UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Izana Nadir Ribeiro Vilela

IDENTIFICAÇÃO DE NICHOS DE MERCADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA O DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE NEGÓCIOS

Belo Horizonte
2014

Izana Nadir Ribeiro Vilela

IDENTIFICAÇÃO DE NICHOS DE MERCADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA O DESENVOLVIMENTO DE MODELOS DE NEGÓCIOS

Dissertação submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Engenharia de Potência

Orientador: Prof.ª. Wadaed Uturbey, Dr.

Co-orientador: Frederico Gualberto Ferreira Coelho, Dr.

Belo Horizonte

2014

"Identificação de Nichos de Mercado da Geração Distribuída Fotovoltaica para o Desenvolvimento de Modelos de Negócios"

Izana Nadir Ribeiro Vilela

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 30 de maio de 2014.

Por:

Prof. Dr. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Frederico Gualberto Ferreira Coelho
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Carlos Barreira Martinez
ERH (UFMG)

À minha mãe (Marisol), ao meu pai (Armando), à minha irmã (Thatiana) e ao meu esposo (Ricardo).

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, em especial à minha mãe, ao meu pai, à minha irmã e à minha avó Sílvia. Vocês são pessoas especiais para mim!

Ao meu esposo, pessoa que amo e respeito. Muito obrigada por estar comigo sempre! Muito obrigada por todas as vezes que fez um chá quentinho para mim! Muito obrigada por sempre colocar um vinil lindo na *turntable*. Muito obrigada por ser a música da minha vida!

À minha orientadora, pelo ensinamento e pelas oportunidades.

Ao meu co-orientador, pela disponibilidade, apoio, compreensão e incentivo. Pelo conhecimento e experiência compartilhados.

Agradeço aos amigos que fiz durante este mestrado. Em especial, à Thaís, minha grande amiga, que sempre esteve ao meu lado, apoiando, incentivando, sorrindo. Ter a sua amizade é um valioso presente! À Maria Izabel, que sempre esteve disposta a ser o que uma verdadeira amiga deve ser. À Helô, pessoa mais simpática que já conheci! Muito obrigada pela sua amizade, abraços apertados e momentos alegres que passamos na UFMG.

Aos colegas de laboratório, em especial, ao Thiago, Víctor, Bruno, Davi e Fabrício!

Ao Luís Monteiro, pelo apoio, pelo bom humor, por todos os momentos de incentivo e por todas as palavras proferidas com positividade e boas energias.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, pela oportunidade de realizar este mestrado.

À CEMIG-D, pelo apoio financeiro recebido no contexto do projeto de P&D “D713 – Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, da ANEEL.

À CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, pelo apoio financeiro.

Aos nomes que não foram citados aqui, mas que merecem a minha gratidão.

Para finalizar, e de modo redundante, agradeço (imensamente) por ter a quem agradecer.

The only real voyage of discovery consists not in seeking new landscapes, but in having new eyes.

Marcel Proust

RESUMO

Este trabalho visa auxiliar os investidores e interessados na geração distribuída fotovoltaica, com a aplicação de uma ferramenta para identificar nichos de mercado economicamente viáveis para investir. Buscou-se desenvolver uma metodologia de fácil aplicação e entendimento, composta por cinco etapas fundamentais. A metodologia considera a curva de carga do consumidor e a área de telhado disponível para a instalação de um sistema fotovoltaico. Foram analisados dois tipos de consumidores: do subgrupo A4 e do subgrupo B1. Os nichos são identificados através de uma avaliação econômica, realizada via fluxo de caixa descontado. A metodologia foi desenvolvida no contexto da Resolução Normativa nº 482, da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, refletindo o cenário atual da geração distribuída no Brasil. Aplicando-se a metodologia, não foram identificados possíveis nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica, considerando os parâmetros estabelecidos para este estudo. Neste trabalho, também são apresentados modelos de negócios específicos para a geração fotovoltaica. Entende-se que, após identificar um nicho de mercado, é possível pensar no desenvolvimento de modelos de negócios, que auxiliem na inserção da geração fotovoltaica no segmento de distribuição.

ABSTRACT

This work aims to support investors and interested groups in photovoltaic distributed generation, with a tool that allows identifying economically viable market niches for investment. The main objective is to develop an easy applicable and understandable methodology in five basic steps. The methodology considers the consumer load curve and the available roof area for the installation of a photovoltaic system. Two groups of consumers were analyzed in this work: medium voltage (A4) and residential low voltage (B1) subgroups. The market niches are identified through an economic evaluation via discounted cash flow. The methodology was developed considering the context of the Normative Resolution nº 482, made by ANEEL - National Regulatory Agency for Electricity, reflecting the current Brazilian scenario of distributed power generation. Applying the methodology and considering the parameters established for this study, market niches for the photovoltaic distributed generation were not identified. In this work, photovoltaic business models are also presented. After identifying the market niches, it is possible to develop business models in order to assist the photovoltaic integration in the distribution segment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica Global.....13
Figura 1.2 - Mercado Fotovoltaico Europeu em 2012 14
Figura 1.3 - Redução do Preço dos Módulos Fotovoltaicos.....15
Figura 2.1 - Componentes de um Modelo de Negócios 20
Figura 2.2 - Modelos de Negócios, Estratégia e Tática.....21
Figura 2.3 - Componentes do Quadro de Modelo de Negócios 153
Figura 2.4 - Configuração Básica de um Sistema FV Residencial Conectado à Rede 26
Figura 2.5 - Evolução dos Modelos de Negócios Fotovoltaicos 28
Figura 2.6 - Modelos de Negócios Desenvolvidos pela SEPA 33
Figura 2.7 - Modelos de Negócios do Futuro 36
Figura 3.1 - Etapas da Metodologia 41
Figura 3.2 - Seleção da Área de Telhado para o Consumidor do Subgrupo B1 43
Figura 3.3 - Seleção da Área de Telhado para o Consumidor do Subgrupo A4 44
Figura 3.4 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor A4 45
Figura 3.5 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor A4 46
Figura 3.6 - Forma de Cálculo da Tarifa Cobrada do Consumidor.....47
Figura 3.7 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor B1 48
Figura 3.8 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor B1 48
Figura 3.9 - Janela de Trabalho do Programa PVsyst 49
Figura 3.10 - Seleção dos Equipamentos FV no Programa PVsyst 50
Figura 3.11 - Valor e Composição do BoS 58
Figura 4.1 - Exemplo dos Resultados do PVsyst, para o consumidor Tipo 1 / A4 62
Figura 4.2 - Exemplo dos Resultados do PVsyst, para o consumidor Tipo 1 / B1 62
Figura 4.3 - Valores Encontrados para o LCOE dos Consumidores A4 67
Figura 4.4 - Participação dos Juros no Custo Total / Convencional 71
Figura 4.5 - Participação dos Juros no Custo Total / Fundo Clima 71
Figura 4.6 - Valores Encontrados para o LCOE dos Consumidores B1 76
Figura 4.7 - Simulação com o Financiamento do Banco do Brasil 78

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Modelos de Negócios Fotovoltaicos – Propriedade e Aplicação 35
Tabela 3.1 - Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Micro e Minicentrais 61
Tabela 3.2 - Valores de tarifas de energia para o consumidor A4 47
Tabela 3.3 - Condições de Financiamento do BNDES 59
Tabela 4.1 - Resumo dos principais parâmetros utilizados 61
Tabela 4.2 - Características do sistema para o consumidor A4 63
Tabela 4.3 - Característica do Investimento para o consumidor A4 63
Tabela 4.4 - Fluxo de caixa do consumidor Tipo 1, do subgrupo A4 64
Tabela 4.5 - Resultados para o consumidor A4, média tensão 65
Tabela 4.6 - Valores encontrados para TIR 65
Tabela 4.7 - Resultados considerando a variação no preço do módulo FV 68
Tabela 4.8 - Comparação entre tipos de financiamento 70
Tabela 4.9 - Resultados para a opção sem financiamento 72
Tabela 4.10 - Características do sistema para o consumidor B1 74
Tabela 4.11 - Componentes do investimento para o consumidor B1 74
Tabela 4.12 - Fluxo de caixa do consumidor Tipo 1, do subgrupo B1 75
Tabela 4.13 - Resultados para o consumidor B1, baixa tensão 75
Tabela 4.14 - Características do sistema para o consumidor B1 76
Tabela 4.15 - Comparação entre os financiamentos do BNDES e Banco do Brasil 79

SUMÁRIO

Introdução 13
1.1 Contextualização 13
1.2 Objetivos do Trabalho 17
1.3 Estrutura da Dissertação 18
Revisão Bibliográfica 19
2.1 Modelos de Negócios 19
2.1.1 Definição de Modelo de Negócios 19
2.1.2 Modelos de Negócios para a Geração Fotovoltaica 25
2.1.2.1 Uma Breve Descrição da Geração Fotovoltaica 25
2.1.2.2 Evolução dos Modelos de Negócios Fotovoltaicos 27
2.1.2.3 Tipos de Modelos de Negócios Fotovoltaicos 29
Community Solar, Solar Shares, Community Shared Solar 29
Third- Party, Terceiros 30
Utilities, Concessionárias, Distribuidoras de Energia 31
Propriedade, Aplicação e Controle 34
2.2 Discussão 37
Metodologia 39
3.1 Contextualização 39
3.2 A Metodologia 40
3.2.1 Área de Telhado 42
3.2.2 Unidade Consumidora 45
Consumidores do Subgrupo A4 – Minigeração Distribuída 45
Consumidores do Subgrupo B1 – Microgeração Distribuída 47
3.2.3 Dimensionamento do Sistema 49
3.2.4 Análise Econômica 51
3.2.4.1 Os Critérios de Avaliação 51
3.2.4.2 O Fluxo de Caixa 53
3.2.4.3 Notas e Parâmetros Importantes 55
3.3 Considerações 59
Resultados 61
4.1 Resultados para o A4 - Média Tensão 63
4.1.1 Análise de Sensibilidade – Custos 68

4.1.2 Outro Financiamento – Fundo Clima 69
4.1.3 Sem Financiamento 72
4.2 Resultados para o B1 - Baixa Tensão 74
4.2.1 Análise de Sensibilidade – Custos 77
4.2.2 Outro Financiamento – Banco do Brasil 78
4.2.3 Outros Financiamentos 79
4.3 Discussão dos Resultados 80
Conclusões e Trabalhos Futuros 83
5.1 Conclusões 83
5.2 Trabalhos Futuros 86
Referências bibliográficas 87
Anexo A 95

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Nos últimos anos, a instalação de sistemas fotovoltaicos cresceu rapidamente. Em 2012 foram instalados, aproximadamente, 31.000 MW de fonte solar fotovoltaica ao redor do mundo. Nos Estados Unidos, por exemplo, 3.300 MW da capacidade instalada correspondem a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Desse modo, atrás da Alemanha, Itália e China, os Estados Unidos ocupa o quarto lugar no mercado fotovoltaico mundial (BARBOSE et al., 2013).

De acordo com o relatório "*Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*", publicado pela *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA), mesmo com as crises econômicas enfrentadas por diversos países, a geração fotovoltaica está a crescer de modo notável. Considerando a capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos em todo o mundo, no ano de 2012, poderiam ser produzidos, no mínimo, 110 TWh de energia. Esta energia seria suficiente para suprir a demanda de mais de 30 milhões de residências na Europa (MASSON et al., 2013). A Figura 1.1, mostra a evolução da capacidade instalada a partir da geração fotovoltaica no mundo.

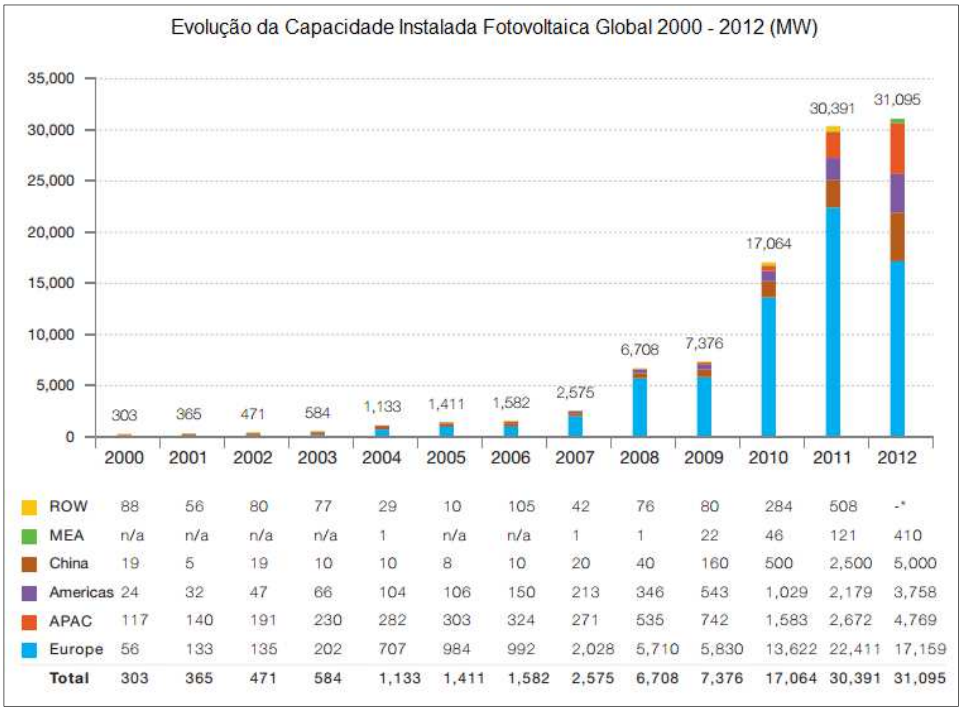


Figura 1.1 - Evolução da Capacidade Instalada Fotovoltaica Global
Fonte: MASSON et al., 2013

Segundo a Figura 1.1, a Europa lidera em termos de potência instalada, quando se trata de energia fotovoltaica, seguida da China e dos Estados Unidos. No mercado fotovoltaico europeu, o grande destaque é a Alemanha. O país determinou metas para a produção de energia renovável, sendo que até 2050, espera-se que 80% da energia gerada seja proveniente de fontes renováveis. Desse modo, há um grande investimento em energia fotovoltaica no país, como pode ser visto pela Figura 1.2. Em 2012, 44% do mercado fotovoltaico europeu pertenceu à Alemanha (MASSON et al., 2013).

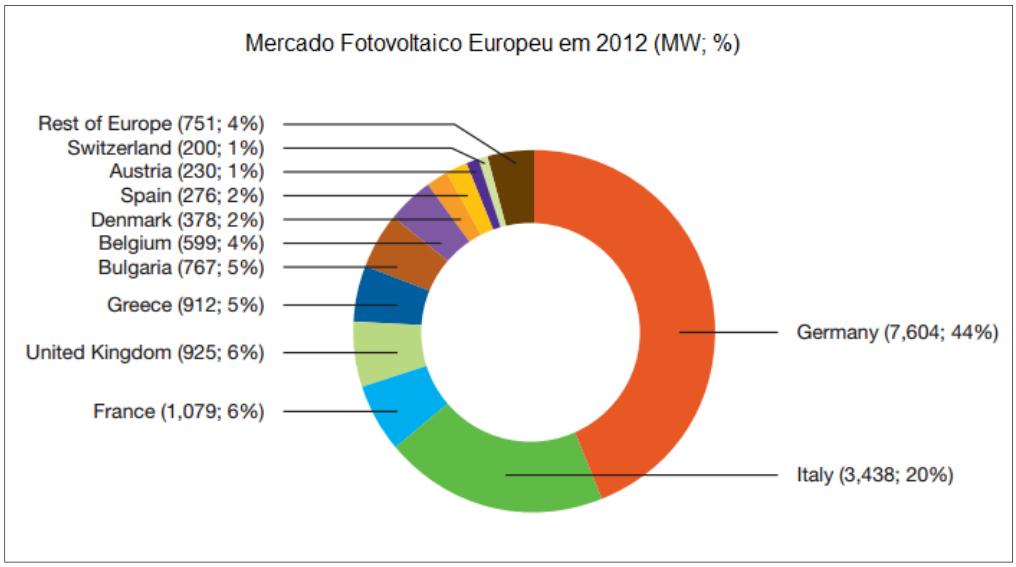


Figura 1.2 - Mercado Fotovoltaico Europeu em 2012
Fonte: MASSON et al., 2013

O desenvolvimento da energia fotovoltaica, não está apenas associado aos objetivos ambientais e energéticos dos países. O crescimento da participação desta fonte de energia renovável, também se deve à redução dos custos relacionados ao seu investimento, o que a tornou mais competitiva e viável. Além disso, mecanismos de incentivo à energia solar, tais como a *Feed-in Tariff*, *Net Metering*, leilões de energia e certificados de energia renovável, foram aplicados por diversos países no mundo, tais como Alemanha, Japão, Estados Unidos e Itália (EPE, 2012).

O preço dos módulos fotovoltaicos na Europa, por exemplo, apresentou redução de aproximadamente 70% em 10 anos, como ilustra a Figura 1.3. Em 2000, o preço médio do

módulo fotovoltaico no mercado europeu alcançou o valor de 4,2 €/W. Em 2011, este valor chegou a 1,2 €/W.

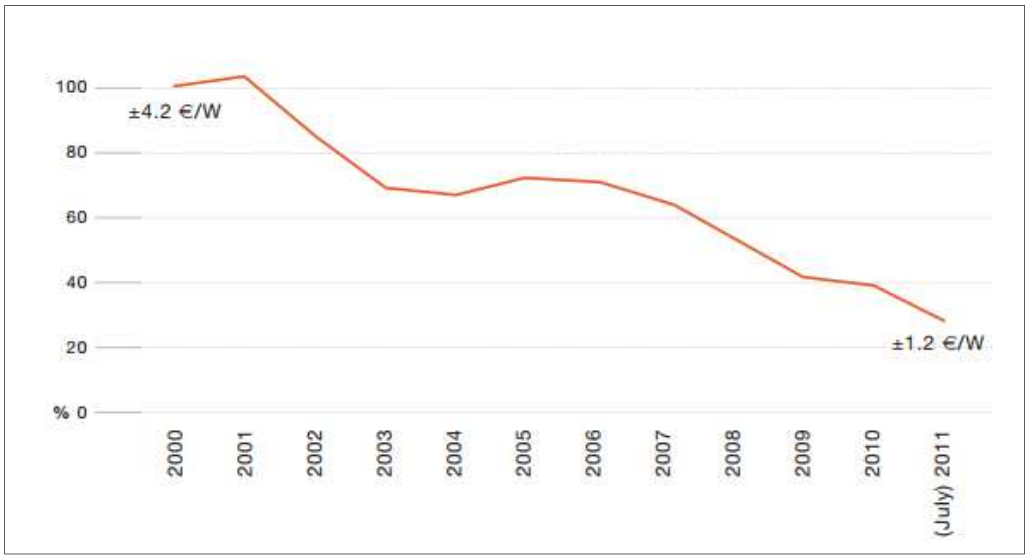


Figura 1.3 - Redução do Preço dos Módulos Fotovoltaicos
Fonte: EPIA, 2011

Segundo Schleicher-Tappeser (2012), a redução dos custos relacionados à geração fotovoltaica, e a preocupação mundial com questões ambientais, sinaliza uma transição global para a geração distribuída de energia com fontes renováveis. E o Brasil está tentando acompanhar esta transição.

Em Abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, publicou a Resolução Normativa nº 482, posteriormente modificada pela Resolução Normativa nº 517 (ANEEL, 2012), que garantiu o acesso da micro e minigeração ao sistema de distribuição e ao sistema de compensação de energia. Esta Resolução Normativa representa um grande avanço, no que se diz respeito aos estímulos à geração distribuída no país. O consumidor que está disposto a investir em energia renovável, agora possui o respaldo regulatório para tal.

É válido ressaltar, que do ponto de vista estratégico, o Brasil possui diversas características naturais favoráveis ao desenvolvimento da energia solar. Além do alto nível de insolação, o país possui grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares. Tais potenciais, podem atrair a atenção de investidores, além de desenvolver o mercado interno (EPE, 2012).

Entretanto, é necessário compreender as características da tecnologia solar fotovoltaica, para que a sua inserção na matriz energética brasileira alcance resultados positivos. A geração

solar fotovoltaica apresenta propriedades disruptivas. Kind (2013) define a tecnologia disruptiva como uma inovação que ajuda a criar um novo mercado e uma nova rede de valor. E consequentemente, irá modificar um mercado e uma rede de valor já existentes. Schleicher-Tappeser (2012) também discute a característica disruptiva da tecnologia fotovoltaica e afirma que por esta propriedade, ela se destaca das outras fontes de energia.

Desse modo, considerando as características disruptivas da tecnologia fotovoltaica, e o possível crescimento da geração fotovoltaica no segmento de distribuição, espera-se um grande impacto nas operações e no planejamento da rede. E principalmente, na maneira pela qual as concessionárias de energia conduzirão os seus negócios (FRANTZIS et al., 2008).

Em essência, vários consumidores começarão a produzir a sua própria energia, para suprir a sua própria demanda (SCHLEICHER-TAPPESER, 2012). Ou seja, o consumidor deixará de comprar a energia da sua distribuidora local, e isto representa um problema para o atual modelo de negócios da concessionária. Como consequência, poderá haver uma erosão em suas receitas. Logo, as concessionárias de energia precisam adaptar os seus modelos de negócios para que a geração distribuída fotovoltaica seja uma oportunidade, e não uma ameaça (RICHTER, 2013).

A inserção da geração fotovoltaica na rede de distribuição, cria novas oportunidades para todos os agentes envolvidos e interessados nesta tecnologia. Países como a Alemanha e os Estados Unidos, já inovaram ou estão em processo de inovação dos seus modelos de negócios fotovoltaicos. Espelhando-se na experiência destes países, referências neste tipo de geração, busca-se discutir e apresentar, neste trabalho, tipos de modelos de negócios que podem auxiliar na viabilização da fonte solar fotovoltaica no Brasil. Para que estes modelos sejam estruturados de forma satisfatória, é fundamental conhecer o respectivo segmento de cliente, no caso da geração distribuída, o tipo de consumidor disposto a investir em fotovoltaica. Desse modo, propõe-se uma metodologia que auxilie na identificação de possíveis nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica. Observa-se que na metodologia, não se avalia a disposição do consumidor em investir.

Considerando o constante aumento do consumo de energia elétrica, é necessário buscar alternativas que respondam à necessidade de expansão e diversificação do parque gerador elétrico do país (ANEEL, 2014). Esta dissertação se insere nesse contexto, visando discutir formas e apontar caminhos que auxiliem na difusão das fontes renováveis de energia.

1.2 Objetivos do Trabalho

"Eu não procuro saber as respostas,
procuro compreender as perguntas. "
Confúcio

A Resolução Normativa nº 482 despertou, no Brasil, a possibilidade da difusão da geração distribuída fotovoltaica. Novas possibilidades geram perguntas, perguntas estas que se tornaram os objetivos deste trabalho. É necessário indagar: a geração distribuída no Brasil, é viável economicamente? Qual tipo de consumidor gostaria de investir em geração distribuída fotovoltaica? E para um investidor, qual seria o nicho de mercado correto a investir? A concessionária de energia, principal agente de distribuição, está preparada para esta oportunidade? O seu modelo de negócios tradicional, ainda funcionará com a geração distribuída? Considerando as perguntas citadas anteriormente, foi possível definir objetivos deste trabalho.

O principal objetivo é apresentar uma metodologia, baseada em análise econômica e financeira de investimentos, para identificar os nichos de mercado da geração distribuída fotovoltaica. A metodologia proposta deve ser simples e de fácil reprodução.

A identificação destes nichos, auxilia na determinação dos clientes que poderiam investir em geração distribuída fotovoltaica. Desse modo, pretende-se também, auxiliar o investidor em suas tomadas de decisão, ao apontar um segmento viável de clientes para investir.

Uma vez determinados os nichos de mercado, o desenvolvimento de um modelo de negócios se torna mais simples, visto que os clientes são o âmago de um modelo. Dessa forma, objetiva-se discutir o quão necessário é repensar os modelos de negócios aplicados no setor de energia, principalmente aqueles que envolvem a geração fotovoltaica.

1.3 Estrutura da Dissertação

Este trabalho está organizado em capítulos, da seguinte forma:

- Capítulo 2: revisa a bibliografia relacionada aos modelos de negócios, de modo geral, e modelos de negócios específicos para a geração fotovoltaica. De forma lacônica, aborda a geração fotovoltaica e a geração distribuída fotovoltaica;
- Capítulo 3: apresenta cada etapa da metodologia proposta. Mostra como a metodologia foi desenvolvida e com quais ferramentas. Os critérios de avaliação e parâmetros importantes, também são definidos neste capítulo;
- Capítulo 4: apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta. Define, com base nos resultados, quais são os nichos de mercado identificados;
- Capítulo 5: a partir dos resultados encontrados no Capítulo 4, são apresentadas as conclusões do trabalho. Discute-se, também, a continuidade do trabalho.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo aborda os principais conceitos envolvidos no desenvolvimento deste trabalho. As definições referentes ao termo “Modelo de Negócios” são apresentadas, bem como os principais modelos específicos para a geração fotovoltaica. Apresenta-se, também, uma breve descrição sobre a geração fotovoltaica.

2.1 Modelos de Negócios

2.1.1 Definições de Modelo de Negócios

É possível encontrar na literatura, diversos conceitos referentes ao termo “Modelo de Negócios”. Não há, ainda, um consenso sobre a sua definição. Segundo Zott et al. (2010), o conceito de modelo de negócios tornou-se prevalecente com o advento da Internet, em 1990. O avanço da comunicação e da tecnologia da informação, permitiu o desenvolvimento de novas maneiras de criar e entregar valor, fator este que facilitou a transformação de diversas organizações. As novas possibilidades de interação com os fornecedores e clientes, e a rápida diminuição dos custos relacionados com comunicação e computação, proporcionaram a criação de novos modelos de negócios.

De acordo com Chesbrough (2010), as empresas comercializam novas ideias e tecnologias, através dos seus modelos de negócios. A tecnologia, apenas, não possui valor objetivo, sendo necessário associá-la a modelos de negócios apropriados para capturar valor. Para Chesbrough (2010), um modelo de negócios é criado para executar determinadas funções, tais como articular a proposição de valor, identificar um segmento de mercado e especificar o mecanismo de geração de receita, definir a estrutura da cadeia de valor, estimar a estrutura de custo e o potencial de lucro, descrever a posição da empresa na sua respectiva rede de valor, com destaque aos fornecedores e clientes, e, por fim, formular a estratégia competitiva da empresa.

Shafer et al. (2005) analisa as duas palavras, modelo e negócio, separadamente. De modo específico, “negócio” relaciona-se com a criação de valor e a captura de retornos deste valor, e “modelo” é, de maneira simples, uma representação da realidade. Após pesquisas

diversas, Shafer et al. (2005) encontrou dezenas de definições para modelo de negócios. Esta não padronização está na existência das mais diversas perspectivas, pontos de vista e objetivos. Para encontrar uma resposta, Shafer et al. (2005) compilou os principais componentes dos modelos de negócios, de acordo com as definições encontradas em suas pesquisas. Portanto, o conceito elaborado por Shafer et al. (2005), compreende 4 elementos principais, apresentados na Figura 2.1. Ao combinar estes elementos, define-se um modelo de negócios como a representação da lógica e das escolhas estratégicas de uma empresa, para criar e capturar valor, em uma determinada rede de valor.

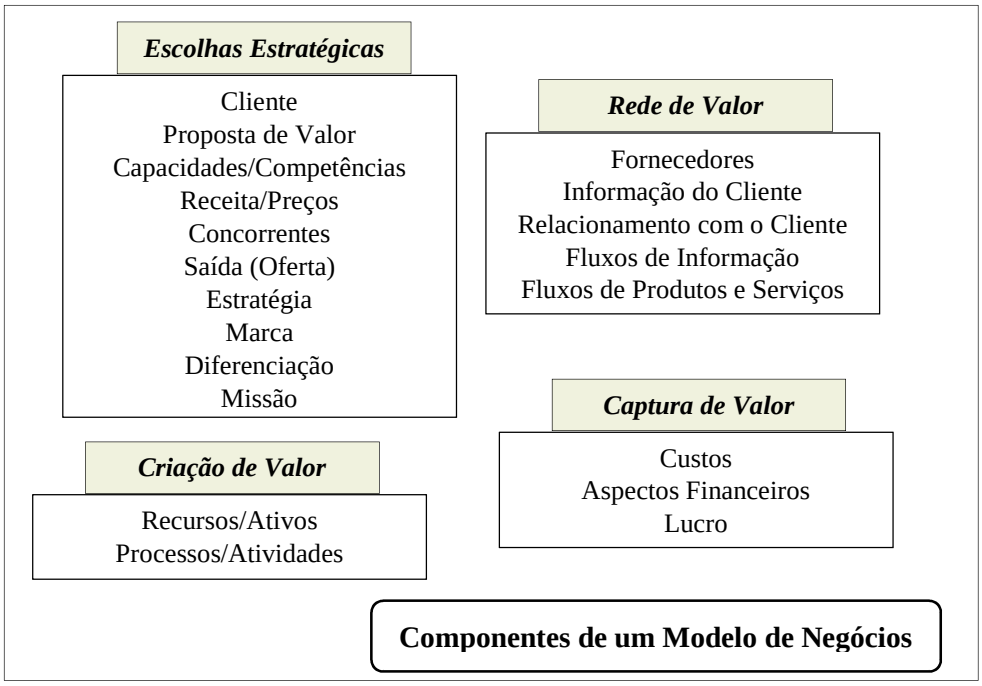


Figura 2.1 - Componentes de um Modelo de Negócios
Fonte: SHAFER et al., (2005)

Outro conceito interessante, é o estabelecido por Magretta (2002). Magretta (2002) afirma que os modelos de negócios são histórias, que buscam explicar como uma empresa funciona. Um bom modelo de negócios deve apresentar respostas para questões fundamentais, tais como: *quem é o consumidor e o que produz valor para o consumidor?* Segundo Magretta (2002), estas questões também respondem às principais indagações feitas por gerentes de empresas, por exemplo: *como nós fazemos dinheiro neste negócio e qual é a lógica econômica básica que explica como nós podemos entregar valor ao consumidor, por um custo apropriado?* Um modelo de negócios bem estruturado, continua a ser essencial para as organizações de sucesso, tanto para as novas quanto para as já estabelecidas. Porém, antes de aplicar o conceito, eles precisam entender com clareza, a verdadeira essência do termo "modelo de negócios", e não confundi-lo com estratégia, por exemplo. Magretta (2002) ressalta em seus estudos que um

modelo de negócios, não é uma estratégia. Um modelo de negócios descreve, de forma sistêmica, como as peças de um determinado negócio se encaixam, sem considerar uma importante dimensão: a competição. Lidar com este assunto, não é o papel de um modelo de negócios, mas é uma função da estratégia. A estratégia explica como um negócio pode ser melhor que o do concorrente. Este "ser melhor", nada mais é do que ser diferente. As organizações conquistam uma performance superior quando elas são únicas, ou seja, quando elas fazem algo que nenhum outro concorrente foi capaz de fazer ou copiar.

Da mesma forma que há uma miríade de conceitos sobre modelo de negócios, há também diversas definições para estratégia. Entretanto, não compete a este trabalho discutir o seu significado, mas apontar que há uma diferença entre um conceito e outro. De forma objetiva e clara, Casadesus-Masanell & Ricart (2009) distinguem e relacionam modelo de negócios, estratégia e tática. Um modelo de negócios é a lógica da empresa, como ela opera e como ela cria valor para os seus *stakeholders* (partes interessadas). A estratégia, geralmente, é definida como um plano de ação, elaborado para conquistar um determinado objetivo. Para Casadesus-Masanell & Ricart (2009), no âmbito do modelo de negócios, a estratégia é um plano de contingência de ação, que auxilia na escolha de qual modelo de negócios usar. Logo, a estratégia é uma escolha. Escolher um determinado modelo de negócios, significa, também, escolher um modo particular de competir. Em resumo, os modelos de negócios são reflexões de uma estratégia realizada. A conexão entre os termos é apresentada na Figura 2.2.

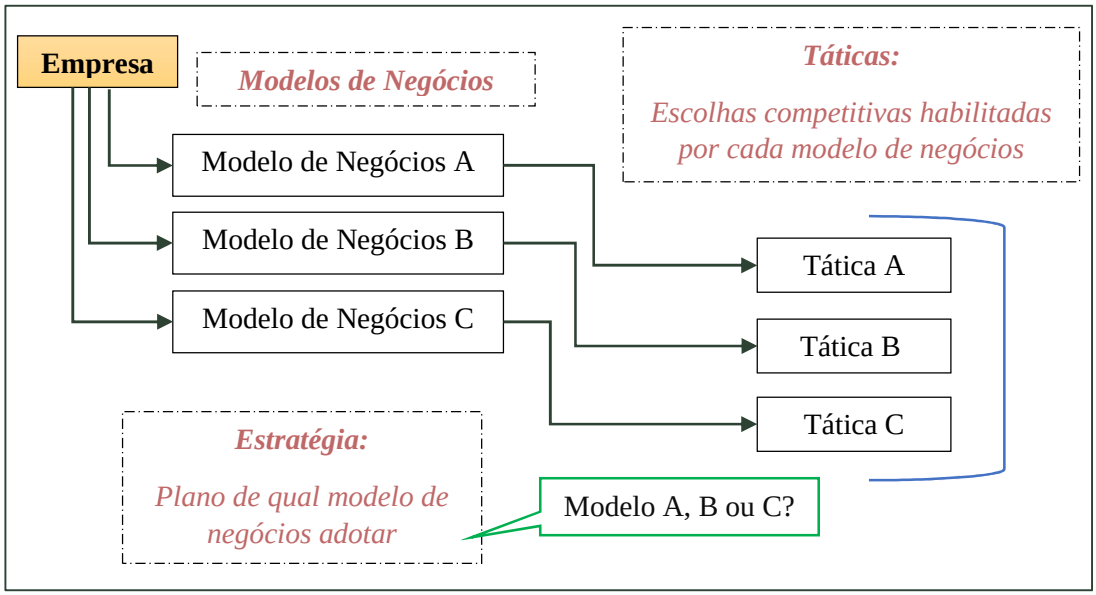


Figura 2.2 - Modelos de Negócios, Estratégia e Tática
Fonte: CASADESUS-MASANELL & RICART, (2009)

Articular a lógica e fornecer dados, entre outras informações, que demonstram como um negócio cria e entrega valor aos clientes, é a definição de modelo de negócios para Teece (2010). Em resumo, trata-se de como uma empresa cria e entrega valor aos clientes, e como converte os pagamentos recebidos em lucro. Schoettl & Lehmann-Ortega (2011) descrevem um modelo de negócios de modo semelhante ao de Teece (2010). O modelo é um mecanismo que permite à empresa criar valor, através da proposição de valor para os seus clientes em potencial, para transformá-lo em benefícios e lucros. O modelo de negócios é uma figura, uma fotografia que mostra, exatamente, o modo pelo qual um negócio gera receita e lucro. Baden-Fuller & Morgan (2010) defendem que o modelo de negócios possui a função de fornecer um conjunto genérico de propriedades, que mostram como uma empresa se organiza para criar e distribuir valor, de modo rentável. Segundo Demil & Lecocq (2010), um modelo de negócios se refere à articulação entre diferentes áreas das atividades de uma empresa, com o intuito de produzir valor para os clientes. Além disso, o conceito pode ser utilizado de duas maneiras diferentes. A primeira engloba uma abordagem estática, ou seja, o modelo de negócios é apenas um diagrama para certificar a coerência entre os seus principais componentes. A segunda refere-se a uma transformação, sendo o conceito utilizado como uma ferramenta para enfrentar mudanças e inovar a empresa, ou inovar o próprio modelo.

Ao longo dos anos, a definição do termo “modelo de negócios” foi divulgada por profissionais e acadêmicos da área de negócios, principalmente na área do *e-business*, cujo foco era mostrar novas maneiras de realizar negócios neste setor. A ausência de uma definição padrão, possivelmente, está no modo pelo qual os modelos de negócios são destinados para uso (VAN RIJN, 2013). É possível perceber, por exemplo, que os conceitos elaborados por Magretta (2002) e Shaffer et al. (2005), são completamente diferentes. Enquanto Shaffer et al. (2005) considera a concorrência e a estratégia como elementos que compõem um modelo de negócios, Magretta (2002) exclui estes elementos da sua definição. Apesar das discrepâncias conceituais, há similaridades que podem definir, de modo geral, um modelo de negócios. Os conceitos apresentados por Teece (2010), Schoettl & Lehmann-ortega (2011) e Baden-Fuller & Morgan (2010), por exemplo, são semelhantes. Nota-se que a criação, captura e entrega de valor, são pontos de convergência nas definições apresentadas pelos autores.

Encontrar um conceito de fácil aplicação, descrição, compreensão e que facilite a discussão, é a proposta feita por Osterwalder & Pigneur (2011). De forma simples, um modelo de negócios descreve a lógica de criação, entrega e captura de valor por parte de uma organização. Além disso, Osterwalder & Pigneur (2011) defendem que um modelo de negócios

é melhor descrito através de seus componentes, os quais devem contemplar quatro áreas principais: clientes, oferta, infraestrutura e viabilidade financeira. Os nove componentes estabelecidos por Osterwalder & Pigneur (2011) que formam "O Quadro de Modelo de Negócios", são apresentados na Figura 2.3.

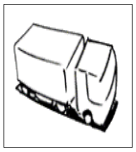
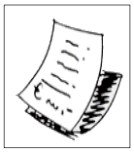
	Segmentos de Clientes: Define os diferentes grupos de pessoas ou organizações que uma empresa busca alcançar e servir
	Proposta de Valor: Descreve o pacote de produtos e serviços criam valor para um Segmento de Clientes específico
	**Canais:** Descreve como uma empresa se comunica e alcança seus Segmentos de Clientes para entregar uma Proposta de Valor
	Relacionamento com Clientes: Descreve os tipos de relação que uma empresa estabelece com Segmentos de Clientes específicos
	Fontes de Receita: Representa o dinheiro que uma empresa gera a partir de cada Segmento de Clientes
	Recursos Principais: Descreve os recursos mais importantes exigidos para fazer um Modelo de Negócios funcionar
	Atividades-Chave: Descreve as ações mais importantes que uma empresa deve realizar para fazer o seu Modelo de Negócios funcionar
	Parcerias Principais: Descreve a rede de fornecedores e os parceiros que colocam o Modelo de Negócios para funcionar
	**Estrutura de Custo:** Descreve todos os custos envolvidos na operação de um Modelo de Negócios

Figura 2.3 - Componentes do Quadro de Modelo de Negócios

Fonte: OSTERWALDER & PIGNEUR, (2011)

A definição de modelo de negócios criada por Osterwalder & Pigneur (2011), bem como os seus nove componentes, difundiu-se nos últimos anos. Através da ferramenta intitulada como *Quadro de Modelo de Negócios,* o conceito foi aplicado e testado, e passou a ser utilizado por grandes organizações, tais como IBM, Ericsson, Deloitte, entre outras. Trata-se de uma definição não complexa e de fácil aplicação, cujo foco está na organização dos nove componentes. É necessário complementar e discutir os dados fornecidos na Figura 3, pois ela representa o pilar do modelo de negócios. De acordo com Osterwalder & Pigneur (2011), os clientes são o âmago de qualquer negócio. Por isso, o componente *Segmento de Clientes* é o primeiro a ser estabelecido. Deve-se definir para quem o valor é criado e quais são os consumidores mais importantes para a organização. A *Proposta de Valor* é o motivo pelo qual os clientes escolhem uma determinada empresa. Portanto, é relevante analisar qual valor será entregue ao cliente, qual problema a organização ajudará a resolver, qual necessidade a organização pretende satisfazer e qual serviço ou produto será oferecido para cada *Segmento de Clientes*. O componente *Canais* representa os canais de comunicação, distribuição e venda, que compõem a interface da empresa com os clientes. É necessário analisar através de quais *Canais,* o *Segmento de Clientes* quer ser contatado, como estes *Canais* se integram, qual *Canal* funciona melhor, qual apresenta o melhor custo-benefício e como os *Canais* estão integrados à rotina dos *Clientes.* Para completar as áreas que envolvem os *Clientes,* o componente *Relacionamento com Clientes* utilizado pelo modelo de negócios de uma empresa, influencia profundamente a experiência geral de cada cliente. As relações podem variar desde pessoais até automatizadas. É necessário verificar o custo de cada tipo de relacionamento estabelecido, e como as diversas categorias de *Relacionamento com Clientes,* se integram ao restante do modelo de negócios utilizado pela empresa.

Um dos componentes mais importantes de um modelo de negócios, é o de *Fontes de Receita.* Deve-se responder, primeiramente, à seguinte questão: qual valor cada *Segmento de Clientes* está disposto a pagar? É necessário estabelecer, também, o modo pelo qual a receita é gerada (venda de recursos, taxa de assinatura, empréstimo, aluguel, licenciamento, anúncios) e o seu mecanismo de precificação (precificação fixa, baseada em variáveis estáticas ou precificação dinâmica, cujos preços variam de acordo com as condições de mercado). Estabelecer este componente de forma adequada, permite que a empresa consiga gerar uma ou mais *Fonte de Receita.* Os *Recursos Principais* envolvem todos os recursos utilizados por uma organização, para criar e oferecer os seus produtos e serviços, ou seja, a sua *Proposta de Valor.* Os *Recursos* podem ser físicos, financeiros, intelectuais ou humanos. As *Atividades-Chave*

representam as ações que uma empresa executa, para operar com sucesso. As *Parcerias Principais* formam uma peça fundamental em muitos modelos de negócios, pois empresas criam alianças para otimizar o trabalho, reduzir riscos ou adquirir recursos. O último componente, *Estrutura de Custo,* descreve os custos mais importantes na operação de um modelo de negócios. Criar e oferecer valor, manter o relacionamento com os clientes e gerar receita, resulta em custos. Tais custos podem ser calculados com uma maior precisão e facilidade, após definir todos os componentes anteriores.

2.1.2 Modelos de Negócios para a Geração Fotovoltaica

2.1.2.1 Uma Breve Descrição da Geração Fotovoltaica

A geração fotovoltaica (FV) consiste na conversão direta da luz solar em eletricidade. Este tipo de geração recebeu um grande impulso em 1950, pela sua utilização no programa espacial norte-americano (HINRICHS et al., 2011). A unidade fundamental do processo de conversão, é a célula fotovoltaica, produzida com o segundo elemento mais abundante na crosta terrestre, o silício, que tem sido explorado sob diversas formas: monocristalino (mono-Si), policristalino (poly-Si) e amorfo (a-Si). Há também, a busca de materiais alternativos, concentrada na área de filmes finos, na qual se enquadra o silício amorfo. O custo das células fotovoltaicas é, ainda hoje, um grande desafio para a indústria e o principal empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos, em larga escala. Paralelamente, a indústria também busca desenvolver acessórios e equipamentos complementares para sistemas fotovoltaicos, com qualidade e vida útil comparáveis às dos módulos (CRESESB, 2014).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias principais: isolados, híbridos ou conectados à rede, e para este último, deve-se observar as características de tensão e de frequência, da energia injetada na rede (LACCHINI & DOS SANTOS, 2013). Os sistemas isolados, geralmente, são utilizados para a geração de energia em lugares remotos. Em muitos casos, os sistemas também fazem uso de armazenamento de energia. Os sistemas híbridos são aqueles que não se restringem à geração fotovoltaica, ou seja, possuem fontes adicionais para complementar o sistema. Além dos módulos fotovoltaicos, é possível encontrar a associação de geradores eólicos ou geradores a diesel. Semelhante ao sistema isolado, o sistema híbrido, geralmente, necessita de baterias para armazenar energia. Os sistemas conectados à rede, são aqueles em que a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico, é entregue

à rede elétrica. Conectados a um inversor, os módulos fornecem energia para as edificações, e o excedente pode ser injetado na rede (NRCan, 2001). A seleção do tipo do sistema, dependerá da aplicação e/ou da disponibilidade de recursos energéticos. Ressalta-se que os sistemas conectados à rede ganharam popularidade em países europeus, Japão, Estados Unidos, e recentemente, no Brasil. Estes sistemas se diferenciam quanto à forma de conexão à rede, que dentre outras características, depende também da legislação local vigente (CRESESB, 2014).

A Figura 2.4 ilustra a configuração básica de um sistema residencial conectado à rede, com os seus componentes fundamentais: módulos fotovoltaicos e inversor.

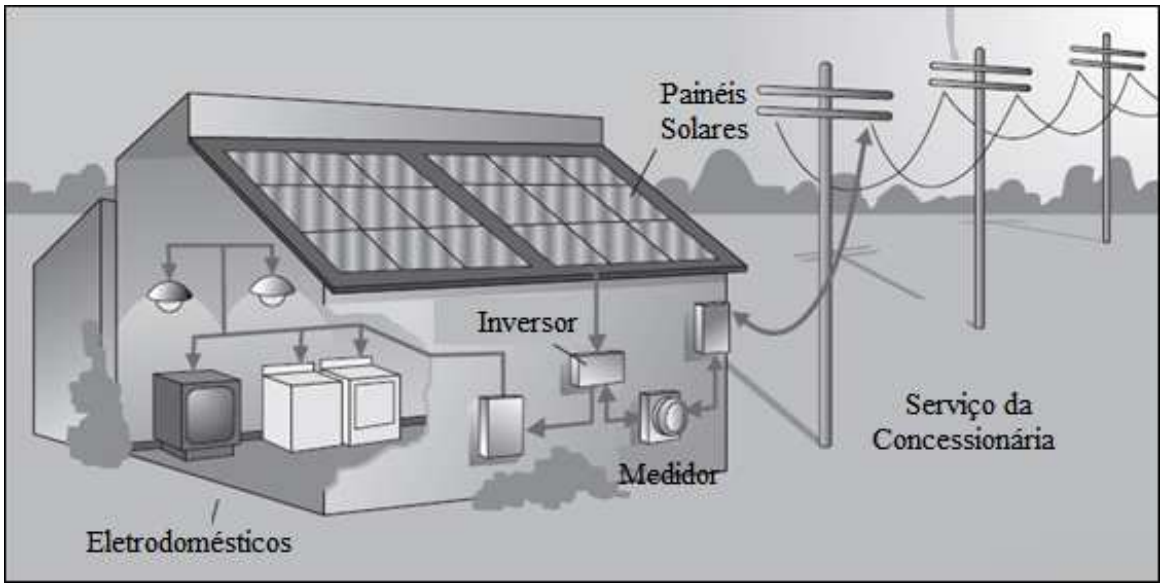


Figura 2.4 - Configuração Básica de um Sistema FV Residencial Conectado à Rede
Fonte: Adaptado de U.S. DOE, 2003

Os sistemas fotovoltaicos, atualmente, estão sendo utilizados como geradores distribuídos, tanto no abastecimento de cargas isoladas, quanto conectados à rede convencional de distribuição de energia. A geração distribuída fotovoltaica parte do princípio de que cada unidade consumidora, é uma unidade de produção de energia elétrica em potencial, capaz de abastecer total ou parcialmente a sua própria demanda (ZILLES et al., 2012). A integração com a rede, permite a complementação do consumo pela compra de energia da rede, ou pela venda da energia excedente para a distribuidora. Em alguns sistemas, como na Alemanha, é realizada a venda de toda a energia gerada e não somente do excedente, uma vez que a tarifa paga por esta, excede a tarifa da concessionária (CABELLO & POMPERMAYER, 2013). No Brasil, não há a venda da energia gerada, tampouco do excedente, há apenas a compensação de energia.

Semelhante aos modelos de negócios, a geração distribuída, também conhecida como GD, não possui uma definição única e global. Os conceitos variam de acordo com a forma de conexão à rede, capacidade instalada, localização, tecnologias e recursos primários utilizados. De modo geral, a geração distribuída se caracteriza como uma forma de geração conectada ao sistema de distribuição e próxima ao ponto de consumo (ZILLES et al., 2012). Este trabalho adota os conceitos apresentados na RN nº 482, na qual está definido que micro e minigeração distribuída, são centrais geradoras de energia, que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas na rede de distribuição, por meio de instalações de unidades consumidoras. A distinção está na potência instalada de cada uma (ANEEL, 2012):

I. Microgeração Distribuída: potência instalada menor ou igual a 100 kW;
II. Minigeração Distribuída: potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Ressalta-se que neste trabalho, os modelos de negócios fotovoltaicos apresentados são para os sistemas conectados à rede.

2.1.2.2 Evolução dos Modelos de Negócios Fotovoltaicos

Os modelos de negócios podem ser aplicados em qualquer setor e podem ser utilizados por qualquer organização, sem restrição. Logo, diversos modelos de negócios específicos para a geração fotovoltaica, foram desenvolvidos ao longo do tempo. É possível identificar uma evolução nestes modelos, que caminham em concomitância com o crescimento da indústria fotovoltaica e do mercado.

Segundo Frantzis et al. (2008), nos Estados Unidos, os modelos de negócios fotovoltaicos possuem gerações bem definidas, Geração Zero, Primeira e Segunda, como mostra a Figura 2.5. A Geração Zero refere-se à primeira abordagem da indústria FV, na qual o consumidor (usuário final) era proprietário e financiava o sistema, além de gerenciar a maioria dos aspectos relacionados à instalação. A atratividade dos modelos de negócios da Geração Zero, era limitada, ou seja, para apenas um pequeno grupo de consumidores, conhecidos como *pioneiros*, os quais se comprometiam com questões ambientais, com a segurança energética e com os benefícios da auto geração de energia.

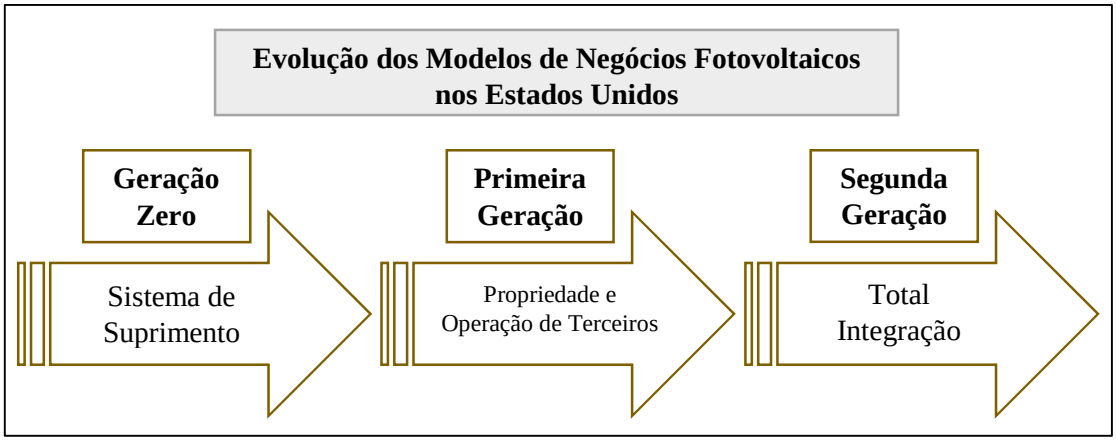


Figura 2.5 - Evolução dos Modelos de Negócios Fotovoltaicos

Fonte: Adaptado de FRANTZIS et al., (2008)

Na Geração Zero, os modelos de negócios são focados na manufatura, suprimento e instalação de sistemas FV. A concessionária de energia (distribuidora) é passiva, fornece apenas o serviço de *net metering*, e padrão de conexão simplificado.

A Primeira Geração se caracteriza pela presença de um mercado mais abrangente e atrativo, com uma nova categoria de consumidores, chamados de *early adopters*, aqueles que adotam uma tecnologia, produto ou serviço, antes de outros. Os modelos de negócios são dirigidos por terceiros, ou *Third-Party*, em inglês, que desenvolvem o projeto e são os proprietários do sistema FV. Com a introdução dos terceiros, uma ESCO, por exemplo, há a redução da complexidade para o usuário final, melhor acesso aos mecanismos de financiamento e aprimoramento das atuais estruturas de incentivo. A concessionária, gradualmente, passa a ter o papel de facilitadora, à medida em que o mercado FV cresce (Frantzis et al., 2008).

A Segunda Geração de Modelos de Negócios fotovoltaicos, ainda está emergindo. As principais características desta Geração, envolvem uma integração maior dos sistemas fotovoltaicos com a rede, devido ao desenvolvimento de novas tecnologias e iniciativas regulatórias. Os modelos de negócios de Segunda Geração, permitem que a geração FV seja uma parte integral do segmento de distribuição. Além disso, estes modelos apresentam características que englobam a *propriedade, operação e controle* do sistema. A concessionária se envolve, cada vez mais, com a geração FV, tornando os modelos de negócios de Segunda Geração, os modelos do futuro (Frantzis et al., 2008). Ressalta-se que a evolução dos modelos de negócios apresentada na Figura 2.5, representa o cenário encontrado nos Estados Unidos.

Nota-se o importante papel da concessionária na evolução dos modelos de negócios fotovoltaicos. O seu envolvimento com a geração FV, que se apresenta na transição de um

agente passivo para proativo, influencia diretamente na estrutura dos modelos de negócios e, consequentemente, na inserção da geração fotovoltaica no segmento de distribuição. Selecionar um modelo de negócios apropriado, é o primeiro passo para promover a criação de valor com uma determinada tecnologia.

2.1.2.3 Tipos de Modelos de Negócios Fotovoltaicos

É possível encontrar modelos de negócios consolidados no setor fotovoltaico, que abordam a perspectiva apenas da concessionária, e outros, que consideram o ponto de vista do consumidor ou de vários consumidores. Os principais tipos de modelos de negócios, específicos para a geração fotovoltaica, encontrados na literatura, serão apresentados e discutidos a seguir.

Community Solar, Solar Shares, Community Shared Solar

Asmus (2008) afirma que o custo da geração fotovoltaica, se apresenta como um dos principais obstáculos para a sua difusão. Entretanto, há uma maneira de diminuir estes custos e impulsionar a aplicação da energia solar: desenvolvendo modelos de negócios comunitários. Asmus (2008) discute o modelo de negócios chamado *Community Solar*, também conhecido como *Solar Shares.* Em essência, *Community Solar* e *Solar Shares* referem-se à capacidade de múltiplos usuários, que não possuem local adequado ou recurso adequado para a geração de energia solar, de adquirir uma parte da sua demanda de energia, através de uma instalação fotovoltaica localizada em outro lugar. O *Solar Shares* é um modelo de negócios ideal para locatários, proprietários de condomínios, empresas, áreas de telhado que apresentam sombreamento, telhados com estruturas antigas, telhados que necessitam de modificações para suportar um sistema fotovoltaico e consumidores que planejam mudar de residência. Com o modelo *Solar Shares*, múltiplos usuários podem obter energia, de um mesmo conjunto fotovoltaico, ou de uma série de conjuntos em diferentes locais (operados como um sistema único), que fornece energia renovável para as comunidades. Ressalta-se a vantagem deste modelo, no qual os participantes compram frações da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, sem lidar com os altos custos iniciais e as dificuldades técnicas de instalação. Asmus (2008) cita alguns modelos do tipo *Community Solar* existentes, os quais foram desenvolvidos por concessionárias de energia ou cooperativas rurais. Os principais são: *Solar*

Ashland, em Oregon; *Orcas Power and Light Company* e *Ellensburg Community Solar Electric Project*, ambos em Washington; e *Sacramento Municipal Utility District*, o primeiro modelo *Community Solar*, da Califórnia, também chamado de "SolarShare".

O modelo *Solar Shares* começou a ganhar destaque nos Estados Unidos e conseguiu chamar a atenção das concessionárias. Segundo Coughlin et al. (2012), o modelo *Community Shared Solar* (outro termo utilizado) é capaz de atender diversos objetivos, pois possui flexibilidade para configurar custos, benefícios, responsabilidades e recompensas. Coughlin et al. (2012) destaca três modelos em expansão nos Estados Unidos, são eles: Modelo Patrocinado pela Concessionária, Modelo de Sociedade de Propósito Específico (SPE) e Modelo sem Fins Lucrativos. O Modelo Patrocinado pela Concessionária é para a distribuidora de energia que possui ou opera um projeto, que está aberto à participação de contribuintes voluntários. O Modelo SPE consiste na formação de uma sociedade, por membros de um grupo, para desenvolver um o projeto. E, o Modelo sem Fins Lucrativos, é formado por uma organização sem fins lucrativos, cuja função é administrar um projeto *Community Shared Solar* em nome dos membros. Os três modelos consideram, na sua construção, aspectos relacionados à alocação de custos e benefícios, financiamento e taxas e questões legais referentes à regulação vigente.

Este modelo também está presente na Holanda, de acordo com Huijben & Verbong (2012). O país possui uma baixa potência solar fotovoltaica instalada, devido à falta de subsídios atrativos e a frequente mudança na regulamentação, que cria um ambiente de incertezas, desfavorável aos investidores. Entretanto, a partir de 2008, este cenário começou a mudar. Diversos modelos *Community Solar* foram implantados na Holanda, inclusive em prédios públicos condomínios e fazendas. O principal problema encontrado, está na ausência de legislação específica para o *virtual net metering*, ou compensação de energia virtual, uma vez que o sistema fotovoltaico não está na residência do consumidor.

Third- Party, Terceiros

Conforme Huijben & Verbong (2012), o modelo de negócios FV, conhecido como *Third-Party*, surgiu em 2005, nos Estados Unidos, e está cada vez mais difuso no país. Neste modelo, as empresas (ou terceiros) são proprietárias e operam os sistemas fotovoltaicos instalados nas edificações dos consumidores. Os terceiros também alugam os equipamentos

fotovoltaicos ou vendem a energia gerada para os ocupantes do local, no qual ocorreu a instalação. Nos Estados Unidos, 20 Estados modificaram a sua legislação, tornando-a adequada para a operação do modelo de negócios *Third-Party.* A maior vantagem deste modelo, está na remoção dos custos relacionados ao investimento inicial. Os consumidores não precisam se atentar para os aspectos tecnológicos e para os riscos, que são assumidos pelos terceiros. Huijben & Verbog (2012) destacam o projeto da empresa Holandesa Greenchoice. Em 2011, a empresa começou a fornecer e instalar o sistema FV para os consumidores interessados. Estes consumidores pagavam um preço fixo, por kWh de uso direto, por 20 anos. A energia injetada na rede não era compensada. Os consumidores tinham a opção de cancelar o contrato depois de 5 anos, mas deveriam pagar pelo investimento remanescente.

Segundo Drury et al. (2012), o modelo *Third-Party* conseguiu cativar um novo grupo de consumidores para adotar a geração fotovoltaica, na Califórnia – Estados Unidos, devido à redução de algumas barreiras, tais como a necessidade de adquirir um financiamento, o investimento inicial elevado, a complexidade e o risco inerente à tecnologia. Todos estes valores pagos pelo consumidor, são cobrados mensalmente, por exemplo, na fatura de energia. Drury et al. (2012) afirma que, para o consumidor, esta seria a melhor forma de investir na geração FV, sem ter que esperar décadas pelo retorno do investimento.

Cita-se, como exemplo, a empresa Sunrun. Localizada nos Estados Unidos, a empresa a cada ano que passa, cresce cada vez mais. A fundadora da empresa, Lynn Jurich, adotou um modelo de negócios que reduz o valor necessário para gerar energia a partir do sol. A empresa instala painéis solares nas residências, por um preço simbólico, que gira em torno de 1.000 dólares, por residência. Em troca, os clientes se comprometem, por meio de um contrato, comprar a energia gerada em seus telhados, por 20 anos (EXAME, 2011). O modelo utilizado pela Sunrun é do tipo *Third-Party*, e há mais de 10.000 casas nos Estados Unidos, com painéis solares instalados pela empresa.

Utilities, Concessionárias, Distribuidoras de Energia

Os modelos de negócios voltados para as concessionárias, estão sendo amplamente discutidos, atualmente. Nimmons (2008) destaca que, para a concessionária obter sucesso com a geração fotovoltaica, o seu modelo de negócios deve servir a vários *stakeholders*, cujos

interesses, geralmente, são distintos. Logo, a concessionária deve pensar em um modelo de negócios equilibrado, que crie valor para todos os envolvidos. Muitas concessionárias encaram a geração distribuída fotovoltaica como uma ameaça, pois o consumidor gerará a sua própria energia, deixando de adquiri-la da distribuidora. Por isso, os modelos de negócios que consideram a perspectiva da concessionária, tentam mostrar a geração fotovoltaica como uma oportunidade a ser explorada.

Nimmons (2008) apresenta três modelos possíveis para a concessionária: Ativos de Propriedade da Concessionária (I), Financiamento dos Ativos via Concessionária (II) e Compra da Energia gerada pela Concessionária (III). No modelo "I", a concessionária é proprietária dos ativos de geração (do sistema de geração FV) e fornece energia para a rede, ao invés do consumidor fazê-lo. Ter os ativos como propriedade, aumentam os benefícios para a concessionária, pois ela obtém o retorno do investimento, via tarifa, e não perde receita, uma vez que vende a energia gerada pelo sistema FV, para os consumidores. Entretanto, algumas concessionárias preferem não ser proprietárias dos ativos de geração, por questões de custos, regulação, impostos. Para estas concessionárias, o modelo "II" seria o ideal. Este modelo consiste na proposta de oferece financiamento, serviços de instalação e outros serviços relacionados à operação do sistema. Se a concessionária não se encaixa nos modelos citados anteriormente, o modelo "III" configura como uma possível solução. A concessionária poderia criar e capturar valor, ao comprar a energia solar gerada por outros. Para Nimmons (2008), o modelo "III" necessitaria de incentivos e mecanismos regulatórios para funcionar.

É interessante mostrar a atuação da SEPA (Solar Electric Power Association), que se destaca nos Estados Unidos pelo o seu trabalho no campo dos modelos de negócios. A associação desenvolve modelos apenas para as concessionárias de energia, auxiliando-as na inovação e na criação de valor a partir da geração distribuída fotovoltaica, como pode ser visto na Figura 2.6. Observa-se que além dos diferentes tipos de modelos de negócios, há outros tipos de concessionárias nos Estados Unidos como, por exemplo, de propriedade do investidor, municipal ou cooperativa. Desse modo, um modelo pode ser adequado ou não, para um determinado tipo de concessionária. A Figura 2.6 também mostra alguns tipos de modelos (*USBM Types – Utility Solar Business Models*), tais como o de propriedade da concessionária, financiamento da concessionária, aquisição de energia, programa do consumidor e atividades não reguladas.

Figura 2.6 - Modelos de Negócios Desenvolvidos pela SEPA
Fonte: Adaptado de SEPA, 2014

Os modelos sugeridos por Richter (2012), frequentemente citados e referenciados na literatura, mostram duas opções para as concessionárias, no que se diz respeito à geração fotovoltaica. Richter (2012) define dois modelos de negócios fotovoltaicos genéricos: do lado do consumidor e do lado da concessionária. No primeiro modelo, o sistema fotovoltaico encontra-se na propriedade do consumidor, e o porte da instalação, varia entre poucos kW e 1 MW. A proposição de valor oferecida pela concessionária, abrange desde simples serviços de consultoria, a serviços mais completos, como financiamento, propriedade e operação dos ativos. O modelo do lado do consumidor, representa uma chance para a concessionária, de transformar uma possível erosão de receita, em oportunidade. Oferecer novos serviços, é uma maneira de criar e capturar valor. As receitas da concessionária são provenientes do retorno sobre o capital investido no sistema fotovoltaico, via tarifa ou preço associado aos serviços oferecidos. No segundo modelo, os sistemas possuem maior porte e a proposição de valor, refere-se ao volume de energia que a concessionária injeta na rede e vende para os consumidores. Este modelo se assemelha às tradicionais plantas centralizadas de geração de energia. Os custos são associados à implantação das usinas, e as receitas provêm de subsídios, tais como as tarifas *feed-in*, conhecidas como FIT.

Para escolher qual modelo de negócios adotar, Richter (2012) aponta a necessidade de decidir em qual parte da cadeia de valor, a concessionária almeja atuar: geração, transmissão, distribuição ou consumo? Ao definir esta posição, o desenvolvimento do modelo de negócios se torna menos complexo. Richter (2012) situa o modelo do lado do consumidor, no último segmento da cadeia de valor (consumo), e o modelo do lado da concessionária, no primeiro

segmento (geração). Apesar do nome do modelo de negócios ser “do lado do consumidor”, este é um modelo para a concessionária. O nome apenas indica de qual lado ela vai atuar, e em qual local o sistema fotovoltaico será instalado.

Propriedade, Aplicação e Controle

Para Frantzis et al. (2008), os modelos de negócios fotovoltaicos podem ser classificados de duas formas: pela propriedade, ou seja, quem é o dono do sistema FV, e pela aplicação. Destacam-se três tipos de propriedade:

- Usuário do Sistema ou Usuário Final: é o proprietário da edificação na qual o sistema será instalado e/ou o principal usuário da energia gerada pelo sistema FV;
- Terceiros: não é o usuário do sistema, tampouco a concessionária. Os terceiros são uma outra parte que detém o sistema FV, que pode ser instalado ou não no seu próprio telhado;
- Concessionária: é a distribuidora de energia. A sua participação como proprietária do sistema FV, tem sido mínima, e muitas concessionárias, não percebem grande valor na geração distribuída fotovoltaica.

Concernente à aplicação, para a geração FV conectada à rede, destacam-se dois tipos: residencial e comercial. Estas aplicações podem ser segmentadas em *nova construção* e *retrofit*. A *nova construção* se caracteriza pelo módulo fotovoltaico sendo instalado na construção de uma nova residência, ou edificação comercial e industrial. Ao contrário da nova construção, a aplicação retrofit se caracteriza pela instalação dos módulos fotovoltaicos em telhados já existentes, de residências ou edificações comerciais e industriais.

Há também, a aplicação para as concessionárias, mas a sua existência, quando comparada às outras aplicações, é irrelevante. Logo, serão analisadas apenas as duas aplicações que mais se destacam. Em resumo, as variações dos modelos de negócios fotovoltaicos e o quão estabelecidos eles estão, apresentados por Frantzis et al. (2008), são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Modelos de Negócios Fotovoltaicos – Propriedade e Aplicação

Aplicação		Propriedade		
		Usuário Final	**Terceiros**	**Concessionária**
Residencial	Retrofit	*Estabelecido*	*Atividade Mínima*	*Atividade Mínima*
	Nova Construção	*Emergindo*	*Atividade Mínima*	
Comercial	Retrofit	*Estabelecido*	*Quase Estabelecido*	*Atividade Mínima*
	Nova Construção	*Atividade Mínima*	*Atividade Mínima*	

Fonte: Adaptado de FRANTZIS et al., 2008

De acordo com Tabela 2.1, os modelos de negócios já estabelecidos são os de propriedade do usuário final com aplicação residencial retrofit e aplicação comercial retrofit. Ou seja, o usuário final está disposto a ser o dono do sistema fotovoltaico, dos módulos instalados em seu telhado. Ao observar a propriedade de terceiros, destaca-se o incipiente desenvolvimento na aplicação comercial. Esta modalidade é interessante, pois os terceiros atuam como um agente central, gerenciando todos os aspectos da instalação, operação e manutenção do sistema. Entretanto, os módulos estão instalados no telhado do usuário final, que apenas compra a energia elétrica gerada pelo sistema. O usuário cede o seu telhado, mas não se envolve com as questões técnicas e de gerenciamento do sistema. Outro ponto interessante, está no foco dos terceiros, quando considera-se a aplicação. Nota-se uma atividade mínima para a aplicação residencial e uma maior atividade para a comercial retrofit. Frantzis et al. (2008) discute esta característica, mostrando a tendência dos terceiros, como agentes intermediários, de priorizar sistemas comerciais de maior porte, visando maior lucro.

Os modelos de negócios fotovoltaicos, caracterizados pela propriedade e aplicação, são modelos consolidados ou em fase de consolidação, nos Estados Unidos. Estes modelos podem ser alocados, de acordo com a Figura 8, na Geração Zero e na Primeira Geração. Para Frantzis et al. (2008), novos modelos de negócios serão imprescindíveis, quando a geração distribuída fotovoltaica se tornar uma fração representativa da carga da rede. Não deve-se, portanto, ignorar a necessidade de se pensar em novas formas de gerenciamento da rede, e na erosão de receita da concessionária. Desse modo, os novos modelos de negócio (modelos do futuro) devem focar uma maior integração com a rede e o controle do sistema FV, característica dos modelos de Segunda Geração. De todos os atores envolvidos, ou *stakeholders*, a concessionária será o agente que deverá mais modificar os seus modelos de negócios. Por este motivo, um maior envolvimento da concessionária é vislumbrado nos modelos do futuro. Segundo Frantzis et al. (2008), três tipos de modelos de negócios podem ser estabelecidos para o futuro, considerando

quem detém e quem controla o sistema. O sucesso de cada modelo está relacionado ao desenvolvimento da tecnologia e do mercado, da automação no segmento de distribuição e da resposta da demanda, fatores que implicam em mudanças regulatórias significativas. A Figura 2.7 resume os principais modelos de negócios fotovoltaicos do futuro, ou de Segunda Geração.

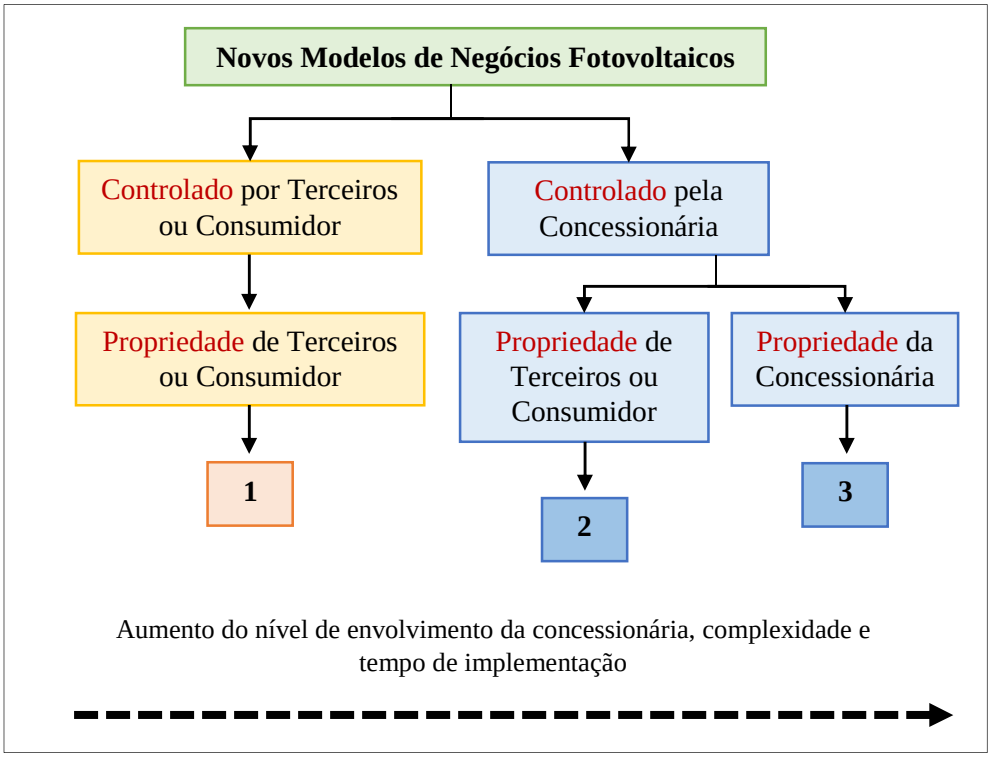


Figura 2.7 - Modelos de Negócios do Futuro
Fonte: Adaptado de FRANTZIS et al., 2008

No modelo “1”, a distribuidora de energia não se envolve, praticamente, pois o controle do sistema FV, bem como a propriedade, são ou do consumidor ou de terceiros. Segundo Graham et al. (2008), neste modelo a concessionária permanece como agente facilitador, como nos modelos já existentes. Além disso, este é o modelo com maior possibilidade de se tornar estabelecido, ao considerar a ausência de influências externas. No modelo “2”, a concessionária controla o sistema FV, que pode ser de propriedade do consumidor ou de terceiros. Para que este cenário ocorra, é necessário desenvolver regulação específica, pois a concessionária precisa ter acesso ao sistema FV de propriedade do consumidor, para operá-lo e controlá-lo. Novos serviços podem ser oferecidos pela concessionária, relacionados ao gerenciamento de energia, por exemplo. Para Graham et al. (2008), este modelo poderá se desenvolver de forma gradual, pois necessita-se de uma maior inserção da geração distribuída na rede, para que a concessionário encontre valor ao controlar os sistemas. No modelo “3”, não apenas o controle

é da concessionária, mas também a propriedade dos ativos. Este modelo é o que mais se distancia do panorama atual, por exigir o envolvimento total da concessionária. Segundo Graham et al. (2008), o modelo "3" necessitaria de profundas mudanças regulatórias, para permitir o controle e a propriedade do sistema FV, por parte da concessionária. Por outro lado, este modelo poderia justificar os investimentos exigidos para a reconfiguração da rede, quando necessário.

2.2 Discussão

Considerando as variações nas definições para o termo Modelo de Negócios, faz-se necessário estabelecer uma abordagem para este trabalho. Destaca-se a necessidade de incluir no significado, uma ideia a longo prazo, pois um modelo de negócios precisa se sustentar ao longo do tempo. Um modelo de negócios de sucesso é aquele que apresenta êxito duradouro, que auxilia uma organização a se consolidar em uma determinada área. Logo, inspirando-se nos conceitos apresentados, este estudo estabelece como Modelo de Negócios:

Modelo de Negócios é uma ferramenta que representa a organização, com a qual é possível visualizar a sua lógica de funcionamento e como esta organização cria e mantém valor ao longo do tempo.

Foram apresentados os principais modelos de negócios aplicados no mundo, envolvendo a geração distribuída fotovoltaica. É possível encontrar outros modelos na literatura, entretanto buscou-se mostrar a evolução e a tendência dos mesmos, destacando a relação direta entre a inserção da geração distribuída fotovoltaica, o envolvimento da concessionária e os modelos aplicados. Ressalta-se que os modelos citados, obtiveram sucesso em suas aplicações.

Os aspectos regulatórios influenciam diretamente, no desenvolvimento dos modelos negócios. O impacto da evolução do marco regulatório, pode ser visto na atuação das concessionárias. A RN nº 482, por exemplo, já modificou o modelo de negócios das concessionárias. Agora, a distribuidora deve instalar o novo sistema de medição, e após sua adequação, ela será responsável pela sua operação e manutenção. Nota-se que com a RN nº 482, o Brasil se encontra na Geração Zero da evolução dos modelos de negócios fotovoltaicos.

A distribuidora se comporta passivamente, oferecendo apenas um padrão simplificado de conexão à rede e os serviços de *Net Metering* (compensação de energia). Enquanto os Estados Unidos se aproxima da Segunda Geração dos modelos, o Brasil, devido à imposição da Resolução Normativa, se aproxima da Geração Zero. Destaca-se que, no caso específico do Brasil, a concessionária não é proprietária dos ativos de geração. Ela compra a energia no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e entrega a energia para os consumidores, e recupera os custos junto ao consumidor. A remuneração da distribuidora é feita através do retorno do investimento no sistema (transformadores, linhas de transmissão, por exemplo), cuja regulação é feita pela ANEEL, a uma taxa definida pela agência reguladora. Desse modo, uma possível erosão de receita da concessionária, está relacionada ao componente de perdas da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão). Pode ocorrer uma distorção no componente de perdas da TUSD, para melhor ou para pior, quando há a inserção da geração distribuída na rede.

Segundo Frantzis et al. (2008), com o crescimento da geração distribuída, haverá um grande impacto nas operações e no planejamento da rede, e principalmente, na maneira pela qual as concessionárias de energia conduzirão os seus negócios. Logo, é perceptível o papel fundamental das distribuidoras, em relação à difusão geração fotovoltaica. Por esta razão, este agente deve repensar o modelo de negócios utilizado e se adequar ao novo mercado. Entretanto, o conjunto de atores interessados ou impactados pela geração distribuída fotovoltaica, é heterogêneo. Mints (2011) aponta, no mínimo, 5 grupos de atores ou partes envolvidas e interessadas no desenvolvimento das energias renováveis: as concessionárias de energia, os investidores, o consumidor e o desenvolvedor, que atua na parte de construção ou instalação. Ao considerarmos todas estas partes envolvidas, a definição do modelo de negócios se torna complexa, abrangente. Logo, ressalta-se que criar um modelo de negócios que crie valor para todos os participantes, não é uma tarefa fácil. Estudar os modelos de negócios que foram aplicados com êxito, nos países com forte participação da geração distribuída fotovoltaica, é o primeiro passo para desenvolvermos modelos para o Brasil. E isto deve ser feito em concomitância com a inserção da geração fotovoltaica no sistema de distribuição, e não depois.

Após analisar os diversos modelos de negócios fotovoltaicos, deve-se estudar se há espaço para lucro e benefícios para todos os interessados neste tipo de geração. Ou seja, se há como criar valor para a distribuidora, consumidor, instaladores, desenvolvedores de projetos, empresas de serviços de energia, desde que sejam utilizados modelos de negócios adequados.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

O Capítulo 3 apresenta a metodologia desenvolvida para identificar nichos de mercado, nos quais a geração distribuída fotovoltaica seja economicamente viável. Ao determinar estes nichos, é possível indicar oportunidades de negócio através da análise de viabilidade econômica da instalação fotovoltaica, além de definir o Segmento de Clientes, sendo este o principal componente de um modelo de negócios.

3.1 Contextualização

A Resolução Normativa nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, impulsionou o desenvolvimento de novas oportunidades de negócio para a geração distribuída no Brasil. Entretanto, é necessário responder às seguintes indagações: na perspectiva do investidor, *em qual local o investimento é viável? Em qual segmento é economicamente salutar investir em geração distribuída fotovoltaica? Qual é o meu nicho de mercado? Qual é o meu Segmento de Clientes?* Na literatura, é possível encontrar estudos elaborados para definir em qual nicho de mercado é mais viável realizar um investimento.

Em seu estudo, Amtmann (2009) define os nichos de mercado como oportunidades para o uso financeiramente viável de sistemas fotovoltaicos, conectados à rede elétrica. Concernente à metodologia, os nichos foram identificados através da comparação entre os custos de geração de um sistema fotovoltaico e os custos para adquirir a energia elétrica da rede. Como objetivo final, Amtmann (2009) buscou identificar, de modo específico, em quais cidades e em quais níveis de consumo, a aplicação do sistema fotovoltaico estava associada a um Valor Presente Líquido (VPL) positivo.

O estudo elaborado por Wenger et al. (1996), apresenta uma abordagem voltada para os incentivos específicos para a geração fotovoltaica, sendo estes comuns nos Estados Unidos. Um candidato a nicho de mercado para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, deve apresentar a combinação de determinados atributos, tais como: financiamento, empréstimo, arrendamento e opções de depreciação, opções de Net Metering, investimentos em energia renovável e inovação. Outros critérios que auxiliam na escolha de um nicho, de acordo com Wenger et al. (1996), são: a qualidade do recurso solar, a carga do consumidor, o suporte da concessionária

e os incentivos regulatórios. Os Estados que apresentam as melhores combinações dos atributos citados, foram selecionados como candidatos a nicho de mercado. O próximo passo do estudo, consiste em elaborar um fluxo de caixa para cada Estado selecionado.

Amtmann (2009) e Wenger et al. (1996) possuem semelhanças, referente ao nicho de mercado obtido nos seus respectivos resultados. Amtmann (2009) identifica cidades do México como nichos de mercado, e Wenger et al. (1996), estabelece em quais Estados dos Estados Unidos, há possíveis nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica. Os dois estudos apontam locais (cidade ou Estado), nos quais o investimento em uma determinada tecnologia de geração de energia, é viável. No entanto, para este trabalho, a metodologia abordará o tipo de consumidor, ou seja, qual é o cliente, e não o local de uma possível instalação. Para Wenger et al. (1996), a identificação de nichos de mercado é uma estratégia, que permite acelerar a comercialização da geração fotovoltaica conectada à rede. Desse modo, para estabelecer negócios rentáveis e atrativos, sugere-se determinar estes nichos. Portanto, o objetivo deste trabalho, é propor uma metodologia adaptada de Amtmann (2009) e Wenger et al. (1996), com um local já estabelecido, e considerando as características do sistema elétrico brasileiro.

3.2 A Metodologia

A Resolução Normativa Nº 482 da ANEEL, posteriormente modificada pela Resolução Normativa Nº 517, define micro e minigeração distribuída pela potência instalada. Microgeração distribuída são as centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 100 kW, e minigeração distribuída, abrange as centrais com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. O objetivo desta metodologia, é identificar nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica, no âmbito da RN 482. Portanto, foram selecionados consumidores que poderiam ser micro ou minigeradores distribuídos. A seleção destes consumidores, e, por conseguinte, da unidade consumidora equivalente, considerou os termos de acesso aos sistemas de distribuição dispostos na Seção 3.7, do Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), indicado como referência na própria RN Nº 482.

Como requisito de projeto, no Módulo 3 do PRODIST, que discorre sobre o acesso de micro e minigeração distribuída, há a definição da tensão de conexão do acessante, de acordo com as faixas de potência apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Micro e Minicentrais 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 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Fonte: ANEEL, 2012

Desse modo, considerando a definição de micro e minigeração, estabelecida na RN Nº 482, e os níveis de tensão, apresentados na Tabela 3.1, a metodologia abordará os consumidores conectados à rede de baixa e média tensão. De forma específica, selecionou-se os consumidores pertencentes ao subgrupo tarifário A4 (média tensão) e ao subgrupo B1 (baixa tensão). A metodologia é composta por cinco etapas, realizadas com o auxílio de diferentes ferramentas, conforme o diagrama da Figura 3.1.

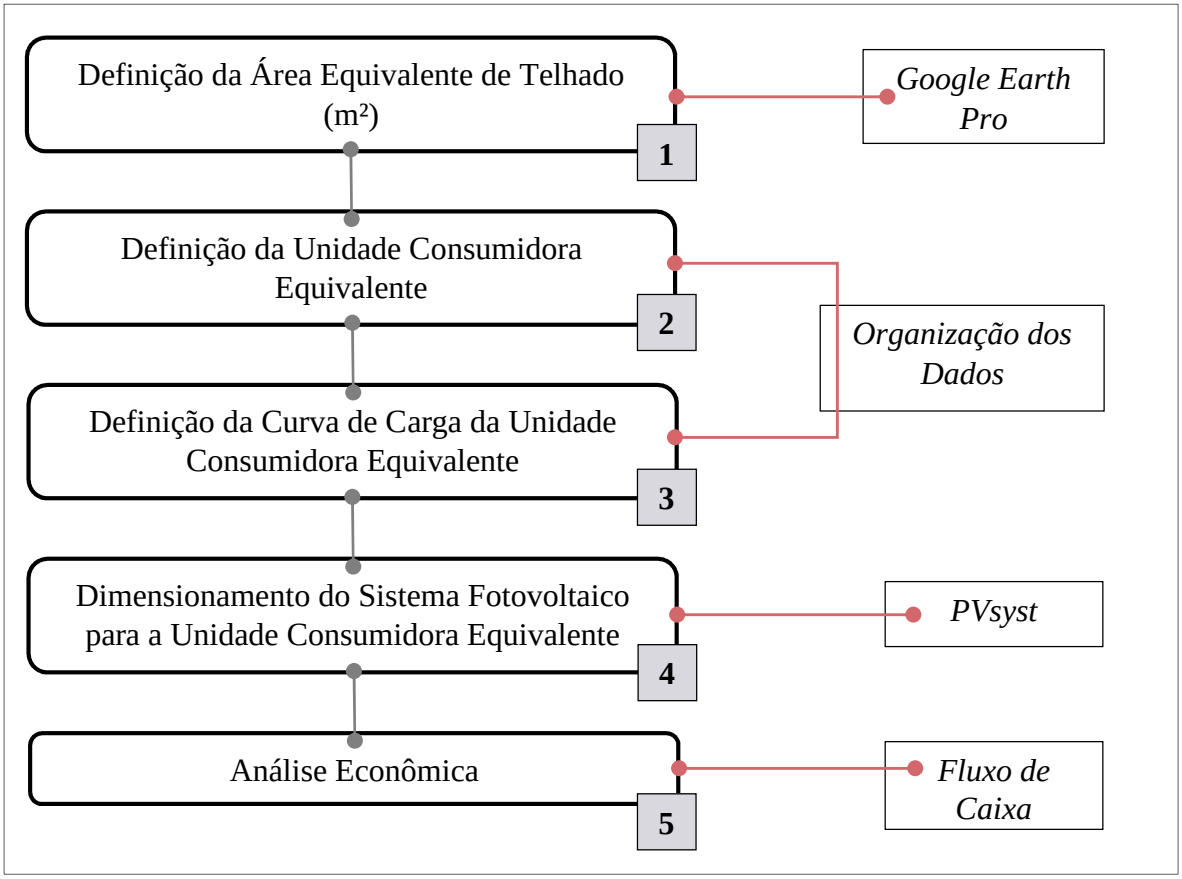


Figura 3.1 - Etapas da Metodologia

Fonte: Elaboração Própria

A primeira etapa, relaciona-se à área equivalente de telhado. Cada edificação, seja residencial ou industrial, possui uma área média de telhado que representa uma unidade consumidora típica. A segunda etapa, refere-se à escolha desta unidade consumidora típica, determinada através de curvas de carga de consumidores conectados à rede de média e baixa tensão, possíveis micro e minigeradores distribuídos. A terceira etapa consiste na definição da curva de carga da unidade consumidora equivalente. A quarta etapa, compõe-se do dimensionamento do sistema fotovoltaico, realizado no programa *PVsyst* (PVSYST, 2014), considerando a área determinada na primeira etapa e a curva de carga definida na terceira etapa. A quinta e última etapa, relacionam-se à análise econômica para a unidade consumidora equivalente, feita por meio de fluxo de caixa descontado. Cada etapa será detalhada a seguir.

Em resumo, propõe-se determinar uma área de telhado, em m², para representar o telhado de um consumidor. Após definir esta área, faz-se necessário conhecer as características de consumo para dimensionar o sistema, e dessa forma, analisar a viabilidade econômica do projeto.

3.2.1 Área de Telhado

Qual área de telhado poderia representar o consumidor equivalente conectado em baixa tensão (B1)? E em média tensão (A4)? Cada edificação possui uma área de telhado diferente, portanto, estimou-se uma área com o auxílio da ferramenta *Google Earth Pro.* O programa permite, a partir da visualização de um mapa, de Belo Horizonte, por exemplo, delimitar e determinar regiões, além de estabelecer a área, em m², das regiões selecionadas, bem como a área de telhado disponível.

Ressalta-se que o *Google Earth Pro*, foi utilizado apenas para estabelecer a área equivalente de telhado das edificações, que representasse um consumidor residencial e industrial. Este estudo não considera questões relacionadas ao sombreamento. Apesar da sua relevância, a proposta é apresentar uma metodologia de caráter geral, e o sombreamento é uma propriedade demasiado específica. Considerou-se, também, que os telhados possuem estruturas adequadas para suportar o peso de um sistema fotovoltaico.

Como este trabalho está focado em clientes do tipo B1 e A4, ao determinar a área de telhado para representá-los, foram consideradas regiões residenciais e industriais. Optou-se trabalhar com regiões homogêneas, com predominância de casas ou indústrias, e com telhados

semelhantes. As regiões heterogêneas, formadas por casas e prédios, apresentam áreas de telhado com acentuada diferença, sendo desconsideradas neste estudo. Selecionou-se um quarteirão aleatório do bairro Nova Suíça, por ser um bairro típico residencial, para determinar uma área típica de telhado de um consumidor conectado em baixa tensão. A área média de telhado selecionada para estudo, foi de 20 m², como mostra a Figura 3.2.

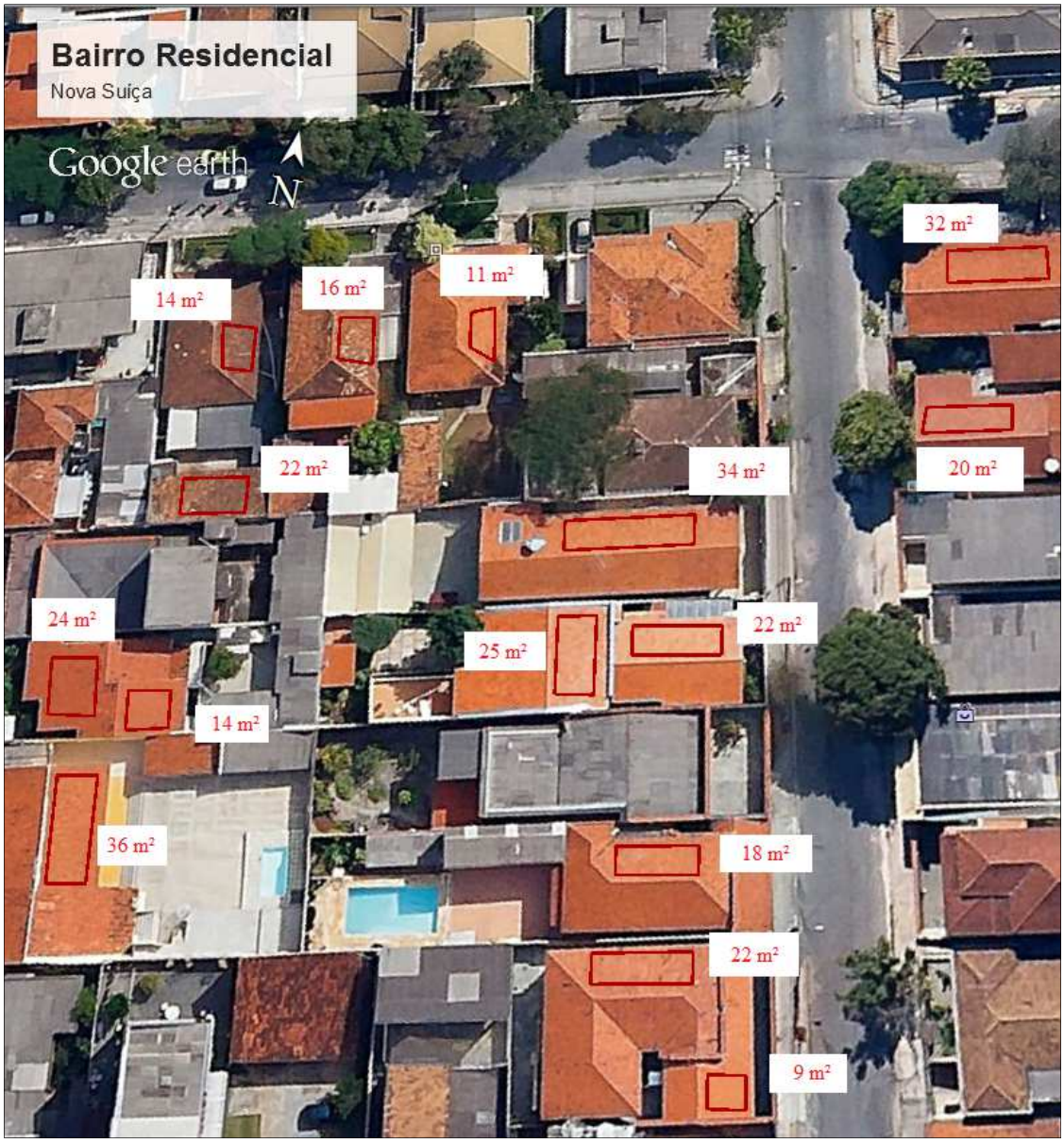


Figura 3.2 - Seleção da Área de Telhado para o Consumidor do Subgrupo B1
Fonte: Elaboração Própria

Para o consumidor industrial, analisou-se um quarteirão aleatório do bairro Cidade Industrial de Contagem. A região apresentou telhados com tamanhos discrepantes. A área média de telhado encontrada foi de 700 m², como mostra a Figura 3.3.

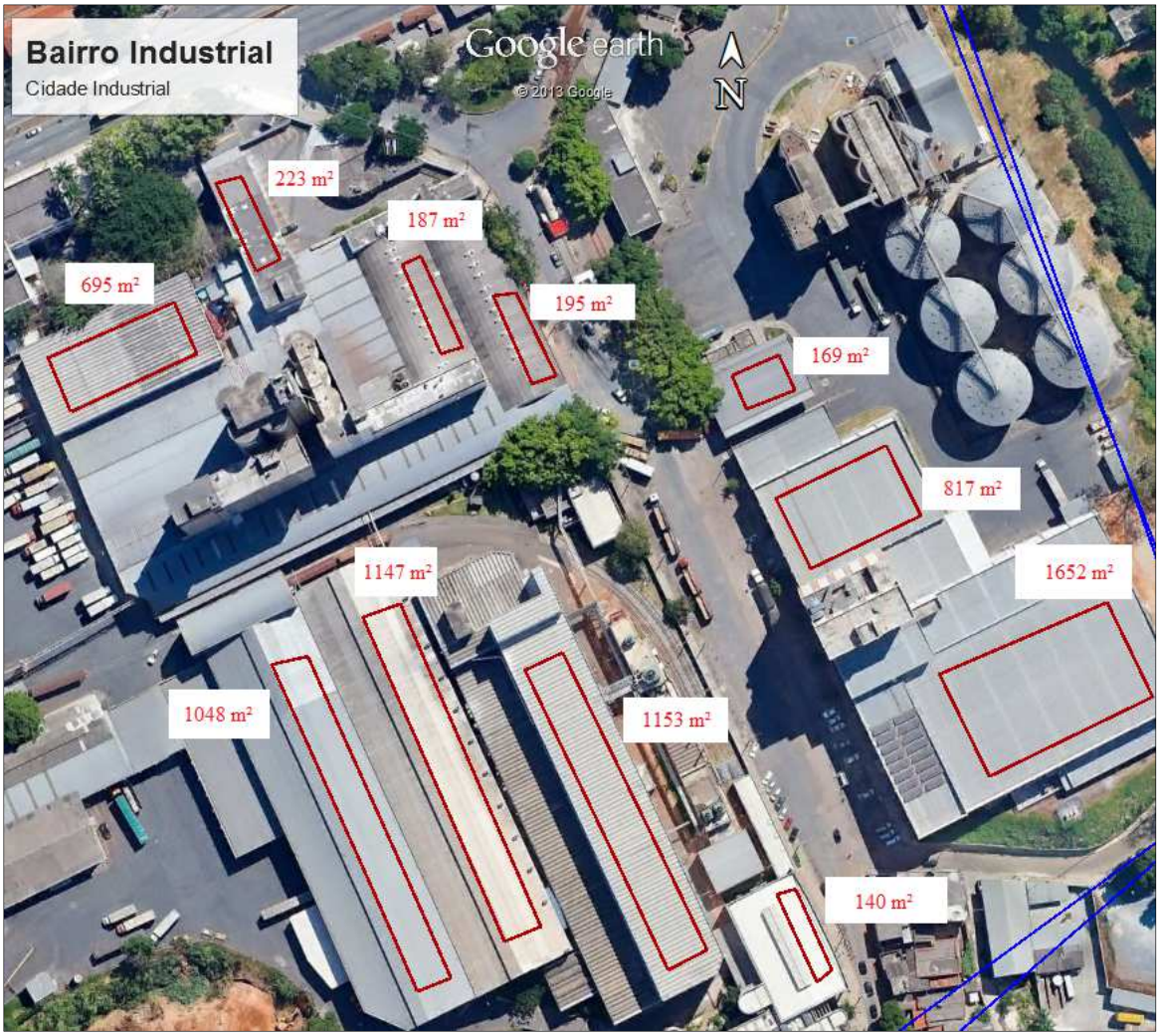


Figura 3.3 - Seleção da Área de Telhado para o Consumidor do Subgrupo A4
Fonte: Elaboração Própria

Os valores foram encontrados por média aritmética simples. É relevante reiterar que cada telhado possui uma área de telhado diferente, e em um mesmo quarteirão, há uma grande variação destes valores. Desse modo, com o objetivo de simplificar o estudo, fez-se necessário encontrar uma área de telhado média.

3.2.2 Unidade Consumidora

A segunda e terceira etapas da metodologia, consistem na definição da unidade consumidora e da sua respectiva curva de carga. Esta parte está relacionada ao modo como os dados são organizados. Para este trabalho, identificou-se a necessidade de obter dados de consumo do subgrupo tarifário B1 e do subgrupo A4, sendo estes grupos de consumidores passíveis de adotar a geração distribuída fotovoltaica. O subgrupo B1 representa uma unidade consumidora residencial, atendida em baixa tensão (inferior a 2,3 kV). O subgrupo A4, representa uma unidade consumidora, atendida em média tensão (2,3 a 25kV) (ANEEL, 2005).

O sistema é caracterizado por 14 curvas de carga típicas, que representam os consumidores de cada subgrupo (A4 e B1). Os dados foram obtidos do relatório técnico da CEMIG, de 2012, provenientes da campanha de medição da distribuidora, que ocorre antes da Revisão Tarifária Periódica. Por não se tratar de dados públicos, não serão apresentadas todas as curvas de carga.

Consumidores do Subgrupo A4 – Minigeração Distribuída

Dois exemplos das curvas de carga do consumidor A4, são apresentados na Figura 3.4 e na Figura 3.5. A primeira curva de carga, por exemplo, é essencialmente plana, e a segunda curva de carga, apresenta um consumo significativo no intervalo entre 08:00 e 11:00 horas, e 14:00 e 16:00 horas.

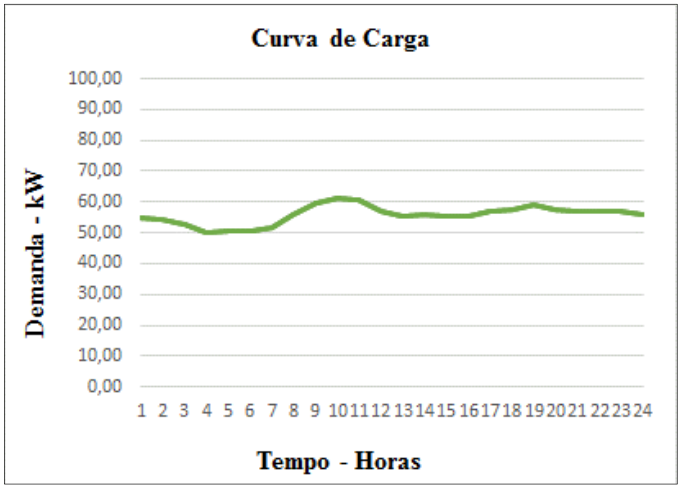


Figura 3.4 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor A4

Fonte: CEMIG, 2012

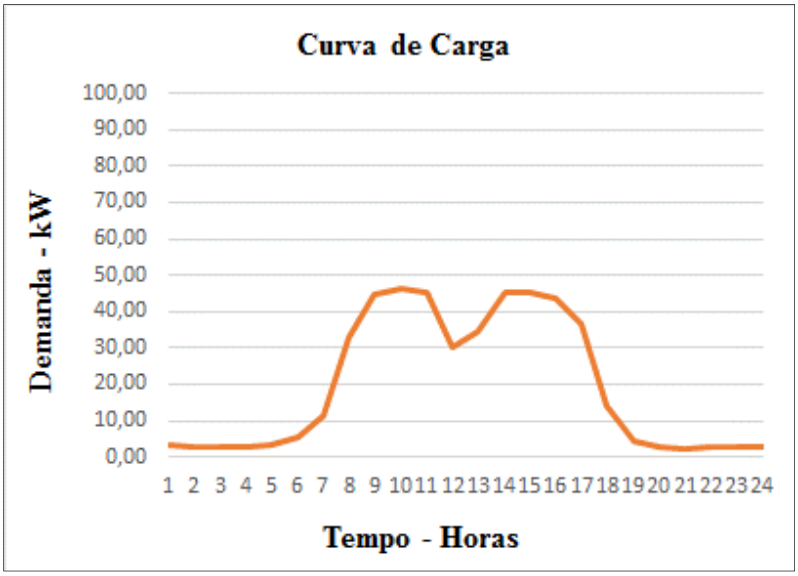


Figura 3.5 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor A4
Fonte: CEMIG, 2012

Os consumidores do subgrupo A4, pertencentes ao grupo A, são caracterizados pela tarifa binômia, definida pelo consumo de energia elétrica e demanda de potência. Em relação ao enquadramento tarifário, a Resolução Normativa nº 414 define os critérios para os consumidores do grupo A. Segundo a resolução, o consumidor se enquadra na modalidade tarifária horário azul ou verde, opcionalmente, se estiver com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, e demanda contratada igual ou superior a 300 kW. Também há a opção de se enquadrar na modalidade convencional binômia, ou horária azul ou verde, opcionalmente, se estiver com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW (ANEEL, 2010). Deve-se conhecer os valores das tarifas, para realizar a análise econômica, que estão definidos em resoluções homologatórias da ANEEL. A avaliação econômica é realizada para uma unidade consumidora equivalente, de forma que não está definida a demanda contratada.

Para o cálculo do valor pago na tarifa, considera-se que a demanda contratada é igual à capacidade do sistema fotovoltaico instalado. Esta hipótese é coerente com a RN 482, que indica que a capacidade do sistema fotovoltaico deve, no máximo ser igual à demanda contratada do consumidor. Para efeitos de comparação com as opções de tarifa citadas anteriormente, considerou-se nas simulações as tarifas convencional, azul e verde.

A Tabela 3.2, apresenta os valores das tarifas de energia, sem os impostos (ICMS, PIS/PASEP e COFINS) (CEMIG, 2014) e com os impostos, calculados a partir da equação da Figura 3.6.

Tabela 3.2 - Valores de tarifas de energia para o consumidor A4

	Valor sem Impostos	Valor Com Impostos	Unidade
Convencional	0,18871	0,25940	R$/kWh
Verde			
Ponta	0,91464	1,25724	R$/kWh
Fora de Ponta	0,18052	0,24814	R$/kWh
Azul			
Ponta	0,27873	0,38313	R$/kWh
Fora de Ponta	0,18052	0,24814	R$/kWh

Fonte: CEMIG, 2014

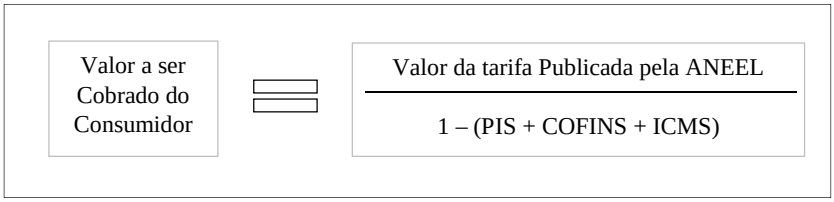


Figura 3.6 - Forma de Cálculo da Tarifa Cobrada do Consumidor

Fonte: ANEEL, 2013

O PIS e o COFINS, são tributos federais com incidência não cumulativa. Seus valores são, respectivamente, de 1,65% e 7,6% (RECEITA FEDERAL, 2014). O ICMS é um tributo estadual e, para o consumidor A4, considerou-se o valor médio de 18% (ABRAADE, 2013). Os valores das tarifas são referentes à Resolução Homologatória da ANEEL 1.507, de 05/04/2013, para ambos os consumidores (ANEEL, 2013).

Consumidores do Subgrupo B1 – Microgeração Distribuída

Os exemplos das curvas de carga do consumidor B1, são apresentados nas Figuras 3.7 e 3.8. Observa-se que o pico de consumo, ocorre em horários diferentes. Na primeira curva, ocorre no horário de ponta da concessionária. Na segunda, o máximo da curva se situa depois do horário de ponta.

Figura 3.7 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor B1

Fonte: CEMIG, 2012

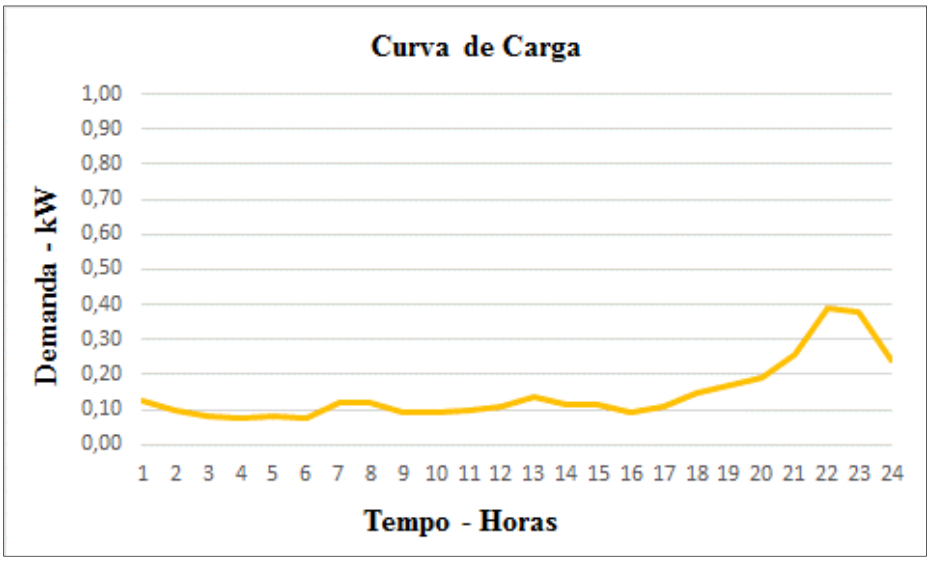


Figura 3.8 - Exemplo de Curva de Carga do Consumidor B1

Fonte: CEMIG, 2012

Os consumidores do subgrupo B1, pertencentes ao grupo B, se enquadram na modalidade tarifária convencional monômia, de forma compulsória e automática, para todas as unidades consumidoras (ANEEL, 2010). Logo, as análises econômicas para este tipo de consumidor, irá considerar apenas a tarifa convencional do consumidor em baixa tensão B1, cujo valor é de 0,34700 R$/kWh (CEMIG, 2014). Com impostos, o valor é de 0,57119 R$/kWh.

Foram considerados os seguintes valores para os impostos: 1,65% para o PIS, e 7,6% para o COFINS (RECEITA FEDERAL, 2014). O ICMS para o consumidor B1, é de 30% (ABRAADE, 2013).

3.2.3 Dimensionamento do Sistema

O dimensionamento do sistema fotovoltaico, para cada unidade consumidora equivalente, foi realizado no software *PVsyst.* Para a modelagem dos sistemas conectados à rede, utilizou-se como dados de entrada, a área de telhado disponível e a curva de carga do consumidor. Trabalhou-se com curvas de carga diárias e constantes ao longo do ano, como ilustra a Figura 3.9.

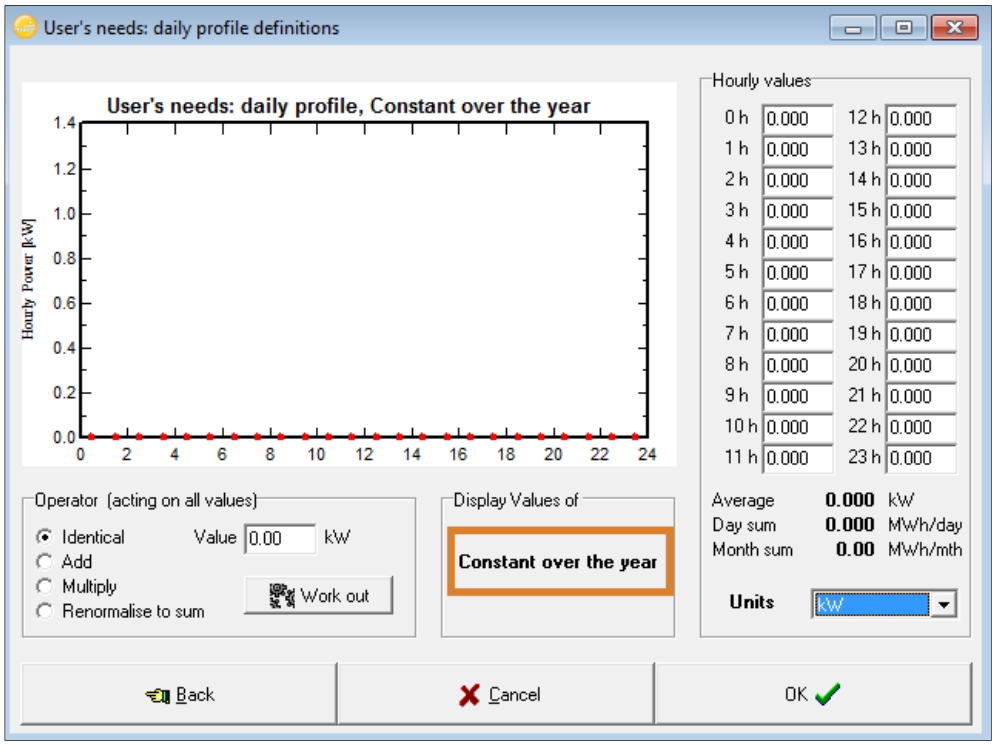


Figura 3.9 - Janela de Trabalho do Programa *PVsyst*
Fonte: Elaboração Própria

Com estas informações, é possível dimensionar o sistema, através da seleção dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, bem como o modelo e a potência de cada equipamento. O programa possui uma vasta biblioteca, com diversos fabricantes e modelos de módulos e inversores. Para as simulações apresentadas, foram desconsideradas questões relacionadas ao

sombreamento. Para as perdas, foram considerados valores padrão, determinados pelo próprio programa, tais como: perda em razão da temperatura e perdas durante a operação do inversor,

Todos os projetos consideraram valores ótimos de inclinação igual a 20º, e orientação para o norte geográfico, igual a 180º. Nas instalações localizadas no hemisfério sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte Verdadeiro. E o ângulo de inclinação deve ser igual à latitude do local (CRESESB, 2014). A Figura 3.10 ilustra a principal janela de trabalho do *PVsyst*, na qual as informações citadas são inseridas.

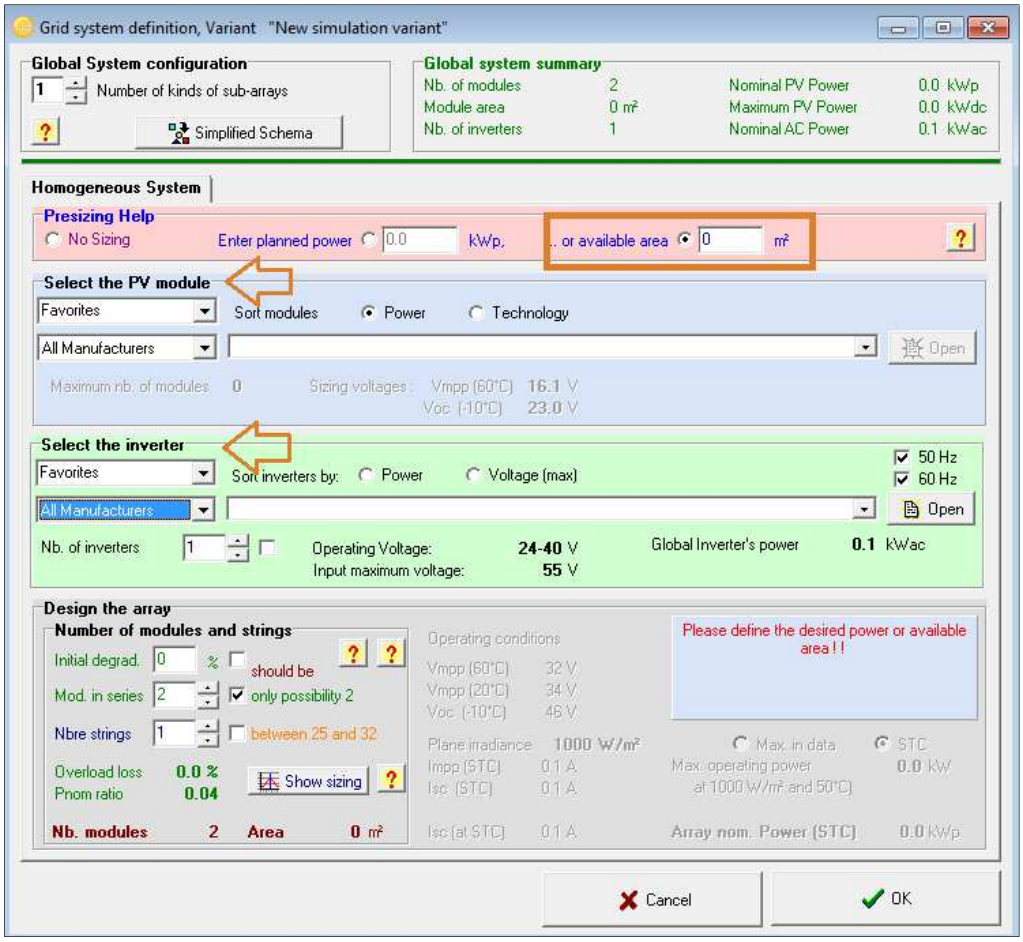


Figura 3.10 - Seleção dos Equipamentos FV no Programa *PVsyst*
Fonte: Elaboração Própria

É importante reiterar que o dimensionamento foi realizado pela área de telhado disponível. Desse modo, o programa preenche toda a área indicada com módulos fotovoltaicos. As características do módulo são especificadas pelo usuário, de forma que a energia extraída

dessa área de telhado, depende dessa especificação. Além disso, o programa possui a opção de realizar as simulações com o *Net Metering*, o sistema de compensação de energia.

No término da simulação, emite-se um relatório com as principais informações do sistema dimensionado, além de dados relacionados à energia, tais como a energia injetada na rede e a energia produzida pelo sistema fotovoltaico. Os resultados apresentados no relatório, são levados para a análise econômica.

3.2.4 Análise Econômica

3.2.4.1 Os Critérios de Avaliação

Após definir todas as etapas anteriores, é possível realizar a análise econômica para cada consumidor considerado. Uma avaliação econômica deve considerar todos os custos e os benefícios envolvidos no sistema em estudo (Whisnant et al., 2003). O valor de um projeto é baseado em sua capacidade de gerar fluxos de caixa futuros positivos, ou seja, na capacidade de gerar renda econômica. Desse modo, as alternativas de investimento podem ser comparadas somente se as consequências monetárias, forem medidas em um ponto comum no tempo. Como as operações de investimento ou financiamento, têm como características um espaçamento dos fluxos de caixa ao longo do tempo, os critérios de avaliação econômica, devem considerar a atualização ou desconto dos fluxos. Entre os métodos que descontam fluxos de caixa, dois são mais conhecidos e utilizados: o do Valor Presente Líquido (VPL) e o da Taxa Interna de Retorno (TIR). Faz-se necessário, também, conhecer o tempo de recuperação do investimento. Nesse caso, utiliza-se o método do *Payback* (SAMANEZ, 2002).

O VPL de um investimento, é a soma dos valores presentes do fluxo de caixa anual (receita menos custo), gerados pelo projeto. O VPL determina o rendimento econômico geral do investimento, e se o seu valor for positivo, considerando uma determinada taxa de desconto, o projeto é viável para o investidor. Caso contrário, se o VPL apresentar um valor negativo, o projeto não se apresenta viável (Mitscher & Rüther, 2012). O objetivo do VPL, é encontrar projetos ou alternativas de investimento que valham mais para os investidores do que custam. Portanto, a regra decisória a ser seguida, ao se aplicar o VPL, é: empreenda o projeto de investimento de capital se o VPL for positivo (SAMANEZ, 2012). O VPL pode ser representado pela expressão (1):

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

Na expressão (1), o FC_t representa o fluxo de caixa no t-ésimo período, I é o investimento inicial, K é o custo do capital e o somatório indica que deve ser realizada a soma da data 1, até a data n dos fluxos de caixa descontados no período inicial (SAMANEZ, 2012).

Outro critério utilizado, também amplamente, é o da Taxa Interna de Retorno, ou TIR, que está relacionada ao VPL. Por definição, a TIR é a taxa de retorno esperada do projeto de investimento. O método da TIR possui, como finalidade, encontrar uma taxa intrínseca de rendimento. Matematicamente, a TIR é uma taxa hipotética de desconto, que anula o VPL. A regra decisória a ser seguida no método TIR, é: empreenda o projeto de investimento de capital, se a TIR exceder o custo de oportunidade do capital, representado pela taxa de desconto que o empreendedor utiliza na sua avaliação (SAMANEZ, 2002). A expressão (2) representa o cálculo da TIR, cujo valor é determinado por *i*. Os outros componentes, são os mesmos da expressão (1).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)} = 0 \quad (2)$$

Outra medida econômica simples, é o payback, ou tempo de retorno do investimento. Whisnant et al. (2003) estabelecem que o payback é o tempo necessário para que as entradas (receitas), no fluxo de caixa, se igualem aos valores de saída (custos). De forma básica, o payback indica em quanto tempo o investidor irá recuperar o investimento inicial feito, e pode ser definido pela expressão (3), na qual X_n é o fluxo de caixa líquido anual, e PB, o payback.

$$0 = \sum_{n=0}^{PB} Xn \quad (3)$$

As métricas de análise citadas anteriormente, VPL, TIR e Payback, são os critérios selecionados para avaliar cada consumidor. Aqueles que apresentarem melhores resultados, são definidos como nichos de mercado.

É válido apresentar o LCOE, mesmo não sendo utilizado como um critério de seleção. O LCOE, ou *Levelized Cost of Electricity*, é um indicador interessante e muito discutido em projetos que envolvem fontes alternativas de energia. Segundo Ramadhan & Naseeb (2011), um conceito econômico essencial para qualquer instalação fotovoltaica, é o LCOE. Kost et al. (2013), definem o LCOE como um método que torna possível comparar usinas de diferentes fontes de geração de energia. Trata-se da soma de todos os custos acumulados para a construção e operação de uma usina, comparada à soma da produção de energia anual. No cálculo do LCOE

os custos que ocorrem ao longo da vida útil da instalação, podem ou não ser descontados a uma determinada taxa de desconto. Desse modo, os custos totais são divididos pelo valor da geração de energia. De forma sucinta, Branker et al. (2011) determina o LCOE como um método que considera a energia gerada durante a vida útil do sistema e os custos, para estimar um preço por unidade de energia gerada, sem considerar o financiamento ou fatores de riscos. A expressão (4) mostra a forma de cálculo do LCOE, segundo Kost et al. (2013).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (4)$$

Na expressão (4) temos I_0 (despesas do investimento), A_t (custos de operação totais anuais), $M_{t,el}$ (quantidade produzida de energia, no respectivo ano, em kWh), i (taxa real de desconto em %), n (vida útil do sistema, em anos) e t (o ano da vida útil: 1,2, ... n).

3.2.4.2 O Fluxo de Caixa

A avaliação econômica considera, principalmente, os custos evitados de energia, decorrentes de se ter um gerador local. No Brasil, há o sistema de compensação de energia, também conhecido como *Net Metering*, no qual o consumidor não vende a energia injetada na rede, apenas a compensa, gerando créditos de energia que são utilizados em períodos de tempo posteriores. No mecanismo de compensação de energia, que está disposto na RN Nº 482, originam-se um dos componentes da receita do fluxo de caixa. Segundo a RN nº 482, caso a energia ativa injetada em um determinado posto horário, seja superior à energia ativa consumida, a diferença deverá ser utilizada, preferencialmente, para compensação em outros postos horários, dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo, ainda, ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia, se houver (ANEEL, 2012).

Este trabalho considera como receita, tudo aquilo que o consumidor deixará de pagar, relacionado à energia, após adquirir um sistema fotovoltaico. Os custos, as receitas e o financiamento modelados no fluxo de caixa, anualmente, serão detalhados a seguir. O horizonte de tempo considerado foi de 25 anos, vida útil média de um sistema fotovoltaico no Brasil. Este valor pode se apresentar diferente em outros países (MITSCHER & RÜTHER, 2012).

Receitas

- Receita Total: é a soma de todas as receitas, constituída por:
  - Economia de Energia: é a energia que o consumidor deixa de comprar da concessionária, equivalente à energia que o sistema fotovoltaico produziu;
  - Energia Compensada: esta receita é proveniente dos créditos de energia obtidos pelo excedente injetado na rede, e que foram compensados no mesmo ciclo de faturamento. Considerou-se que toda energia injetada na rede, será compensada no prazo de 36 meses;
  - Energia Economizada – ICMS: receita advinda da isenção prevista no artigo 13, inciso 32, da Lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013 (BRASIL, 2013), no qual está determinado:

    "*Pelo prazo de cinco anos, contado da data de início da geração de energia, a base de cálculo do imposto, relativamente às operações do microgerador e do minigerador de energia elétrica participantes do sistema de compensação de energia elétrica, de que trata a Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel -, será reduzida, de forma que corresponda à diferença positiva entre a entrada de energia elétrica fornecida pela empresa distribuidora e a saída de energia elétrica com destino à empresa distribuidora.*".

Custos

- Custo Total: é a soma de todos os custos envolvidos, tais como:
  - Investimento Inicial: formado pela soma dos custos relacionados ao sistema fotovoltaico, sendo o custo total dos módulos, custo total dos inversores, custo do medidor e o custo do restante do BoS;
  - Custo de Operação e Manutenção: formado pelo custo fixo de operação e manutenção do sistema;
  - Custo de Substituição do Inversor: o horizonte de tempo considerado no fluxo de caixa, é de 25 anos, equivalente à vida útil do sistema fotovoltaico. O inversor possui uma vida útil menor, sendo necessário realizar a sua troca, no mínimo, uma vez.

Financiamento

- Financiamento: proveniente do financiamento feito pelo consumidor. Não é relacionado à energia, mas é uma entrada de caixa;
- Juros sobre a Dívida: composto pelos juros que o consumidor irá pagar, pelo financiamento realizado;
- Amortização da Dívida: refere-se aos valores do financiamento que foram amortizados.

Para melhor compreensão dos itens citados anteriormente, algumas notas e parâmetros relevantes, são mostrados a seguir.

3.2.4.3 Notas e Parâmetros Importantes

Esta seção visa apresentar os principais parâmetros utilizados nas receitas e nos custos, determinantes do fluxo de caixa.

Receitas

No cálculo das receitas, considerou-se a perda anual de eficiência de 1% do módulo fotovoltaico, cujo valor afeta a quantidade de energia produzida. E para as tarifas, considerou-se um aumento anual estimado em 3%, devido ao IPCA (MITSCHER & RÜTHER, 2012). Utilizou-se tarifas estabelecidas pela ANEEL, para a CEMIG, com a incidência de ICMS, PIS/PASEP, COFINS.

A energia gerada pelo sistema, bem como a energia injetada na rede, são determinadas pelo programa *PVsyst*. Assume-se que toda energia gerada pelo sistema fotovoltaico, ocorreu no posto tarifário fora de ponta, no qual há sol e a produção de energia é maior. Desse modo, é possível calcular as receitas do fluxo de caixa, como descrito a seguir.

- Economia de Energia: o cálculo considera a tarifa fora de ponta para os consumidores do subgrupo A4 (o consumidor deixa de comprar energia da concessionária, neste posto tarifário), e a tarifa residencial plana, para os consumidores do subgrupo B1.

*Energia Gerada pelo Sistema * Tarifa*

- Energia Compensada: a energia injetada na rede (fora de ponta), transformada em créditos no sistema de compensação de energia, é compensada em outro posto tarifário, segundo a RN nº 482. No caso, no horário de ponta (o consumidor deixará de comprar energia da concessionária, neste posto tarifário). Desse modo, respeitou-se a variação entre a tarifa de ponta e a tarifa fora de ponta.

$$\frac{\textit{Energia Injetada na rede}}{\textit{Razão entre as Tarifas de Ponta e Fora de Ponta}} \otimes \textit{Tarifa}$$

- Energia Economizada – ICMS: Calculou-se através da diferença entre o valor da energia injetada na rede, valorada pela tarifa com impostos, e o valor da energia injetada na rede, valorada pela tarifa sem incidência do ICMS.

*(Energia Injetada na Rede * Tarifa com Impostos) – (Energia Injetada na Rede * Tarifa sem Impostos)*

Custos

Como critério de seleção dos módulos fotovoltaicos, considerou-se os equipamentos testados e certificados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO, com classificação energética A e disponíveis no mercado nacional (INMETRO, 2013). Da mesma forma, optou-se por trabalhar com inversores disponíveis no mercado nacional, entretanto, estes não possuem a certificação do INMETRO. Para o medidor, utilizou-se um valor médio, de R$ 300. Este equipamento deverá ser solicitado pelo consumidor, nas concessionárias de energia (PROCEL INFO, 2014).

Balance of System, ou BoS, compreende os demais componentes que formam um sistema fotovoltaico, com exceção do módulo fotovoltaico. O BoS pode ser dividido em duas categorias, com as quais relacionam-se os custos: Hard BoS e Soft BoS. O Hard BoS é formado pelos componentes envolvidos na estrutura de sustentação, cabeamento, equipamento de monitoramento e montagem do sistema. O Soft BoS é formado pela instalação, interconexão,

operação e manutenção do sistema, questões relacionadas com contratação, engenharia e dimensionamento do sistema (U.S. Department of Energy, 2012).

Os custos de uma planta fotovoltaica, dependem, basicamente, do custo do BoS, dos módulos fotovoltaicos e do inversor. Os valores do BoS apresentam grandes variações, dependendo do país no qual o sistema será instalado. Morris et al. (2013) compara, em sua publicação "Reducind Solar PV Soft Costs", os custos do BoS nos Estados Unidos e na Alemanha. Ressalte-se que a definição para o BoS, por exemplo, também apresenta variações. Ringbeck e Sutterlueti (2013), consideram o inversor parte integrante do Balance of System. Audenaert et al. (2010), por exemplo, aborda o inversor, cabeamento e estruturas adjacentes, como componentes do sistema, apenas, e de modo separado. Mitscher & Rüther (2012), consideram em suas análises econômicas, separadamente, o inversor, custos de instalação e de estrutura de sustentação, e ainda o "restante do BoS".

Para simplificar o estudo, e evidenciar a participação dos principais equipamentos de um sistema fotovoltaico, as análises deste estudo consideram os custos dos módulos, inversor, BoS e medidor. Segundo o estudo elaborado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica, ABINEE, os componentes do BoS são quase totalmente produzidos no Brasil, pois estes produtos não são manufaturados exclusivamente para a indústria fotovoltaica. Há diversos produtores nacionais de cabos, fios, proteções, antenas, chicotes elétricos e estruturas. Entretanto, alguns destes produtos, necessitam de adaptações para que possam ser utilizados em sistemas fotovoltaicos. Por esta razão, a manufatura destes produtos acaba sendo feita fora do país, em locais onde se concentra a demanda por estas aplicações (ABINEE, 2012). Neste estudo, assume-se que o Brasil poderia fabricar os componentes do BoS, a um valor de $1,66/W instalado, baseando-se no estudo de Morris et al. (2013), no qual soma-se o valor referente aos *soft costs* e ao hardware, como mostra a Figura 3.11.

Para realizar a conversão da moeda, utilizou-se a cotação de fechamento do dólar no dia 27/03/2014, quinta-feira, valor: R$ 2,2824 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2014).

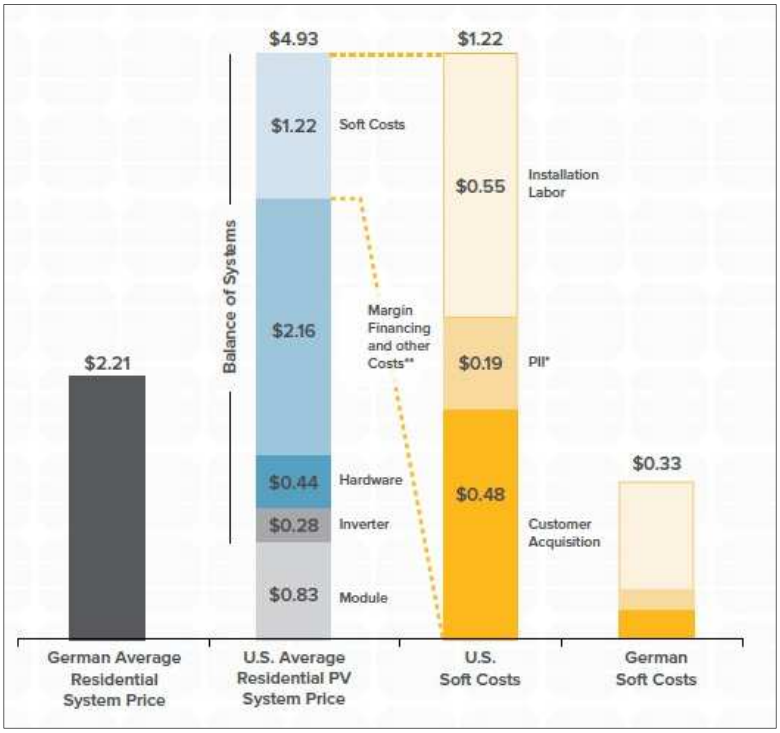


Figura 3.11 - Valor e Composição do BoS
Fonte: MORRIS et al., (2013)

Os custos de O&M (operação e manutenção) de sistemas de geração fotovoltaica, são menores que os sistemas de geração convencional. É possível encontrar valores que variam entre 0,5% e 1,5%, do investimento inicial (RINGBECK & SUTTERLUETI, 2013). Será utilizado o valor de 0,5% do investimento inicial (MITSCHER & RÜTHER, 2012). Logo, o custo de O&M do sistema dependerá do investimento inicial.

Em todas as simulações, utilizou-se uma taxa de desconto igual a 6,5% (Mitscher & Rüther, 2012). Este valor, condiz com a taxa apresentada na Nota Técnica "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira", da EPE – Empresa de Pesquisa Energética, cujo valor da taxa de desconto real, isto é, descontada a inflação, é de 6% (EPE, 2012).

Financiamento

Em relação ao financiamento, utilizou-se como referência o BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento, instituição que apoia investimentos, através de financiamentos, em diversos segmentos. Selecionou-se a linha de financiamento específica para energias alternativas, voltada para projetos de eficiência energética. Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCO), empresas de geração, transmissão e distribuição de energia,

e usuários finais de energia, podem solicitar este apoio. O Banco financia até 90% do valor dos itens financiáveis. Assume-se, portanto, que 90% do investimento inicial será financiado pelo banco. O prazo de amortização da dívida, é de 6 anos, incluído o prazo máximo de carência, de 2 anos.

A Tabela 3.3 apresenta as condições estabelecidas pelo BNDES, para realizar o financiamento, via apoio direto, no qual a operação é feita diretamente com o BNDES. É importante ressaltar que a taxa de juros utilizada, é formada pela soma do custo financeiro, remuneração básica do BNDES e taxa de risco de crédito (BNDES, 2014).

Tabela 3.3 - Condições de Financiamento do BNDES

BNDES - Financiamento	90% do investimento inicial
Custo Financeiro	5%
Remuneração Básica do BNDES	1% ao ano
Taxa de Risco de Crédito	4,18% ao ano
Taxa de Juros	**10,18% ao ano**

Fonte: BNDES, 2014

3.3 Considerações

A metodologia proposta visa identificar, de modo geral, os nichos de mercado para a geração distribuída fotovoltaica. Trabalhou-se, portanto, com área média de telhado e curvas de carga típicas, para representar os consumidores. Os valores podem ser alterados, de acordo com o escopo do estudo. O objetivo principal desta metodologia, é ser uma diretriz para o investidor, e para todos aqueles que se interessam pela geração distribuída fotovoltaica. Além disso, almejou-se desenvolver uma metodologia acessível, de fácil aplicação, reprodução e entendimento, sendo possível adequar os dados para estudos específicos.

Esta metodologia apresenta algumas limitações, que podem ser facilmente trabalhadas de acordo com a necessidade. Para a dissertação, foram consideradas curvas de carga típicas, cujo valores utilizados no dimensionamento do sistema, foram valores médios. Cada subgrupo (A4 e B1) é formado por milhares de consumidores, com curvas de cargas totalmente diferentes. Ao limitar a área de telhado para cada consumidor e utilizar o mesmo módulo fotovoltaico para

todos, no dimensionamento do sistema, as características das curvas de cargas tornaram-se mais brandas. Desse modo, indica-se trabalhar com grupos menores de consumidores, com curvas de carga e áreas de telhado semelhantes. Ressalta-se que o objetivo é propor uma metodologia simples. Portanto, não foram considerados os aspectos relacionados ao sombreamento, por ser demasiado específico.

Em suma, identificar os nichos de mercado auxilia no entendimento da criação de valor, proporcionada pela geração distribuída fotovoltaica. Logo, é possível estabelecer e adaptar modelos de negócios bem estruturados, para todos os agentes relacionados a este tipo de geração.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta. Para o consumidor equivalente A4, foram feitas três simulações, sendo uma considerando a tarifa verde, a tarifa azul e a tarifa convencional. Em contrapartida, o consumidor equivalente do grupo B possui uma tarifa estabelecida somente para o componente de consumo de energia (ANEEL, 2005). Logo, para o consumidor residencial, as tarifas não são diferenciadas nos postos tarifários, sendo realizada apenas uma simulação para cada consumidor. A Tabela 4.1 apresenta um resumo dos parâmetros utilizados nas análises econômicas.

Tabela 4.1 - Resumo dos principais parâmetros utilizados

Balance of System - BoS	1,66 $/W
Custos de O&M	0,5%
Taxa de Desconto	6,5%
Taxa de Juros	10,18%

Fonte: Elaboração Própria

A metodologia realiza o dimensionamento através da área de telhado disponível. Desse modo, a especificação do sistema FV (fabricante e modelo dos módulos) é igual para todos os tipos de consumidores de um mesmo grupo. Entretanto, utiliza-se também a curva de carga do consumidor, que configura a especificidade de cada análise. Logo, a energia que os consumidores injetam na rede e compram da concessionária, são diferentes, bem como a energia consumida oriunda do sistema fotovoltaico.

As curvas de carga são distintas. Alguns consumidores apresentam alta demanda de energia, no mesmo horário de geração do sistema fotovoltaico. Outros, apresentam uma maior demanda no horário de ponta, no qual o sistema fotovoltaico não produz energia, pois não há a incidência de energia solar. São estas características que definem as receitas consideradas no fluxo de caixa, provenientes da compensação de energia e da economia de energia.

As figuras 4.1 e 4.2, apresentam os dados de energia obtidos através das simulações no PVsyst. As tabelas estão presentes nos relatórios emitidos após cada dimensionamento. O "EArray" apresenta o valor da energia efetivamente produzida pelo sistema fotovoltaico. "E Load" é a energia consumida pelo usuário, adquirida da rede. "E User" é a energia consumida pelo consumidor, proveniente do sistema FV. E "E_Grid", é o valor da energia injetada na rede.

	EArray kWh	E Load kWh	E User kWh	E_Grid kWh
January	10502	41552	9600	315
February	12453	37531	10926	909
March	10814	41552	9649	582
April	11801	40212	10167	1033
May	11760	41552	10502	669
June	12081	40212	10798	708
July	13149	41552	11727	802
August	13314	41552	11741	916
September	12522	40212	11071	825
October	11475	41552	10266	599
November	11446	40212	10282	547
December	10460	41552	9548	321
Year	141777	489246	126278	8228

Legends:

EArray	Effective energy at the output of the array
E Load	Energy need of the user (Load)
E User	Energy supplied to the user
E_Grid	Energy injected into grid

Figura 4.1 - Exemplo dos Resultados do *PVsyst*, para o consumidor Tipo 1 / A4
Fonte: Elaboração Própria

	EArray kWh	E Load kWh	E User kWh	E_Grid kWh
January	111.7	93.62	53.58	47.38
February	132.4	84.56	52.99	67.47
March	115.1	93.62	51.33	52.88
April	125.7	90.60	50.64	63.54
May	125.7	93.62	49.37	64.93
June	129.2	90.60	50.06	67.69
July	140.7	93.62	53.78	74.61
August	142.2	93.62	53.84	75.64
September	133.3	90.60	50.60	70.61
October	121.9	93.62	50.72	59.82
November	121.8	90.60	49.96	60.43
December	111.3	93.62	52.15	48.42
Year	1510.9	1102.30	619.02	753.42

Legends:

EArray	Effective energy at the output of the array
E Load	Energy need of the user (Load)
E User	Energy supplied to the user
E_Grid	Energy injected into grid

Figura 4.2 - Exemplo dos Resultados do *PVsyst*, para o consumidor Tipo 1 / B1
Fonte: Elaboração Própria

4.1 Resultados para o A4 - Média Tensão

Para o consumidor A4, utilizou-se um módulo fotovoltaico policristalino, do fabricante Yingli Solar, modelo YL240P 29b, no valor de R$ 999,00 (NEOSOLAR, 2014). E o inversor, da Samil Power, modelo 15000TL, de R$ 18.800,00 (ECOENERGIA, 2014).

A *Performance Ratio* (PR) é uma das unidades de medidas mais importantes para a avaliação da eficiência de um sistema fotovoltaico. A PR é fornecida em porcentagem e designa a relação entre o rendimento real e o rendimento esperado do sistema nas condições de teste (SMA, 2014).

A Tabela 4.2 apresenta as principais características do sistema, a partir dos dados de saída do programa PVsyst. E a Tabela 4.3 resume o custo de cada componente do sistema FV, para o consumidor do subgrupo A4.

Tabela 4.2 - Características do sistema para o consumidor A4

Características do Sistema		
Dados	**Valor**	**Unidade**
Potência Instalada	101	kWp
Número de Módulos	420	unidades
Potência do Módulo	240	Wp
Eficiência do Módulo	14,69	%
Número de Inversores	7	unidades
Potência do Inversor	15	kW
Vida Útil do Sistema	25	anos
Área Útil de Telhado	686	m²
Performance Ratio	79,7	%
Perda Anual de Eficiência	1	%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 4.3 - Característica do Investimento para o consumidor A4

Investimento		
Equipamento	**Descrição**	**Valor (R$)**
Módulo	Yingli Solar	999,00
Medidor	300	300,00
Inversor	Samil Power	18.800,00
Custo Total dos Módulos		419.580,00
Custo Total dos Inversores		131.600,00
Custo do BoS	1,66 U$/W Instalado	382.667,18
Investimento Total		**934.147,18**

Fonte: Elaboração Própria

A Tabela 4.4 mostra, resumidamente, o fluxo de caixa do consumidor Tipo 1, considerando um horizonte de tempo de 25 anos (vida útil do sistema). O fluxo de caixa completo é apresentado no Anexo A. São apresentados os valores presentes de cada parâmetro. O mesmo modelo é aplicado para todos os consumidores restantes.

Tabela 4.4 - Fluxo de caixa do consumidor Tipo 1, do subgrupo A4

Fluxo Operacional		
Receitas		
Energia Compensada	R$	61.726,51
Energia Economizada - ICMS	R$	2.073,18
Economia de Energia	R$	950.937,86
Receita Total	**R$**	**1.014.737,55**
Custos e Financiamento		
Custo O&M Fixo	R$	11.185,62
Valor do Inversor - Substituição	R$	18.800,00
Valor não Financiável	R$	93.414,72
Financiamento		
Juros sobre a Dívida	R$	385.014,06
Amortização da Dívida	R$	840.224,94
Custo Total	**R$**	**1.348.639,35**
VPL	-R$ 333.901,80	

Fonte: Elaboração Própria

Os principais resultados obtidos para o consumidor A4, são apresentados na Tabela 4.5. Na Tabela 4.6 está o resultado encontrado para a TIR. É necessário reiterar que, para cada consumidor de média tensão (subgrupo A4), foram realizadas 3 simulações, considerando os três tipos de tarifa: azul, convencional e verde. Segue abaixo os valores encontrados para os critérios de avaliação econômica.

Tabela 4.5 - Resultados para o consumidor A4, média tensão

	Tarifa Azul	**Tarifa Convencional**	**Tarifa Verde**	**Payback**
R$	VPL	VPL	VPL	Anos
Tipo 1	- 333.901,80	- 287.958,30	- 333.901,80	+ 25
Tipo 2	- 338.776,46	- 292.985,51	- 338.776,46	+ 25
Tipo 3	- 337.989,74	- 292.197,67	- 337.989,74	+ 25
Tipo 4	- 339.310,66	- 293.519,45	- 339.310,66	+ 25
Tipo 5	- 329.349,19	- 283.557,53	- 329.349,19	+ 25
Tipo 6	- 339.293,06	- 293.502,89	- 339.293,06	+ 25
Tipo 7	- 336.223,70	- 290.432,38	- 336.223,70	+ 25
Tipo 8	- 306.010,92	- 258.757,26	- 306.010,92	+ 25
Tipo 9	- 326.937,03	- 281.145,37	- 326.937,03	+ 25
Tipo 10	- 331.062,59	- 285.270,25	- 331.062,59	+ 25
Tipo 11	- 327.081,54	- 281.287,83	- 327.081,54	+ 25
Tipo 12	- 337.646,87	- 291.855,47	- 337.646,87	+ 25
Tipo 13	- 311.488,73	- 265.697,06	- 311.488,73	+ 25
Tipo 14	- 326.574,62	- 280.782,95	- 326.574,62	+ 25

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 4.6 - Valores encontrados para TIR

TIR	**Tipos de Consumidores**
- 1%	Todos os 14 tipos de consumidores, para as simulações com Tarifa Convencional
- 2%	Todos os 14 tipos de consumidores, para as simulações com Tarifa Azul e Verde

Fonte: Elaboração Própria

A Tabela 4.5 mostra a não viabilidade dos investimentos, pois o VPL (valor presente líquido) encontrado, para todos os consumidores, sem exceção, é negativo. Os custos superam as receitas e o investimento não se paga, ao longo do tempo de operação do sistema fotovoltaico, pois o tempo de retorno é igual à sua vida útil. Além disso, a TIR negativa encontrada na Tabela 4.6, confirma o quão inviável o projeto é, pois em 25 anos o projeto não se paga.

Foram encontrados os mesmos valores de VPL para as tarifas horosazonais verde e azul, pois considerou-se a relação entre as tarifas na compensação de energia. Para exemplificar e ficar mais claro, eis um exemplo. No ano 1, o consumidor do Tipo 1 injetou na rede 8,226

MWh. Como a injeção do excedente na rede foi feita no horário fora de ponta, a energia será compensada no horário de ponta. A tarifa azul no horário de ponta é 1,54 vezes maior que a tarifa fora de ponta. Desse modo, o consumidor compensará 8,2260/1,54, ou seja, 5,33 MWh. Para calcular a receita, temos: 5,33 MWh * 0,38 R$/kWh (tarifa na ponta, pois o consumidor deixa de comprar energia da concessionária, neste horário). Logo, tem-se uma economia via compensação, de R$ 2.025. Para a tarifa verde é feito o mesmo mecanismo, mudando apenas a relação na compensação. A tarifa verde no horário de ponta, é 5,06 vezes maior que a tarifa no horário fora de ponta. Desse modo, o consumidor compensará 8,2260/5,06, ou seja, 1,62 MWh. Como receita, temos: 1,62 MWh * 1,25 R$/kWh. Logo, a receita proveniente da compensação, é de R$ 2.025. Percebe-se que a razão entre as tarifas, utilizadas para realizar a compensação de energia, é a mesma relação entre tarifas de ponta. Desse modo, a receita proveniente da compensação foi a mesma para os dois casos.

Os resultados das Tabelas 4.5 e 4.6 consideraram o financiamento do BNDES, cujo valor da taxa de juros é de 10,18%, e o prazo de carência, de apenas 6 anos, um prazo relativamente curto, quando comparado aos outros financiamentos, oferecidos pelo próprio BNDES.

Em relação ao LCOE, os valores encontrados podem ser vistos na Figura 4.3. O LCOE, além de ser um indicador que permite a realização da comparação entre fontes de energia diferentes, ele pode ser utilizado para visualizar o quão próxima a fotovoltaica está da paridade com a rede. No eixo esquerdo do gráfico, tem-se o valor do LCOE encontrado para cada tipo de consumidor. No eixo direito, o valor das tarifas aplicado pela CEMIG, considerando os impostos (PIS, COFINS e ICMS).

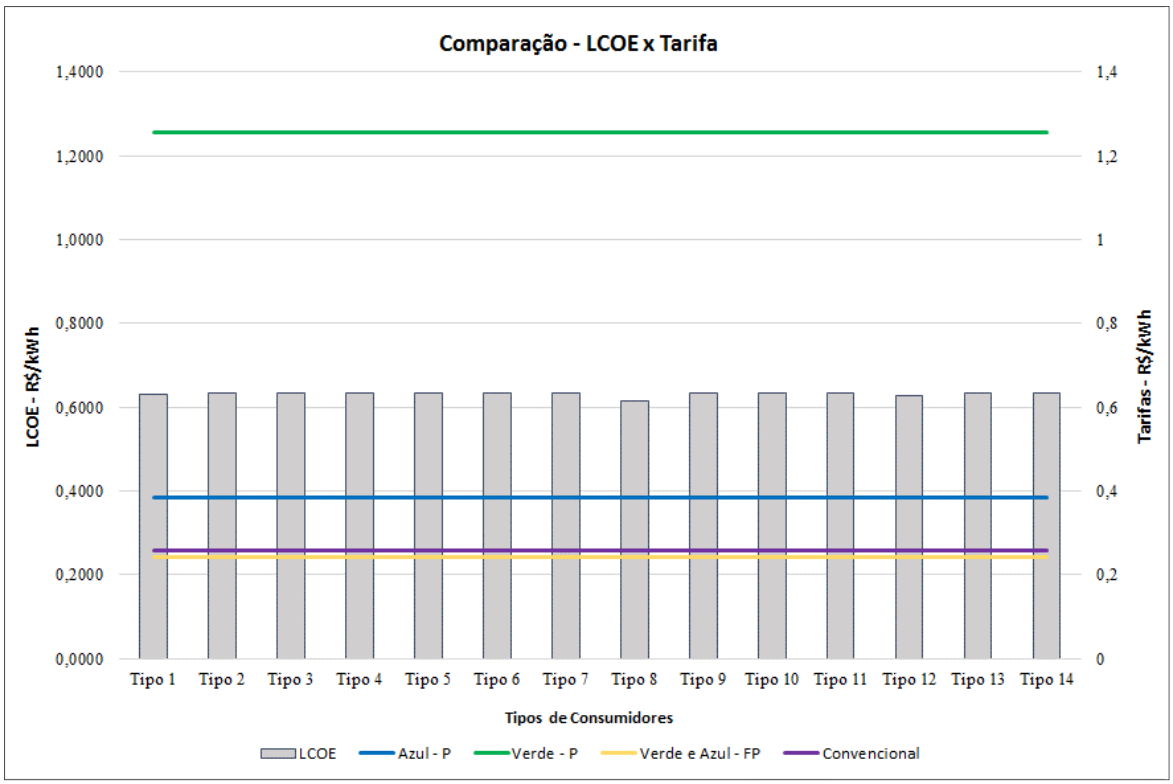


Figura 4.3 - Valores Encontrados para o LCOE dos Consumidores A4
Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que o custo de geração da energia fotovoltaica, considerando os parâmetros utilizados neste trabalho, é ainda elevado. O LCOE apresentou um valor médio de 0,6315 R$/kWh. Este valor é superior aos valores das tarifas Azul (ponta e fora de ponta), Verde (fora de ponta) e convencional. Uma paridade tarifária com a rede aconteceria apenas, se a tarifa vigente fosse constantemente a Verde, e no horário de ponta. Desse modo, ainda é caro para o consumidor, investir e gerar a sua própria energia com a solar fotovoltaica. Economicamente, seria mais viável comprar a energia da concessionária local.

Na Figura 4.3 é perceptível a diferença do consumidor Tipo 8 para os demais. Além de ter apresentado o melhor valor para o VPL, apresentou também um melhor valor para o LCOE, ou seja um custo menor de geração. Como a metodologia considera as curvas de carga dos consumidores para realizar a análise econômica, esta diferença é contabilizada. A energia gerada total gerada pelo sistema, é formada pela soma da energia produzida pelo sistema fotovoltaico e consumida pelo usuário, e a energia injetada na rede. Logo, o consumidor do Tipo 8, consumiu mais energia gerada pelo sistema fotovoltaico, quando comparado aos outros Tipos. O maior consumo é fundamentado pela sua curva de carga, na qual o pico de geração do sistema fotovoltaico, que ocorre entre 10 e 14 horas, aproximadamente, coincide com o pico de demanda deste consumidor. Portanto, o que o sistema gera de energia, o consumidor utiliza.

Segundo a metodologia proposta, em uma área de 700 m², e um sistema fotovoltaico de 101 kWp, os consumidores do subgrupo A4 não constituem um nicho atrativo para o investidor.

4.1.1 Análise de Sensibilidade – Custos

Através do fluxo de caixa, verifica-se que os custos ainda estão altos no Brasil. Desse modo, foi feita uma análise de sensibilidade de custos, para identificar a necessidade de redução dos mesmos. Selecionou-se dois consumidores para fazer esta análise, os que apresentaram os melhores e piores resultados (Tipo 8 e Tipo 4). Os custos são formados, principalmente, pelos módulos fotovoltaicos, Balance of System (BoS) e inversor. Desse modo, a análise será feita para os custos dos módulos.

A primeira abordagem será feita para o módulo utilizado, do fabricante Yingli Solar, cujo valor é de R$ 999,00. Os resultados encontrados estão na Tabela 4.7, apresentada a seguir. Ressalta-se que a modificação foi feita apenas para o preço dos módulos, e os outros parâmetros foram mantidos. Na coluna "Referência" estão os valores originais, obtidos com o fluxo de caixa e a análise será feita comparando o VPL.

Tabela 4.7 - Resultados considerando a variação no preço do módulo FV

	Referência	**-20%**	**-40%**	**-50%**	**-51%**	**-52%**
Módulos Preço	R$ 999,00	R$ 799,20	R$ 599,40	R$ 499,50	R$ 489,51	R$ 479,52
Investimento Inicial	R$ 934.147,18	R$ 850.231,18	R$ 766.315,18	R$ 724.357,18	R$ 720.161,38	R$ 715.965,58
Tipo 8	**VPL**					
Tarifa Azul	-R$ 306.010,92	-R$ 186.549,23	-R$ 67.087,55	-R$ 7.356,70	-R$ 1.383,62	R$ 4.589,47
Tarifa Convencional	-R$ 258.757,26	-R$ 139.295,57	-R$ 19.833,88	R$ 39.896,96	R$ 45.870,05	R$ 51.843,13
Tarifa Verde	-R$ 306.010,92	-R$ 186.549,23	-R$ 67.087,55	-R$ 7.356,70	-R$ 1.383,62	R$ 4.589,47
Tipo 4	**VPL**					
Tarifa Azul	-R$ 339.310,00	-R$ 219.848,97	-R$ 100.387,29	-R$ 40.656,44	-R$ 34.683,36	-R$ 28.710,27
Tarifa Convencional	-R$ 293.519,45	-R$ 174.057,76	-R$ 54.596,08	R$ 5.134,77	R$ 11.107,85	R$ 17.080,94
Tarifa Verde	-R$ 339.310,66	-R$ 219.848,97	-R$ 100.387,29	-R$ 40.656,44	-R$ 34.683,36	-R$ 28.710,27

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com os valores apresentados na Tabela 4.7, o consumidor do Tipo 8 seria um nicho de mercado, caso o valor do módulo apresentasse uma redução de 52%, considerando que a tarifa do cliente é a verde ou a azul. Com a tarifa convencional, o investimento seria rentável se a redução fosse de 50%. Entretanto, verifica-se que a redução que viabiliza um consumidor, não é a mesma que viabiliza o outro.

O consumidor do Tipo 4, cujo resultado foi o pior para o subgrupo A4, não seria um nicho de mercado com uma redução de 52%. Apenas com a tarifa convencional, o VPL ficou positivo, considerando uma redução no custo referente aos módulos, de 50%. Para que o investimento se tornasse viável para o consumidor do Tipo 4, a redução no preço dos módulos deveria alcançar o valor de 57%.

Para que o investimento em fotovoltaica no Brasil, considerando as condições abordadas neste trabalho, seja atrativo, os módulos deveriam custar a metade do que custam hoje. Ou seja, módulos com potência de 240 W, deveriam ter o valor de módulos com 70 W, aproximadamente. Portanto, é importante abordar a necessidade do desenvolvimento da indústria nacional, no que se tange aos equipamentos fotovoltaicos, para auxiliar na redução destes custos.

4.1.2 Outro Financiamento – Fundo Clima

Apenas para efeito de comparação, selecionou-se o consumidor Tipo 8, cujo valor do VPL foi o menos negativo, para verificar os resultados com um financiamento oferecido, também, pelo BNDES, chamado de Programa Fundo Clima.

Este Fundo apoia investimentos em geração e distribuição local de energia renovável, no desenvolvimento tecnológico e na cadeia produtiva do setor de energias renováveis. Este financiamento não foi considerado anteriormente, para todos os consumidores, pois possui uma limitação. O valor mínimo do financiamento, deve ser de R$ 3 milhões, valor não compatível com os investimentos dos consumidores considerados. O financiamento máximo, é de 90% do investimento inicial, e o prazo de amortização, é de 10 anos (ou até 16 anos), com período de carência, de 1 ano. A taxa de juros do Fundo Clima, é de 5,5% ao ano (BNDES, 2014). Os resultados encontrados, podem ser vistos na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Comparação entre tipos de financiamento

Fundo Clima			
	Azul	Convencional	Verde
VPL - R$	-221.093,49	-173.839,82	-221.093,49
TIR - %	-1	-1	-1
Payback - anos	+ 25	+ 25	+ 25
Financiamento BNDES - Convencional			
	Azul	Convencional	Verde
VPL - R$	-306.010,92	-258.757,26	-306.010,92
TIR - %	-2	-1	-2
Payback - anos	+ 25	+ 25	+ 25

Fonte: Elaboração Própria

O resultado encontrado foi mais favorável, com um VPL menos negativo que o anterior. Mesmo com uma taxa de juros muito baixa, o Fundo Clima ainda não seria um financiamento ideal. Caso vários consumidores do subgrupo A4 se associem para realizar tal investimento, considerando o critério do valor mínimo de financiamento, este Fundo poderia ser uma opção de recurso.

A taxa de juros do Fundo Clima, é consideravelmente menor que a taxa oferecida pela linha de financiamento específica para energias alternativas, voltada para projetos de eficiência energética (convencional). Os gráficos apresentados a seguir, nas Figuras 4.4 e 4.5, ilustram a participação dos juros que devem ser pagos pelo consumidor, ao realizar um financiamento para custear o seu sistema fotovoltaico. Destaca-se a proporção dos juros no custo total, formado pela soma do custo de O&M, juros sobre a dívida, amortização da dívida, valor não financiável e o valor de substituição do inversor.

De acordo com os gráficos da Figura 4.4 e 4.5, nota-se a participação dos juros relacionados ao financiamento, no custo total do investimento. Com o financiamento do BNDES para energias alternativas, chamado de convencional, 29% do custo total é formado por juros a pagar. Com o financiamento Fundo Clima, esta parcela é um pouco menor, de 24%. Apesar da taxa de juros do Fundo Clima ser a metade da convencional, o seu valor é significativo, quando trata-se dos custos totais.

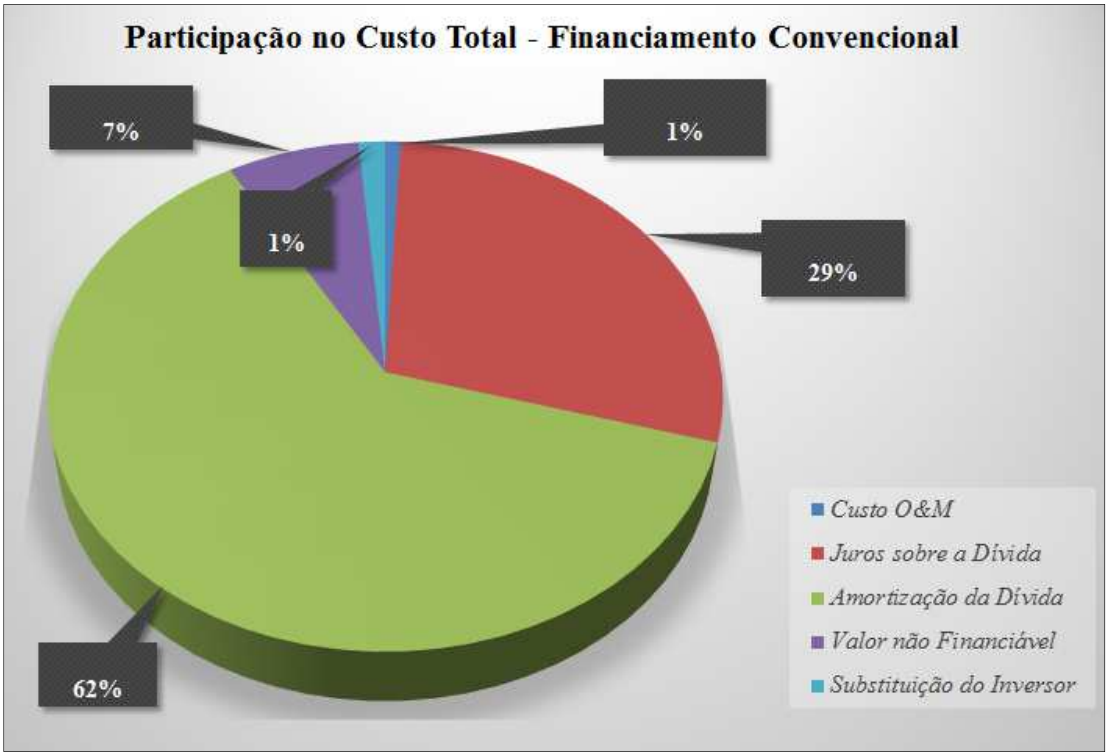


Figura 4.4 - Participação dos Juros no Custo Total / Convencional
Fonte: Elaboração Própria

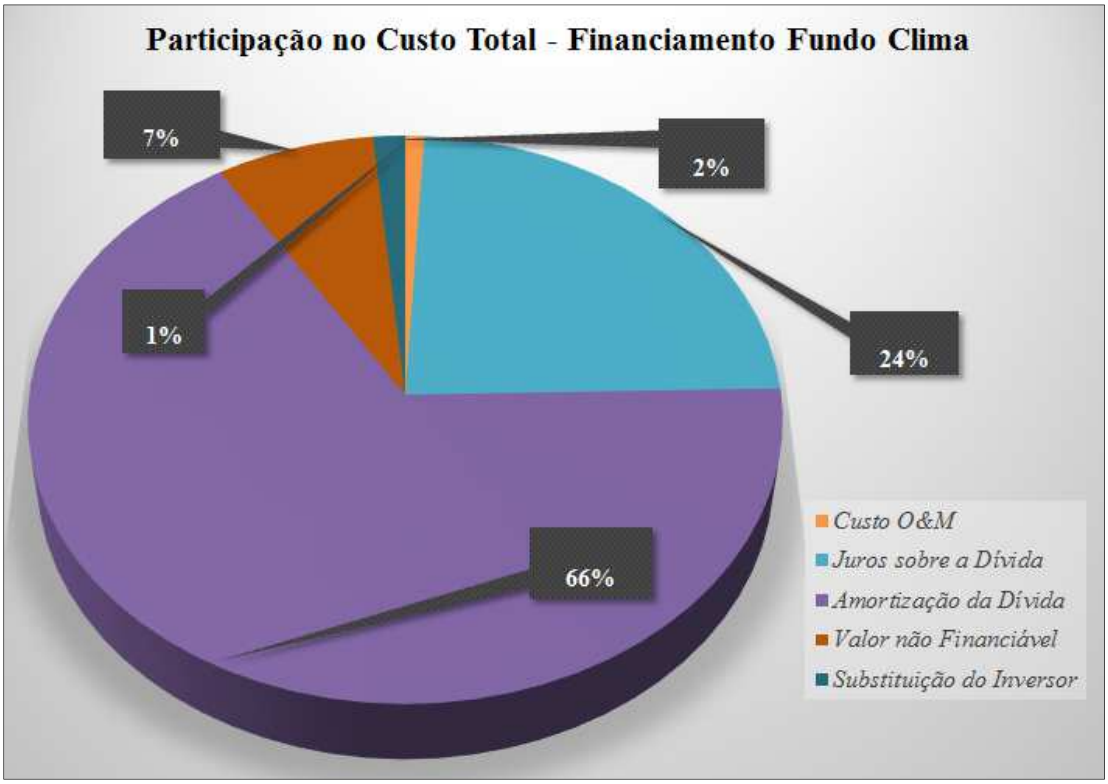


Figura 4.5 - Participação dos Juros no Custo Total / Fundo Clima
Fonte: Elaboração Própria

Ressalta-se a pequena participação dos custos ligados ao sistema fotovoltaico, propriamente dito. Os custos de O&M (operação e manutenção) e os custos de substituição do inversor, representam 1 a 2% do custo total. Ou seja, ao analisarmos a vida útil do sistema, os custos para mantê-lo, são mínimos. O consumidor paga um alto valor por não ter o montante equivalente ao investimento inicial.

Desse modo, é relevante pensar em financiamentos viáveis e específicos para a geração fotovoltaica. Os financiamentos considerados englobam todas as outras fontes alternativas, mesmo tais fontes sendo tão distintas, quando trata-se dos custos relacionados a sua manutenção.

4.1.3 Sem Financiamento

Outra opção a considerar, é a possibilidade do consumidor possuir o valor monetário equivalente ao investimento inicial. Logo, não seria necessário realizar um financiamento. A análise foi feita com o consumidor Tipo 8, cujo resultado foi o melhor obtido. Os custos são formados pela O&M do sistema e pela substituição do inversor. Na tabela 4.9 estão os resultados do VPL e payback, apenas para efeito de comparação.

Tabela 4.9 - Resultados para a opção sem financiamento

Sem Financiamento			
	Azul	Convencional	Verde
VPL - R$	919.228,08	966.481,75	919.228,08
Payback - anos	23	22	23

Fonte: Elaboração Própria

Sem o financiamento, o VPL encontrado para o consumidor do subgrupo A4, seria positivo. Ou seja, em 25 anos (horizonte de tempo do fluxo de caixa e vida útil do sistema), as receitas superariam os custos. Este cenário não é uma realidade, pois o investimento inicial é alto, sendo fundamental o papel das linhas de financiamento e outros subsídios.

A pergunta a ser feita, neste caso, seria: o consumidor está disposto a pagar pela energia fotovoltaica? O consumidor é capaz de pagar por tal investimento, sem o auxílio de um financiamento? Há algum financiamento a fundo perdido para a geração fotovoltaica? É

relevante citar o Programa de Eficiência Energética (PEE) da ANEEL. O PEE era a fundo perdido, e enquanto funcionava desta forma, o programa foi muito procurado. Entretanto, as regras mudaram e o interesse pelo PEE diminuiu. Em 2013, para renovar o programa, a ANEEL modificou novamente as regras. Todas as concessionárias deverão realizar chamadas públicas de projetos de eficiência. Os projetos selecionados nas chamadas, deverão ser desenvolvidos através de contratos de desempenho. Segundo Máximo Luiz Pompermayer, Superintendente de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética da ANEEL, apesar de não ser a fundo perdido, o PEE é simplificado e apresenta condições favorecidas que podem incentivar a eficiência energética no país (ABEGÁS, 2013).

4.2 Resultados para o B1 - Baixa Tensão

Para o consumidor B1, utilizou-se o mesmo módulo fotovoltaico policristalino, do fabricante Yingli Solar, modelo YL70, no valor médio de R$ 500,00 (NEOSOLAR, 2014). E o inversor, da SMA, modelo Sunny Boy, SB 1200, de R$ 5.799,00 (NEOSOLAR, 2014). A Tabela 4.10 apresenta as características do sistema para o consumidor B1, e a Tabela 4.11, os principais componentes do Investimento.

Tabela 4.10 - Características do sistema para o consumidor B1

Características do Sistema		
Dados	**Valor**	**Unidade**
Potência Instalada	1,12	kWp
Número de Módulos	16	unidades
Potência do Módulo	70	Wp
Eficiência do Módulo	14,42	%
Número de Inversores	1	unidades
Potência do Inversor	1,2	kW
Vida Útil do Sistema	25	anos
Área Útil de Telhado	19,2	m²
Performance Ratio	73,2	%
Perda Anual de Eficiência	1	%

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 4.11 - Componentes do investimento para o consumidor B1

Investimento		
Equipamento	**Descrição**	**Valor (R$)**
Módulo	Yingli Solar	500,00
Medidor	300	300,00
Inversor	SMA	5.799,00
Custo Total dos Módulos		8.000,00
Custo Total dos Inversores		5.799,00
Custo da Estrutura Metálica	U$/W Instalado	
Custo do Restante do BoS	1,66	4.243,44
Custo de Instalação	(BoS)	
Investimento Total		**18.342,44**

Fonte: Elaboração Própria

A Tabela 4.12 apresenta, resumidamente, o fluxo de caixa do consumidor Tipo 1, considerando o mesmo horizonte de tempo de 25 anos (vida útil do sistema). São apresentados

os valores presentes de cada parâmetro. O mesmo modelo é aplicado para todos os consumidores restantes, considerados neste estudo.

Tabela 4.12 - Fluxo de caixa do consumidor Tipo 1, do subgrupo B1

Fluxo Operacional		
Receitas		
Energia Compensada	R$	13.031,97
Energia Economizada - ICMS	R$	697,84
Economia de Energia	R$	10.692,48
Receita Total	**R$**	**24.422,29**
Custos e Financiamento		
Custo O&M Fixo	R$	219,64
Valor do Inversor - Substituição	R$	5.799,00
Valor não Financiável	R$	1.834,24
Financiamento		
Juros sobre a Dívida	R$	7.559,64
Amortização da Dívida	R$	16.498,23
Custo Total	**R$ 31.191,05**	
VPL	**- R$ 7.488,76**	

Fonte: Elaboração Própria

Os resultados para o consumidor de baixa tensão, também não se apresentaram satisfatórios, como mostra a Tabela 4.13. Ressalta-se que nestas análises econômicas, apenas a tarifa convencional foi considerada. Para todos os tipos de consumidores (14 tipos), encontrou-se uma TIR de 0%.

Tabela 4.13 - Resultados para o consumidor B1, baixa tensão

	Tarifa Convencional			**Tarifa Convencional**	
	VPL (R$)	**Payback (anos)**		**VPL (R$)**	**Payback (anos)**
Tipo 1	- 7.488,76	25	**Tipo 8**	- 7.612,81	25
Tipo 2	- 7.332,41	25	**Tipo 9**	- 7.504,22	25
Tipo 3	- 7.781,71	25	**Tipo 10**	- 7.293,03	25
Tipo 4	- 7.337,88	25	**Tipo 11**	- 7.255,77	25
Tipo 5	- 7.553,19	25	**Tipo 12**	- 7.079,78	25
Tipo 6	- 7.338,63	25	**Tipo 13**	- 7.525,44	25
Tipo 7	- 7.544,23	25	**Tipo 14**	- 7.835,22	25

Fonte: Elaboração Própria

De acordo com a Tabela 4.13, nota-se a não viabilidade do investimento, segundo o critério do VPL, para todos os consumidores do subgrupo B1, conectados à rede de baixa tensão. Logo, aponta-se uma impossível rentabilidade do investimento, se o usuário final optar por financiar um sistema fotovoltaico, de 1,12 kWp, através da linha de financiamento considerada no estudo.

Segundo a Tabela 4.12, que apresenta o fluxo de caixa para o consumidor do tipo 1, é possível notar que o VPL encontrado, é semelhante ao juros pago pelo consumidor, por realizar o financiamento de 90% do investimento total. Logo, se as condições de financiamento fossem mais favoráveis, com uma taxa de juros menor, por exemplo, o investimento poderia ser viável.

É possível visualizar, também, a receita advinda da isenção do ICMS, por um período de 5 anos. Ao considerar a vida útil do sistema fotovoltaico, de 25 anos, esta receita é mínima. Visando auxiliar na viabilidade do investimento em energia fotovoltaica, a isenção do ICMS poderia se estender ao longo da vida útil do sistema, ou seja, quando ele está em operação.

Os valores do LCOE para os consumidores do subgrupo B1, não apresentaram grandes variações, com um valor médio de 1,2205 R$/kWh, como mostra a Figura 4.6.

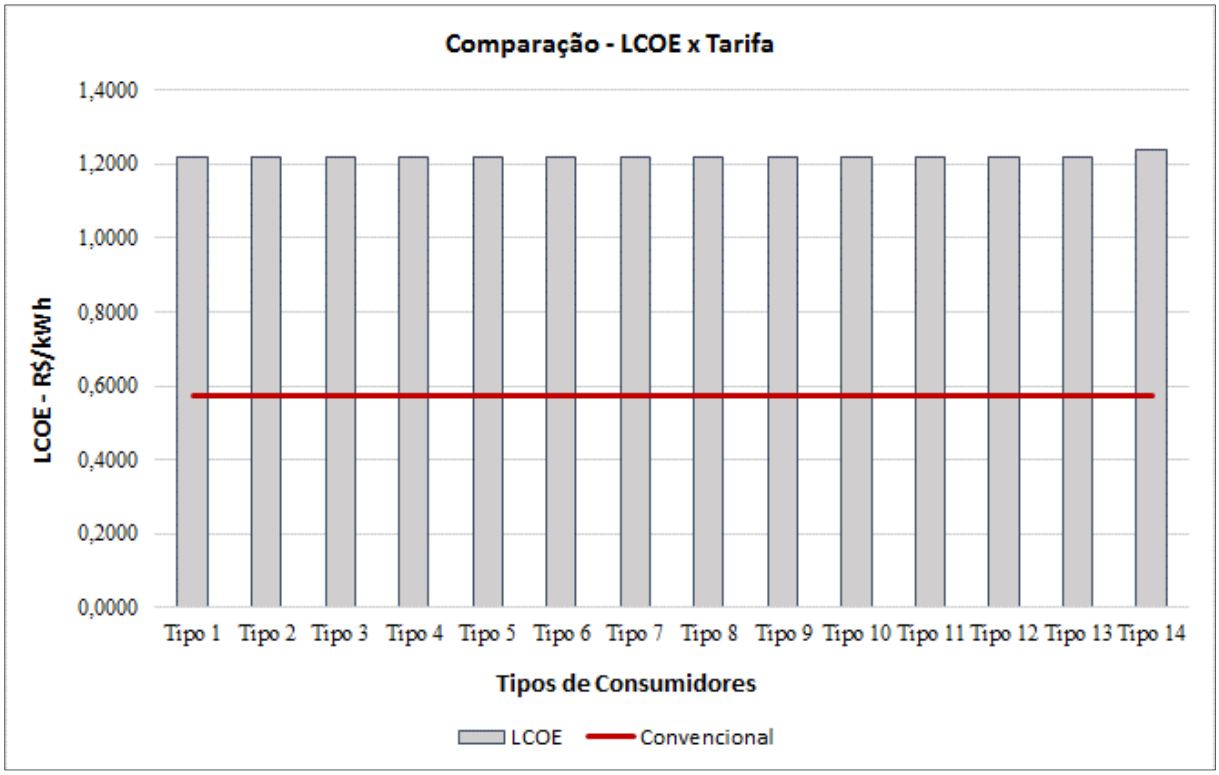


Figura 4.6 - Valores Encontrados para o LCOE dos Consumidores B1
Fonte: Elaboração Própria

A tarifa convencional praticada pela CEMIG, é de 0,57119 R$/kWh, considerando os impostos (PIS, COFINS e ICMS). Ao analisar estes valores, a paridade tarifária está distante de acontecer para a fotovoltaica com aplicação residencial. O LCOE é, aproximadamente, o dobro do valor da tarifa aplicada pela concessionária. Entretanto, atenta-se para os constantes aumentos tarifários, tornando o custo da geração solar fotovoltaica mais próximo ao valor da tarifa. Desse modo, segundo a metodologia proposta, com uma área de 20 m², e um sistema fotovoltaico de 1,2 kWp, os consumidores do subgrupo B1 também não se apresentam viáveis para o investidor.

4.2.1 Análise de Sensibilidade – Custos

A mesma análise de sensibilidade feita para os consumidores do subgrupo A4, será feita para o consumidor pertencente ao subgrupo B1. O objetivo é determinar o quão distante estamos da viabilidade, no que se diz respeito aos custos. Apesar da pouca discrepância entre os resultados obtidos para o consumidor de baixa tensão, serão analisados os dois casos: melhor (Tipo 12) e pior (Tipo 14) resultado.

O valor de referência para o módulo, do fabricante Yingli Solar, é de R$ 500,00. A Tabela 4.14 apresenta os resultados encontrados. Comparando-se com o consumidor do subgrupo A4, o consumidor B1 necessitou de uma redução maior no valor do preço dos módulos, para alcançar a viabilidade. Quanto maior a potência do módulo, menor é o preço. Logo, para um consumidor tipicamente residencial, que faz uso de módulos com potência menor, o valor (R$/W) do módulo fotovoltaico, é maior. Os resultados encontrados são apresentados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Resultados considerando a variação no preço dos módulos FV

	Referência	**-20%**	**-40%**	**-50%**	**-60%**	**-61%**	**-63%**
Módulos Preço	R$ 500,00	R$ 400,00	R$ 300,00	R$ 250,00	R$ 200,00	R$ 195,00	R$ 185,00
Investimento Inicial	R$ 18.342,44	R$ 16.742,44	R$ 15.142,44	R$ 14.342,44	R$ 13.542,44	R$ 13.462,44	R$ 13.302,44
Tipo 12	**VPL**						
Tarifa Convencional	-R$ 7.079,78	-R$ 4.802,05	-R$ 2.524,31	-R$ 1.385,44	-R$ 246,57	-R$ 132,68	R$ 95,09
Tipo 14	**VPL**						
Tarifa Convencional	-R$ 7.835,22	-R$ 5.557,48	-R$ 3.379,74	-R$ 2.140,88	-R$ 1.002,01	-R$ 888,12	-R$ 660,35

Fonte: Elaboração Própria

O consumidor do Tipo 12, mostrou-se viável (analisando apenas o VPL), com uma redução de 63% no valor dos módulos fotovoltaicos. Para o pior caso, com essa redução, não houve a mesma possibilidade. O consumidor do Tipo 14, alcançou um VPL positivo com uma redução de 69% no preço do equipamento. Nesse caso, o módulo deveria ser vendido por um preço irrisório de R$ 155,00.

4.2.2 Outro Financiamento – Banco do Brasil

Outro financiamento interessante, é o fornecido pelo Banco do Brasil, chamado de BB Crédito Material de Construção. Esta linha se aplica para os correntistas do banco, que tenham interesse em adaptar sistemas alternativos de geração de energia. A taxa de juros apresenta variação de 1,53% a 2,02%, ao mês, dependendo do cliente. O valor máximo financiado, é de R$ 50.000,00, com parcela de até 54 vezes. Este financiamento, não se aplicaria ao consumidor de média tensão, dimensionado através da metodologia proposta. O valor do investimento do consumidor A4, ultrapassa o limite determinado pelo banco. Desse modo, esta seria mais uma opção para o consumidor B1, conectado à rede de baixa tensão, tipicamente residencial (BRASIL MAIOR, 2013).

Supõe-se que o consumidor, correntista do Banco do Brasil, invista em geração fotovoltaica, através do crédito BB Crédito Material de Construção. No site do banco, é possível realizar uma simulação, fornecendo, como dados de entrada, o valor a ser financiado e o prazo de amortização (BANCO DO BRASIL, 2014). A simulação é apresentada na Figura 4.7.

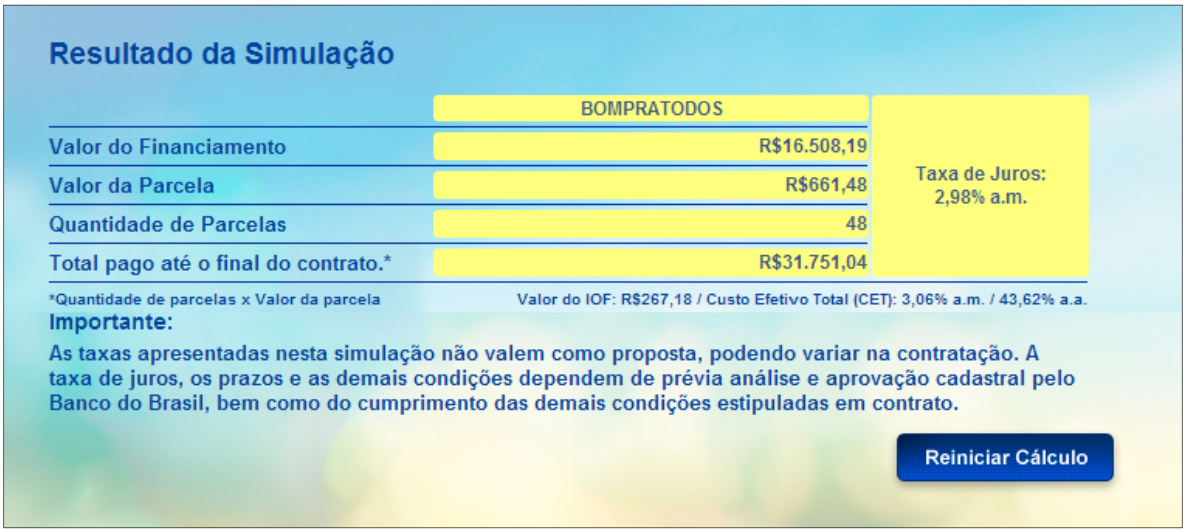


Figura 4.7 - Simulação com o Financiamento do Banco do Brasil
Fonte: BANCO DO BRASIL, 2014

Para efeito de comparação, simulou-se o mesmo valor utilizado nas análises econômicas deste trabalho, 90% do investimento inicial. Considerou-se, também, o mesmo prazo de amortização. A Tabela 4.15, apresenta a comparação entre o financiamento do Banco do Brasil e do BNDES.

Tabela 4.15 - Comparação entre os financiamentos do BNDES e Banco do Brasil

R$	**Banco do Brasil**	**BNDES**
Valor do Financiamento	16.508,19	16.508,19
Total Pago	31.751,04	24.070,60
Juros	15.242,85	7.562,41

Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que o financiamento oferecido pelo Banco do Brasil, possui uma elevada taxa de juros. No final da amortização, o consumidor pagaria, apenas de juros, o equivalente a mais um sistema fotovoltaico. Neste caso, o financiamento realizado pelo BNDES, é mais vantajoso. Logo, destaca-se a necessidade de repensar o modo pelo qual o financiamento é oferecido. Para a fotovoltaica, é viável fornecer o mesmo financiamento utilizado para construir uma casa? Apesar de um sistema fotovoltaico agregar valor à residência ou edificação, na qual ele foi instalado, o alto custo do investimento, via financiamento, não é atrativa para os consumidores.

4.2.3 Outros Financiamentos

Concernente aos financiamentos, além dos oferecidos pelo BNDES (Energias Alternativas e Fundo Clima) e pelo Banco do Brasil, é possível encontrar outros financiamentos para a obtenção de microgeradores e minigeradores solares fotovoltaicos. A Caixa Econômica Federal, por exemplo, disponibiliza esta opção através do Construcard. Entretanto, este cartão (Construcard) pode ser utilizado apenas em lojas de materiais de construção conveniadas. Logo, ao construir uma nova casa ou reformá-la, o consumidor conta com esta opção de financiamento, para se tornar um micro ou minigerador distribuído. A taxa de juros desta linha, apresenta variações entre 1,96% e 2,35%, ao mês (BRASIL MAIOR, 2013). Para que este financiamento seja mais acessível, seria necessário disponibilizar os equipamentos

fotovoltaicos em mais estabelecimentos voltados para materiais de construção, por exemplo. Geralmente, os módulos e inversores fotovoltaicos, são vendidos em lojas específicas, não voltadas para o ramo da construção civil.

O Instituto Ideal oferece o “Fundo Solar”, um apoio financeiro a consumidores residenciais e empresários, que almejam instalar sistemas fotovoltaicos de até 5 kW de potência. O valor do recurso disponibilizado, pode variar entre R$ 1 mil e R$ 5 mil, conforme a localização do microgerador e o custo total do investimento. O Fundo Solar não é um financiamento, é um estímulo à adesão da geração distribuída fotovoltaica. O valor, ao comparar com o investimento inicial encontrado pela aplicação da metodologia, é baixo. Entretanto, é uma iniciativa importante para estimular a fotovoltaica no país (INSTITUTO IDEAL, 2014).

É importante salientar a participação dos financiamentos oferecidos pelos bancos e instituições sem fins lucrativos, na difusão da fotovoltaica. Com um número maior de opções de financiamentos específicos, este tipo de geração se destaca, e se torna mais atrativa e competitiva no mercado brasileiro.

4.3 Discussão dos Resultados

Com a aplicação da metodologia proposta neste trabalho, encontrou-se resultados não favoráveis aos investimentos em geração distribuída fotovoltaica. Seriam considerados como nichos de mercado, aqueles consumidores que apresentassem os melhores valores dos critérios econômicos de avaliação (VPL, TIR e Payback). Desse modo, conclui-se que não há nichos de mercado para o investidor, considerando os parâmetros utilizados.

Os custos relacionados ao sistema fotovoltaicos, no Brasil, estão muito altos. Logo, o valor do custo inicial, para o consumidor, inviabiliza o investimento. Uma maneira de suavizar este investimento inicial, está nos financiamentos. Entretanto, os juros cobrados são altos, fator que influencia no tempo de retorno do investimento, cujo valor encontrado se iguala à vida útil do sistema.

A análise de sensibilidade realizada para os custos, mostrou que é necessário reduzir, no mínimo, 50% o valor do módulo fotovoltaico para que o investimento seja viável, considerando os parâmetros estabelecidos neste trabalho. Segundo o documento “*Solar Photovoltaics Competing in the Energy Sector – On the Road to Competitiveness*”, publicado

pela EPIA, o preço médio do módulo fotovoltaico na Europa, diminuiu em 70%, em 10 anos. De 4,2 €/W, preço médio encontrado no ano 2000, passou para 1,2 €/W, em 2011 (EPIA, 2011). Um módulo de 70 W comercializado na Europa, em 2011, custaria o equivalente a 84 €. Ou seja, aproximadamente, R$ 252,00, valor que representa a redução de 50% na análise de sensibilidade do consumidor do subgrupo B1.

À luz dos novos acontecimentos, é possível dizer que a hora da geração distribuída fotovoltaica, já chegou. Segundo a ANEEL, a partir de 2015, as contas de energia apresentarão o Sistema de Bandeiras Tarifárias, cuja finalidade é indicar quanto a energia custará, em função das condições de geração. O sistema possui três Bandeiras: verde, amarela e vermelha. A bandeira verde, indica condição favorável de geração e a tarifa não sofre alteração. A bandeira amarela, indica condição de geração menos favorável, e a tarifa sofre um acréscimo de R$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos. E a tarifa vermelha, apresenta condição desfavorável de geração, e a tarifa sofre um acréscimo de R$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos. Se este Sistema já estivesse em vigor, no ano de 2014, teríamos bandeira amarela para o mês de janeiro e bandeira vermelha para o mês de fevereiro (ANEEL, 2014). Em simulações para o ano de 2013, em 10 meses do ano, por exemplo, seria aplicada a bandeira vermelha (PORTAL PCH, 2013). Considerando a atual situação dos reservatórios das hidrelétricas no Brasil, o consumidor pagaria caro pela energia consumida. Além disso, no início do mês de abril, de 2014, a CEMIG divulgou o reajuste médio de suas tarifas, cujo valor foi de 14,76% (REUTERS, 2014). E uma vantagem da adoção de um sistema fotovoltaico, está na não exposição às variações tarifárias.

Por fim, identifica-se a necessidade de se pensar em novos modelos de negócios para que a geração distribuída fotovoltaica, seja competitiva. Um modelo interessante a destacar, é o do tipo *Third-Party*. Segundo Drury et al. (2012), este modelo permitiu que muitas barreiras para a adoção da fotovoltaica, fossem reduzidas. As principais vantagens do modelo estão na não necessidade de buscar um financiamento adequado, na redução dos custos iniciais, redução da complexidade para o usuário final e na facilidade de recuperar o investimento com a redução do valor da fatura de energia, e não através de um tempo de retorno que pode alcançar décadas.

Os *terceiros* não são o usuário do sistema, e nem a concessionária. São outras organizações que podem ser proprietárias ou controlar o sistema fotovoltaico. O interessante neste modelo, está no fato dos terceiros, frequentemente, possuírem acesso a financiamentos de baixo custo e podem fazer uso de todos os incentivos governamentais (FRANTZIS et al., 2008).

Ressalta-se que esta é apenas uma opção dentre muitas outras. Todos os tipos de modelos de negócios específicos para a fotovoltaica, auxiliam na difusão da tecnologia. Outro modelo importante para citar, é o modelo das concessionárias. A distribuidora de energia exerce um papel fundamental na inserção da fotovoltaica. Dessa forma, considerando o atual cenário brasileiro, faz-se necessário que todos os envolvidos com a criação de valor da geração distribuída fotovoltaica, pensem em modelos de negócios inovadores, para que os benefícios da fotovoltaica alcance a todos.

Os resultados obtidos juntamente com a descrição da metodologia proposta, foram publicados nos seguintes eventos: CBENS - Congresso Brasileiro de Energia Solar, SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (VILELA et al., 2014).

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Esta dissertação propôs uma metodologia para auxiliar o investidor, na identificação dos possíveis nichos de mercado envolvendo a geração distribuída fotovoltaica. Buscou-se desenvolver uma metodologia de fácil aplicação, entendimento e reprodução. Com etapas bem definidas, é possível adequar esta metodologia, no que se refere aos dados utilizados em sua reprodução.

Ao identificar o nicho de mercado apropriado para receber investimentos, é possível definir qual modelo de negócios utilizar. Desse modo, foram apresentados os principais modelos de negócios fotovoltaicos aplicados no mundo. É relevante reiterar que os modelos discutidos obtiveram êxito em suas execuções, e impulsionaram a difusão da geração distribuída fotovoltaica. Além disso, os modelos mencionados são empregados em países (Alemanha e Estados Unidos) nos quais a geração distribuída fotovoltaica, é uma referência.

Os resultados obtidos com a aplicação da metodologia, considerando os critérios de avaliação econômica, os quais apresentaram valores não favoráveis, estão em consonância com os principais documentos oficiais publicados no Brasil, sobre a geração fotovoltaica. O documento “Estudo e Propostas de Utilização de Geração Fotovoltaica Conectada à Rede, em particular em Edificações Urbanas”, publicado pelo Ministério de Minas e Energia - MME, conclui que no Brasil, ainda não há uma estrutura industrial favorável à inserção da geração fotovoltaica, devido ao seu alto custo e a falta de uma cadeia produtiva consolidada (MME, 2009). De modo semelhante, o relatório “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”, publicação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, defende que a geração distribuída está próxima à condição de viabilidade econômica, para alguns pontos da rede elétrica (EPE, 2012). Esta proximidade pode ser interpretada para o consumidor do subgrupo B1, para o qual a viabilidade econômica se mostrou mais tangível, comparando-se com o consumidor do subgrupo A4. Com um financiamento adequado, o consumidor B1, conectado à rede de baixa tensão, poderia ser um nicho de mercado, visto que o valor do VPL encontrado, era quase semelhante ao valor dos juros pago pelo financiamento. Há outro documento interessante para citar, intitulado “Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica”,

publicado pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA. No respectivo relatório, considera-se que, do ponto de vista do consumidor, a microgeração distribuída a partir da energia solar fotovoltaica, ainda não é viável. Porém, acredita-se que este fato não perdurará por muito tempo, devido à queda dos preços destes sistemas, nos países onde a tecnologia já foi inserida (CABELLO & POMPERMAYER, 2013). Apenas como um adendo, ressalta-se que o documento do IPEA não analisa a minigeração distribuída, somente a micro. Desse modo, considerando as considerações dos documentos oficiais publicados no Brasil, observa-se que os resultados obtidos nesta dissertação, estão convergindo para um mesmo ponto.

As análises econômicas realizadas, via fluxo de caixa, auxiliam na identificação das barreiras e das oportunidades envolvendo a geração fotovoltaica. Além da aplicação de modelos de negócios fotovoltaicos, é necessário desenvolver incentivos, regulatórios e financeiros, federais e estaduais, para que a geração distribuída fotovoltaica se torne uma realidade no país. A importância dos modelos de negócios também é discutida no documento "propostas para a Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira", publicado pela ABINEE. Segundo o relatório, além dos ajustes regulatórios, é importante considerar que uma parte da solução para a aceleração da demanda, se encontra no desenvolvimento de modelos de comercialização (que são os modelos de negócios). Deve-se construir modelos para reduzir a resistência cultural do consumidor final ao uso dos sistemas fotovoltaicos, diminuindo a insegurança em relação à confiabilidade da geração. Como proposta, o documento sugere dois modelos: o de *leasing de sistemas fotovoltaicos*, que se aproxima do modelo *Third-Party*, e o de *usinas comunitárias*, apresentado neste trabalho, como *Solar Shares* ou *Community Solar* (ABINEE, 2012).

Outro ponto de grande relevância que deve ser destacado, é a formação de mercado consumidor para este tipo de geração. Quantos consumidores, no Brasil, estão cientes da possibilidade de produzir a sua própria energia? Qual é o grau de conscientização energética dos consumidores brasileiros? Adiantaria ter tecnologia sem mercado? Logo, é possível afirmar, de modo veemente, que se faz necessário formar um mercado consumidor no Brasil para a geração distribuída fotovoltaica. No documento técnico intitulado "Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: Subsídios para a Tomada de Decisão", publicado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE, 2010), aponta-se exatamente esta necessidade. Ou seja, não se trata apenas de desenvolver tecnologia nacional ou reduzir custos. É necessário fomentar o interesse pela geração distribuída fotovoltaica.

Segundo o BIG - Banco de Informações de Geração, da ANEEL, de um total de 97 usinas fotovoltaicas instaladas no Brasil, atualmente, 79 unidades são de micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2014). Nota-se, portanto, o grande impacto da regulação na difusão da tecnologia. Nos Estados Unidos, de acordo com Barbose et al. (2013), em 2012 foram contabilizadas 208.529 instalações fotovoltaicas residenciais e comerciais. Grande parte destas instalações, foram impulsionadas pela adoção de modelos de negócios diferenciados e dos incentivos praticados no país. Além de políticas federais para incentivar o uso de energias renováveis, cada Estado possui inúmeros programas e iniciativas voltados para a energia solar. No Estado da Califórnia, por exemplo, segundo o DSIRE (*Database of State Incentives for Renewables Efficiency)*, há 25 diferentes tipos de incentivos financeiros, programas e políticas, que podem ser utilizados pelos interessados em geração fotovoltaica (DSIRE, 2014). Nota-se, no Brasil, a ausência de incentivos diferenciados e a lenta mobilização, por parte dos Estados da Federação, no que se diz respeito à micro e minigeração distribuída fotovoltaica. Destaca-se o Estado de Minas, que através da Lei nº 20.284, de 31 de julho de 2013, estabeleceu que o ICMS, para micro e minigeradores distribuídos, deve ser cobrado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada, por um prazo de cinco anos. Entretanto, ressalta-se que o consumidor continuará a pagar PIS (1,65%) e COFINS (9,25%), cuja alíquota é igual a 10,90%. Além disso, considerando a vida útil do sistema de 25 anos, em média, a isenção em 5 anos, é mínima.

Considerando o panorama atual, que engloba reservatórios operando com a capacidade mínima, térmicas sendo despachadas, reajustes tarifários, além da possível aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias, é possível visualizar uma grande oportunidade para a geração distribuída fotovoltaica no Brasil. Com a adoção de modelos fotovoltaicos bem estruturados, visando a criação de valor para todos os interessados, e incentivos que fomentem verdadeiramente a tecnologia, a geração fotovoltaica poderá ser uma fonte complementar de energia. Desse modo, o potencial solar do Brasil poderia ser aproveitado, tornando o país mais seguro, do ponto de vista energético e ainda mais renovável, do ponto de vista ambiental.

Espera-se, portanto, que este trabalho auxilie o investidor em suas tomadas de decisão, apontando uma ferramenta de análise da geração distribuída fotovoltaica no Brasil. Se é possível ir além, por fim, espelhando-se nos países tidos como referência em solar: é preferível termos milhares de micro e minigeradores distribuídos fotovoltaicos, a termos parcas grandes usinas espalhadas pelo país.

5.2 Trabalhos Futuros

Sugere-se para futuros trabalhos, alguns ajustes que poderiam enriquecer a metodologia proposta. Seria ideal, desenvolver modelos de negócios para o Brasil, utilizando o método criado por Osterwalder & Pigneur, por exemplo. Além disso, realizar simulações econômicas considerando o Sistema de Bandeiras Tarifárias e a Tarifa Branca. Outra opção, estaria na análise de sensibilidade para encontrar o financiamento ideal para cada subgrupo de consumidor.

Foram apontadas apenas algumas sugestões, entretanto, as possibilidades são diversas, visto que a geração distribuída fotovoltaica é incipiente no Brasil. Desse modo, há um grande campo para a o desenvolvimento de pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS. Mais eficiência no programa de eficiência: novas regras tentam redirecionar investimento das distribuidoras para o parque industrial, 2013 Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?p=23383>.

ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL. Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília, 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 414, de 9 de Setembro de 2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, Brasil, 2010.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição. Brasília, 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa nº 482/2012", Diretoria geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa nº 517/2012", Diretoria geral, Brasília, Brasil, Abril, 2012.

ANEEL – Agência nacional de Energia Elétrica. Por Dentro da Conta de Luz: Informação de Utilidade Pública. Brasília, 2013. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br>.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº 1.507, de 5 de Abril de 2013. Homologa o resultado da terceira revisão tarifária periódica – RTP da Cemig-D, fixa as tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, as Tarifas de Energia – TE e dá outras providências. Brasília, Brasil, 2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. BIG – Banco de Informações de Geração. 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 25 abr. 2014.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Bandeiras Tarifárias. 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>. Aceso em: 25 mar. 2014.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de compensação de energia elétrica. Brasília, 2014. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br>.

AMTMANN, Martin. Nichos de Mercado para sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica em México. Disponível em: < http://www.giz.de/de/downloads/en-market-niches-for-gride-connected-photovoltaic-systems-mexico.pdf>. Conuee-GTZ. México, 2009.

ASMUS, Peter. Exploring new models of solar energy development. The Electricity Journal, v. 21, n. 3, p. 61-70, 2008.

AUDENAERT, A.; DE BOECK, L.; DE CLEYN, S.; LIZIN, S. & ADAM, J. An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model. Renewable Energy, v. 35, n. 12, p. 2674-2682, 2010.

BANCO DO BRASIL – BB Crédito Material de Construção, 2014. Disponível em: <http://www.bb.com.br/portalbb/page44,114,2647,6,1,1,1.bb>. Acesso em: 25 abr. 2014.

BADEN-FULLER, Charles; MORGAN, Mary S. Business models as models. Long Range Planning, v. 43, n. 2, p. 156-171, 2010.

BARBOSE, G.; DARGHOUTH, N.; WEAVER, S. & WISER, R. Tracking the Sun VI. An historical summary of the installed price of photovoltaics in the United States from 1998 to 2012. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2013.

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento. Disponível em <http://www.bndes.gov.br>.

BRANKER, K. M. J. M.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n.9, p. 4470-4482, 2011.

BRASIL. Lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013. Altera as Leis nºs 6.783, de 26 de dezembro de 1975, 14.937, de 23 de dezembro de 2003, e 14.941, de 29 de dezembro de 2003, revoga dispositivo da Lei nº 15.424, de 30 de dezembro de 2004, concede incentivo a projetos esportivos e dá outras providências. Disponível em: <http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2013/l20824_2013.htm>.

BRASIL MAIOR. Bancos oferecem linhas de crédito para quem optar por energia limpa, 2013. Disponível em: <http://www.brasilmaior.mdic.gov.br/noticia/index/institucional/id/2260>. Acesso em: 25 mar. 2014.

CABELLO, Andrea Felippe; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico. IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Brasília, 2013.

CASADESUS-MASANELL, Ramon; RICART, Joan Enric. From strategy to business models and onto tactics. Long Range Planning, v. 43, n. 2, p. 195-215, 2010.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. O Comportamento da Carga dos Consumidores e do Sistema Elétrico da CEMIG – Campanha de Medidas e Tipologia. Escher Consultoria e Engenharia, 2012.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. Valores de Tarifa e Serviços, 2014. Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/valores_de_tarifa_e_servicos.aspx>.

CHESBROUGH, Henry. Business model innovation: Opportunities and barriers. Long Range Planning, v. 43, n. 2, p. 354-363, 2010.

COUGHLIN, Jason; GROVE, Jennifer; IRVINE, Linda; JACOBS, Janet F.; PHILLIPS, Sarah Johnson; WIEDMAN, Joseph. A guide to community shared solar: Utility, private and nonprofit project development. SunShot – U.S. Department of Energy. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54570.pdf>. 2012.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: < http://www.cresesb.cepel.br>.

DEMIL, Benoît; LECOCQ, Xavier. Business model evolution: in search of dynamic consistency. Long Range Planning, v. 43, n. 2, p. 227-246, 2010.

DRURY, Easan; MILLER, Mackay; MACAL, Charles M.; GRAZIANO, Diane J.; HEIMILLER, Donna; OZIK, Jonathan; PERRY IV, Thomas D. The transformation of southern California's residential photovoltaics market through third-party ownership. Energy Policy, v. 42, p. 681-690, 2012.

DSIRE – Database of State Incentives for Renewables & Efficiency, 2014. Disponível em: <http://www.dsireusa.org>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Nota técnica. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro, 2012.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association. Solar Photovoltaics. Competing in the energy sector. On the road to competitiveness, 2011.

EXAME. Ganhando a vida com energia solar, 2011. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/revista-exame-pme/edicoes/0036/noticias/um-lugar-ao-sol>.

FRANTZIS, L.; GRAHAM, S.; KATOFSKY, R.; SAWYER, H. Photovoltaics Business models. National Renewable Energy Laboratory - NREL, 2008.

GRAHAM, Shannon; KATOFSKY, Ryan; FRANTZIS, Lisa; SAWYER, Haley; MARGOLIS, Robert. Future of grid-tied PV business models: What Will Happen When PV Penetration on Distribution Grid is Significant? National Renewable Energy Laboratory – NREL, Conference paper, SOLAR, American Solar Energy Society (ASES). 2008.

HINRICHS, Roger A.; KLEINBACH, Merlin; DOS REIS, Lineu Belico. Energia e Meio Ambiente. Cengage Learning, São Paulo, 2010.

HUIJBEN, J. C. C. M.; VERBONG, G. P. J. Breakthrough without subsidies? PV business model experiments in the Netherlands. Energy Policy, v. 56, p. 362-370, 2013.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. Programa Brasileiro de Etiquetagem. Tabela de Eficiência Energética – Sistema de Energia Fotovoltaica – Módulos – Edição 01/2013. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/Fotovoltaico_Modulo.pdf>.

INSTITUTO IDEAL – Fundo Solar: apoio financeiro para fotovoltaica, 2014. Disponível em: <http://institutoideal.org/fundo-solar-apoio-financeiro-para-instalacoes-fotovoltaicas>.

KIND, Peter. Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business. Edison Electric Institute, 2013.

KOST, Christoph; MAYER, Johannes N.; THOMSEN, Jessica; HARTMANN, Niklas; SENKPIEL, Charlotte; PHILIPPS, Simon; NOLD, Sebastian; LUDE, Simon; SAAD, Noha;

SCHLEGL, Thomas. Levelized cost of electricity renewable energy technologies. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2013.

LACCHINI, Corrado; DOS SANTOS, João Carlos V. Photovoltaic energy generation in Brazil – Cost analysis using coal-fired power plants as comparison. Renewable Energy, v. 52, p. 183-189, 2013.

MAGRETTA, Joan. Why business models matter. Harvard Business Review, v. 80, n. 5, p. 86-92. 2002.

MASSON, G.; LATOUR, M.; REKINGER, M.; THEOLOGITIS, L. & PAPOUTSI, M. Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. European Photovoltaic Industry Association - EPIA, 2013.

MITSCHER, Martin; RÜTHER, Ricardo. Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. Energy Policy, v. 49, p. 688-694, 2012.

MME – Ministério de Minas e Energia. Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF. Brasília, Brasil, 2009.

MORRIS, J.; CALHOUN, K.; GOODMAN, J. & SEIF, D. Reducing Solar PV Soft Costs: A focus on installation labor. Rocky Mountain Institute – RMI, 2013. Disponível em: <http://www.rmi.org/Knowledge-Center/Library/2013-16_SimpleBoSRpt>.

NIMMONS, John; TAYLOR, Mike. Utility Solar Business Models. Emerging Utility Strategies & Innovation. Solar Electric Power (SEPA) Publication, 2008.

NRCAN – Natural Resources Canada. An Introduction to Photovoltaic Systems. Renewable and Electrical Energy Division – NRCan, 2001.

OSTERWALDER, Alexander; PIGNEUR, Yves. Business Model Generation - Inovação em Modelos de Negócios: um manual para visionários, inovadores e revolucionários. Alta Books, 2011.

PORTAL PCH. Novo sistema de bandeiras tarifárias faria custo da luz subir todo mês, 2014. Disponível em: http://www.portalpch.com.br/index.php/noticias-e-opniao/noticias-pch-s/1962-04-11-2013-novo-sistema-de-bandeiras-tarifarias-faria-custo-da-luz-subir-todo-mes>.

PROCEL INFO – Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética. Alemanha é o país com maior investimento em energia solar do mundo, 2014. Disponível em: <http://www.procelinfo.com.br>.

PVSYST – Photovoltaic Software. Disponível em: <http://www.pvsyst.com>.

RAMADHAN, Mohammad; NASEEB, Adel. The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. Renewable Energy, v. 36, n. 4, p. 1272-1276, 2011.

RECEITA FEDERAL. PIS, PASEP e COFINS. Regime de incidência não cumulativa, 2014. Disponível em: <http://www.receita.fazenda.gov.br>.

REUTERS. Consumidores residenciais da CEMIG terão aumento médio de 14,24% na tarifa de energia, 2014. Disponível em: <http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRSPEA3607G20140407?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>.

RICHTER, Mario. German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation. Renewable Energy, v.55, p. 456-466, 2013.

RICHTER, Mario. Utilities' business models for renewable energy: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 16, n. 5, p. 2483-2493, 2012.

RINGBECK, Stefan; SUTTERLUETI, Juergen. BoS Costs: status and optimization to reach industrial grid parity. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 21, n. 6, p. 1411-1428, 2013.

SMA – Informação Técnica. Performance Ratio: factor de qualidade para o sistema fotovoltaico. SMA Solar Technology, 2014. Disponível em: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-UPT100810.pdf>.

SAMANEZ, Carlos Patricio. Matemática Financeira: aplicações à análise de investimentos. Pearson Prentice Hall, 2002.

SCHLEICHER-TAPPESER, Rugero. How renewables will change electricity markets in the next five years. Energy Policy, v. 48, p. 64-75, 2012.

SCHOETTL, Jean-Marc; LEHMANN-ORTEGA, Laurence. “Photovoltaic business models: threat or opportunity for utilities?”. Handbook of Research on Energy Entrepreneurship. Edward Elgar Publishing, Chettenham, p. 145-172, 2011.

SEPA – Solar Electric Power Association. Utility solar business models, 2014. Disponível em: <http://www.solarelectricpower.org/usbm-solar-data-and-mapping>.

SHAFER, Scott M.; SMITH, Jeff H.; LINDER, Jane C. The power of business models. Business Horizons, v. 48, n.3, p. 199-207, 2005.

TEECE, David J. Business models, business strategy and innovation. Long Range Planning, v. 43, n.2, p. 172-194, 2010.

U.S. DOE – Department of Energy. A consumer’s Guide: get your power from the sun. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, 2003.

VAN RIJN, M. L. B. The commercialization of PV systems in Flanders: The interaction between changes and business model. Dissertação de Mestrado, Technische Universiteit Eindhoven. Disponível em: <http://alexandria.tue.nl/extra2/afstversl/tm/Van_Rijn_2013>. 2013.

VILELA, I. N. R.; UTURBEY, W.; FERNANDES, T. B. S.; SILVA, S. R.; CARDOSO, E. N.; LOPES, B. M. Metodologia para a Identificação de Nichos de mercado para a Geração Distribuída Fotovoltaica em Média e Baixa Tensão. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2014, Recife. Anais do V CBENS, 2014.

VILELA, I. N. R.; UTURBEY, W.; SILVA, S. R.; CARDOSO, E. N.; LOPES, B. M. Modelos de Negócios para a Geração Distribuída Fotovoltaica Conectada à Rede de Média e Baixa Tensão. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos 2014, 2014, Foz do Iguaçu. Anais do SBSE 2014, 2014.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B. & OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. Vol. I. Oficina de Textos, São Paulo, 2012.

ZOTT, Christoph; AMIT, Raphael; MASSA, Lorenzo. The business model: Theoretical roots, recent developments and future research. WP-862, IESE Business School, University of Navarra. September. Disponível em: <http://www.iese.edu/research/pdfs/DI-0862-E.pdf>. 2010.

WENGER, Howard; HERIG, Christy; TAYLOR, Roger; EIFFERT, Patrina; PEREZ, Richard. Niche markets for grid-connected photovoltaics. IEEE Photovoltaic Specialists Conference. V. 25, p. 1401-1404, 1996.

WHISNANT, Richard A.; JOHNSTON, Stephen A.; HUTCHBY, James H. Economic analysis and environmental aspects of photovoltaic systems. Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, John Wiley & Sons, Chichester, 2003.

ANEXO A

FLUXO DE CAIXA

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
Fluxo de Caixa - Sistema Fotovoltaico														
		Tempo												
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Fluxo Operacional														
Receita total	R$ 1.855.470,01													
Energia Compensada (Ponta)	R$ 61.726,51	R$ -	R$ 2.041,18	R$ 2.081,39	R$ 2.122,39	R$ 2.164,20	R$ 2.206,84	R$ 2.250,31	R$ 2.294,65	R$ 2.339,85	R$ 2.385,94	R$ 2.432,95	R$ 2.480,88	R$ 2.529,75
Energia Economizada (ICMS)	R$ 2.073,18	R$ -	R$ 423,23	R$ 419,00	R$ 414,81	R$ 410,66	R$ 406,55	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -		
Economia de Energia (Fora de Ponta)	R$ 950.937,86	R$ -	R$ 31.445,72	R$ 32.065,20	R$ 32.696,88	R$ 33.341,01	R$ 33.997,83	R$ 34.667,58	R$ 35.350,54	R$ 36.046,94	R$ 36.757,07	R$ 37.481,18	R$ 38.219,56	R$ 38.972,48
Financiamento	R$ 840.732,47													
Custo Total + Investimento Inicial	R$ 2.189.371,81													
Investimento Inicial	R$ 840.732,47													
Custo Total	R$ 1.348.639,35													
Custos de)&M														
Custo O&M Fixo	R$ 11.185,62	R$ -	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07
Financiamento														
Juros sobre a Dívida	R$ 385.014,06	R$ 85.586,56	R$ 85.586,56	R$ 85.586,56	R$ 64.189,92	R$ 42.793,28	R$ 21.396,64	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -
Amortização da Dívida	R$ 840.224,94	R$ -	R$ -	R$ 210.183,12	R$ 210.183,12	R$ 210.183,12	R$ 210.183,12						R$ -	R$ -
Valor não Financiável	R$ 93.414,72													
Fluxo de Caixa		-R$ 85.586,56	-R$ 52.143,51	-R$ 261.671,17	-R$ 239.606,03	-R$ 217.527,60	-R$ 195.435,61	R$ 36.450,82	R$ 37.178,11	R$ 37.919,72	R$ 38.675,94	R$ 39.447,05	R$ 40.233,36	R$ 41.035,16
Valor de Substituição do Inversor	R$ 18.800,00													
VPL	-R$ 333.901,80													
TIR	-2%													
Taxa de Desconto	6,50%	ao ano												
Energia Gerada c/ Perda de Eficiência	kWh		126.727,00	125.459,73	124.205,13	122.963,08	121.733,45	120.516,12	119.310,95	118.117,85	116.936,67	115.767,30	114.609,63	113.463,53
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Seco FP	R$/kWh		0,248137457	0,255581581	0,263249028	0,271146499	0,279280894	0,287659321	0,2962891	0,305177773	0,314333107	0,3237631	0,333475993	0,343480273
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Umido FP	R$/kWh		0,248137457	0,255581581	0,263249028	0,271146499	0,279280894	0,287659321	0,2962891	0,305177773	0,314333107	0,3237631	0,333475993	0,343480273
Energia Compensada c/ Perda de Eficiência	kWh		8.226,00	8.143,74	8.062,30	7.981,68	7.901,86	7.822,84	7.744,62	7.667,17	7.590,50	7.514,59	7.439,45	7.365,05
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Seco P	R$/kWh		0,383134021	0,394628041	0,406466882	0,418660889	0,431220716	0,444157337	0,457482057	0,471206519	0,485342714	0,499902996	0,514900086	0,530347088
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Umido P	R$/kWh		0,383134021	0,394628041	0,406466882	0,418660889	0,431220716	0,444157337	0,457482057	0,471206519	0,485342714	0,499902996	0,514900086	0,530347088

A	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA
	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Fluxo Operacional												
Receita total												
Energia Compensada (Ponta)	R$ 2.579,59	R$ 2.630,40	R$ 2.682,22	R$ 2.735,06	R$ 2.788,94	R$ 2.843,89	R$ 2.899,91	R$ 2.957,04	R$ 3.015,29	R$ 3.074,69	R$ 3.135,27	R$ 3.197,03
Energia Economizada (ICMS)												
Economia de Energia (Fora de Ponta)	R$ 39.740,24	R$ 40.523,13	R$ 41.321,43	R$ 42.135,46	R$ 42.965,53	R$ 43.811,95	R$ 44.675,05	R$ 45.555,15	R$ 46.452,58	R$ 47.367,70	R$ 48.300,84	R$ 49.252,37
Financiamento												
Custo Total + Investimento Inicial												
Investimento Inicial												
Custo Total												
Custos de)&M												
Custo O&M Fixo	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07	R$ 467,07
Financiamento												
Juros sobre a Dívida	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -	R$ -
Amortização da Dívida	R$ -	R$ -	R$ -									
Valor não Financiável												
Fluxo de Caixa	R$ 41.852,76	R$ 42.686,46	R$ 43.536,58	R$ 44.403,45	R$ 45.287,40	R$ 46.188,76	R$ 47.107,88	R$ 48.045,11	R$ 49.000,80	R$ 49.975,32	R$ 50.969,03	R$ 51.982,33
Valor de Substituição do Inversor												
VPL												
TIR												
Taxa de Desconto												
Energia Gerada c/ Perda de Eficiência	112.328,90	111.205,61	110.093,55	108.992,62	107.902,69	106.823,66	105.755,43	104.697,87	103.650,89	102.614,38	101.588,24	100.572,36
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Seco FP	0,353784681	0,364398221	0,375330168	0,386590073	0,398187775	0,410133408	0,422437411	0,435110533	0,448163849	0,461608764	0,475457027	0,489720738
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Umido FP	0,353784681	0,364398221	0,375330168	0,386590073	0,398187775	0,410133408	0,422437411	0,435110533	0,448163849	0,461608764	0,475457027	0,489720738
Energia Compensada c/ Perda de Eficiência	7.291,40	7.218,49	7.146,30	7.074,84	7.004,09	6.934,05	6.864,71	6.796,06	6.728,10	6.660,82	6.594,21	6.528,27
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Seco P	0,546257501	0,562645226	0,579524583	0,59691032	0,61481763	0,633262159	0,652260024	0,671827824	0,691982659	0,712742139	0,734124403	0,756148135
Aumento da Tarifa (IPCA)/ Umido P	0,546257501	0,562645226	0,579524583	0,59691032	0,61481763	0,633262159	0,652260024	0,671827824	0,691982659	0,712742139	0,734124403	0,756148135