparelhos de proteção automáticos contra ocorrência de sobrecarga ou um curto-circuito. Servem para isolar o sistema fotovoltaico da rede elétrica. |

Fonte: Elaborado a partir de Pinho e Galdino (2014), Portal-Energia (2004).

A instalação e aquisição (empresas que vendem a solução completa) dos sistemas fotovoltaicos residenciais podem ser adquiridos no país, entretanto, devido aos poucos incentivos governamentais alocados na indústria em questão, os sistemas fotovoltaicos possuem preços acima da média, se comparados com países como a Alemanha, China, Japão e Espanha. Na Figura 3.1, é possível observar a distribuição das empresas do setor de energia solar fotovoltaica na região sudeste do Brasil, proporcionando a conclusão de que a região metropolitana de São Paulo e Rio de Janeiro concentram a maior parte das companhias.



Figura 3.1 Localização de algumas empresas do setor de energia fotovoltaica no sudeste do Brasil.
 Fonte: (SOLAR, 2015).

Outra possibilidade é a importação dos sistemas fotovoltaicos, porém existem diversos tributos incidentes, ocasionando o encarecimento de tais produtos. Segundo Erwes, Forli e Devienne (2012), incidem quatro impostos federais, um imposto estadual e um municipal, além de taxas. No âmbito federal são cobrados o Imposto de Importação (II), Imposto sobre Produto Industrializado (IPI), Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS-PASEP) e a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). No âmbito estadual, incide o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Por fim, no âmbito municipal, a incidência de impostos se faz através do Imposto Sobre Serviços (ISS), cujo valor refere-se ao serviço de armazenagem e capacitação, quando o transporte for feito por via marítima, sendo à alíquota de 5%. Além dos impostos citados, são cobradas as seguintes taxas no processo de importação: Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM), Adicional de Tarifas Aeroportuárias (ATA), custos com Despachante Aduaneiro, além de custos relativos à certificação de equipamentos pelo INMETRO. Na Tabela 3.2, encontram-se as alíquotas de alguns impostos e taxas incidentes no processo de importação de sistemas fotovoltaicos.

Tabela 3.2 Tabela de valores de impostos para importação de sistemas fotovoltaicos

| Imposto/Taxa | Equipamento | | |
|---------------|--------------|------------------|------------------|
| | Módulo | Inversor | Medidor |
| II | 12% | 14% | 14% |
| IPI | Isento | 15% | 15% |
| ICMS | Isento | Varia por estado | Varia por estado |
| PIS | 1,65% | 1,65% | 1,65% |
| COFINS | 7,60% | 8,60% | 8,60% |
| ARFMM | 25% do frete | 25% do frete | 25% do frete |
| Taxa SISCOMEX | R\$ 185,00 | R\$ 185,00 | R\$ 185,00 |

Fonte: (ERWES; FORLI; DEVIENNE, 2012)

Ainda, segundo Erwes, Forli e Devienne (2012), para a importação de módulos fotovoltaicos os estados não recolhem o ICMS, devido às regras estabelecidas pelo convênio ICMS 101 de 12/12/1997 e pelo convênio ICMS 75 de 14/07/2011. Entretanto, tais impostos continuam incidindo sobre os inversores e medidores eletrônicos.

Para análise dos custos de aquisição e instalação dos sistemas fotovoltaicos, foram efetuadas cotações com empresas do setor citado para sistemas com as seguintes capacidades: 100 kWh/mês, 200 kWh/mês, 500 kWh/mês e 1000 kWh/mês. As cotações foram realizadas em empresas da região sudeste do Brasil e foram incluídos os custos relacionados ao frete dos equipamentos.

3.2 Projetos de sistemas fotovoltaicos

Conforme expõem Pinho e Galdino (2014), a elaboração de um projeto fotovoltaico envolve diversas variáveis, como: orientação dos módulos, disponibilidade de área, estética, disponibilidade de recurso solar, demanda a ser atendida, etc. Além disso, é preciso definir se o sistema terá conexão com a rede de distribuição (*on-grid* ou *grid-tie*) ou será um sistema isolado. Para o escopo desse trabalho, apenas o sistema *on-grid* será analisado.

Ainda segundo Pinho e Galdino (2014), entre as principais características dos sistemas *on-grid* ou *grid-tie* estão:

- O não armazenamento da energia elétrica produzido pelo sistema fotovoltaico.
- A Frequência e a tensão do sistema, que devem ser a mesma da rede de distribuição local e devem operar em corrente alternada.
- Na ausência de tensão na rede de distribuição local, mesmo com radiação solar, o sistema FV ficará inoperante.
- Deve haver a possibilidade da energia elétrica gerada pelo sistema ser enviada à rede local.
- A transferência de energia do sistema FV pode ser comprometida caso a qualidade de energia da rede local esteja comprometida.

Segundo Goetzberger e Hoffmann (2005), a disponibilidade e quantidade de recurso solar são uns dos fatores preponderantes para a viabilidade econômica na inserção dos sistemas fotovoltaicos distribuídos. Marques et al. (2012) argumentam que para atender a potência nominal do gerador previamente calculada de um projeto de energia solar, é preciso determinar o número de módulos fotovoltaicos que são necessários. Para tal, é preciso considerar a potência nominal total da instalação fotovoltaica em Watt pico (Wp) e a potência nominal de cada painel também em Wp. Dessa forma, precisa-se estimar número de Horas de Sol Pleno (HSP), que por sua vez tem como objetivo refletir o número de horas em que a energia solar irradiada permanece constante em 1.000 W/m^2 . HSP é calculado conforme a equação abaixo:

$$HSP = \frac{R_{SG}}{1 \text{ [kW/m}^2\text{]}} \quad (3.1)$$

em que, R_{SG} é a radiação solar diária [kW/m^2].

Para o cálculo da potência de pico do painel fotovoltaico deve-se efetuar o procedimento abaixo.

$$P_{FV} = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad (3.2)$$

onde,

$P_{FV}(Wp)$ é a potência de pico do painel FV;

$E(Wh/dia)$ é o consumo diário médio anual da edificação;

$HSP_{MA}(h)$ é a média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;

TD (adimensional) é a taxa de desempenho.

É importante ressaltar que a taxa de desempenho é o indicador que mede a eficiência de um sistema fotovoltaico. Este é estimado através da relação entre o desempenho real sobre o desempenho máximo teórico. Todas as perdas envolvidas no processo de geração estão contidas nessa taxa.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a potência do gerador fotovoltaico, assim como as características elétricas dos módulos e as características ambientais do local são preponderantes para a escolha do dimensionamento do inversor. Esse equipamento deve ser escolhido de modo que proporcione eficiência ao sistema, não operando em potências abaixo da nominal e nem opere na sobrecarga. No caso específico para sistemas *on-grid*, recomenda-se que a potência do inversor seja igual ou superior à do gerador fotovoltaico. Desse modo, estabelece-se uma relação entre a potência nominal c.a. (corrente alternada) do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico, gerando o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), conforme a seguinte equação:

$$FDI = \frac{P_{Nca}(W)}{P_{FV}(Wp)} \quad (3.3)$$

onde,

$P_{Nca}(W)$ é a potência nominal em corrente alternada do inversor.

$P_{FV}(Wp)$ é a potência pico do painel fotovoltaico.

Os valores de FDI devem estar entre 0,75 e 0,85, conforme orientações dos fabricantes, enquanto o limite superior estipulado é 1,05.

Além disso, outros parâmetros são estabelecidos através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, disponível em ANEEL (2012). Tais parâmetros devem estar em concordância com as regras PRODIST para os sistemas *on-grid*. Entre as principais características sobre os níveis de tensão dos sistemas FV conectados à rede de distribuição de energia elétrica, estão:

Tabela 3.3 Níveis de tensão considerados para conexão de micro e minicentraís geradoras

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

Fonte: (ANEEL, 2012)

Ademais, ainda se faz necessário atender aos critérios estabelecidos em função da potência instalada, por exemplo, adotar o medidor adequado conforme as diretrizes da ANEEL (2012), que podem ser o bidirecional (1) ou quatro quadrantes (2). Na tabela 3.4 encontram-se de forma resumida as diretrizes e os requisitos mínimos do ponto de conexão de micro e minigeração distribuída.

Tabela 3.4 Requisitos mínimos em função da potência instalada

| Equipamento | Potência Instalada | | |
|---|--------------------|-----------------|---------------|
| | Até 100 kW | 101 kW a 500 kW | 501 kW a 1 MW |
| Elemento de desconexão | Sim | Sim | Sim |
| Elemento de interrupção | Sim | Sim | Sim |
| Transformador de acoplamento | Não | Sim | Sim |
| Proteção de sub e sobretensão | Sim | Sim | Sim |
| Proteção de sub e sobre-frequência | Sim | Sim | Sim |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Não | Não | Sim |
| Proteção contra desbalanço de tensão | Não | Não | Sim |
| Sobrecorrente direcional | Não | Não | Sim |
| Sobrecorrente com restrição de tensão | Não | Não | Sim |
| Relé de sincronismo | Sim | Sim | Sim |
| Anti-ilhamento | Sim | Sim | Sim |
| Estudo de curto-circuito | Não | Sim | Sim |
| Medição | (1) | (2) | (2) |
| Ensaio | Sim | Sim | Sim |

Fonte: (ANEEL, 2012)

3.3 Estudo de viabilidade econômica

É sabido que a viabilidade econômica da geração de energia elétrica por fonte solar em sistemas de geração distribuída depende basicamente do insumo principal, a disponibilidade de recurso solar e de parâmetros econômicos. No aspecto econômico, de acordo com Mondal e Islam (2011), a viabilidade é calculada com base no custo inicial, ou seja, no investimento para aquisição e instalação do sistema fotovoltaico, nos custos fixos de manutenção, ciclo de vida dos painéis solares e inversores, na tarifa de energia elétrica (preço de comprar oferecido pelo governo, no caso da tarifa *feed-in*) e no aumento das tarifas. Além disso, é preciso ressaltar que entra no cálculo, segundo Lopes (2014), a quantidade de energia entregue pelo sistema.

Dessa forma, realizaram-se, em empresas da região sudeste, cotações sobre os custos de aquisição e instalação dos sistemas fotovoltaicos, bem como os custos de manutenção.

Para os parâmetros da análise econômica, utilizou-se a Taxa Mínima de Atratividade (*TMA*), de acordo a média do retorno líquido dos Títulos pré-fixados do Tesouro Direto (*LTN*). Escolheu-se este indicador, pois as *LTN* são investimentos de longo prazo e com baixo grau de incerteza sobre sua verdadeira rentabilidade, se comparado com as demais “letras” do Tesouro Direto.

Segundo Lopes (2014), o custo de manutenção e operação (*OM*) proporciona, se necessário, a substituição de equipamentos que apresentam vida útil inferior ao tempo estimado do sistema fotovoltaico como um todo. Com isso, para escopo deste trabalho a taxa *OM* considerada será de 4%, dado que o inversor tem vida útil de 10 à 13 anos. Estima-se que o tempo de duração do sistema seja de 20 a 30 anos, mas neste trabalho, *t* será considerado como sendo de 25 anos.

Mondal e Islam (2011) em seu trabalho sobre estudo de viabilidade econômica para implantação dos sistemas fotovoltaicos *on-grid* em *Bangladesh*, mostram que vários indicadores econômicos e financeiros são utilizados para estudos de viabilidade sobre o tema, como Taxa Interna de Retorno (*TIR*), Valor Presente Líquido (*VPL*), custo de produção de energia e *Payback*.

De acordo com Berk e DeMarzo (2013) e Bossaerts e Ødegaard (2001), o *Payback* indica que um projeto só é aceito se seus fluxos de caixa pagarem seu investimento inicial, dentro de um período pré determinado. Ou ainda, o *Payback* é definido como o número de anos antes de um projeto retornar o seu investimento. A regra de decisão envolvendo o *Payback* é aceitar projetos com um período de retorno menor que os demais, em um determinado período de tempo. Na forma de equação:

$$|FC_0| = \sum_{t=1}^n FC_n \quad (3.4)$$

em que,

FC_0 é o fluxo de caixa no tempo zero e o FC_n o fluxo de caixa no tempo n .

De acordo com Bossaerts e Ødegaard (2001), sabe-se que o valor presente (*VP*) é o custo para obter um conjunto de fluxos de caixa futuros do mercado. Deste modo, o Valor Presente Líquido (*VPL*) de um projeto de investimento é a diferença entre o valor presente dos benefícios e o valor presente dos seus custos. Deste modo, se o *VPL* de um projeto é positivo, este é, obviamente, um projeto vantajoso. Assim, Berk e DeMarzo (2013) mostram que:

Valor Presente Líquido (VPL)

$$VPL = VP(\text{Benefícios}) - VP(\text{Custos}) \quad (3.5)$$

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_n}{(1+r)^n} - Investimento$$

$$\mathbf{VPL = VP (Todos os fluxos de caixa do projeto)}$$

Por fim, o indicador econômico Taxa Interna de Retorno (TIR) tem como objetivo, segundo Berk e DeMarzo (2013), definir qual a taxa de juros que torna o valor presente líquido dos fluxos de caixa igual a zero. Assim, matematicamente, a TIR pode ser definida como:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (3.6)$$

Capítulo 4

Resultados e discussões

Neste capítulo, foram apresentados os resultados da dissertação. Abordou-se inicialmente o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Por conseguinte, foi realizado o estudo de viabilidade econômica para a implementação dos sistemas de geração distribuída pela fonte solar em cidades de médio porte. Por fim, discutiu-se sobre os desafios e propostas para que a energia solar pela geração distribuída possa avançar no Brasil.

4.1 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos

O primeiro aspecto a ser considerado para o cálculo de dimensionamento da potência do painel fotovoltaico é a estimativa do número de Horas de Sol Pleno (HSP). Para o presente estudo obtiveram-se os dados de radiação solar Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática *Campos-A607*, sob o código OMM 86855. Os dados foram disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), via Lei Federal nº 12.527/2011 (Acesso à Informação), para o período que varia de janeiro de 2010 a setembro de 2015. Como o objetivo do presente estudo é calcular o estudo de viabilidade econômica para os três primeiros meses do ano de 2016, estimou-se a média diária de HSP para os meses de janeiro, fevereiro e março de 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 e 2015. Em comparação, estimou-se a média diária anual de HSP (Tabela 4.1).

Tabela 4.1 Comparativo sobre o número de HSP anual e para os três primeiros meses do ano.

| | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | Média |
|-----------------|------|------|------|------|------|------|-------------------------|
| Janeiro / Março | 6,60 | 6,04 | 6,20 | 5,66 | 6,78 | 6,50 | 6,30 |
| Anual | 4,91 | 4,81 | 5,18 | 4,71 | 5,36 | 4,79 | 4,96¹ |

Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (2015), via Lei Federal nº 12.527/2011 (Acesso à Informação).

¹Dados de 01 janeiro a 30 de setembro de 2015.

Após estimar o número de Horas de Sol Pleno para o município de Campos dos Goytacazes, calculou-se a potência requerida para quatro níveis de consumo de energia elétrica na micro geração distribuída. Primeiramente, o nível estipulado de consumo mensal para baixa renda foi de 100 kWh, seguido do nível de consumo de 200 kWh, 500 kWh e o nível de 1.000 kWh para um nível de renda considerado mais elevado. Nota-se na Tabela 4.2 a potência requerida de um sistema fotovoltaico, já considerando o nível de eficiência do equipamento para a cidade de Campos dos Goytacazes. As potências foram dimensionadas para a produção de energia elétrica de acordo com as faixas de consumo e produção de energia elétrica, nos meses de verão.

Tabela 4.2 Dimensionamento da potência dos Sistemas Fotovoltaicos.

| Parâmetros | Consumo (kWh) | | | |
|--------------------------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| | 100 | 200 | 500 | 1000 |
| Potência Nominal (Wp) | 529,10 | 1058,20 | 2645,50 | 5291,01 |
| Potência (80% Eficiência)(Wp) | 661,38 | 1322,75 | 3306,88 | 6613,76 |
| Horas de Sol Pleno (HSP) | 6,3 | 6,3 | 6,3 | 6,3 |

Na Tabela 4.3, estimou-se o consumo médio de energia elétrica residencial de baixa tensão por unidade consumidora, para cada conjunto elétrico de Campos dos Goytacazes. Para este cálculo, estimou-se a razão entre o consumo médio mensal de energia elétrica e o número de unidades consumidoras, ambos para os três conjuntos elétricos de Campos dos Goytacazes. Observa-se que o conjunto Distribuidora de Campos obteve maior índice de consumo médio de energia elétrica, seguidos de Guarus e Mombaça.

Tabela 4.3 Consumo médio de energia elétrica residencial de baixa tensão em 2015, por unidade consumidora.

| | Conjunto elétrico | | |
|--|-------------------------|---------------|---------------|
| | Distribuidora de Campos | Guarus | Mombaça |
| Consumo médio mensal (kWh) | 13.274.322,92 | 3.195.481,454 | 5.847.780,483 |
| Nº de unidades consumidoras | 79.736 | 30.128 | 40.386 |
| Cons. méd. p/ uni. consu. (kWh) | 166,49 | 106,06 | 144,80 |

Após análise do índice de consumo médio de energia elétrica por unidade consumidora por conjunto elétrico, adotaram-se, no âmbito desta dissertação, quatro faixas de consumo de energia elétrica para os conjuntos elétricos em questão. As faixas de consumo foram fixadas em 100 kWh/mês/verão, 200 kWh/mês/verão, 500 kWh/mês/verão e 1000 kWh/mês/verão.

4.2 Estudo de viabilidade econômica

Inicialmente, é preciso dilucidar alguns parâmetros para o estudo de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, através do modelo de mercado chamado de geração distribuída. Sem dúvida, o esclarecimento mais importante se dá no conceito de receita gerada pelos sistemas fotovoltaicos. A receita, neste caso, é proveniente dos gastos que o produtor/consumidor deixa de realizar com a distribuidora de energia elétrica local, uma vez que o mesmo produz sua própria energia. Neste caso, o produtor/consumidor deixa de pagar os custos com a tarifa de energia elétrica estabelecida pela ANEEL, mais os custos com impostos cobrados, caso o respectivo consumo de energia elétrica tivesse acontecido no âmbito da rede local de distribuição. Em alguns estados, como o Rio de Janeiro, isentou-se a alíquota de ICMS da energia produzida pelos sistemas de geração distribuída. Ademais, ficaram “reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora (...)” (BRASIL. Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015).

Com o objetivo de investigar a viabilidade econômica dos kit’s ou sistemas fotovoltaicos, realizou-se um processo de cotação de preços com algumas empresas do setor em questão. No total, 13 (treze) empresas foram consultadas, localizadas majoritariamente no trecho Rio – São Paulo. É importante ressaltar que a pesquisa de preços realizada não tem como objetivo fazer um diagnóstico representativo do mercado brasileiro, mas trazer apenas evidências deste mercado. Outro ponto que cabe destaque é que se consideram no processo cotação, apenas os custos com equipamentos dos kit’s fotovoltaicos, não incluindo, portanto, os custos relativos à instalação dos equipamentos e projeto elétrico exigido pela ANEEL. Após a cotação para cada um dos dimensionamentos calculados na seção anterior, estimou-se a média dos preços e plotou-se na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 Preço médio dos kit’s fotovoltaicos.

| Nível de Consumo no Verão | Preço Médio |
|---------------------------|---------------|
| 100 kWh | R\$ 8.057,40 |
| 200 kWh | R\$ 15.024,33 |
| 500 kWh | R\$ 25.503,80 |
| 1000 kWh | R\$ 45.782,86 |

Para melhor visualização do processo de formação de preços dos sistemas fotovoltaicos, de acordo com seus respectivos dimensionamentos, plotou-se na Figura 4.1, um gráfico de dispersão. Nota-se neste gráfico que a formação de preço possui uma evolução quase que linear, à medida

que se variam as dimensões dos kit's fotovoltaicos. Notam-se, ainda, apenas algumas variações esperadas nos custos marginais.

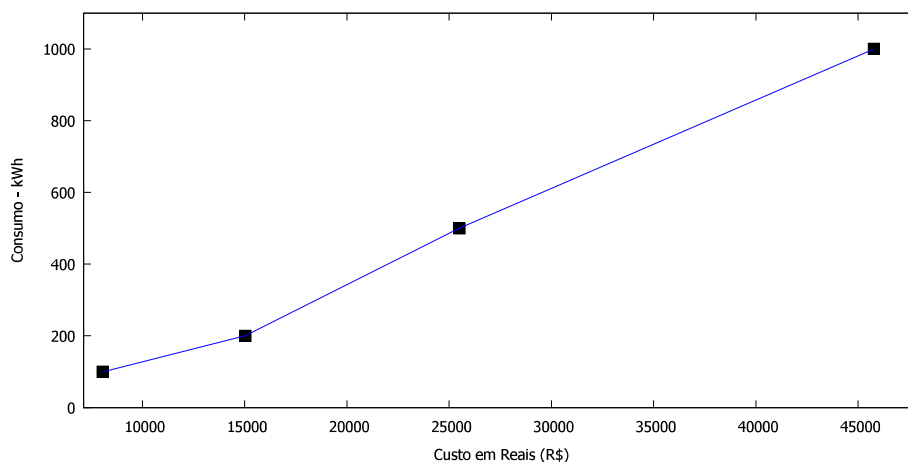


Figura 4.1 Dispersão entre preço médio dos sistemas fotovoltaicos e suas capacidade de geração de energia elétrica no verão.

Por conseguinte, com o objetivo de propor subsídios para uma discussão na próxima seção deste capítulo, estimaram-se os indicadores de viabilidade econômica, como a Taxa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Líquido (VPL) e *Payback* Descontado. Além disso, para este estudo de viabilidade econômica, projetaram-se possíveis cenários a partir das médias históricas das variáveis Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e Reajustes Tarifários.

Para calcular tais indicadores, consideraram-se para a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), três possíveis cenários a partir da média, mínimo e máximo da rentabilidade líquida das letras LTN do Tesouro Nacional para o período de Janeiro/2016 a Outubro/2016. Portanto, os cenários foram projetados com as 3 possíveis TMAs, 11,21%(média), 9,32% (mínimo) e 14,26% (máximo). Adotou-se a LTN como indicador de TMA, devido ao seu baixo nível de incerteza, uma vez que é um título pré-fixado. Além disso, empregou-se uma taxa de depreciação (perda de eficiência) de 0,8% a.a., conforme diretrizes de Lopes (2014).

A respeito dos reajustes das tarifas de energia elétrica, projetaram-se três cenários a partir da média histórica anual de 1995 a 2016 da variável em questão. A média histórica de reajuste tarifário para o setor residencial de consumo de energia elétrica (B1) da região sudeste do Brasil está estabelecida em 9,44% ao ano. Porém, de acordo com as projeções de mercado, a expectativa é de que este reajuste possa ser ainda maior nos próximos anos, devido à defasagem histórica dos preços da energia elétrica. Com isto, projetaram-se os possíveis cenários de reajuste em 9,44% (média histórica), 12,33% (mais 3 pontos percentuais), 15,33% (mais 6 pontos percentuais).

Como há isenção de ICMS no estado do Rio de Janeiro para a geração distribuída, adotou-se esta alíquota nas tarifas de energia elétrica que os consumidores deixam de pagar para a distribuidora, elevando, assim, suas respectivas receitas com os sistemas de geração distribuída. No estado

do Rio de Janeiro, o ICMS cobrado é de 18% para consumidores de até 300 kWh por mês, 29% para consumidores que consomem mais de 300 kWh por mês e há isenção para consumidores que consomem abaixo de 50 kWh/mês. Outra alíquota incluída na tarifa de energia elétrica para estudo de viabilidade econômica é o PIS/COFINS, dado que energia elétrica proveniente da geração distribuída é isenta (Lei nº 13.169/2015) e o produtor deixa de pagá-la quando produz sua própria energia elétrica. Por fim, descontou-se 4% a.a. do fluxo de caixa para a aquisição de um novo inversor após o período de vida útil do mesmo, que varia de 10 a 13 anos.

Após estabelecidos os procedimentos para o estudo de viabilidade econômica, estimaram-se os indicadores financeiros de acordo com os cenários projetados, representando-os em seguida, nas tabelas abaixo.

Na Tabela 4.5, está disponível o estudo de viabilidade econômica para os sistemas fotovoltaicos capazes de produzir 100 kWh/mês no verão. Na Tabela 4.6, está disponível o estudo de viabilidade econômica para os sistemas fotovoltaicos capazes de produzir 200 kWh/mês no verão. Já na Tabela 4.7, encontra-se o estudo de viabilidade econômica para os sistemas fotovoltaicos capazes de produzir 500 kWh/mês no verão. E por fim, está disponível na Tabela 4.8, o estudo de viabilidade econômica para os sistemas fotovoltaicos capazes de produzir 1000 kWh/mês no verão na cidade de Campos dos Goytacazes – RJ.

Estão inclusos nos kit's fotovoltaico para a produção de energia elétrica, todo o aparato necessário para a instalação, como módulo solar, inversor, estrutura para telhados, kit de materiais elétricos e insumos de instalação e sistema de monitoramento, utilizando o tempo de vida do projeto em um total de 25 anos.

Para os Kit's fotovoltaicos com capacidade de geração de 100 kWh de energia elétrica nos meses de verão, na cidade de Campos dos Goytacazes, estimou-se uma média de R\$ 8.057,40 para a aquisição dos equipamentos necessários. Na projeções de cenários, disponível na Tabela 4.5 a variação nas possíveis taxas de reajustes das tarifas de energia elétrica ocasionou uma variação da TIR de 14,36% a 20,02%. Para o cenário com a menor taxa de reajuste tarifário, a TIR foi de 14,36%. É preciso observar, portanto, que para o cenário de menor reajuste tarifário a Taxa Interna de Retorno foi superior a Taxa Mínima de Atratividade. Mesmo para a o cenário com maior valor da TMA, a TIR foi superior em 0,10%. Já o indicador VPL variou de R\$ 76,58 a R\$19.041,38, sendo este primeiro valor referente ao cenário de menor reajuste tarifário e maior TMA, e o segundo valor para o maior reajuste tarifário e a menor TMA. Já o tempo de retorno de investimento, mensurado pelo *PayBack* descontado, variou de 10 anos e 10 meses a 24 anos e 6 meses, em que a média foi de 14,9 anos. Conclui-se, deste modo, que independentemente do cenário projetado para sistemas com a capacidade de geração de energia elétrica de 100 kWh nos meses de verão, em Campos dos Goytacazes, há sempre viabilidade econômica para o investimento em questão. É preciso chamar a atenção, porém, para o elevado tempo de retorno do investimento em alguns casos, o que pode causar desestímulos ao investidor.

Tabela 4.5 Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 100 kWh para os meses de verão.

| Cenários | | VPL | TIR | Payback Descontado |
|--------------------|--------|--------------|--------|--------------------|
| Reajuste Tarifário | TMA | | | |
| 9,44% | 9,32% | R\$5.471,00 | 14,36% | 14 anos 4 meses |
| 9,44% | 11,21% | R\$2.918,85 | 14,36% | 16 anos e 9 meses |
| 9,44% | 14,26% | R\$76,58 | 14,36% | 24 anos e 6 meses |
| 12,44% | 9,32% | R\$10.831,06 | 17,19% | 12 anos e 3 meses |
| 12,44% | 11,21% | R\$6.903,75 | 17,19% | 13 anos 8 meses |
| 12,44% | 14,26% | R\$2.624,37 | 17,19% | 17 anos e 4 meses |
| 15,44% | 9,32% | R\$19.041,38 | 20,02% | 10 anos e 10 meses |
| 15,44% | 11,21% | R\$12.919,49 | 20,02% | 11 anos e 10 meses |
| 15,44% | 14,26% | R\$6.376,82 | 20,02% | 14 anos e 2 meses |

Já os sistemas fotovoltaicos com capacidade de produção de 200 kWh/mês de energia elétrica nos meses de verão, tiveram um preço médio de R\$ 15.024,33 (Tabela 4.4). Seu respectivo estudo de viabilidade econômica está disponível na Tabela 4.6, onde se pode observar os indicadores dos cenários projetados. A TIR variou entre 15,15% e 20,83%, sendo influenciada diretamente pela variação das taxas de reajustes das tarifas de energia elétrica projetadas nos cenários. Para o cenário com a menor taxa de reajuste tarifário, a TIR foi de 15,15%, sendo superior novamente a todas as TMAs projetadas. No cenário mais modesto de rendimento do investimento, a diferença da TIR e da TMA foi de 0,89 pontos percentuais. Já no cenário de maior rentabilidade do investimento, esta diferença foi de 11,51%. O indicador VPL variou entre R\$1.243,63 e R\$39.173,22, sendo este primeiro valor referente ao cenário de menor reajuste tarifário e maior TMA, e o segundo valor para o maior reajuste tarifário e a menor TMA. A respeito do tempo de retorno de investimento, mensurado pelo *PayBack* descontado, no cenário de maior viabilidade econômica o *PayBack* descontado foi 10 anos e 3 meses, já para o cenário de menor viabilidade econômica este indicador ficou em 21 anos e 6 meses. Tempo médio de retorno foi estimado de 13,89 anos. Deste modo, constata-se também que independentemente do cenário projetado para sistemas com a capacidade de geração de energia elétrica de 200 kWh nos meses de verão, em Campos dos Goytacazes, há sempre viabilidade econômica para o investimento em questão. É preciso chamar a atenção novamente, porém, para o elevado tempo de retorno do investimento em alguns casos e, também, para o dispendioso investimento inicial.

Tabela 4.6 Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 200 kWh para os meses de verão.

| Cenários | | VPL | TIR | Payback Descontado |
|--------------------|--------|--------------|--------|--------------------|
| Reajuste Tarifário | TMA | | | |
| 9,44% | 9,32% | R\$12.032,46 | 15,15% | 13 anos e 4 meses |
| 9,44% | 11,21% | R\$6.928,17 | 15,15% | 15 anos e 5 meses |
| 9,44% | 14,26% | R\$1.243,63 | 15,15% | 21 anos e 6 meses |
| 12,44% | 9,32% | R\$22.752,58 | 17,99% | 11 anos e 6 meses |
| 12,44% | 11,21% | R\$14.897,97 | 17,99% | 12 anos e 9 meses |
| 12,44% | 14,26% | R\$6.339,21 | 17,99% | 15 anos e 11 meses |
| 15,44% | 9,32% | R\$39.173,22 | 20,83% | 10 anos e 3 meses |
| 15,44% | 11,21% | R\$26.929,44 | 20,83% | 11 anos e 2 meses |
| 15,44% | 14,26% | R\$13.844,10 | 20,83% | 13 anos e 2 meses |

É fundamental ressaltar que as alíquotas de ICMS praticadas no estado do Rio de Janeiro para os dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos onde o consumo ultrapassa os 300 kWh são fixadas em 29%. Utilizou-se essa alíquota para realizar estudo de viabilidade econômica para os sistemas com dimensionamento de 500 kWh e 1.000 kWh.

Com isso, em uma análise da Tabela 4.7, referente os kit's fotovoltaicos com dimensionamento de produção de 500 kWh/mês nos meses de verão, observa-se substancial aumento da viabilidade econômica do investimento. Com investimento no período zero de R\$ 25.503,80, as projeções da Taxa Interna de Retorno ficaram entre 22,54% e 28,36% para os cenários econômicos analisados. Para o cenário com a menor taxa de reajuste tarifário, a TIR foi de 22,54%, sendo superior novamente a todas as TMAs projetadas. No cenário mais modesto de rendimento do investimento, a diferença da TIR e da TMA foi de 8,28 pontos percentuais. Já no cenário de maior rentabilidade do investimento, esta diferença foi de 14,10%. O indicador VPL variou entre R\$21.955,82 e R\$132.610,35, sendo este primeiro valor referente ao cenário de menor reajuste tarifário e maior TMA, e o segundo valor para o maior reajuste tarifário e a menor TMA. A respeito do tempo de retorno de investimento, mensurado pelo *PayBack* descontado, no cenário de maior viabilidade econômica o *PayBack* descontado foi 6 anos e 6 meses, já para o cenário de menor viabilidade econômica este indicador ficou em 8 anos e 6 meses. Deste modo, constata-se também que independentemente do cenário projetado para sistemas com a capacidade de geração de energia elétrica de 500 kWh nos meses de verão, em Campos dos Goytacazes, há sempre viabilidade econômica para os investimentos. É preciso chamar a atenção novamente, porém, para o elevado tempo de retorno do investimento em alguns casos e, também, para o dispendioso investimento inicial.

Tabela 4.7 Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 500 kWh para os meses de verão.

| Cenários | | VPL | TIR | Payback Descontado |
|--------------------|--------|---------------|--------|--------------------|
| Reajuste Tarifário | TMA | | | |
| 9,44% | 9,32% | R\$53.430,79 | 22,54% | 7 anos e 7 meses |
| 9,44% | 11,21% | R\$38.539,71 | 22,54% | 8 anos e 3 meses |
| 9,44% | 14,26% | R\$21.955,82 | 22,54% | 9 anos e 7 meses |
| 12,44% | 9,32% | R\$84.705,31 | 25,45% | 7 anos |
| 12,44% | 11,21% | R\$61.790,53 | 25,45% | 7 anos e 6 meses |
| 12,44% | 14,26% | R\$36.821,48 | 25,45% | 8 anos e 6 meses |
| 15,44% | 9,32% | R\$132.610,35 | 28,36% | 6 anos e 6 meses |
| 15,44% | 11,21% | R\$96.890,75 | 28,36% | 6 anos e 11 meses |
| 15,44% | 14,26% | R\$58.716,00 | 28,36% | 7 anos e 9 meses |

Por fim, realizou-se o estudo de viabilidade econômica para os sistemas fotovoltaicos com capacidade de produção de energia elétrica no verão de 1.000 kWh/mês. Este estudo está disponível na Tabela 4.8. A taxa de retorno sobre o investimento variou entre 24,39% e 30,22%, de acordo com os cenários projetados. Para o cenário com a menor taxa de reajuste tarifário, a TIR foi de 24,19%. É preciso observar novamente, portanto, que para o cenário de menor reajuste tarifário a Taxa Interna de Retorno foi superior a Taxa Mínima de Atratividade. Mesmo para o cenário com maior valor da TMA, a TIR foi superior em 10,13%. No melhor cenário, esta diferença foi de 20,9%. Já o indicador VPL variou de R\$ 49.136,34 a R\$270.445,29, sendo este primeiro valor referente ao cenário de menor reajuste tarifário e maior TMA, e o segundo valor para o maior reajuste tarifário e a menor TMA. Já o tempo de retorno de investimento, mensurado pelo *PayBack* descontado, variou de 6 anos e 3 meses a 8 anos e 4 meses. Assim, conclui-se que independentemente do cenário projetado para sistemas com a capacidade de geração de energia elétrica de 100 kWh nos meses de verão, em Campos dos Goytacazes, há sempre viabilidade econômica para o investimento em questão. É preciso chamar a atenção, porém, para o elevado investimento inicial para pessoas físicas.

Tabela 4.8 Viabilidade econômica para sistemas com capacidade de geração de energia elétrica de 1000 kWh para os meses de verão.

| Cenários | | VPL | TIR | Payback Descontado |
|--------------------|--------|---------------|--------|--------------------|
| Reajuste Tarifário | TMA | | | |
| 9,44% | 9,32% | R\$112.086,24 | 24,39% | 6 anos e 10 meses |
| 9,44% | 11,21% | R\$82.304,11 | 24,39% | 7 anos e 4 meses |
| 9,44% | 14,26% | R\$49.136,34 | 24,39% | 8 anos e 4 meses |
| 12,44% | 9,32% | R\$174.635,27 | 27,31% | 6 anos e 4 meses |
| 12,44% | 11,21% | R\$128.805,71 | 27,31% | 6 anos e 8 meses |
| 12,44% | 14,26% | R\$78.867,65 | 27,31% | 7 anos e 7 meses |
| 15,44% | 9,32% | R\$270.445,29 | 30,22% | 5 anos e 11 meses |
| 15,44% | 11,21% | R\$199.006,13 | 30,22% | 6 anos e 3 meses |
| 15,44% | 14,26% | R\$122.656,67 | 30,22% | 6 anos e 11 meses |

Constatou-se nesta seção, que em todos os cenários projetados, houve viabilidade econômica para implementação dos sistemas fotovoltaicos para o objeto de estudo do presente trabalho. Desta forma, na próxima seção, será apresentada uma discussão considerando os resultados aqui obtidos em face do modelo de sucesso alemão no setor de energia solar fotovoltaica.

4.3 Discussões

Finalmente, sob a perspectiva e as condições do mercado brasileiro de geração distribuída de energia solar fotovoltaica, exposta neste capítulo e nos capítulos anteriores, bem como a análise do “caso de sucesso” do modelo alemão, foi realizado nesta seção um exame crítico a respeito da conjuntura em que o Brasil se encontra. O exame crítico abordou a postura das políticas públicas brasileiras de incentivo ao setor e suas deficiências sob a ótica do modelo alemão. Decerto, este exame crítico foi alinhando com os resultados de viabilidade econômica obtidos nesta dissertação.

De início, é preciso realizar uma breve análise das características e peculiaridades do estado atual de mercado da geração distribuída de energia solar fotovoltaica no Brasil. Para isto, sugere-se que o leitor analise a Tabela 4.9 e a Tabela 4.10, em que se apresentam as classes de consumo e os Estados da Federação das unidades consumidoras de energia elétrica que adotaram a geração distribuída pela fonte solar (GDFS) e número de unidades consumidoras por potência pico instalada, respectivamente.

Nota-se na Tabela 4.9, que até meados do mês de junho/2016 havia no total 3364 unidades consumidoras de energia elétrica que tinham adotado a geração distribuída pela fonte solar. Destas, 2724 pertenciam a classe de consumo residencial, equivalente a 81% do total. Isto nos leva a

conclusão, portanto, que tal segmento no Brasil tem como predominância a classe residencial. A classe de consumo comercial é a segunda com maior número de adeptos na GDFS, com 448 unidades consumidoras, cerca de 13% do total. Ante ao *ranking* por Estados da Federação, apura-se que o estado de Minas Gerais está com maior número de unidades consumidoras adeptas da GDFS, com 796 do total, representando 24%. Em segundo no *ranking*, está o estado de São Paulo, com 473 unidades consumidoras, cerca de 14% do total. É importante ressaltar, neste contexto, que estados como Bahia e Piauí, onde se encontram uma das maiores médias de radiação solar do país, conforme exposto na Figura 2.10 disponível na página 20, estão em uma posição quase que insignificante em número de unidades consumidoras pela GDFS, onde este último, por exemplo, dispõe de 21 unidades consumidoras, sendo apenas 7 da classe residencial. Cita-se ainda, os estados do Acre, Amapá e Roraima que contam com 0 (zero) unidades consumidoras pela GDFS.

Sob a ótica do crescimento, a energia solar fotovoltaica pela geração distribuída tem apresentado a taxas superiores a 100% ao ano no Brasil. Porém, ao analisar-se os números de modo relativo, contata-se que apenas cerca de 0,000042% das unidades consumidoras brasileiras de energia elétrica possuem o sistema de geração distribuída pela fonte solar. Sob a ótica da classe de consumo residencial, apenas 0,000041% das unidades consumidoras de energia elétrica adotam o sistema em questão.²

Em análise da Tabela 4.10, verifica-se que o dimensionamento mais frequente dos sistemas de geração distribuída pela fonte solar no Brasil, está na faixa entre 2 kWp e 3 kWp, contando com o total de 687 unidades consumidoras, cerca de 20% do mercado. Em uma cidade como Campos dos Goytacazes, essa potência equivale à produção de energia elétrica na faixa entre 2.280 kWh/ano e 4.320 kWh/ano. Ao analisar-se as características da Distribuição de Probabilidade Empírica dos dados em questão, nota-se a presença de assimetria a direita, bem como a existência de uma cauda longa na mesma direção.

²Segundo o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro do Ministério de Minas e Energia de Maio — 2016, o Brasil tinha 79.519.671 unidades consumidoras de energia elétrica. Destas, 68.244.259 eram consumidores da classe residencial. Disponível em: <http://goo.gl/QevTDO>.

Tabela 4.9 N° de unidades consumidoras no Brasil que adotam Geração Distribuída para fonte de Energia Solar Fotovoltaica por classe de consumo e estado.

| | AC | AL | AM | AP | BA | CE | DF | ES | GO | MA | MG | MS | MT | PA | PB | PE | PI | PR | RJ | RN | RO | RR | RS | SC | SE | SP | TO | Total |
|---------------|----------|----------|----------|----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|----------|----------|-----------|------------|-----------|------------|------------|-----------|----------|----------|------------|------------|----------|------------|-----------|-------------|
| Residencial | 0 | 6 | 0 | 0 | 63 | 118 | 26 | 53 | 39 | 21 | 678 | 110 | 1 | 3 | 12 | 69 | 7 | 245 | 293 | 40 | 3 | 0 | 275 | 195 | 2 | 442 | 23 | 2724 |
| Comercial | 0 | 3 | 1 | 0 | 24 | 25 | 1 | 11 | 5 | 13 | 80 | 11 | 1 | 3 | 1 | 27 | 13 | 52 | 50 | 6 | 2 | 0 | 67 | 27 | 2 | 20 | 3 | 448 |
| Rural | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 | 0 | 2 | 3 | 0 | 14 | 3 | 0 | 0 | 0 | 2 | 0 | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 12 | 0 | 0 | 2 | 0 | 46 |
| Industrial | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 3 | 0 | 0 | 0 | 1 | 17 | 4 | 0 | 0 | 1 | 0 | 1 | 20 | 3 | 1 | 0 | 0 | 3 | 8 | 0 | 2 | 1 | 67 |
| Órgão Público | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 0 | 2 | 1 | 4 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 4 | 0 | 26 |
| Outros | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 17 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 4 | 10 | 1 | 0 | 0 | 6 | 7 | 0 | 3 | 0 | 53 |
| Total | 0 | 9 | 2 | 0 | 90 | 150 | 29 | 83 | 47 | 36 | 796 | 128 | 2 | 6 | 14 | 104 | 21 | 326 | 358 | 52 | 5 | 0 | 364 | 238 | 4 | 473 | 27 | 3364 |

Fonte: ANEEL (2016).

Tabela 4.10 N° de unidades consumidoras no Brasil que adotam Geração Distribuída para fonte de Energia Solar Fotovoltaica por potência instalada.

| Potência | Unidades consumidoras |
|--------------|-----------------------|
| < 1 | 67 |
| 1-2 | 431 |
| 2-3 | 687 |
| 3-4 | 679 |
| 4-5 | 343 |
| 5-6 | 356 |
| 6-7 | 140 |
| 7-8 | 110 |
| 8-9 | 76 |
| 9-10 | 45 |
| > 10 | 430 |
| Total | 3364 |

Fonte: ANEEL (2016).

Apesar da inexpressiva presença da geração distribuída pela fonte solar no Brasil, o país conta com um potencial de crescimento acima da média se comparado com os países europeus por exemplo, dado as condições de radiação solar que é abundante neste país. Sem dúvida, um dos pontos significativos para o atraso do Brasil nesta modalidade de geração de energia elétrica se dá devido à demora para a regulamentação de tal segmento, que só foi estabelecida em 17 de Abril de 2012, através da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Na Alemanha, tais incentivos foram estabelecidos no ano 2000, pela *German Renewable Energy Sources Act*, conforme já abordado no presente trabalho.

Posto que a GDFS já possui viabilidade econômica no Brasil em todos os cenários projetados neste trabalho, conforme analisado na Seção 4.2, é preciso destacar que o tempo de retorno para os sistemas de menor porte são desencorajadores, fazendo com que seja presumido que os atuais proprietários residenciais dos sistemas fotovoltaicos de porte pequeno no Brasil sejam ainda entusiastas da tecnologia. Entretanto, o interesse pela energia solar tem crescido no país, principalmente a partir de 2015, ano em que entraram em vigor as bandeiras tarifárias de energia elétrica³. Em 2015, muitas concessionárias de energia elétrica também passaram a isentar de ICMS a energia produzida e enviada a rede de distribuição pelos sistemas fotovoltaicos. Além disso, neste mesmo ano, a taxa PIS/COFINS também deixou de ser cobrada para sistemas de GDFS. Estes fatos, certamente, causaram maior interesse pela energia solar, conforme mostra a Figura 4.2, em que se apresenta um gráfico com informações do aplicativo de *Big Data*, o *Google Trends*⁴, sobre o termo de pesquisa “energia solar” realizada na plataforma *Google* no Brasil. De acordo com o gráfico em questão⁵, no ano de 2015 houve um aumento das pesquisas no *Google* do termo “energia solar”, produzindo, portanto, evidência de que houve um maior interesse por parte do brasileiros pelo tema.

³Sistema de cobrança adicional na conta de energia elétrica, em que “sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. O funcionamento é simples: as cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade”. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>.

⁴“O aplicativo de análise *Google Trends*, disponibilizado ao público pela empresa *Google*, permite descobrir quais são os termos mais pesquisados numa certa região do mundo e num certo intervalo de tempo.” (SANTOS, 2015).

⁵Linha azul representa um índice sobre o volume de pesquisas relativo ao termo de busca em questão.

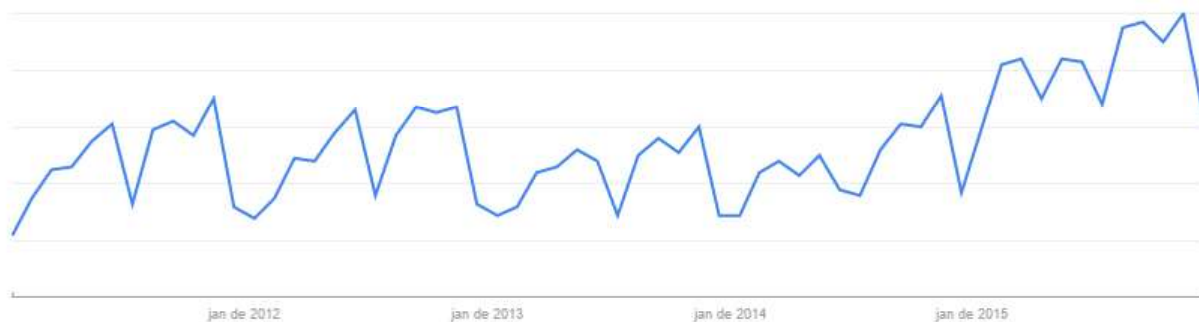


Figura 4.2 Big Data: termo de pesquisa “energia solar” na ferramenta de pesquisa *Google*.

Fonte: Google Trends.

Neste cenário de viabilidade econômica dos sistemas de GDFS, porém com restrições devido ao tempo de retorno dos investimentos, e o fato de haver um aumento de interesse por parte dos brasileiros em energia solar, torna-se evidente a necessidade de discutirem-se as políticas públicas brasileiras de incentivo realizadas no setor até o presente momento, e compará-las com as atitudes de incentivos adotadas pelo modelo alemão, que é o caso de sucesso sob análise na presente dissertação.

Além da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, cabe destacar algumas das principais políticas públicas brasileiras de incentivo ao setor adotadas até este momento: Isenção de ICMS (em alguns estados - Inclui o estado do Rio de Janeiro) e PIS/CONFINS para a geração de energia elétrica pela GDFS, isenção de impostos de importação para aquisição de placas fotovoltaicas, Resolução Normativa nº 687/2015, Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), entre outras. Além disso, encontram-se em tramitação no congresso, alguns projetos de lei em favor do setor, como por exemplo, o Projeto de Lei do Senado (PLS) 371/2015, que tem como objetivo proporcionar saques do FGTS para gerar energia elétrica através da geração distribuída.

Isentar os micro e mini-produtores de energia elétrica da GDFS das taxas de ICMS e PIS/COFINS é o processo inicial e elementar. Com estas isenções, o cidadão adepto da geração distribuída, passa a pagar ICMS e PIS/COFINS apenas para a energia comprada da distribuidora de energia elétrica, sendo isento, portanto, da energia que o mesmo envia para a rede de distribuição e depois a recupera. Estes mecanismos proporcionaram queda considerável no tempo de retorno dos investimentos.

Já a Resolução Normativa nº 687/2015⁶, conforme estabeleceu Art. 15, entrou em vigor em 1º de março de 2016, tendo como objetivo adicionar os seguintes incentivos para a geração distribuída:

- **Autoconsumo remoto:** Mesma Pessoa jurídica ou Pessoa Física que possua o sistema de

⁶Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.

microgeração ou minigeração distribuída e que produza energia elétrica, pelo sistema em questão, em determinado local e o consuma em outro local, porém, dentro da mesma área de concessão ou permissão.

- **Redução no tempo de espera para a conexão à rede de distribuição:** O prazo para acesso à rede de distribuição fica reduzido a cerca de 34 dias e não mais a 82 dias;
- **Geração compartilhada:** Reunião de consumidores adeptos da geração distribuída, sendo Pessoas Jurídicas ou Pessoas Físicas, que estejam dentro da mesma área de concessão ou permissão e que estabeleçam um regime de consórcio ou cooperativa. Neste caso, a energia excedente será compensada em participante do mesmo consórcio ou mesma cooperativa.
- **Geração em condomínio:** Empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, onde a energia produzida pelos sistemas de geração distribuída possa ser dividida entre os condôminos participantes em porcentagens estabelecidas pelo grupo.

O ProGD por sua vez, tem como objetivo “promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração” (MME, 2015b). Em seu artigo primeiro, a Portaria nº 538/2015, que é o instrumento legal de criação do ProDG, estabelece que tem por objetivo também:

- “II - incentivar a implantação de geração distribuída em:
- a) edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais; e
 - b) edificações comerciais, industriais e residenciais. ”

Além disso, o MME (2015a) destaca ainda que o programa em questão tem as intenções de:

- “Incentivar a atuação dos agentes vendedores de energia de empreendimentos de geração distribuída;”
- “Prever estudo para permitir venda no Mercado Livre (ACL) da energia gerada distribuída;”
- “Instituir Grupo de Trabalho com MME, Aneel, EPE, Cepel e CCEE para acompanhar ações e propor aprimoramentos legais, regulatórios e tributários de estímulo à Geração Distribuída;”
- “Criação e expansão de linhas de crédito e financiamento de projetos de sistemas de Geração Distribuída;”
- “Incentivo à indústria de componentes e equipamentos; com foco no desenvolvimento produtivo, tecnológico e inovação;”

- “Fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar na área de Geração Distribuída (estima-se a criação de até 30 postos a cada 1 MW instalado).”
- “Promoção e atração de investimentos nacionais e internacionais e de tecnologias competitivas para energias renováveis.”

Apesar dos avanços obtidos no setor, através das normas estabelecidas pela ANEEL, bem como as isenções de alguns impostos para a produção de energia elétrica pela GDFS, é necessário que o Brasil fortaleça e avance em suas políticas econômicas setoriais para que a geração distribuída amadureça no país.

Após uma análise sobre a atual conjuntura brasileira do setor de energia solar fotovoltaica pela geração distribuída, bem como a construção de um balanço sobre os subsídios fixados pelo estado brasileiro para o setor, torna-se possível ponderar, fundamentado nos resultados do presente trabalho, as quatro frentes de políticas econômicas para o setor elétrico para que a GDFS possa amadurecer e progredir no Brasil, segundo a perspectiva do modelo alemão.

De acordo com Lipp (2007), a Alemanha adotou as leis de preço (Tarifa *Feed-in*), incentivos à produção e sistema de crédito para que a geração distribuída pela fonte solar pudesse se desenvolver no país. Kvernevik (2010) destaca, ainda, que a intervenção governamental foi de fundamental importância.

O ponto essencial para o sucesso do modelo alemão, segundo Pegels e Lütkenhorst (2014), Baltelo (2008), Chowdhury et al. (2014) e Lauber e Mez (2006), foi a tarifa *Feed-in*. Em contrapartida, o Brasil ainda não adota uma política de incentivo aos preços da energia elétrica produzida pela GDFS, adota somente o sistema de crédito e compensação do excedente produzido. Outro ponto importante no modelo alemão, além da política de incentivo pelo preço, foi a adoção de linhas específicas de financiamento, segundo Stetz et al. (2015). Essas linhas de financiamento são importantes, pois apesar de haver viabilidade econômica em todos os cenários econômicos projetados e apresentados na Seção 4.2, o investimento inicial ainda é elevado, considerando o poder aquisitivo restritivo das classes analisadas. Além disso, há o fator “grau de incerteza” elevado, quando uma pessoa física no Brasil se dispõe a investir o montante de capital inicial apresentado na Tabela 4.4.

Pegels e Lütkenhorst (2014) destacam também que outra atuação do estado que contribuiu de forma relevante para o sucesso do modelo alemão foi os investimentos em Pesquisas Científicas e Pesquisa & Desenvolvimento, através de financiamentos de projetos e alianças para a inovação. Sanz-Casado et al. (2014) argumentam ainda que grande parte das publicações científicas foram direcionadas para temas de novas tecnologias de células solares. Os resultados obtidos através de investimentos em P & D foram o aumento da eficiência das células fotovoltaicas.

Deste modo, sob a análise das causas de sucesso do modelo alemão, proposta pelos autores citados acima, três frentes foram consideradas essenciais, sendo reiteradas em diversos trabalhos.

A medida mais importante tomada pelo governo alemão, conforme exposto, foi a adoção da tarifa *Feed-in*, seguido pelas linhas de financiamentos para aquisição dos sistemas fotovoltaicos para pessoa física e investimento em Ciência e Tecnologia.

De modo semelhante e analisando as especificidades da realidade brasileira, as políticas de sucesso que foram adotadas na Alemanha e ainda não foram adotadas no Brasil são exatamente as medidas mais importantes patrocinadas pelo modelo alemão. São elas:

1. Regulamentação da venda de energia elétrica excedente dos sistemas de GDFS com subsídios na tarifa (Similar a Tarifa *Feed-in*).
2. Linhas de financiamento com juros subsidiados para pessoa física para aquisição dos sistemas fotovoltaicos.
3. Estabelecimento de um fundo para investimento em pesquisas direcionadas à tecnologia e desenvolvimento de componente e equipamentos de sistemas fotovoltaicos.

As propostas semelhantes à Tarifa *Feed-in* no âmbito do ProGD, como a possibilidade de venda do excedente da produção de energia elétrica no mercado de curto prazo, não foram constituídas ou estabelecidas no mercado brasileiro. De acordo com (COSTA, 2015), que escreve para o Fórum de Mudanças Climáticas e Justiça Social, o ProGD tem causado certa decepção ante a sociedade brasileira, pois suas deliberações e parâmetros ainda não começaram a ser executadas, tampouco existem previsões para que suas intenções sejam regulamentadas de fato. Além disso, a lucratividade com a venda do excedente de energia elétrica no mercado de curto prazo fica sujeito à volatilidade dos preços, tornando a natureza de tal medida questionável sob o ponto de vista de incentivo econômico. A tarifa *Feed-in* é a receita de sucesso do modelo alemão no setor de energias renováveis, e seria portanto, a medida mais eficaz para a venda do excedente da produção de energia elétrica e melhor instrumento de subsídio para as suas respectivas tarifas, pois assim o tempo de retorno dos investimentos seriam reduzidos de forma substancial.

Outro ponto que cabe destaque para que a GDFS possa avançar no Brasil são as linhas de financiamento para pessoas físicas, pois segundo os resultados desta dissertação, 81% dos adeptos da geração distribuída neste país são unidades consumidoras residenciais, ou seja, pessoas físicas. Até meados de 2016 não existiam linhas de financiamento com juros subsidiados para aquisição de sistemas de GDFS para pessoas físicas. Dado o preço elevado dos sistemas fotovoltaicos, este instrumento tem um papel fundamental para que a geração distribuída possa se consolidar no Brasil, como se consolidou na Alemanha, segundo Stetz et al. (2015). Sendo assim, com crescimento da GDFS proporcionado através das linhas de crédito com subsídios, o país aumentará os números de emprego e renda para a população, dado que, segundo o MME (2015a), cria-se até 30 postos de trabalho a cada 1 MW instalado de GDFS.

Já o estabelecimento de um fundo para investimento em pesquisas direcionadas à tecnologia e desenvolvimento de componentes e equipamentos de sistemas fotovoltaicos, como fez a Alemanha, segundo Sanz-Casado et al. (2014), proporcionará ao país a possibilidade de dominar a tecnologia de produção em larga escala, além de viabilizar inovações no setor, reduzindo assim, os custos no processo produtivo.

Capítulo 5

Considerações Finais

O presente trabalho teve como objetivo propor uma análise do potencial e viabilidade econômica de geração fotovoltaica para a microgeração distribuída para a demanda de energia elétrica residencial em cidades de médio porte, tendo como estudo de caso o município de Campos dos Goytacazes. Por conseguinte, pretende-se como ênfase deste trabalho, viabilizar reflexões e propor políticas elementares para uma possível transição da matriz energética do Brasil, sob o ponto de vista do modelo de sucesso alemão.

Deste modo, abordaram-se no referencial teórico deste trabalho, aspectos sobre a conjuntura mundial do setor de energia elétrica, bem como as características do modelo alemão de transição energética para as fontes renováveis. Apontaram-se também as características do setor elétrico do Brasil e as especificidades da cidade objeto de estudo do presente trabalho, Campos dos Goytacazes. Finalizou-se o referencial teórico abordando os conceitos gerais, teóricos e as particularidades da geração distribuída no Brasil e no mundo.

Em seguida, discutiram-se na metodologia os parâmetros técnicos dos sistemas fotovoltaicos e quais componentes são necessários para implantação da respectiva fonte geradora de energia elétrica. Na última seção, portanto, apontaram-se os parâmetros econômicos para o estudo de viabilidade econômica. Para este trabalho, adotaram-se faixas de consumo de energia elétrica, de acordo com cada classe de renda.

Nos resultados, estimaram-se, inicialmente, o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Por conseguinte, estimaram-se consumo médio residencial de baixa tensão para o conjunto elétrico Distribuidora de Campos, que obteve a estimativa de 166,49 kWh/mês, já o conjunto elétrico de Guarus obteve estimativa de 106,06 kWh/mês e o conjunto elétrico de Mombaça estimativa de 104,80 kWh/mês.

Considerando o índice de Horas de Sol Pleno (HSP) para a cidade de Campos dos Goytacazes, bem como os parâmetros técnicos dos sistemas fotovoltaicos, estimou-se a potência necessária a ser instalada pelas famílias que consomem energia elétrica de acordo com as classes de consumo de 100 kWh/mês/verão, 200 kWh/mês/verão, 500 kWh/mês/verão e 1.000 kWh/mês/verão. A Potência

real estimada para a primeira classe, a que consome 100 kWh/mês nos meses de verão, foi de 661,38 Wp. Já para as classes que consomem 200 kWh/mês/verão, 500 kWh/mês/verão e 1.000 kWh/mês/verão a estimativa de potência ficou em 1.322,75 Wp, 3.306,88 Wp e 6.613,76 Wp, respectivamente.

Para a análise econômica, projetaram-se os nove cenários econômicos para cada classe de consumo de energia elétrica. As variáveis adotadas para construção dos cenários foram a Taxa de Atratividade Mínima do investimento e o Reajuste da Tarifa de energia elétrica no futuro. De acordo com os resultados, todas as classes de consumo apontaram para a viabilidade econômica do projeto, independente do cenário. O cenário de menor TMA foi o de 9,32% a.a. e o maior de 14,26% a.a., referente ao rendimento líquido das letras LTN do Tesouro Direto. Já os Reajustes das Tarifas de energia elétrica futuras tiveram como o menor patamar a taxa de 9,44% a.a. e o maior patamar a taxa de 15,44% a.a. durante os próximos 25 anos. Esses dados são relativos ao histórico de reajuste da tarifa e aos acréscimos de 3 pontos percentuais para projetar os cenários. No pior cenário para as classes de consumo, a TIR foi estimada em 14,36% e o tempo de retorno foi estimado em 24 anos e 6 meses. Já no melhor cenário para investimentos em energia solar fotovoltaica, o melhor cenário teve uma TIR de 30,22% e o tempo de retorno do investimento foi de 5 anos e 11 meses. De acordo com a análise econômica, constatou-se que, em cidades brasileiras com o mesmo (ou maior) índice de radiação solar que Campos dos Goytacazes, já há viabilidade econômica para implantação de sistemas fotovoltaicos, independente dos cenários abordados no presente trabalho.

Nas discussões do presente trabalho, procurou-se fazer inicialmente um exame crítico da conjuntura brasileira a respeito da geração distribuída pela fonte solar, assim como entender o interesse da sociedade brasileira pelo tema, através da análise do *Big Data* do *Google Trends*. Constatou-se que apenas 0,000041% das unidades consumidoras brasileiras possuem a geração distribuída pela fonte solar e que 81% desse total são consumidores da classe residencial de baixa tensão. Verificou-se também, que houve um aumento do interesse da sociedade brasileira pelo tema a partir de 2015, ano em que ocorreram muitas mudanças no setor de energia elétrica do país. Em seguida, analisando e propondo uma discussão sobre as políticas que levaram a Alemanha ao modelo de sucesso, elaboraram-se três diretrizes que o Brasil deveria seguir caso quisesse progredir e crescer no setor de geração distribuída pela fonte solar. As políticas que foram adotadas na Alemanha são aquelas que ainda não foram adotadas no Brasil. Assim, as políticas que o Brasil deveria adotar, segundo o ponto de vista do modelo de sucesso alemão são: Regulamentação da venda de energia elétrica excedente dos sistemas de GDFS com subsídios na tarifa (Similar a Tarifa *Feed-in*); Linhas de financiamento com juros subsidiados para pessoa física para aquisição dos sistemas fotovoltaicos; Estabelecimento de um fundo para investimento em pesquisas direcionadas à tecnologia e desenvolvimento de componente e equipamentos de sistemas fotovoltaicos.

Um aspecto que foi importante ressaltar é que a maioria dos adeptos da geração distribuída pela fonte solar no Brasil são pessoas físicas, consumidores residenciais de baixa tensão, entretanto,

hoje o Brasil não dispõe de linhas de financiamento para que indivíduos dessa classe possam fazer o aporte do montante inicial do investimento.

Referências Bibliográficas

ABINEE. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*. São Paulo – SP, 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>.

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.

AKOREDE, M. F.; HIZAM, H.; POURESMAEIL, E. Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 14, n. 2, p. 724–734, 2010.

ANAYA, K. L.; POLLITT, M. G. Integrating distributed generation: Regulation and trends in three leading countries. *Energy Policy*, Elsevier, v. 85, p. 475–486, 2015.

ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 2ª edição*. Brasília – DF, 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm>>.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*. Brasília - DF, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>.

ANEEL. *Cadernos Temáticos ANEEL – Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica*. Brasília - DF, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>.

ANEEL. *Divulgação dos limites dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI*. Brasília - DF: [s.n.], 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm>>.

ANEEL. *Resultado do 07º leilão de energia de reserva (Edital Nº 08/2015)*. Brasília - DF, 2015. Disponível em: <<http://migre.me/t611f>>.

BALAGUER, A.; MARINOVA, D. Sectoral transformation in the photovoltaics industry in australia, germany and japan: Contrasting the co-evolution of actors, knowledge, institutions and markets 1. *Prometheus*, Taylor & Francis, v. 24, n. 3, p. 323–339, 2006.

BALTELO, R. A caminho da sustentabilidade energética: como desenvolver um mercado de energias renováveis no brasil. Greenpeace, Brasil, 2008. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/report/2008/5/a-caminho-da-sustentabilidade.pdf>>.

BDEW. *Erneuerbare Energien liefern mehr als ein Viertel des Stroms*. Berlim - DE: [s.n.], 2012. Press release as of 26. Juli 2012. Disponível em: <<http://migre.me/t619w>>.

- BECHBERGER, M.; REICHE, D. Renewable energy policy in germany: pioneering and exemplary regulations. *Energy for Sustainable Development*, Elsevier, v. 8, n. 1, p. 47–57, 2004.
- BERK, J. B.; DEMARZO, P. M. *Corporate finance*. New York - USA: Pearson Education, 2013.
- BOSSAERTS, P. L.; ØDEGAARD, B. A. *Lectures on corporate finance*. Singapore: World Scientific, 2001.
- CARVALHO, R. N. F. *Contribuições para a determinação de uma estratégia de expansão da geração de um sistema hidrotérmico*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, 2010.
- CEPERJ. *Produto Interno Bruto dos municípios - 2010 Estado do Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro - RJ, 2012. Disponível em: <http://www.ceperj.rj.gov.br/ceep/pib/PIB_municipios_RJ_2010.pdf>.
- CHOWDHURY, S. et al. Importance of policy for energy system transformation: Diffusion of pv technology in japan and germany. *Energy Policy*, Elsevier, v. 68, p. 285–293, 2014.
- CONG, R.-G.; SHEN, S. How to develop renewable power in china? a cost-effective perspective. *The Scientific World Journal*, Hindawi Publishing Corporation, p. 7 pages, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1155/2014/946932>>.
- COSTA, J. J. Progd: muita fumaça, pouco fogo. *Energia para a Vida*, Brasília - DF, p. online, Dezembro 2015. Disponível em: <<http://energiaparavida.org/progd-muita-fumaca-pouco-fogo/>>.
- CRESESB. *Potencial Solar - SunData*. 2015. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=o_cresesb>.
- DIEKMANN, J. et al. Erneuerbare energien: Quotenmodell keine alternative zum eeg. *DIW-Wochenbericht*, Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), v. 79, n. 45, p. 15–20, 2012.
- ENERGIA, M. de Minas e. *Resenha Energética Brasileira – Exercício de 2014*. Brasília - DF, 2015. Disponível em: <<http://migre.me/t6n1F>>.
- EPIA. *Global Market Outlook For Solar Power / 2015 - 2019*. Sweden, 2015. Disponível em: <http://helapco.gr/pdf/Global_Market_Outlook_2015_2019_lr_v23.pdf>.
- EPIA. *The successful stress test of Europe’s power grid—more ahead*. Sweden, 2015. Disponível em: <<http://migre.me/t6lZt>>.
- EREC. *Futu[r]e investment a sustainable investment plan for the power sector to save the climate*. The Netherlands, 2007. Disponível em: <http://www.mng.org.uk/gh/resources/FutureInvestment_july_2007.pdf>.
- ERWES, H.; FORLI, C.; DEVIENNE, R. *Condições de Importação de Equipamentos de Mini e MicroGeração Distribuída Fotovoltaica no Brasil*. Rio de Janeiro - RJ, 2012. Disponível em: <http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2013/08/estudo_importacao.pdf>.

FRANÇA, I. S. *A cidade média e suas centralidades: o exemplo de Montes Claros no Norte de Minas Gerais*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia - UFU, Uberlândia - MG, 2007.

FRAUNHOFER. *Annual electricity generation in Germany*. 2015. Disponível em: <<https://www.energy-charts.de/energy.htm>>.

FRAUNHOFER. *Electricity production in Germany in week 28 2014*. 2015. Disponível em: <<https://www.energy-charts.de/power.htm>>.

FRAUNHOFER. *Net installed electricity generation capacity in Germany*. 2015. Disponível em: <https://www.energy-charts.de/power_inst.htm>.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. *Photovoltaic solar energy generation*. New Delhi, India: Springer Science & Business Media, 2005. v. 112.

HALLEGATTE, S.; FAY, M.; VOGT-SCHILB, A. Green industrial policies: When and how. World Bank, Washington, DC, 2013. Disponível em: <<http://migre.me/t6mLN>>.

IBGE. *Cidades Rio de Janeiro: Campos dos Goytacazes*. 2015. Disponível em: <<http://cidades.ibge.gov.br/xtras/perfil.php?codmun=330100>>.

INATOMI, T. A. H.; UDAETA, M. E. M. Análise dos impactos ambientais na produção de energia dentro do planejamento integrado de recursos. *III Workshop Internacional Brasil - Japão: Implicações Regionais e Globais em Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável*, 2005.

IRENA. *RENEWABLE ENERGY CAPACITY STATISTICS 2015*. Abu Dhabi, United Arab Emirates, 2015. Disponível em: <http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2015.pdf>.

KVERNEVIK, E. B. *Challenges related to storage and transfer of solar energy with a case study on long distance power transfer*. Dissertação (Mestrado) — University of Bergen, Bergen, Norway, 2010. Disponível em: <<http://bora.uib.no/bitstream/handle/1956/4328/72181202.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>.

LACCHINI, C.; SANTOS, J. C. V. D. Photovoltaic energy generation in brazil—cost analysis using coal-fired power plants as comparison. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 52, p. 183–189, 2013.

LAUBER, V.; MEZ, L. Renewable electricity policy in germany, 1974 to 2005. *Bulletin of Science, Technology & Society*, Sage Publications, v. 26, n. 2, p. 105–120, 2006.

LIPP, J. Lessons for effective renewable electricity policy from denmark, germany and the united kingdom. *Energy policy*, Elsevier, v. 35, n. 11, p. 5481–5495, 2007.

LIU, X. et al. Purchasing vs. leasing: A benefit-cost analysis of residential solar pv panel use in california. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 66, p. 770–774, 2014.

LOPES, M. P. C. *Avaliação do potencial de inserção da energia solar Fotovoltaica no setor hoteleiro de armação de Búzios-RJ*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, 2014.

- MABEE, W. E.; MANNION, J.; CARPENTER, T. Comparing the feed-in tariff incentives for renewable electricity in ontario and germany. *Energy Policy*, Elsevier, v. 40, p. 480–489, 2012.
- 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*, Elsevier, v. 39, n. 6, p. 3199–3209, 2011.
- MALAGUETA, D. et al. Assessing incentive policies for integrating centralized solar power generation in the brazilian electric power system. *Energy Policy*, Elsevier, v. 59, p. 198–212, 2013.
- MARQUES, D. D. et al. Variação da radiação solar no estado do amapá: estudo de caso em macapá, pacuí, serra do navio e oiapoque no período de 2006 a 2008. *Revista Brasileira de Meteorologia*, SciELO Brasil, v. 27, n. 2, p. 127–138, 2012.
- MARTINS, F.; ABREU, S.; PEREIRA, E. Scenarios for solar thermal energy applications in brazil. *Energy Policy*, Elsevier, v. 48, p. 640–649, 2012.
- MELLO, C. A. *Curso de direito administrativo*. São Paulo: Malheiros, 2008. 723 p.
- MME. *Ações de estímulo à geração distribuída, com base em fontes renováveis*. Brasília - DF, 2015. Disponível em: <<http://goo.gl/65C7jN>>.
- MME. *PORTARIA Nº 538*. Brasília - DF, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015538mme.pdf>>.
- MONDAL, M. A. H.; ISLAM, A. S. Potential and viability of grid-connected solar pv system in bangladesh. *Renewable energy*, Elsevier, v. 36, n. 6, p. 1869–1874, 2011.
- NAKABAYASHI, R. K. *Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo - USP, São Paulo - SP, 2014.
- NETO, A. M.; SANTOS, J. C. d. et al. Anais do circuito de debates acadêmicos: programa e resumos. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2012.
- ONOVWIONA, H.; UGURSAL, V. Residential cogeneration systems: review of the current technology. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 10, n. 5, p. 389–431, 2006.
- PASSOS, W. S. *Cana-de-açúcar, petróleo e as grandes intervenções regionais recentes: projetos setoriais em disputa no campo dos discursos regionalistas de desenvolvimento de campos dos goytacazes*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro - UENF, Campos dos Goytacazes - RJ, 2011.
- PEGELS, A.; LÜTKENHORST, W. Is germany's energy transition a case of successful green industrial policy? contrasting wind and solar pv. *Energy Policy*, Elsevier, v. 74, p. 522–534, 2014.
- PEMBINA. *Feeding the grid renewably: Using feed-in tariffs to capitalize on renewable energy*. Calgary, AB - Canada, 2008. Disponível em: <https://www.pembina.org/reports/FITariffs_Primer.pdf>.
- PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, Elsevier, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.

- PINHO, J.; GALDINO, M. *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*. Rio de Janeiro - RJ: CEPTEL - CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>.
- PORTAL-ENERGIA. *Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. [S.l.], 2004. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>.
- REN21. *Renewables 2015 Global Status Report*. [S.l.], 2015. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf>.
- RICHTER, M. German utilities and distributed pv: How to overcome barriers to business model innovation. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 55, p. 456–466, 2013.
- SANTOS, R. P. Big data na educação matemática. *EDUCAÇÃO MATEMÁTICA EM REVISTA–RS*, v. 1, n. 16, p. 70 – 82, 2015.
- SANZ-CASADO, E. et al. Production, consumption and research on solar energy: The spanish and german case. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 68, p. 733–744, 2014.
- SOLAR, P. *LISTA DE EMPRESAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA*. 2015. Disponível em: <<http://migre.me/rKdTX>>.
- STETZ, T. et al. Twilight of the grids: The impact of distributed solar on germany? s energy transition. *Power and Energy Magazine, IEEE*, IEEE, v. 13, n. 2, p. 50–61, 2015.
- SWERA. *Global horizontal irradiance: GHI INPE high resolution*. 2015. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera>>.
- TANCREDI, M.; ABBUD, O. A. *Por que o Brasil está trocando as hidrelétricas e seus reservatórios por energia mais cara e poluente?* Brasília - DF, 2013. Disponível em: <http://www.anacebrasil.org.br/portal/files/TD128-MarcioTancredi_OmarAbbud.pdf>.
- TOLMASQUIM, M. T. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro - RJ; Brasília - DF: Synergia; EPE, 2015.
- TRANSFER-LBC; NEDERLAND, R. V. O. *Market Study: PV Energy in Brazil*. Rotterdam - Holland, 2015.
- WINTER, C.-J. Sunrise—a caesura after nuclear has gone: Energy in germany (and in other potentially de-nuclearizing countries). *international journal of hydrogen energy*, Elsevier, v. 37, n. 9, p. 7317–7342, 2012.
- WIRTH, H. *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*. Freiburg, Baden-Württemberg - Germany, 2015. Disponível em: <<http://migre.me/t6oz8>>.
- YILDIZ, Ö. Financing renewable energy infrastructures via financial citizen participation—the case of germany. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 68, p. 677–685, 2014.
- YU, H. J. J.; POPIOLEK, N.; GEOFFRON, P. Solar photovoltaic energy policy and globalization: a multiperspective approach with case studies of germany, japan, and china. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Wiley Online Library, 2014.