

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CRISTIANO BAUMGARTEN

**MODELO PARA ANÁLISE DA INSERÇÃO DE PEQUENAS
FONTES SOLARES FOTOVOLTAICAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO: UMA ABORDAGEM MULTIVARIÁVEL**

Porto Alegre

2016

CRISTIANO BAUMGARTEN

**MODELO PARA ANÁLISE DA INSERÇÃO DE PEQUENAS
FONTES SOLARES FOTOVOLTAICAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO: UMA ABORDAGEM MULTIVARIÁVEL**

Dissertação de mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica,
da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como
parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre
em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia – Sistemas de
Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira

Porto Alegre

2016

CRISTIANO BAUMGARTEN

MODELO PARA ANÁLISE DA INSERÇÃO DE PEQUENAS FONTES SOLARES FOTOVOLTAICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO: UMA ABORDAGEM MULTIVARIÁVEL

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto

Alegre, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg, Suécia

Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria, Brasil

Prof. Dr. Mauricio Sperandio, UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Valner João Brusamarello

Porto Alegre, dezembro de 2016.

AGRADECIMENTOS

Ao meu pai Renato José Baumgarten que dedicou sua vida para a nossa família, nos apoiando e estimulando e ensinando-nos o valor do trabalho e dedicação.

À minha mãe Vera Regina Schneider Baumgarten, por toda sua dedicação e empenho.

Aos meus irmãos Guilherme e Alexandre, pela amizade e lealdade demonstrada.

À Michele Stahlhöfer Rocha, pela sinceridade, apoio e carinho.

À Professora Gladis Bordin, pelo aprendizado e incentivo, contribuindo para as minhas decisões de desenvolvimento profissional e acadêmico.

Ao Professor Gustavo Dorneles Ferreira, por toda a instrução e suporte prestado.

A todos que de alguma forma colaboraram no desenvolvimento de minha vida acadêmica e na execução desta dissertação.

RESUMO

Este trabalho apresenta um modelo para análise do comportamento dinâmico da inserção da micro e minigeração solar fotovoltaica em redes de distribuição de energia elétrica. O modelo é desenvolvido com aplicação da técnica de análise e modelagem de Dinâmica de Sistemas, resultando em uma ferramenta eficiente para o auxílio na tomada de decisão e na elaboração de políticas quanto ao estímulo dos sistemas de geração fotovoltaica. O modelo desenvolvido testa as políticas, através da construção de cenários, que possibilitam ao consumidor à tomada de decisão, quanto ao investimento na micro geração, a partir dos contextos regulatório e de mercado. O modelo avalia a tomada de decisão dos consumidores quanto ao investimento em fontes de micro geração fotovoltaica englobando não apenas fatores técnicos e econômicos, mas também fatores sociais e ambientais. O modelo fornece, também, uma projeção do potencial de energia fotovoltaica associada à micro e minigeração, e permite verificar a ação da “*death spiral*” (espiral da morte) sobre o faturamento de distribuidoras. Diversos incentivos são implementados e investigados no sentido de promover essa tecnologia. Os resultados obtidos mostram que políticas como a criação da tarifa prêmio, em conjunto com a redução do ICMS incidente sobre a energia gerada pelo prosumidor (consumidor/gerador) e a veiculação publicitária sobre a micro geração podem alavancar o uso destas fontes no contexto energético global.

Palavras-chave: Dinâmica de Sistemas. Micro e Minigeração Distribuída. Políticas Energéticas.

ABSTRACT

This dissertation presents an innovative method for analyzing the dynamic behavior of a multi-variable system that models the several aspects of photovoltaic solar micro generation penetration in distribution networks. The proposed model is based on the System Dynamics approach in order to test the policies through multi-criterial scenarios, including the consumer's decision-making to invest in renewable sources considering regulatory and market contexts. In addition to technical and economic aspects, social and environmental criteria are also taken into account in modelling the consumer's decision-making. The model also provide a projection of energy photovoltaic associated with micro and minigeneration and allows to verify the action of detach spiral on distributors revenue. Several incentives are proposed and evaluated as alternatives to promote photovoltaic generation the technology. The presented model has shown as an effective tool to support the decision-making for both consumers and policymakers. Results show that policies such as feed-in tariff along with the reduction of Value-Added Tax (VAT) on generated energy may greatly promote the use of these sources in the energy market.

Keywords: System Dynamics. Micro and Minigeneration. Photovoltaic. Energy Policies.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	OBJETIVOS	15
1.3	METODOLOGIA PROPOSTA.....	16
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	INTRODUÇÃO	19
2.2	METODOLOGIAS EMPREGADAS NA PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTVOLTAICA	19
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	24
3	CONCEITOS DE DINÂMICA DE SISTEMAS	26
3.1	INTRODUÇÃO	26
3.2	VISÃO GERAL DA TÉCNICA DE DS	26
3.3	ETAPAS DA MODELAGEM DE SISTEMAS UTILIZANDO A DS	27
3.3.1	Conhecendo o Sistema.....	27
3.3.2	Especificação do Comportamento Dinâmico	27
3.3.3	Modelo Teórico (Diagrama de Laço Causal)	28
3.3.4	Modelo Computacional (Diagrama de Estoque e Fluxo)	29
3.3.5	Estimação de Parâmetros	31
3.3.6	Simulações.....	32
3.3.7	Análise de Sensibilidade.....	32
3.4	TESTE DE POLÍTICAS	33
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	33
4	MODELO PROPOSTO	34
4.1	INTRODUÇÃO	34
4.2	CONHECENDO O SISTEMA	34
4.3	DETERMINAÇÃO DO MODO DE REFERÊNCIA	38
4.4	DIAGRAMA DE LAÇO CAUSAL	39
4.5	IMPLEMENTAÇÃO DO DIAGRAMA DE ESTOQUE E FLUXO	42
4.5.1	Tarifa, Valor Economizado e Faturamento da Distribuidora	44
4.5.2	Custo Relacionado ao Sistema.....	47

4.5.3	Decisão do Consumidor.....	50
4.5.4	Fontes Renováveis de Micro e Minigeração de Energia Elétrica.....	53
4.5.5	Arrecadação de Impostos.....	55
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
5	SIMULAÇÕES, RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	57
5.1	INTRODUÇÃO	57
5.2	ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS.....	57
5.3	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	64
5.4	PROCURANDO POLÍTICAS ADEQUADAS.....	65
5.4.1	Tomada de Decisão do Consumidor.....	65
5.4.2	Faturamento da Distribuidora	66
5.5	CENÁRIOS	66
5.5.1	Cenário 1.....	68
5.5.2	Cenário 2.....	68
5.5.3	Cenário 3.....	69
5.5.4	Cenário 4.....	70
5.5.5	Cenário 5.....	71
5.5.6	Cenário 6.....	72
5.5.7	Cenário 7.....	73
5.5.8	Estimativa do número de Prosumidores para cada cidade.....	75
5.5.9	Comparação entre os Cenários	75
5.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	77
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	78
6.1	INTRODUÇÃO	78
6.2	CONTRIBUIÇÕES	78
6.3	TRABALHOS FUTUROS	79
6.4	TRABALHOS PUBLICADOS.....	81
	ANEXO A – ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	93
	ANEXO B – EVOLUÇÃO DAS POLÍTICAS FOTOVOLTAICAS.....	99
B.1	HISTÓRICO DAS POLÍTICAS BRASILEIRAS	99
B.1.1	Fundo Solar – Instituto Ideal.....	101
B.1.2	Incentivos através da Lei Nº 12.350	101
B.1.3	Fundo Clima	102
B.1.4	Plano Inova Energia.....	102
B.1.5	Incentivos Fiscais.....	103
B.1.6	Demais opções de Financiamento.....	103
B.1.7	Conselho Nacional de Política Fazendária – Convênio ICMS 6.....	103

B.1.8 Conselho Nacional de Política Fazendária – Convênio ICMS 16	104
B.2 BREVE HISTÓRICO DAS POLÍTICAS MUNDIAIS.....	105
B.2.1 Tarifa Prêmio (<i>Feed-In Tariff</i>).....	105
B.2.2 <i>Quota Obligation</i>	105
B.2.3 <i>Net Metering</i>	105
B.2.4 Histórico das Políticas Relacionadas à Energia Fotovoltaica na Alemanha.....	106
B.3 CONSIDERAÇÕES DO ANEXO	110
ANEXO C – MODELO DE ROGERS E BASS.....	111
ANEXO D – MÉTODO DE MONTE CARLO.....	119

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Total de instalações de micro e minigeração e potências para cada fonte primária. .	14
Figura 2 Modelo de Bass a partir da perspectiva de uma DS.....	23
Figura 3 Abordagem Qualitativa - Diagrama de laço causal.....	29
Figura 4 Simbologia utilizada no DEF	30
Figura 5 Diagrama <i>Bull's eye</i> para o modelo desenvolvido.....	34
Figura 6 Modo de referência	39
Figura 7 Submodelo – Decisão do consumidor.....	40
Figura 8 DLC – Modelo proposto	41
Figura 9 Laços de realimentação negativos.....	41
Figura 10 Laços de realimentação positivos.....	42
Figura 11 Modelo computacional completo.....	43
Figura 12 Tarifa de energia elétrica, valor economizado e faturamento da distribuidora.....	44
Figura 13 Custos relacionados ao sistema.....	48
Figura 14 Decisão do consumidor.....	50
Figura 15 Fontes renováveis de micro e mini geração	53
Figura 16 Arrecadação de impostos	55
Figura 17 Resultados do Cenário 1	68
Figura 18 Resultados do Cenário 2	69
Figura 19 Resultados do Cenário 3	70
Figura 20 Resultados do Cenário 4	71
Figura 21 Resultados do Cenário 5	72
Figura 22 Resultados do Cenário 6	73
Figura 23 Resultados do Cenário 7	74
Figura 24 Comparação da TUSD através da série histórica e com reajuste.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Resumo de Metodologias para determinar a tomada de decisão do Consumidor	24
Tabela 2 Evolução do custo de instalação	58
Tabela 3 Impostos incidentes sobre equipamentos.....	58
Tabela 4 Composição dos custos do sistema fotovoltaico	59
Tabela 5 Consumo da classe residencial	59
Tabela 6 Tarifas de energia elétrica.....	60
Tabela 7 Evolução do PIB	61
Tabela 8 Evolução do FEC.....	61
Tabela 9 Evolução do DEC	62
Tabela 10 Evolução do índice de educação.....	62
Tabela 11 Contribuições na tomada de decisão.....	63
Tabela 12 Análise de sensibilidade	64
Tabela 13 Premissas dos cenários	67
Tabela 14 Premissas do Cenário 4.....	71
Tabela 15 Número de prosumidores por cidade para o ano de 2030	75
Tabela 16 Resumo dos resultados obtidos.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS

ABINEE:	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT:	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BNDES:	Banco Nacional de Desenvolvimento
CEEE-D:	Companhia Estadual de Energia Elétrica – Distribuição
CNPJ:	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS:	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ:	Conselho Nacional de Política Fazendária
CPF:	Cadastro de Pessoas Físicas
CRESESB:	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DEC:	Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
DEF:	Diagrama de Estoque e Fluxo
DNAEE:	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DLC:	Diagrama de Laço Causal
DS:	Dinâmica de Sistemas
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
FEC:	Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
FGTS:	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
FRE:	Fontes Renováveis de Energia

GT-GDSF:	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
IBGE:	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS:	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
II:	Imposto de Importação
INMETRO:	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPI:	Imposto sobre Produtos Industrializados
IR:	Imposto de Renda
MME:	Ministério de Minas e Energia
MR:	Modo de Referência
PIB:	Produto Interno Bruto
PIS:	Programa de Integração Social
PRODIST:	Procedimentos de Distribuição
RN 481:	Resolução Normativa N°. 481
RN 482:	Resolução Normativa N°. 482
RN 687:	Resolução Normativa N°. 687
SEB:	Setor Elétrico Brasileiro
SPE:	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético
TP:	Tarifa Prêmio
TUSD:	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST:	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC:	Unidade Consumidora

LISTA DE SIGLAS DAS EQUAÇÕES

%Deg	Percentual de degradação anual
%Exp	Percentual de exportação de energia a rede
%NM	Percentual do novo mercado que poderá ser inserido com a nova política adotada
AE _(t)	Arrecadação estadual
AF _(t)	Arrecadação federal
AT _(t)	Ajuste na TUSD realizado pela distribuidora a cada ano
CD _(t)	Custo de disponibilidade referente
CE _(t)	Consciência ecológica
CEE _(t)	Confiabilidade de energia elétrica
CI _(t)	Custo de implementação do sistema
CI _(t0)	Custo de implementação no ano inicial
CI _{simp} (t)	Custo de implementação do sistema com a possível retirada dos imposto
CM	Consumo médio nas unidades consumidoras
CmT	Custo médio de despacho de um termoelétrica
CO&M	Custo referente à manutenção e operação do sistema
CR _(t)	Consumo da classe residencial
CR _(t)	Mercado potencial a ser explorado
CTI _(t)	Custo de total relacionado ao sistema
CULT _(t)	Nível cultural da percepção do consumidor sobre a nova tecnologia
DC _(t)	Tomada de decisão do consumidor

$DEC_{(t)}$	Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
$DECLim_{(t)}$	Valor limite da Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
$DegP_{(t)}$	Degradação da produtividade das instalações já existentes
$EGU_{(t)}$	Redução no custo de geração de energia pelas usinas
$ESC_{(t)}$	Nível de escolaridade
FA	Fator de aptidão
$FEC_{(t)}$	Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
$FEClim_{(t)}$	Valor limite da Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora
$FEE_{(t)}$	Valor da fatura de energia elétrica
$FEE_{(t-1)}$	Valor da fatura de energia elétrica com o atraso de um ano
FGTSeFin	Possibilidade de utilização da política para aumentar o mercado potencial
$FRmmG_{(t)}$	Energia total gerada pelas fontes fotovoltaicas
ICMSinv	Imposto de importação incidente sobre os inversores
ICMStar	Valor de ICMS que incide sobre a fatura de energia elétrica
$IEd_{(t)}$	Evolução do índice de educação
$liinv$	Imposto de importação incidente sobre os inversores
$limód$	Imposto de importação incidente sobre os módulos
$IPiinv$	Imposto de importação incidente sobre os inversores
IR	Imposto de Renda
NR	Nível da renda
$NTUC_{(t)}$	Número total de unidades consumidoras
$NUC_{(t)}$	Número de unidades consumidoras que possuem micro ou minigeração instalada
$NUC_{(t)}$	Número de unidades consumidoras com a micro e minigeração instalada
p	Coefficiente de inovação

PCP	Percentual de casas próprias excluindo apartamentos
Peinv	Percentual do custo total relativo aos inversores
Pemód	Percentual do custo total relativo aos módulos
Pes	Percentual do custo total relativo aos suportes, cabos e demais itens
PIB _(t)	Evolução do PIB
PISeCOFINS	Valor dos impostos de PIS e COFINS que incide sobre a fatura
PotD	Potencial disponível
PT _(t)	Projeção da tarifa de uso do sistema de distribuição
PTE _(t)	Projeção da tarifa de compra
Ptécnicas	Redução das perdas técnicas no sistema de distribuição
PUB _(t)	Nível de publicidade
q	Coefficiente de imitação
RECO _{2(t)}	Redução na emissão de CO ₂
RFD _(t)	Redução no faturamento da distribuidora
SsPiEt	Evolução dos preços dos produtos relacionados ao sistema
TA _(t)	Taxa de adesão do consumidor
TCOeq	Fator de conversão de energia para redução na emissão de CO ₂
TE _(t)	Tarifa de compra da energia
TNR _(t)	Taxa de não reinserção
TP _(t)	Percentual da tarifa paga pela energia gerada pelo prosumidor em relação a TE(t)
TRI _(t)	Tempo de retorno do investimento
TTE _(t0)	Preço da tarifa percebida pelo consumidor no ano inicial
TtUSD _(t)	Projeção da TUSD a partir de dados históricos
VEfat _(t)	Valor economizado na fatura de energia elétrica (R\$)

$VE_{fat(t)}$	Valor economizado na fatura de energia elétrica
$VRE_{(t)}$	Valor economizado real economizado na fatura de energia elétrica
$VT_{(t)}$	Varição da tarifa percebida pelas UC
VU	Vida útil do sistema

1 INTRODUÇÃO

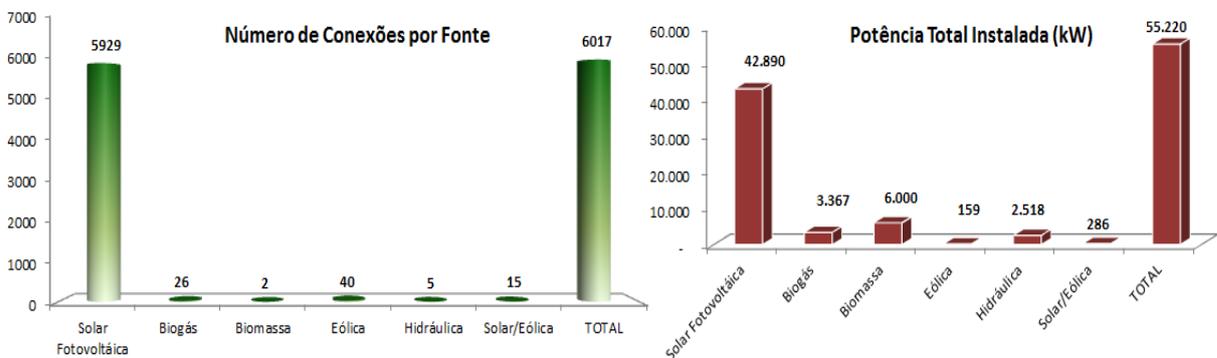
Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015) o consumo de energia elétrica no Brasil deve aumentar de 525,3 TWh em 2015 para 790,9 TWh em 2024, representado um crescimento médio anual de 4,6%. Assim, com a previsão de aumento da demanda por energia elétrica, torna-se necessário um constante aumento da capacidade de geração, bem como a diversificação da matriz energética. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2009) A busca pela diversificação da matriz elétrica remete a um novo paradigma energético, representado pela introdução de tecnologias renováveis que, embora ainda mais caras se comparadas com as fontes convencionais de geração, tornam-se cada vez mais viáveis à medida que se expandem. Dessa maneira, existe a tendência natural de que os custos associados à exploração das fontes renováveis sejam reduzidos por conta da evolução tecnológica e da produção em grande escala, tornando-se assim uma opção rentável para alguns consumidores residenciais (MME, 2009).

Além dos potenciais ganhos por parte dos consumidores, a micro e minigeração representam uma alternativa para diversificar a matriz energética, reduzindo de forma significativa os impactos ambientais. Ainda, a proximidade da geração com os centros de consumo possibilita a redução no carregamento e nas perdas técnicas das redes de distribuição, podendo ainda melhorar o nível de tensão ao longo das redes. Como desvantagens pode-se destacar a maior complexidade no controle e proteção, bem como a possível contribuição para aumento da distorção harmônica nas redes de distribuição.

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, inesgotável na escala terrestre de tempo, tanto como fonte de calor quanto de luz, é atualmente uma das alternativas mais promissoras para suprir a demanda energética necessárias ao desenvolvimento socioeconômico (PINHO; GALDINO, 2014). Torna-se essencial, portanto, uma discussão estratégica, no âmbito governamental, com a finalidade de estabelecer uma proposta objetiva de incentivos econômicos à inserção da tecnologia solar fotovoltaica (MME, 2009). A partir desta nova alternativa de suprimento facultada ao consumidor, a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) criou o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF). Esse Grupo foi instituído por meio da Portaria n.º 36 da SPE em novembro de 2008, com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular, em edificações urbanas (MME,

2009). Segundo (EPE, 2014b), dentre as possíveis fontes primárias para a micro e minigeração de energia elétrica, e analisando em um horizonte decenal, a solar fotovoltaica se destaca por possuir um maior potencial de adesão frente às políticas e marco regulatórios que estão sendo apresentados e discutidos no Brasil. A Figura 1 apresenta a evolução da adoção das fontes de micro e minigeração até o ano de 2016. Assim, constata-se a importância que a energia solar fotovoltaica possui em relação às demais fontes contempladas na RN 482 e suas atualizações.

Figura 1 Total de instalações de micro e minigeração e potências para cada fonte primária.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).

Analisando-se em um nível global, há a exigência de maior participação de fontes energéticas renováveis, tanto pela escassez das fontes tradicionais quanto por questões ambientais. Assim, diversas políticas públicas vêm sendo adotadas e discutidas em diversos países com o objetivo de alavancar a geração descentralizada. Embora tais políticas variem de acordo com o país e a fonte de energia, dentre estas a geração fotovoltaica se destaca, pelo aumento de pouco mais de 23GW para cerca de 139GW de capacidade instalada entre os anos de 2009 a 2013 (EPE, 2014a).

1.1 MOTIVAÇÃO

Com a publicação da Resolução Normativa Nº. 482 da ANEEL – RN 482 (ANEEL, 2012b) e, ratificada posteriormente pela RN 687 (ANEEL, 2015), um novo tipo de comércio é introduzido no Brasil, no qual existe a possibilidade dos consumidores tornarem-se geradores de energia elétrica, e desta forma, compensar seus gastos na fatura de energia elétrica através da injeção da energia excedente na rede de distribuição. Neste contexto, surge a necessidade

de um melhor entendimento do mercado, para que os recursos possam ser utilizados da melhor forma possível.

Frente ao crescente aumento da geração descentralizada no âmbito mundial, é importante avaliar, dentro do contexto atual, as políticas que podem trazer importantes mudanças para o desenvolvimento de um ambiente propício ao desenvolvimento da micro e minigeração fotovoltaica, tanto no Brasil quanto a nível mundial.

Atualmente, a maior parte das empresas brasileiras que atuam no segmento fotovoltaico tem foco na integração de sistemas de geração. Segundo a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2012), de forma geral, essas empresas importam módulos e inversores e adquirem os demais componentes no mercado nacional, sempre que possível. Para que se tenha aceitação desta tecnologia, que possui um alto custo de implantação torna-se necessário que existam políticas governamentais que estimule tanto a produção dos componentes utilizados na construção do sistema fotovoltaico, quanto na sua comercialização.

A aquisição de um sistema fotovoltaico não é uma decisão motivada unicamente por questões econômicas, mas também envolve aspectos relacionados à consciência ambiental, barreiras técnicas e burocráticas percebidas pelos consumidores e que podem ter significativa influência na sua escolha (KONZEN, 2014).

Portanto, o crescente aumento das pequenas fontes geradoras fotovoltaica requer o desenvolvimento de ferramentas que permitam a análise de políticas considerando um grande número de variáveis, podendo, dessa forma, avaliar a dinâmica do comportamento deste mercado. Esta avaliação deve considerar diversos cenários econômicos, verificando o interesse dos consumidores na geração fotovoltaica e o impacto que estas pequenas fontes terão sobre o faturamento das distribuidoras.

Desta forma, é imprescindível que as agências reguladoras e demais agentes do setor elétrico investiguem quais são os estímulos necessários para alavancar os processos relacionados à micro e minigeração, a fim de tornar este mercado viável economicamente.

1.2 OBJETIVOS

- a) Desenvolver um modelo para analisar a dinâmica do comportamento da inserção da micro e minigeração solar fotovoltaica em redes de distribuição através de uma abordagem multivariável;

- b) Testar políticas que incentivem estas fontes e impactam sobre a tomada de decisão do consumidor;
- c) Avaliar o impacto destas pequenas fontes sobre o faturamento das distribuidoras.

1.3 METODOLOGIA PROPOSTA

Este trabalho propõe um modelo para simular a dinâmica do comportamento da micro e minigeração solar fotovoltaica na área de uma distribuidora de energia elétrica. A técnica de Dinâmica de Sistemas (DS) é utilizada no desenvolvimento do modelo proposto, o qual se baseia em dados históricos e projeções de diversas variáveis para prever a decisão do consumidor quanto à adoção da micro e minigeração fotovoltaica, bem como fornecer uma projeção do potencial de energia fotovoltaica associada à micro e minigeração, considerando as diversas possibilidades de políticas adotadas pelos governos e órgãos competentes. Ainda, o modelo permite verificar o impacto destas políticas sobre o faturamento da distribuidora e na arrecadação de impostos. A decisão do consumidor é mensurada a partir do percentual dos consumidores do conjunto avaliado passíveis de adoção a micro geração.

A metodologia proposta tem como base o mapeamento das relações entre os diversos fatores que influenciam na formação de políticas de incentivo e no comportamento das concessionárias e consumidores. Os fatores considerados são agrupados em cinco diferentes blocos. No primeiro, foram agregados os dados relacionados à tarifa de energia elétrica e o potencial fotovoltaico disponível. No segundo, são agrupadas informações referentes aos custos e tecnologias utilizadas nos equipamentos fotovoltaicos e as normas vigentes. Por sua vez, o terceiro bloco mapeia o nível de estudo, renda, Produto Interno Bruto (PIB) e os indicadores de confiabilidade do sistema elétrico. A relação entre esses três primeiros blocos influencia a tomada de decisão do consumidor quanto à implantação de fontes de microgeração. O quarto bloco avalia o montante de energia gerada por essas fontes, o impacto sobre o faturamento da distribuidora e a redução total da emissão gases do efeito estufa devido ao uso das fontes sustentáveis. O último bloco estima o total de impostos arrecado pelo governo estadual e governo federal.

Com este modelo é possível verificar a ação da “*death spiral*” (espiral da morte) sobre o faturamento das distribuidoras. Definida por Ford (1997), a espiral da morte pode ser definida como uma ação que repetidas vezes ao longo do tempo tende a inviabilizar a ação de outros agentes do mercado. No problema sob análise, a entrada em operação de um número

cada vez maior de fontes fotovoltaicas, tenderia a reduzir a arrecadação do serviço de distribuição, em outras palavras, uma redução no faturamento da distribuidora.

O modelo é desenvolvido com uso da técnica de análise e modelagem DS e as simulações efetuadas através do programa *Powersim* (POWERSIM, 2015). Através do modelo é possível avaliar o impacto que as políticas exercem sobre a decisão do consumidor e, conseqüentemente, sobre o potencial total instalado de fontes fotovoltaicas, redução no faturamento das distribuidoras, a redução na emissão de gases CO₂ e o montante dos impostos arrecadado pelos órgãos governamentais. O modelo é avaliado considerando a diversos cenários político-econômicos e sociais. Através dos resultados é possível estabelecer uma análise comparativa entre as políticas adotadas.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por 6 capítulos, sumarizados a seguir.

O Capítulo 1 apresenta uma descrição geral do cenário atual da micro e minigeração fotovoltaica, sua importância no planejamento sustentável e no suprimento da demanda energética em um futuro próximo. Estes fatores, em conjunto com a complexidade das interações entre o mercado de energia elétrica, as políticas públicas e o comportamento dos consumidores são colocados como a principal motivação para o desenvolvimento do trabalho.

O Capítulo 2 é dedicado à revisão bibliográfica acerca das metodologias existentes na atualidade que abordam a previsão de adesão dos sistemas de micro e minigeração fotovoltaicos. É efetuada uma análise dos modelos existentes, de modo a destacar as contribuições do modelo proposto em relação ao estado da arte.

No Capítulo 3 são apresentados os conceitos de DS, incluindo as bases para a modelagem do comportamento dinâmico do sistema estudado. Ainda, são descritos, aspectos relacionados à estimação de parâmetros de entrada e do desenvolvimento computacional da técnica.

No Capítulo 4 é apresentado o modelo proposto, expondo os critérios avaliados na composição do sistema.

No Capítulo 5 é apresentado um estudo de caso, visando à avaliação do modelo proposto. O capítulo inclui a descrição dos parâmetros utilizados, a metodologia considerada nas simulações e os resultados obtidos considerando diversos cenários. Além disso, é

realizada uma análise de sensibilidade do sistema, visando avaliar a robustez do modelo desenvolvido.

As conclusões acerca da metodologia e resultados obtidos são apresentadas no Capítulo 6.

O trabalho inclui também quatro Anexos que tratam dos aspectos regulatórios, da evolução das políticas fotovoltaicas, do modelo de Rogers e Bass e do método de Monte Carlo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo aborda as diferentes metodologias propostas na literatura atual utilizada para a projeção da expansão dos sistemas fotovoltaicos. Além do caráter descritivo, este capítulo tem como objetivo efetuar uma análise crítica dos métodos, salientando suas limitações e aspectos positivos. Em parte, esta análise serve como embasamento para alguns pressupostos considerados neste trabalho. No entanto, seu objetivo é propiciar um melhor entendimento acerca das contribuições da metodologia proposta ao estado da arte.

2.2 METODOLOGIAS EMPREGADAS NA PROJEÇÃO DA INSERÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Diversos autores desenvolveram modelos para projetar a evolução dos sistemas de micro e minigeração considerando os diversos incentivos e peculiaridades. Jager (2006) apresentou os resultados obtidos após incentivos econômicos e suporte jurídico dado pelo governo holandês na cidade de Groningen. Como resultado, a taxa de adesão nessa cidade era dez vezes maior que nas demais cidades que não receberam esses auxílios. Ainda, Jager (2006) verificou que o público adotante consiste em sua grande maioria de homens de idade média, com renda e níveis educacionais acima da média. O autor conclui que benefícios ambientais e quantia de dinheiro recebida pela instalação são os maiores incentivos no momento da adoção, seguida pela valorização da habitação, e independência da distribuidora de energia. Este estudo foi importante para revelar o perfil dos consumidores que aderiram aos sistemas fotovoltaicos e para revelar o impacto das políticas aplicadas. Sauter e Watson (2007) reforçam a necessidade de pesquisas no processo de tomada de decisão dos consumidores, destacando a necessidade de mudanças com respeito a incentivos.

Zhai e Williams (2012) propuseram um modelo baseado em lógica Fuzzy para estimar a taxa de adesão dos consumidores à micro e minigeração. O modelo considerou os custos, a frequência das manutenções e a preocupação ambiental como fatores determinantes do comportamento dos consumidores. Porém, os resultados obtidos com o modelo não foram conclusivos, devido à utilização de um número reduzido de amostras.

Assim, diferentes abordagens podem ser utilizadas para modelar o comportamento da população em um processo de difusão da micro e mini geração fotovoltaica. As principais

abordagens são através da paridade tarifária, modelo baseado em agentes e modelo de Bass. Outras abordagens já utilizadas são a distribuição estatística de Weibull (a difusão ocorre em função do tempo de retorno do investimento), modelo baseado em redes neurais (GALLO; DE BONIS, 2013) e baseados no modelo de Fisher-Pry (MASSINI; FRANKL, 2002; BYRNE *et al.*, 2004).

(KANGAN *et al.*, 2013) e (FARIA, 2014) utilizam, para a sua projeção, um modelo com base na distribuição estatística de Weibull. Neste modelo é considerado como principal variável o tempo de retorno do investimento e alguns outros parâmetros de ajuste. Porém, essa abordagem se mostra incompleta por não representar a tomada de decisão de forma dinâmica, apenas em função do retorno financeiro.

O conceito de paridade tarifária pode ser aplicado a diversas fontes e mercados, mas no caso dos sistemas fotovoltaicos distribuídos, entende-se como o momento em que o custo da energia produzida por estes passa a ser mais barata que a tarifa de energia elétrica cobrada pela distribuidora (KONZEN, 2014). Para verificar a paridade tarifária, é necessário realizar o levantamento dos custos de instalação, manutenção e operação e verificar o retorno financeiro, custo para financiamento e amortização durante a vida útil dos equipamentos (OLIVEIRA, 2010). (AYOMPE *et al.*, 2010) e (BREYER; GERLACH, 2013) utilizam modelos baseados em paridade tarifária para avaliar o mercado potencial. Esses modelos avaliam o momento no qual o custo da energia produzida pelo prosumidor passa a ser mais barata que a tarifa de energia elétrica. Assim, os modelos baseados na paridade tarifária são úteis à medida que avaliam o mercado potencial de uma fonte, estimando o momento quando uma fonte se torna atrativa do ponto de vista financeiro (KONZEN, 2014). No entanto, este método classifica a motivação da tomada de decisão do consumidor apenas no aspecto econômico, desconsiderando demais variáveis pertinentes à tomada de decisão. Yang (2010) questiona que atingir a paridade tarifária não é fator determinante para garantir a inclusão de novas tecnologias. Assim, esse método se torna inconveniente à medida que classifica a motivação da tomada de decisão do consumidor apenas no aspecto econômico.

Conforme (BONABEAU, 2002) na modelagem baseada em agentes o sistema é modelado como uma coleção de entidades autônomas de tomadas de decisão. No nível mais simples, o modelo consiste de um sistema de agentes e as relações entre estes (LIMA *et al.*, 2009). As áreas de aplicação deste método são na modelagem de difusão de inovações, risco operacional, mercado de ações e simulações estratégicas. Entretanto, simular o comportamento individual de todas as unidades constituintes se torna uma tarefa onerosa, dificultando a modelagem de sistemas de grande porte.

Um desafio que envolve a utilização dos modelos baseados em agentes são que, geralmente, envolvem seres humanos com comportamentos potencialmente irracionais, de escolhas subjetivas e psicologia complexa, aspectos difíceis de quantificar, calibrar e muitas vezes justificar (LIMA *et al.*, 2009). Zhao *et al.* (2011), Robinson *et al.* (2013) e Palmer *et al.* (2013) utilizaram modelos baseado em agentes para a projeção da geração fotovoltaica. Os principais aspectos relacionados nessa pesquisa são as condições ambientais, nível de renda por domicílio, a rentabilidade do investimento e o impacto das redes de comunicação e, para cada fator, é utilizado um peso os quais são determinados através de dados históricos. Como, em geral, esses modelos necessitam de grande quantidade de informações e, como a qualidade dos resultados depende da qualidade dessas informações, esses modelos são aplicados em um universo menor.

O modelo de Rogers (1962) e o modelo de Bass (1969) são utilizados pela EPE para estimar o total de energia que será gerada por fontes solares fotovoltaicos para as classes residencial e comercial. O modelo utiliza a teoria da difusão de inovações de Rogers e o modelo matemático proposto por Bass, seguindo a proposta apresentada por Konzen (2014). O modelo consiste no levantamento inicial do mercado potencial de acordo com características socioeconômicas da população, além de identificar os domicílios com características técnicas e condição de ocupação favorável para a instalação fotovoltaica. A partir da determinação do *payback* anual para cada distribuidora, é efetuada a estimativa da parcela do mercado potencial que estaria disposto a realizar o investimento. Esses dados são utilizados para compor a projeção da capacidade instalada de geradores fotovoltaicos distribuídos no Brasil (EPE, 2015).

(BECK, 2009), (GUIDOLIN; MORTARINO, 2010) utilizam o modelo de Bass para realizar a projeção dos sistemas. Estes estudos estimam os parâmetros através da comparação com outros mercados, mediante análise histórica. Guidolin e Mortarino (2010) adicionam um novo fator ao modelo de Bass, utilizando o modelo conhecido como o Modelo de Bass Generalizado. Beck (2009) utiliza o tempo de retorno do investimento como variável para determinar o potencial de mercado.

(KONZEN, 2014), aplica o modelo de Bass para o mercado brasileiro, avaliando o mercado potencial de acordo com características socioeconômicas e do tempo de retorno do investimento, além da definição de curvas típicas de difusão, de acordo com parâmetros extraídos da literatura internacional.

O método Pro-Forma é utilizado em (SATCHWELL; MILLS; BARBOSE, 2015) para calcular os custos e taxas baseados em premissas específicas para uma região específica,

verificando as características física, financeira, de operação e regulatória. O objetivo deste trabalho é quantificar o impacto financeiro do sistema *net-metered* sobre o faturamento das distribuidoras. Como resultado é improvável que as fontes fotovoltaicas por si só impactem de tal forma que possam causar a espiral da morte. Os impactos são dependentes da operação da distribuidora e ambiente regulatório, assim os decisores políticos devem considerar as condições particulares de cada distribuidora quanto ao possível impacto. Apesar de este modelo simular a espiral da morte, não é modelada a tomada de decisão do consumidor quanto ao investimento da micro geração, sendo esta uma das variáveis de entrada do modelo.

Walters e Walsh (2011) utilizam o método de Monte Carlo para avaliar o efeito da aplicação da tarifa prêmio na expansão da micro geração eólica. As variáveis pertinentes a esse modelo são de caráter econômico. Como resultado é verificado que apenas a tarifa prêmio é insuficiente para alavancar a sua expansão. Ainda, é observada a necessidade de variáveis sociais, mas os autores reconhecem a dificuldade nesta modelagem.

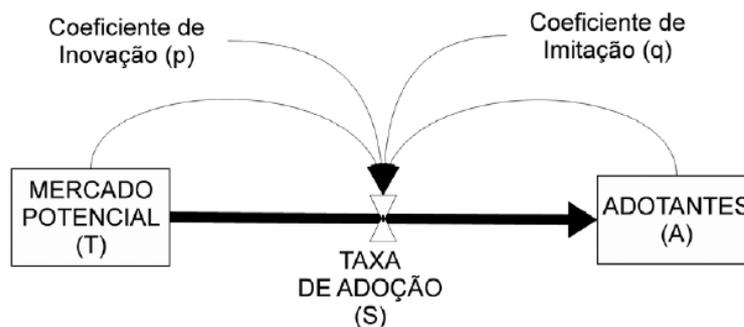
(JEONG, 2013) utiliza experimento de escolha discreta que combina teoria da utilidade aleatória, pesquisa experimental e o modelo de escolha discreta. O artigo foca no aumento de benefícios e redução dos custos de instalação para incentivar às fontes fotovoltaicas. Como resultado é verificado que os adotantes preferem subsídios diretos a outras formas de incentivos. Porém, só é verificada, apenas, a utilização de variáveis econômicas.

Parte da limitação deste modelo é oriunda da subjetividade ao caracterizar o comportamento humano. Por realizar uma projeção em nível nacional e ter de utilizar dados agregados, a precisão do modelo para unidades menores, como estados e municípios é limitada.

A DS oferece uma estrutura adequada para combinar a base fundamental do modelo de Bass, considerando-se a evolução da difusão no tempo e seus aspectos sociais, com as ideias básicas dos modelos de escolha discreta (incorporando-se as preferências dos consumidores explicitamente através dos vários atributos dos produtos) (NEUMANN, 2014).

Em contraste com a formulação algébrica original de Bass, o modelo de DS permite facilmente alterar a estrutura do sistema modificando-se, por exemplo, os seus parâmetros, ou mesmo realizando-se mudanças estruturais, como a adição de variáveis e realimentações (NEUMANN, 2014). A Figura 2 apresenta o modelo de Bass na forma de um modelo de DS.

Figura 2 Modelo de Bass a partir da perspectiva de uma DS.



Fonte: NEUMANN (2014).

Movilla, Miguel e Blásquez (2013) descrevem um modelo de simulação do setor energético fotovoltaico espanhol analisando seu comportamento dinâmico sobre diferentes cenários. A hipótese dinâmica é que continuando com os benefícios concedidos aos sistemas fotovoltaicos e, com o avanço tecnológico, os custos de geração da produção dos painéis são capazes de tornar o setor rentável no futuro sem a necessidade de subsídios. É identificado que há fragilidade neste setor, uma vez que o mercado fotovoltaico ainda depende de subsídios para ser rentável. Saleh *et al.* (2010) utilizam a DS para analisar como as intervenções políticas afetam o comportamento particular dos consumidores, atuando nos ganhos dos laços de realimentação, e verificando o impacto na variável de interesse.

Grace (2014) utiliza a DS para verificar a ação da “espiral da morte” agindo sobre o faturamento das distribuidoras. Neste artigo é considerada a redução do consumo de energia pelo aumento da eficiência energética e o incremento de sistemas fotovoltaicos de microgeração. Porém, neste trabalho, o incremento na tomada de decisão do consumidor para implementar as fontes fotovoltaicas é modelado apenas em função do tempo de retorno de investimento, visto que o foco do artigo é modelar a ação da espiral da morte sobre diversos aspectos.

Jiménez, Franco e Dyner (2015) utilizam a DS em conjunto com o modelo de Bass para verificar o processo de difusão de telhados solares verificando o impacto sobre a tarifa de energia elétrica na Colômbia. O modelo de Bass é utilizado para verificar o mercado potencial e, a decisão do consumidor é modelada apenas em função do tempo de retorno do investimento. Novamente, essa abordagem não utiliza todas as variáveis que exercem influência sobre a decisão do consumidor em optar pelas fontes fotovoltaicas.

Santos *et al.* (2015) mapeiam o potencial energético das fontes eólica, solar, biomassa e hídricas. Após empregam a técnica de DS para estimar o número de consumidores residenciais adotantes destas tecnologias. Os potenciais adotantes neste modelo são

determinados através de características econômicas. Após, é empregado o método de Monte Carlo para estimar a localização destas fontes. Novamente, o modelo apresentado neste artigo não considera todas as características pertinentes a tomada de decisão do consumidor em implementar estas pequenas fontes.

Um resumo das principais metodologias estudadas é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 Resumo de Metodologias para determinar a tomada de decisão do Consumidor

Autor	Abordagem	Decisão do Consumidor
Zhai e Williams (2012)	Lógica Fuzzy	Custos, frequência das manutenções e preocupação ambiental
Kangan et al. (2013)	Distribuição Estatística de Weibull	Econômicas
Oliveira (2010); Ayompe et al. (2010); Breyer; Gerlach (2013)	Paridade Tarifária	Econômicas
Beck(2009); Guidolin; Mortarino (2010) ; Konzen (2014)	Modelo de Bass	Aplicação de curvas típicas de difusão e fatores socioeconômicos
Satchwell; Mills; Barbose (2015)	Pro-Forma	Físicas, financeira, regulatória e de operação
Walters; Walsh (2011)	Monte Carlo	Econômicas
Movilla, Miguel e Blásquez (2013); Grace (2014); Jiménez, Franco e Dynner (2015); Santos et al. (2015)	Dinâmica de Sistemas	Econômicas

O que se verifica em todas estas abordagens é que nenhuma delas contempla todas as variáveis que são determinantes a tomada de decisão dos consumidores residenciais em implementar estas fontes, a qual é feita no modelo aqui apresentado.

Neste contexto, há a necessidade de entender a dinâmica deste mercado, realizando estudos de planejamento de expansão, políticas públicas, tomada de decisões e verificando o seu impacto no sistema elétrico. Assim, é imperativo que as agências reguladoras e outros agentes públicos e privados investiguem quais são os incentivos necessários para alavancar os processos relacionados à microgeração, a fim de incentivar as partes interessadas e viabilizar economicamente esse mercado, mostrando seu impacto em diversos setores.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas as metodologias utilizadas na projeção da inserção de micro e minigeração fotovoltaicas. Pode-se observar que embora as metodologias apresentadas abordem o problema de forma simplificada, existe a demanda por uma melhor

representação da complexidade inerente ao seu comportamento dinâmico. Na tomada de decisão do consumidor, fatores relacionados à consciência ambiental, barreiras técnicas e burocráticas percebidas pelos consumidores não vêm sendo considerados de forma satisfatória.

O incremento das fontes de microgeração representa em uma redução no faturamento da distribuidora e, conseqüentemente, no repasse destes custos aos consumidores. Verifica-se, a partir desse fato, que o problema necessita de uma abordagem complementar, que inclua aspectos técnicos, regulatórios, econômicos e sociais, bem como a dinâmica das suas relações. Os modelos atualmente disponíveis não atendem integralmente a todos estes aspectos, o que motivou o desenvolvimento do modelo apresentado nos próximos capítulos.

3 CONCEITOS DE DINÂMICA DE SISTEMAS

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta uma visão geral da técnica de DS, bem como os procedimentos para a modelagem no ambiente de sistemas, relacionando-os com a aplicação para o problema aqui descrito e, posteriormente modelado.

3.2 VISÃO GERAL DA TÉCNICA DE DS

A técnica de análise, modelagem e simulação conhecida como DS, originou-se a partir de conceitos da engenharia de controle e da teoria geral de sistemas. A DS foi concebida por Jay Forrester e consolidada em 1961 com a publicação do livro *Industrial Dynamics*. A técnica foi originalmente desenvolvida para analisar os efeitos das políticas de decisão de uma empresa sobre a taxa de produção e o número de empregados, bem como na forma como estes elementos afetavam o comportamento da corporação como um todo. Atualmente, a DS encontra aplicações em praticamente todos os campos do conhecimento, tendo em vista sua capacidade de descrever a dinâmica de fenômenos de naturezas diversas, tais como físicos, biológicos, econômicos e sociais, além das interações entre sistemas de natureza distintos.

A DS é uma ferramenta que tem como objetivo analisar o comportamento de sistemas sujeitos a variações ao longo do tempo. Um sistema pode ser definido como um conjunto de elementos funcionais, componentes ou entidades e as relações que os integram. Ou ainda, como um conjunto de elementos interdependentes de modo a formar um todo organizado. A DS tem como principal premissa o fato de que o comportamento de um sistema é determinado por sua estrutura interna, ou seja, pelas relações e conexões entre os seus componentes e a forma como estes se alteram ao longo do tempo. (MEDEIROS JÚNIOR *et al.*, 2006). O caráter dinâmico da análise permite reproduzir comportamentos problemáticos e avaliar o impacto de novas políticas, além de potenciais melhorias na condução do processo como um todo. (FERNANDES, 2003).

Segundo Schuch (2000), dentre as vantagens da DS se destaca a possibilidade de tratar aspectos de longo e curto prazo em um mesmo modelo; a representação completa de relações complexas e não lineares; a possibilidade de representar variáveis sociais e psicológicas; e a facilidade com que os efeitos de alternativas políticas podem ser testados.

3.3 ETAPAS DA MODELAGEM DE SISTEMAS UTILIZANDO A DS

O desenvolvimento do modelo proposto, utilizando a DS, compreende oito etapas proposta por Ford (1999). As etapas incluem a elaboração, análise, modelagem e simulações do sistema:

- a) Conhecendo o sistema;
- b) Especificação do comportamento dinâmico;
- c) Modelo teórico (determinação do diagrama de laço causal);
- d) Modelo computacional (diagrama de estoque e fluxo);
- e) Estimação de parâmetros;
- f) Simulações;
- g) Análise de sensibilidade; e
- h) Teste de políticas.

As etapas deste processo são detalhadas a seguir e serão exploradas no modelo desenvolvido nos Capítulos 4 e 5.

3.3.1 Conhecendo o Sistema

Um sistema pode ser caracterizado por seu estado, que é o conjunto de propriedades relevantes em um dado período. As variáveis externas devem também ser consideradas, pois as mudanças no ambiente externo podem induzir alterações no estado do sistema (SCHUCH, 2000).

Uma ferramenta que auxilia o desenvolvimento dessa etapa é o diagrama *bull's eye* (olho do touro). O diagrama *bull's eye* é uma maneira eficiente de apresentar o balanço relativo entre as variáveis exógenas (são determinadas de maneira externa ao modelo) e as variáveis endógenas (variáveis explicadas pelo modelo) (MOMODU; OYEBISI; OBILADE, 2012). Nesse diagrama as variáveis endógenas são colocadas no centro do *bull's eye*, as variáveis exógenas são colocadas na estrutura exterior e as variáveis excluídas são colocadas no quadro externo. Segundo Ford (1999), o modelo apresenta um comportamento próximo à realidade do sistema quando um maior número de variáveis endógenas é modelado. Assim, esta primeira etapa consiste em listar todas as variáveis que são significativas ao sistema, sempre em vista dos objetivos procurados.

3.3.2 Especificação do Comportamento Dinâmico

Tendo sido realizada a compreensão do sistema, deve-se definir com precisão e descrever os aspectos do problema de forma clara, concisa e precisa. Este passo envolve a descrição do comportamento dinâmico do fenômeno a ser estudado. O comportamento temporal das principais variáveis de interesse pode ser estimado graficamente, cujo eixo temporal seja suficientemente longo para identificar o comportamento dinâmico, capturando os efeitos tardios e indiretos das políticas institucionais (RAIMUNDINI; BORENSTEIN, 2012). Assim, essa abordagem é denominada Modo de Referência (MR), e serve como uma primeira avaliação do comportamento do modelo principal (ROJASRIVERO; PERDOMO; BARÓN, 2014).

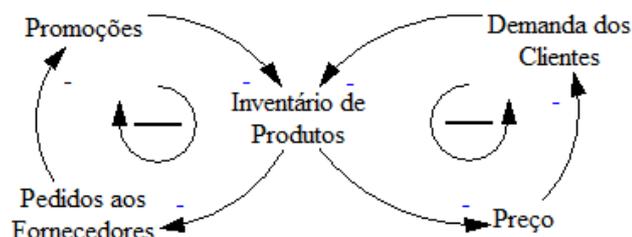
Se o fenômeno possui algum histórico, o MR deverá ser representado considerando o comportamento histórico registrado, o qual é o que se deseja reproduzir com o modelo. Caso sejam modeladas situações futuras, o modo de referência é mais genérico, porém deverá ser capaz de abranger, através das correspondentes variações dos parâmetros, o comportamento a ser verificado pelo modelo (ROJASRIVERO; PERDOMO; BARÓN, 2014). No modelo desenvolvido, como se trata de um fenômeno recente, esta será a abordagem utilizada. Complementando, esta etapa inclui também o desenvolvimento da hipótese dinâmica (SANCHES, 2013). Segundo Sterman (2000), a hipótese dinâmica compreende o mapa mental que explica a dinâmica do problema, caracterizando o MR.

3.3.3 Modelo Teórico (Diagrama de Laço Causal)

Nesta etapa, às variáveis do modelo já são conhecidas e se torna necessário realizar as relações entre estas. É essencial identificar e definir as características do sistema, determinando as relações causa-efeito e as estruturas de realimentação. Tal tarefa utiliza a técnica dos chamados Diagramas de Laço Causal (DLC), os quais são diagramas de natureza qualitativa que possibilitam uma melhor compreensão do comportamento do sistema devido à simplicidade com que seus elementos e a interação entre eles são representados de maneira estruturada (ANDRADE, 1997).

Os diagramas de laço causal cumprem um importante papel na modelagem dos sistemas por servirem como um esboço das hipóteses causais e possibilitar que os pressupostos estruturais dos sistemas sejam explicitamente comunicados (STERMAN, 2000). Na Figura 3 é apresentado, um exemplo das relações causais entre às variáveis de interesse, explicitando o laço de realimentação entre as mesmas.

Figura 3 Abordagem Qualitativa - Diagrama de laço causal



Fonte: KAUFFMAN (1981).

Podem-se identificar três tipos de ligações em um DLC, as quais são citadas a seguir:

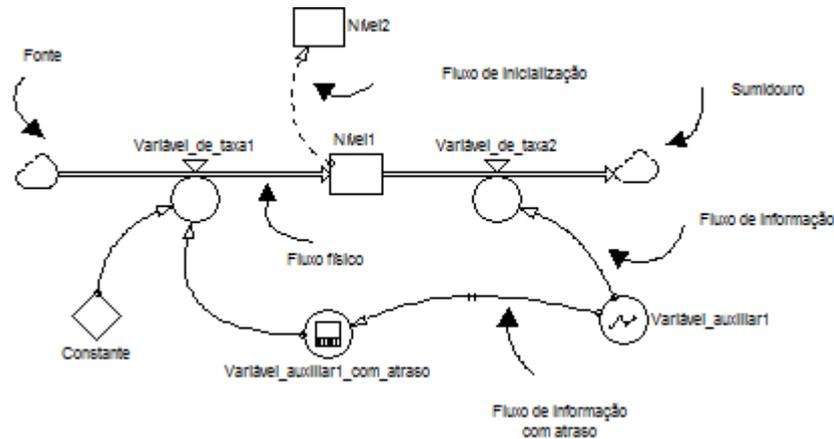
- Ligação Causal:** É a influência direta de uma variável sobre a outra (causa-efeito). Sua representação no DLC é indicada por uma seta que sai da variável causal e chega à variável afetada. Na ponta da seta é indicada se a relação é de reforço (+) ou de equilíbrio (-);
- Corrente Causal:** Uma variável será causal quando afetar outra variável, porém, ela torna-se uma variável afetada se for influenciada por uma terceira variável (SCHUCH, 2000);
- Laço Causal:** Os sistemas reais possuem características de realimentação onde as variáveis afetadas podem influenciar as variáveis causais, representando uma sucessão de relações causa-efeito circulares (SCHUCH, 2000). Para verificar se a realimentação é positiva ou negativa, faz-se necessário identificar as ações que o originam. Com isto, basta verificar a quantidade de relações negativas. Se o número de relações for ímpar, o enlace é do tipo equilíbrio, se o número de relações for par, o laço é do tipo reforço.

3.3.4 Modelo Computacional (Diagrama de Estoque e Fluxo)

O modelo computacional tem por objetivo transformar a análise qualitativa realizada em uma análise quantitativa. Para isso, é utilizada a técnica de Diagrama de Estoque e Fluxo (DEF).

Os estoques e fluxos são responsáveis por retardos; eles dão inércia e memória aos sistemas; eles podem ampliar ou atenuar distúrbios; e são fundamentais na formulação dinâmica produzida por sistemas (SENIGE, 2013). Para este tipo de análise há símbolos padronizados, conforme mostra a Figura 4. No modelo aqui proposto, é utilizado o software PowerSim (POWERSIM, 2015) para a modelagem do DEF.

Figura 4 Simbologia utilizada no DEF



Fonte: SCHUCH (2000).

A simbologia utilizada no DEF é descrita a seguir:

- Níveis: As variáveis de nível são representadas por um retângulo. Todas as equações de níveis envolvem integrações e só podem ser conectados a outras variáveis por intermédio de uma variável de taxa. Dentro de cada variável de nível há uma equação que a representa;
- Taxas: As variáveis de taxa (derivadas) são representadas por uma válvula. Estas variáveis controlam as taxas com que as variáveis de níveis se alteram, e podem receber entrada de constantes, variáveis auxiliares e variáveis de nível. Dentro de cada variável de taxa há uma equação que a representa;
- Auxiliares: As variáveis auxiliares são representadas por um círculo. Estas variáveis controlam as variáveis de taxa. Dentro de cada variável auxiliar há uma equação que a representa;
- Constantes: As constantes são representadas por um losango e possui um valor inalterado durante todo o intervalo de simulação;
- Linhas de Fluxo: As linhas de fluxo podem ser divididas em fluxos conservativos (físicos) e fluxos não conservativos (informação). Os fluxos físicos representam quantidades conservativas, que podem ser movidas de um lugar para outro no sistema. Os fluxos de informação, não conservativos, que realizam a interconexão entre os fluxos físicos, ou seja, auxiliam na tomada de decisão. As linhas pontilhadas representam fluxos de inicialização de variáveis de nível, as linhas cheias para os fluxos de informação e as linhas duplas para os fluxos físicos (SCHUCH, 2000);

- f) Atraso: O atraso é representado por dois traços que cortam as linhas de fluxo. Tem por objetivo atrasar a influência de uma variável na outra;
- g) Retirada da informação: É representada por quatro arestas desenhadas ao redor da variável a qual foi retirada a informação. Este recurso não altera a informação da variável, apenas é utilizado para otimizar a representação gráfica;
- h) Fontes e Sumidouros: São representados por uma nuvem. A fonte (origem) e o sumidouro (destino) representam os limites do modelo.

A ordem do sistema é definida como o número de níveis em um laço de realimentação. Essa realimentação, como nos sistemas de controle, pode ser positiva ou negativa. A ordem de um sistema constituído por mais de um laço de realimentação é o número total de níveis do sistema, independentemente da ordem de cada laço de realimentação individual (SCHUCH, 2000). Como é explanado no próximo capítulo, o modelo desenvolvido é dito de primeira ordem.

Os laços de realimentação positivos reforçam qualquer mudança a partir do estado de equilíbrio, assim pode-se dizer que o comportamento desse sistema terá um crescimento exponencial, sempre que a variável de nível possuir valores positivos (SCHUCH, 2000).

Um laço de realimentação negativo é a busca de uma meta, ou seja, tenta mover o nível em direção a algum objetivo desejado. Qualquer esforço em perturbar o sistema a partir deste ponto de equilíbrio é resistido pelo sistema. Cabe mencionar que todo sistema de controle, seja físico, econômico ou social é caracterizado por comportamento deste tipo, qual seja, procurar a meta. A resposta para um laço de realimentação positivo de primeira ordem, e sua equivalência, é representada em (1) (FORRESTER, 1961).

$$L_{(t)} = L_{(0)} + \int_0^t R_{(t)} dt = L_{(0)} e^{\frac{t}{A}} \quad (1)$$

Onde: $L(t)$ é o valor da variável de nível no instante t , $L(0)$ é o valor da variável de nível no instante inicial, $R(t)$ é a taxa instantânea da mudança da variável de nível e A é uma constante de proporcionalidade.

3.3.5 Estimação de Parâmetros

A identificação e definição dos parâmetros advêm de dados empíricos, ou seja, baseados na experiência e observação, dados escritos e dados numéricos (FORRESTER, 1980). Os dados numéricos podem ser tratados por meio de técnicas estatísticas (média,

desvio padrão e correlação), enquanto os dados mentais e os dados escritos podem ser tratados por meio de técnicas qualitativas, que muitas vezes são consideradas arbitrárias (STERMAN, 2000). Dessa maneira, as duas técnicas devem ser utilizadas conjuntamente porque, omitir a estimativa de valores dos parâmetros que não tenham dados numéricos é equivalente a assumir que esses parâmetros tenham valor zero (FORD, 1999). Durante o desenvolvimento do modelo, optou-se sempre em utilizar-se de fontes confiáveis para se realizar a estimação de parâmetros.

3.3.6 Simulações

A simulação do modelo tem por objetivo comparar seus resultados com o MR, permitindo a validação do mesmo (FORD, 1999). No caso de incoerência dos resultados torna-se necessária a verificação das etapas precedentes para realizar as correções e ajustes (SANCHES, 2013).

3.3.7 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade permite estudar a estabilidade da solução em função da possível variação dos seus parâmetros, permitindo detectar a relevância dos dados. De modo geral, a análise de sensibilidade é utilizada para tomar melhores decisões, decidir quais dados estimados devem ser refinados antes de tomar uma decisão e concentrar-se nos elementos críticos durante a implementação (ESCHENBACH, 1999).

Por outro lado a análise de sensibilidade pode ser realizada considerando o impacto de mudanças nos pressupostos considerados na formação do caso-base. Por exemplo, a sensibilidade do valor de uma variável pode ser dependente das mudanças dos valores das variáveis independentes. Além disso, a análise pode ser realizada examinando o impacto do valor do tempo de retorno frente a mudanças dos valores das probabilidades de ocorrência dos eventos aleatórios num problema de análise de decisão (SILVA; BELDERRAIN, 2005).

Para se utilizar estes métodos de análise deve-se atentar para os valores assumidos pelas variáveis independentes; a sensibilidade dessas mudanças no resultado final; e a maior variação do resultado final pelo impacto das variáveis independentes. As seguintes etapas devem ser realizadas para o teste de sensibilidade:

- a) Selecionar os parâmetros ou grupos de parâmetros que se considera que mais afetam o comportamento do modelo;
- b) Modificar os valores de cada grupo separadamente a partir de uma referência (por exemplo, mais 10% ou mais 25%) e efetuar a validação dos resultados;
- c) Identificar aqueles parâmetros que, quando modificados, afetam significativamente o comportamento do modelo;
- d) Analisar se as mudanças de comportamento são justificáveis a partir da teoria ou do senso comum.

Assim, o modelo desenvolvido é testado exaustivamente, conforme é apresentado no Capítulo 5, de forma que sejam avaliadas as características de consistência e robustez.

3.4 TESTE DE POLÍTICAS

O teste de políticas abrange o processo de tomada de decisão e a avaliação de conteúdo, bem como dos seus impactos sobre a resposta do modelo. O processo de elaboração de políticas públicas envolve uma fase na qual é preciso compreender a realidade na qual se pretende atuar e definir o problema a ser enfrentado, a partir da formulação de um modelo causal que consiste em hipóteses e pressupostos sobre determinados fenômenos sociais (DROR, 1983; HOGWOOD e GUNN, 1984; BARDACH, 1998).

Essas políticas constituem muitas vezes as bases para definição de planos de ação que estabelecem as diretrizes para programas que, por sua vez, são implementados na forma de projetos (ALVEZ, 2008). Dessa maneira, se verificam as políticas necessárias a fim de chegar ao objetivo proposto.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os principais conceitos relativos à técnica de DS, relacionando-os com o modelo que é apresentado nos próximos capítulos, bem como as etapas de construção do modelo proposto, apresentado no próximo capítulo.

4 MODELO PROPOSTO

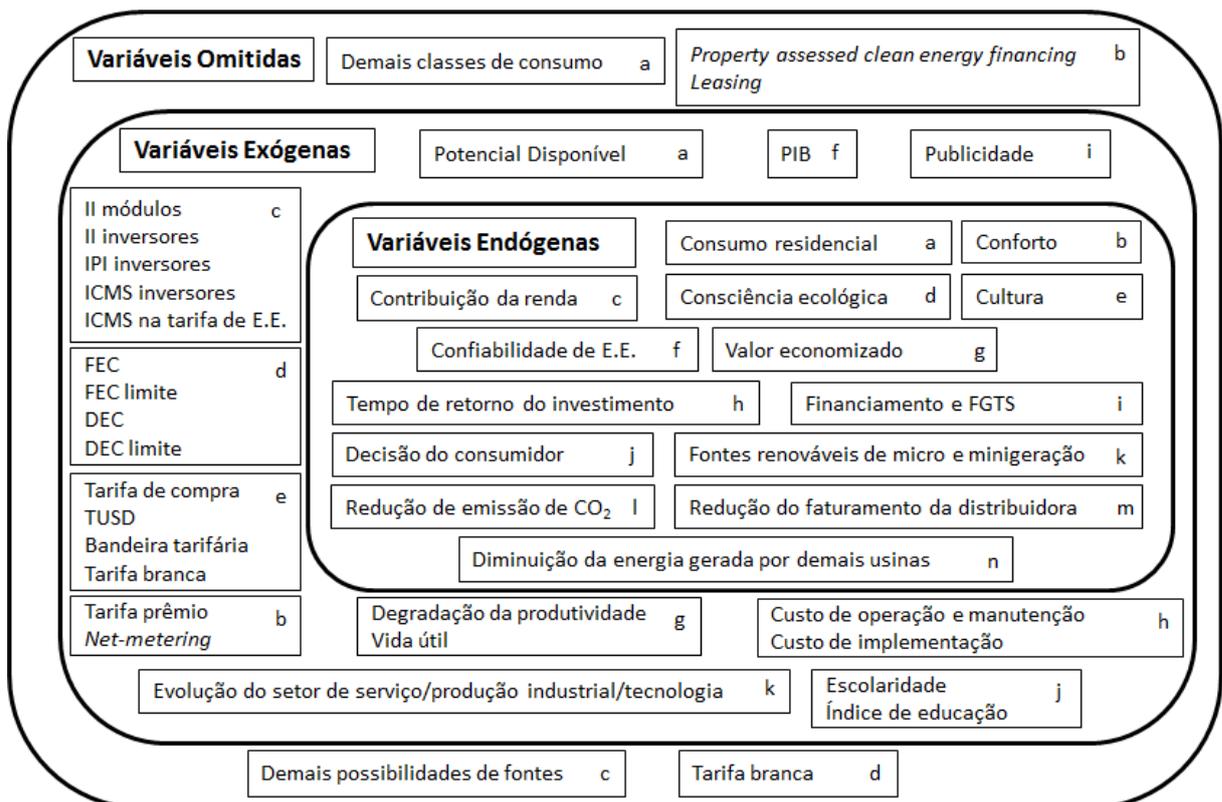
4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado o modelo proposto para análise da inserção de pequenas fontes solares fotovoltaicas em sistemas de distribuição, em um contexto multivariável. Inicialmente são apresentadas as variáveis de interesse na modelagem do problema abordado. Após, é ilustrado o comportamento esperado para o sistema, através do MR. Em seguida é verificada a relação entre as variáveis através de uma descrição qualitativa e quantitativa de sua influência na resposta final do modelo. As etapas do desenvolvimento são descritas de acordo com a ordem proposta por Ford (1999).

4.2 CONHECENDO O SISTEMA

Nesta etapa inicial define-se o objetivo do modelo proposto e as variáveis pertinentes à caracterização do problema. Conforme comentado anteriormente, o diagrama *Bull's eye*, é utilizado como referência na representação do balanço relativo entre as variáveis. O diagrama proposto para o desenvolvimento desta etapa é apresentado na Figura 5.

Figura 5 Diagrama *Bull's eye* para o modelo desenvolvido



As variáveis omitidas do sistema são comentadas a seguir.

- a) Demais Classes de Consumo: Diferentes motivações irão influenciar as demais classes de consumo. Portanto, é necessário o desenvolvimento de outro modelo que descreve o comportamento dessa outra parcela de mercado;
- b) *Property assessed clean energy financing e leasing*: Com a primeira regulamentação, o sistema é financiado pelo município e as parcelas são posteriormente cobradas com o Imposto Predial e Territorial Urbano. Já na segunda, o usuário faz um contrato de aluguel com uma empresa e paga mensalmente, ou seja, o consumidor não adquire o sistema. Portanto, não se considerou essa variável pela dificuldade em mensurar o comportamento dos consumidores frente a essa possibilidade;
- c) Demais possibilidades de fontes: O perfil dos consumidores que podem optar pela micro e minigeração de fontes fotovoltaicas é majoritariamente daqueles de outras fontes, como por exemplo, hidráulica e de biomassa. Assim, devem-se desenvolver outros modelos que descrevam tal comportamento;
- d) Tarifa branca: Para modelar a tarifa branca é necessário realizar uma projeção a curtíssimo prazo verificando o perfil de consumo e o comportamento da geração ao longo das horas do dia. Assim, como se realizar uma projeção a longo prazo, essa variável não foi contemplada.

Conforme comentado anteriormente, as variáveis exógenas são determinadas de maneira externa ao modelo, isto é, são dados de entrada cujas relações definem as variáveis endógenas de forma quantitativa. As variáveis exógenas consideradas no modelo proposto são descritas a seguir.

- a) Potencial Disponível: A disponibilidade do recurso primário de energia é o primeiro critério a ser avaliado no estudo de viabilidade de um projeto fotovoltaico é a disponibilidade do recurso primário de energia, a radiação solar (ABINEE, 2012);
- b) Tarifa prêmio e *net-metering*: A disponibilidade energética estimula políticas que estimulam ou inviabilizam a implementação da micro e minigeração;

- c) Impostos: Relaciona os diversos impostos incidentes sobre os equipamentos e tarifa de energia elétrica;
- d) Indicadores de continuidade: Fatores como a Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (FEC). Estes indicadores são utilizados em Faria (2014) para verificar o impacto que a confiabilidade da rede de distribuição exerce sobre a tomada de decisão do consumidor;
- e) Tarifas de transporte, tarifa de compra, fatura de EE, bandeira tarifária e tarifa branca: Estas componentes podem tornar a instalação fotovoltaica mais ou menos atrativa dependendo de sua evolução ao longo do tempo, influenciando a tomada de decisão do consumidor. Isso ocorre, pois o valor da fatura de energia elétrica influencia diretamente no tempo de retorno do investimento. Esses fatores são utilizados em diversos modelos econométricos (SCARPA; WILLIS, 2010), (WILLIS *et al.*, 2011), (MARLEY; ISLAM, 2012), (ISLAM; MEADE, 2013) e (YAMAGUCHI, 2013);
- f) PIB: O PIB influencia no consumo de produtos e também no consumo de energia elétrica (CASTELO BRANCO, 2003);
- g) Degradação da produtividade e vida útil: Com o passar do tempo há a redução da produtividade dos painéis fotovoltaicos. Estes índices são discutidos em Montenegro (2013) e Thevenard & Pelland (2013). A vida útil é o Tempo de vida de funcionamento do sistema de micro e minigeração de energia elétrica (THEVENARD; PELLAND, 2013);
- h) Custo de operação, manutenção e implementação e custo total do investimento: Apresentam o investimento necessário para o funcionamento do sistema. Os custos são discutidos em Montenegro (2013), Ayompe & Duffy (2013) e Thevenard & Pelland (2013);
- i) Publicidade: Pode motivar os consumidores a implementar a micro e minigeração;
- j) Escolaridade e índice de educação: Visto que os conceitos de sustentabilidade e de consciência ecológica são amplamente difundidos nas escolas e nas universidades brasileiras (FARIA, 2014), utilizou-se este parâmetro como balizador para estimar a Consciência Ecológica;

- k) Crescimento do setor de serviços/produção industrial/tecnologia: Com o estímulo à micro e minigeração poderão surgir empresas de produção dos equipamentos e prestação de serviços que alimentem esse mercado e, sua consequência se daria na redução de preços (curva da Oferta x Demanda). A evolução da tecnologia terá como consequência a redução dos preços e no aumento do rendimento do sistema. A curva de aprendizagem pela incorporação na mudança de preço e fatores de escala dessa tecnologia é discutida em Yu, Sark e Alsema (2011).

As variáveis endógenas, as quais explicam o modelo, são descritas a seguir.

- a) Consumo residencial: Estima-se a evolução do consumo da classe residencial. A evolução do consumo da classe residencial é discutida em Castelo Branco (2003), sendo necessária para estimar o impacto que as fontes fotovoltaicas tem sobre o faturamento das distribuidoras;
- b) Conforto: Critério relevante à tomada de decisão do consumidor;
- c) Contribuição da Renda: Utilizada para verificar o mercado potencial. O nível de renda é utilizada em Kangan *et al.* (2013), Palmer *et al.* (2013) e Konzen (2014);
- d) Consciência Ecológica: Representa a intenção em gerar energia de forma sustentável;
- e) Cultura: Representa o conservadorismo que, em geral, têm em relação ao uso de fontes renováveis de pequeno porte;
- f) Confiabilidade de Energia Elétrica: Pode influenciar na Decisão do Consumidor em obter uma fonte alternativa de energia;
- g) Valor Economizado: Representa quanto que o consumidor economizará em sua tarifa de energia elétrica.
- h) Tempo de retorno do investimento: Tempo necessário para retornar o valor investido. Os autores Kastovich (1982), Navigant Consulting (2007), Beck (2009) e Denholm *et al.* (2009) utilizam o *payback* simples como estimativa do tempo de retorno do investimento. Montenegro (2013) utiliza o *payback* descontado e ainda estima o valor presente líquido e a taxa interna de retorno;

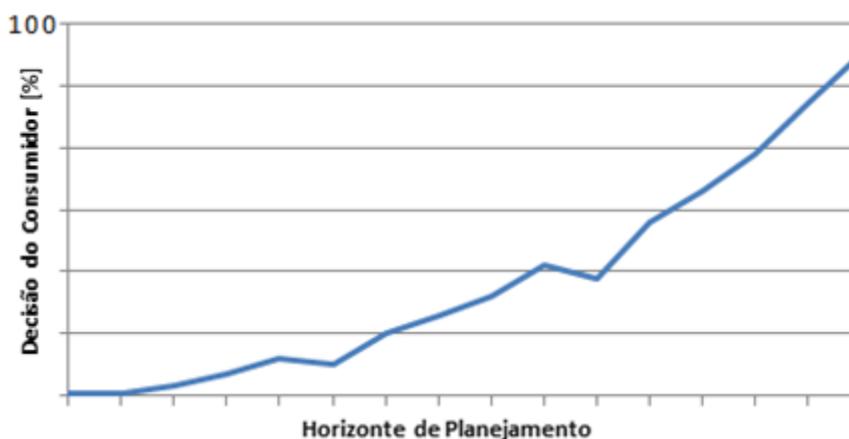
- i) Financiamento e FGTS: Representa a possibilidade de linhas de financiamento e possibilidade de utilizar o FGTS na implementação do sistema;
- j) Decisão do Consumidor: A decisão do consumidor representa a parcela da população que possui as condições necessárias para optar pela implementação da micro e minigeração;
- k) Fontes renováveis de micro e minigeração: As fontes renováveis de micro e minigeração apresentam o montante gerado anualmente por essas fontes;
- l) Redução de emissão de CO_{2eq}: Apresentam a redução do montante de gases do efeito estufa. A redução na emissão de CO_{2eq} é discutida em Islam & Meade (2013), Yamaguchi *et al.* (2013) e EPE (2014c);
- m) Redução do faturamento da distribuidora: Representa a diminuição no faturamento da distribuidora. Esse fator é discutido em Satchwell, Mills e Barbose (2015) e por Grace (2015);
- n) Diminuição da energia gerada por demais usinas: É o quanto de energia deixará de ser gerada pelas usinas convencionais e a redução na utilização da rede;

A partir dessa primeira etapa verifica-se que diversas das variáveis discutidas foram abordadas de diferentes formas, porém nenhum dos trabalhos encontrados na literatura atual engloba todas as variáveis em um único modelo. Por outro lado, o modelo proposto considera as relações entre estas variáveis, possibilitando quantificar a tomada de decisão do consumidor e verificar o impacto de diferentes políticas sob diversos aspectos.

4.3 DETERMINAÇÃO DO MODO DE REFERÊNCIA

Esta fase consiste na concepção do Modo de Referência. O MR é elaborado descrevendo o comportamento temporal da principal variável do sistema, servindo como um conceito aproximado da resposta esperada através do modelo desenvolvido. A Figura 6 mostra o MR, considerando a variável de maior importância do modelo, à tomada de decisão do consumidor.

Figura 6 Modo de referência

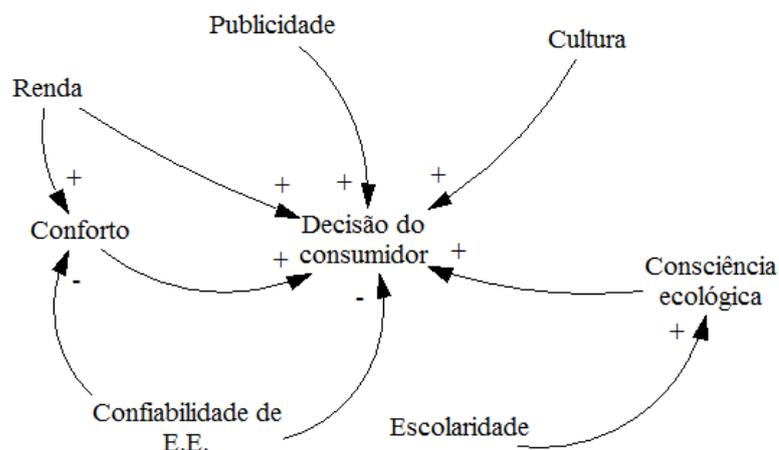


Para a determinação do MR foi verificado o comportamento inicial quanto a evolução da adoção da micro geração. Em seguida, o MR foi determinado empiricamente, com base na avaliação deste mercado. Ainda, foi realizada uma comparação com a regulamentação e a publicidade que podem estimular os consumidores; a criação de incentivos, os quais podem impulsionar a implementação das fontes de micro e minigeração; a redução dos impostos incidentes sobre a fatura de energia elétrica e equipamentos e serviços prestados; e uma mudança de cultura da população, desenvolvendo um pensamento sustentável. As perturbações ilustradas durante o horizonte de planejamento refletem a mudança na tomada de decisão dos formuladores de políticas. De forma que em alguns momentos haverá a tendência em dar maior incentivo a estas fontes e, em outros momentos, haverá políticas no sentido de diminuir a tomada de decisão na implementação das pequenas fontes solares fotovoltaicas. Assim, a característica de difusão desta tecnologia pode ser representada, conforme definido por Lima (2011), como uma “adoção lenta”.

4.4 DIAGRAMA DE LAÇO CAUSAL

Nesta etapa do processo de construção do modelo é analisada a relação causa-efeito entre as variáveis que compõem o sistema de forma qualitativa. Para que o DLC do modelo proposto seja apresentado didaticamente, criou-se um submodelo, denominado Decisão do Consumidor, apresentado na Figura 7.

Figura 7 Submodelo – Decisão do consumidor

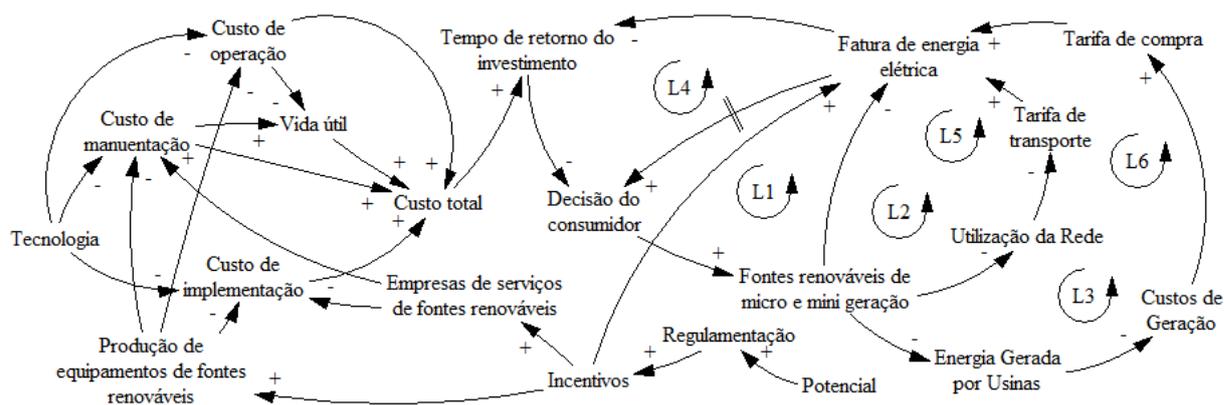


Neste diagrama, o fator central utilizado para a determinação da quantidade de energia gerada é a “decisão do consumidor”, o qual possui a capacidade de optar pela implementação deste sistema. Verifica-se a contribuição das variáveis “publicidade”, “cultura”, “consciência ecológica”, “confiabilidade” de energia elétrica, “conforto” e “renda”, para a decisão do consumidor. Todas as variáveis apresentam uma contribuição positiva para a decisão, com exceção da confiabilidade de energia elétrica, que conforme aumenta, reduz a decisão do consumidor em implementar as “fontes renováveis de micro e minigeração”, pois com o aumento da confiabilidade da rede de distribuição o consumidor não necessita de outra fonte para suprir suas necessidades energéticas. Há ainda as relações indiretas, representadas pela “escolaridade” agindo na “consciência ecológica”, e as contribuições da “confiabilidade de energia elétrica” e da “renda” para compor a variável denominada de “conforto”.

Na Figura 8 é exibido o DLC em que se apresentam as demais variáveis pertinentes ao modelo. Na construção da ferramenta proposta o primeiro critério a ser avaliado é a disponibilidade do recurso primário de energia. O “potencial” energético induz a criação de uma “regulamentação” que possa estimular ou inviabilizar a implementação da micro e minigeração. A regulamentação pode trazer “incentivos” para atrair e alavancar este tipo de energia. A evolução da “tarifa de compra” e a “tarifa de transporte”, que compõem a “fatura de energia elétrica”, podem alterar a atratividade do investimento. Com o estímulo à micro e minigeração poderão surgir “empresas de serviços” e “produção de equipamentos” que supram esse mercado e, como consequência seria a redução do “custo total”. Os custos referentes ao sistema, juntamente com sua “vida útil” e a evolução da “tecnologia” influenciam diretamente no “tempo de retorno do investimento”. Além desses parâmetros,

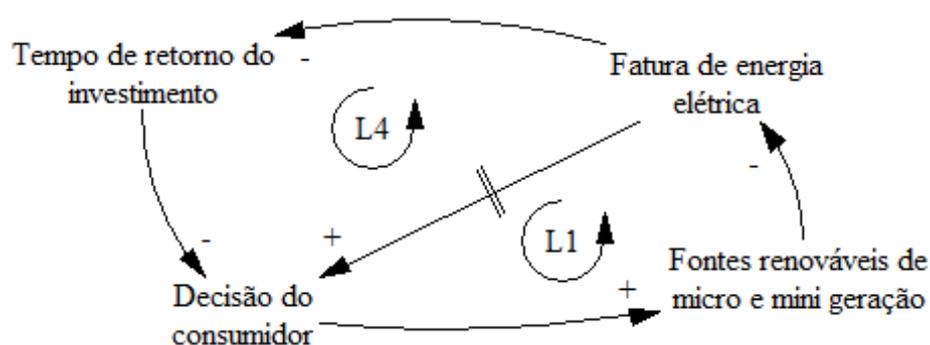
têm-se ainda os fatores de caráter técnico, social e ambiental influenciando à tomada de “decisão do consumidor”. Deve-se destacar que a “decisão do consumidor”, além de ser influenciada pela “fatura de energia elétrica” e o “tempo de retorno do investimento”, é também influenciada pelas variáveis descritas no submodelo da Figura 7.

Figura 8 DLC – Modelo proposto



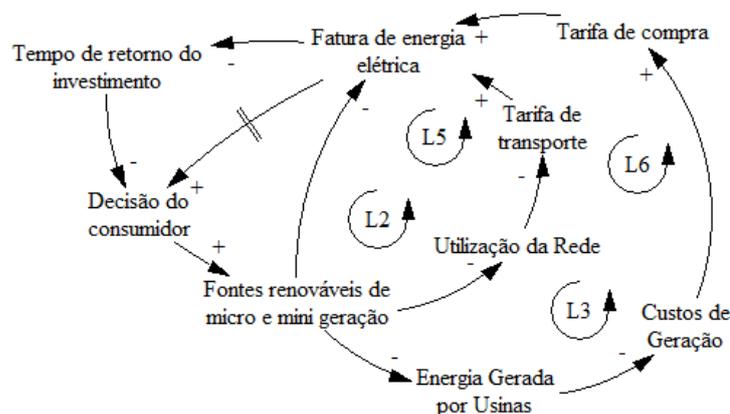
A fim de apresentar melhor o comportamento dinâmico deste modelo, é analisado separadamente cada laço, com o objetivo de mostrar sua contribuição na análise do problema. Na Figura 9, os Laços Causais são de equilíbrio, pois se tratam de laços de realimentação negativos. O atraso representado se deve à necessidade de um tempo para que o consumidor, após receber a “fatura de energia elétrica” com valor maior, possa tomar sua “decisão” de investir ou não em “fontes de mini ou microgeração”. Ainda, o valor economizado na “fatura de energia elétrica” com a instalação do sistema impactará no “tempo de retorno do investimento”, que se reflete na tomada de “decisão do consumidor”, o qual determina o valor de energia gerado pelas “fontes renováveis de micro e minigeração”.

Figura 9 Laços de realimentação negativos



Na Figura 10 os laços causais são ditos de reforço, pois se tratam de laços de realimentação positivos. Nestes laços pode-se observar a “espiral da morte”, definida por Ford (1999) como uma ação que repetidas vezes ao longo do tempo tende a inviabilizar a ação de outros agentes do mercado. No problema sob análise, a entrada de um número cada vez maior de prosumidores, tenderia a reduzir a arrecadação do serviço de distribuição, em outras palavras, uma redução no faturamento da distribuidora. De forma resumida, a hipótese dinâmica representada pela espiral da morte é que, com um aumento na TUSD, há uma redução no tempo de retorno do investimento, o qual, por sua vez, se refletirá sobre a tomada de decisão do consumidor, aumentando a energia total gerada. Novamente, a distribuidora, durante o período de revisão tarifária, tentará junto ao órgão regulador, reajustar os preços para que não haja diminuição da receita. Por consequência, mais consumidores optaram pela implementação das fontes fotovoltaicas, instabilizando dessa maneira o mercado de distribuição de energia. Assim, as distribuidoras, em conjunto com o órgão regulador, têm o poder de controlar os laços de realimentação L2 e L5 fazendo com que não haja o reforço desses laços no sentido dos consumidores implementar as fontes de microgeração, como será apresentado nos resultados obtidos.

Figura 10 Laços de realimentação positivos

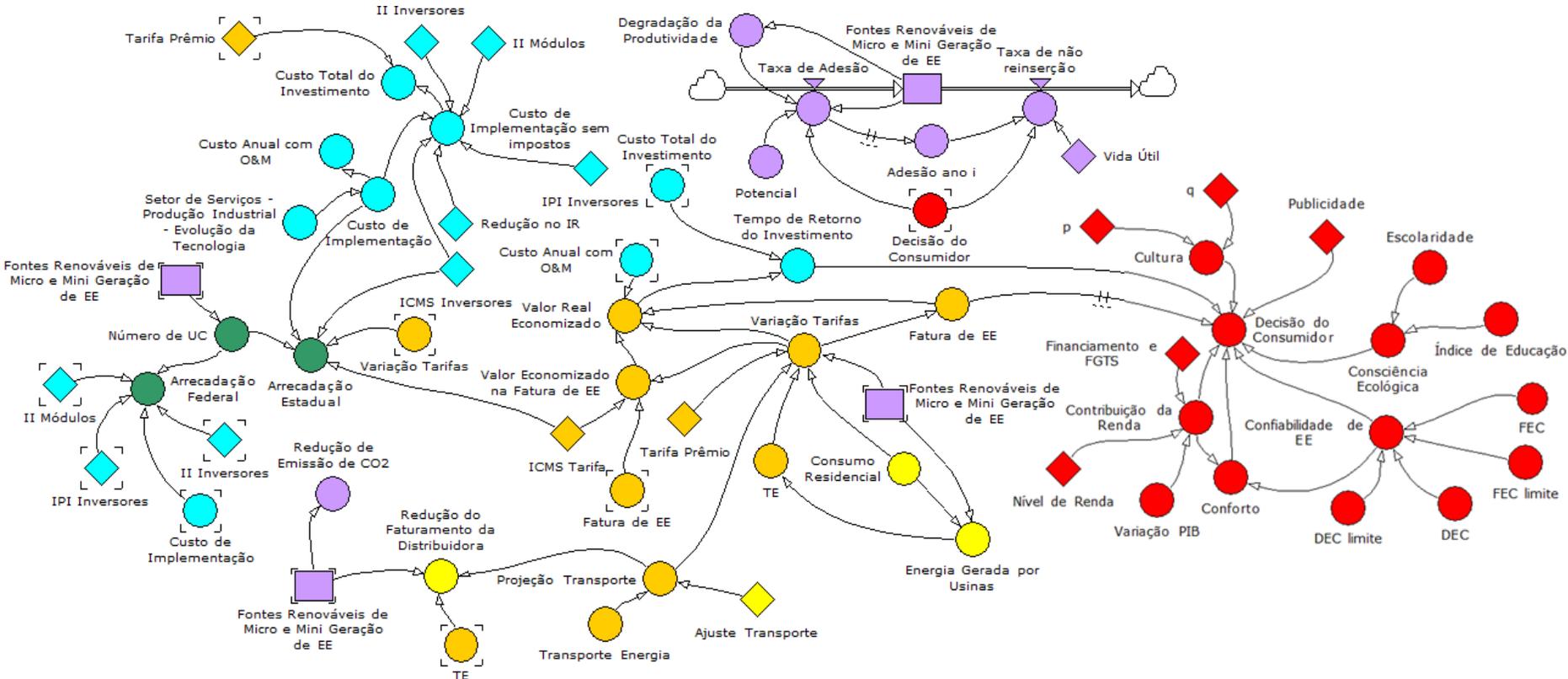


4.5 IMPLEMENTAÇÃO DO DIAGRAMA DE ESTOQUE E FLUXO

Após o desenvolvimento do DLC e do modelo matemático é implementado o DEF utilizando o software PowerSim®. Este programa utiliza o método de Runge-Kutta de 4ª ordem com passo fixo. Na

Figura **11** é apresentado o modelo computacional e descrito a seguir, através de seus submodelos.

Figura 11 Modelo computacional completo



A partir do montante de energia gerada pelas fontes de micro e minigeração, da projeção da TUSD e das perdas técnicas do sistema de distribuição, pode-se estimar o montante do prejuízo da distribuidora, de acordo com (3).

$$RFD_{(t)} = Frmmg_{(t)} \cdot PT_{(t)} - \frac{NUC_{(t)}}{NTUC_{(t)}} \left[CD_{(t)} - TE_{(t)} (1 - P_{\text{técnicas}}) \right] \quad (3)$$

Onde:

$RFD_{(t)}$ é a redução no faturamento da distribuidora (R\$);

$FRmmG_{(t)}$ é a energia total gerada pelas fontes fotovoltaicas (MWh);

$NUC_{(t)}$ é o número de unidades consumidoras que possuem micro ou minigeração instalada (%);

$NTUC_{(t)}$ é o número total de unidades consumidoras (%);

$CD_{(t)}$ é o custo de disponibilidade referente (R\$);

$TE_{(t)}$ é a tarifa de compra da energia (R\$/MWh); e

$P_{\text{técnicas}}$ é a redução das perdas técnicas no sistema de distribuição (MWh);

Em Grace (2015) a variável $RFD_{(t)}$ é considerada como benefício às distribuidoras, decorrente da redução dos custos de geração e futuros investimentos pela redução da demanda de pico, da energia gerada e da capacidade da rede. Entretanto, como o horizonte de planejamento do modelo é a longo prazo, não é possível mensurar como se dará, por exemplo, a redução da demanda de pico. Para isso, seria necessária uma abordagem a curto e curtíssimo prazo. Assim, o equacionamento da redução do faturamento da distribuidora leva em consideração o montante da energia que a distribuidora estará deixando de fornecer às unidades consumidoras com micro geração, acrescido do custo de disponibilidade e da tarifa de compra que a distribuidora deixará de contratar, verificando as perdas técnicas no sistema de distribuição. As perdas técnicas considerada no equacionamento da redução do faturamento da distribuidora representa a diminuição das perdas por não necessidade de entrega da energia ao consumidor, visto que as UCs gerarão esta energia no próprio local.

A partir da energia total gerada pelas fontes de micro e minigeração pode-se estimar a redução do custo de geração do sistema elétrico brasileiro, assumindo que a energia gerada pela micro e minigeração substituirá a energia gerada por fontes convencionais. Grace (2015) considera que a redução do custo dessa energia se dará pelo preço *spot*. Todavia, como as distribuidoras firmam seus contratos de energia em um horizonte longo, acredita-se que o custo médio de geração seja a mais adequada para mensurar a redução nos custos, o que é expresso em (4).

$$EGU_{(t)} = \frac{Frmmg_{(t)} \cdot CmT_{(t)}}{CR_{(t)}} \quad (4)$$

Onde:

$EGU_{(t)}$ é a redução no custo de geração de energia pelas usinas (R\$/MWh);

CmT é o custo médio de despacho de um termoeletrica (R\$/MWh); e

$CR_{(t)}$ é o consumo da classe residencial (MWh).

Outro fator importante na fatura de energia elétrica é a tarifa de compra. Autores como Grace (2015) e Jiménez, Franco e Dyner (2015) consideram a evolução desses custos. Já outros autores como Konzen (2014) e EPE (2014c) mantém o valor da tarifa constante ao longo do tempo. Sabendo que há relação entre a tarifa de energia e o consumo e que o valor da tarifa irá refletir no tempo de retorno de investimento, optou-se em realizar essa projeção. Assim, a tarifa $TE_{(t)}$ é projetada a partir de dados históricos e da redução dos custos de geração de energia por substituição das fontes tradicionais pelas fontes de micro e minigeração, como é apresentado em (5).

$$TE_{(t)} = PTE_{(t)} - EGU_{(t)} \quad (5)$$

Onde $PTE_{(t)}$ é a projeção da tarifa de compra (R\$/MWh).

Compondo os fatores que são determinantes na composição da tarifa de energia elétrica, pode-se estimar a sua variação ao longo do tempo. É acrescentada ainda, a possibilidade de alterar-se a política atual e inserir a TP. Nessa política, o valor incrementado pela TP será pago pelos demais consumidores, sem refletir nenhum custo às distribuidoras. Outro fator importante adotado na implementação da política da TP é que, assim como no sistema de *net-metering*, é compensado somente o valor referente ao consumo da UC. Ou seja, o consumidor não poderá vender o excedente de energia gerada. Assim, essa política não estimulará grandes instalações, apenas tornará mais competitiva as fontes fotovoltaicas. Esse comportamento é modelado por (6).

$$VT_{(t)} = \begin{cases} \frac{PT_{(t)} + TE_{(t)}}{PT_{(t_0)} + TE_{(t_0)}}, & TP = 1 \\ \frac{PT_{(t)} + TE_{(t)}}{PT_{(t_0)} + TE_{(t_0)}} + \frac{Frmmg_{(t)} \cdot TP_{(t)}}{CR_{(t)}}, & TP \neq 1 \end{cases} \quad (6)$$

Onde:

$VT_{(t)}$ é a variação da tarifa percebida pelas UC (%); e

$TP_{(t)}$ é a variação percentual da tarifa paga pela energia gerada pelo prosumidor em relação a $TE_{(t)}$ (%) pela implementação da tarifa prêmio.

Realizada a projeção da tarifa de energia elétrica, pode-se estimar o valor final da tarifa ao longo do horizonte de estudo. Esse comportamento é avaliado em (7).

$$FEE_{(t)} = \frac{TEE_{(t_0)} \cdot VT_{(t)} \cdot CM}{1 - ICMS_{tar} - PISeCOFINS} \quad (7)$$

Onde:

$FEE_{(t)}$ é o valor da fatura de energia elétrica (R\$);

$TEE_{(t_0)}$ é o preço da tarifa percebida pelo consumidor no ano inicial (R\$/MWh);

CM é o consumo médio nas unidades consumidoras (MWh);

$ICMS_{tar}$ é o valor de ICMS que incide sobre a fatura de energia elétrica (%); e

$PISeCOFINS$ é o valor dos impostos de PIS e COFINS que incide sobre a fatura (%).

A partir do valor da fatura de energia elétrica, pode-se estimar o total que será economizado pela UC. Para isso, ainda é necessário saber o tipo de alimentação da unidade consumidora (monofásica, bifásica ou trifásica) e o percentual de energia gerado pelo prosumidor que será exportada a rede de distribuição. Assim, o valor economizado é dado por (8). Essa estimativa do percentual da energia exportada para a rede também é adotada em Konzen (2014) e EPE (2014c).

$$VEfat_{(t)} = FEE_{(t)} - \frac{TEE_{(t_0)} \cdot VT_{(t)} \cdot CM}{1 - ICMS_{tar} - PISeCOFINS} - TEE_{(t_0)} \cdot VT_{(t)} \cdot CM \cdot ICMS_{tar} \cdot \%Exp \quad (8)$$

Onde:

$VEfat_{(t)}$ é o valor economizado na fatura de energia elétrica (R\$); e

$\%Exp$ é o percentual de exportação de energia a rede (%).

É importante verificar se o valor economizado é maior do que o custo de disponibilidade. Assim, em (9) é verificado tal comportamento a fim de estimar o valor real economizado na fatura de energia elétrica.

$$VT_{(t)} = \begin{cases} FEE_{(t)} - \frac{TEE_{(t_0)} \cdot VT_{(t)} \cdot CM}{1 - ICMS_{tar} - PISeCOFINS} - CO \& M, & FEE_{(t)} - VEfat_{(t)} < CD \\ VEfat_{(t)} - CO \& M, & FEE_{(t)} - VEfat_{(t)} \geq CD \end{cases} \quad (9)$$

Onde:

$VRE_{(t)}$ é o valor economizado real economizado na fatura de energia elétrica (R\$);

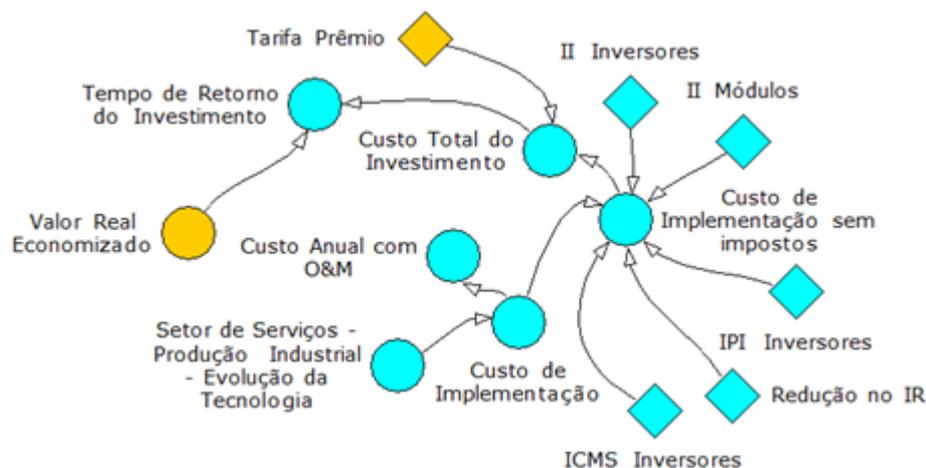
$VEfat_{(t)}$ é o valor economizado na fatura de energia elétrica (R\$); e

$CO\&M$ é o custo referente à manutenção e operação do sistema (R\$).

4.5.2 Custo Relacionado ao Sistema

As variáveis que compõem o modelo computacional relacionada ao custo do sistema são apresentadas na Figura 13.

Figura 13 Custos relacionados ao sistema



O custo de implementação pode ser expresso em função do custo de implementação no ano inicial da análise e sua evolução ao longo do tempo. O desenvolvimento desse novo mercado demandará a formação de mão de obra qualificada, fabricação de equipamentos, manutenção e tratamento dos resíduos do sistema. Essa variação é caracterizada pela evolução do setor de serviços, pelo crescimento do setor industrial e a evolução tecnológica, que vem mostrando um forte impacto na redução dos custos desse ramo de atividade. As diversas abordagens como paridade tarifária, modelo baseado em agentes, modelo de Bass, entre outros, simulam a evolução dos preços do sistema, visto que esse é um importante parâmetro na adesão dessa nova tecnologia. Essas características são mostradas em (10).

$$CI_{(t)} = \frac{CI_{(t_0)}}{SsPiEt_{(t)}} \quad (10)$$

Onde:

$CI_{(t)}$ é o custo de implementação do sistema (R\$);

$CI_{(t_0)}$ é o custo de implementação no ano inicial (R\$); e

$SsPiEt$ é a evolução dos preços dos produtos relacionados ao sistema (%).

Para estimar o impacto da variação de políticas referentes aos custos de implementação, isolou-se o impacto dos impostos sobre o valor total dos equipamentos, como é apresentado em (11). Essa abordagem é utilizada por Konzen (2014) para avaliar o impacto que esses parâmetros teriam sobre difusão da micro geração. Ainda, é avaliada a possibilidade de abatimento dos custos de instalação no IR, como outra política a ser adotada.

$$CIsimp_{(t)} = (1 - IR) \{ CI_{(t)} \cdot P_{emód} (0,88 + II_{mód}) + CI_{(t)} \times P_{inv} \cdot [(0,86 + II_{inv}) + (0,85 + IPI_{inv}) + (0,82 + ICMS_{inv})] + CI_{(t)} \cdot P_{es} \} \quad (11)$$

Onde:

$CIsimp_{(t)}$ é o custo de implementação do sistema com a possível retirada dos imposto (R\$);

IR é o Imposto de Renda (%);

$P_{emód}$ é o percentual do custo total relativo aos módulos (%);

$II_{mód}$ é o imposto de importação incidente sobre os módulos (%);

P_{inv} é o percentual do custo total relativo aos inversores (%);

II_{inv} é o imposto de importação incidente sobre os inversores (%);

IPI_{inv} é o imposto de importação incidente sobre os inversores (%)

$ICMS_{inv}$ é o imposto de importação incidente sobre os inversores (%); e

P_{es} é o percentual do custo total relativo aos suportes, cabos e demais itens (%).

Estimado os custos finais de manutenção, operação e instalação pode-se calcular o valor final do investimento. Além disso, e considerando o fato que na política da TP os consumidores não poderão vender a energia excedente, essa política fará com que as instalações sejam reduzidas. Em (12) expressa esse comportamento.

$$CTI_{(t)} = \frac{CIsimp_{(t)}}{TP_{(t)}} \quad (12)$$

Onde $CTI_{(t)}$ é o custo de total relacionado ao sistema (R\$).

O tempo de retorno do investimento é resultado do valor economizado na fatura de energia elétrica e o custo total da instalação. Neste sentido, é adotado o método do *payback simples*, visto que em uma pesquisa realizada por Rai e Sigrin (2012), 66% dos consumidores residenciais utilizaram essa forma de cálculo para estimar esse tempo. Outros autores também utilizam esse método para estimar o tempo de retorno do investimento (SAUTER; WATSON, 2007; PAIDIPATI *et al.*, 2008; BECK, 2009; DENHOLM *et al.*, 2009; WATSON *et al.*, 2008; KONZEN, 2014). Assim, apesar desse método não considerar outros fatores, como por exemplo, a inflação, a taxa de juros, ou ainda o custo de oportunidade. Assim, adotou-se nesse modelo o *payback simples*, pois se pretende avaliar a perspectiva do consumidor frente ao investimento, conforme (13).

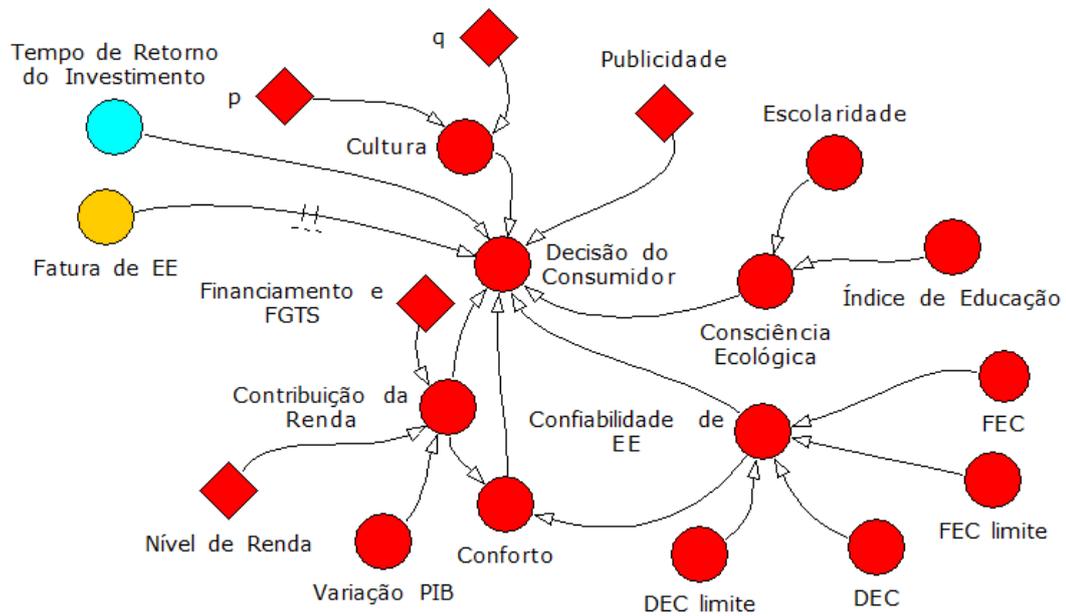
$$TRI_{(t)} = \frac{CTI_{(t)}}{VRE_{(t)}} \quad (13)$$

Onde $TRI_{(t)}$ é o tempo de retorno do investimento (anos).

4.5.3 Decisão do Consumidor

As variáveis que compõem o modelo computacional relacionada à Decisão do Consumidor são apresentadas na Figura 14. Diversos autores descrevem algumas variáveis que podem influenciar à tomada de decisão do consumidor, porém sem mensurar seu impacto (SAUTER; WATSON, 2007; WILLIS; SCARPA; GILROY; HAMZA, 2011; JEONG, 2013; FARIA, 2014). Assim, nenhum trabalho quantifica a tomada de decisão, o que é feito no modelo aqui proposto.

Figura 14 Decisão do consumidor



O método utilizado para estimar a confiabilidade da energia elétrica fornecida pela distribuidora é o mesmo apresentado em Faria (2014). Neste método são considerados os fatores de continuidade de fornecimento, o qual é construído com base nos indicadores de frequência de interrupção e a duração das interrupções para as UCs, como é apresentado em (14).

$$CEE_{(t)} = \frac{DEC_{lim(t)} \cdot FEC_{lim(t)}}{DEC_{(t)} \cdot FEC_{(t)}} \quad (14)$$

Onde:

$CEE_{(t)}$ é a confiabilidade de energia elétrica (%);

$DEC_{(t)}$ é a Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (horas);

$DEClim_{(t)}$ é o valor limite da Duração Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (horas);

$FEC_{(t)}$ é a Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (número de interrupções); e

$FEClim_{(t)}$ é o valor limite da Frequência Equivalente de interrupção por unidade Consumidora (número de interrupções).

O fator consciência ecológica apresenta a tendência da população em gerar energia de forma sustentável, como é apresentada em (15). Para calcular esse parâmetro, estima-se o nível de escolaridade da população e como será a sua evolução ao longo dos anos. Utilizou-se esse método, pois diversos conceitos de sustentabilidade relacionados à consciência ecológica são amplamente discutidos nas escolas e universidades.

$$CE_{(t)} = ESC.IEd_{(t)} \quad (15)$$

Onde:

$CE_{(t)}$ é a consciência ecológica (%);

$ESC_{(t)}$ é o nível de escolaridade (%); e

$IEd_{(t)}$ é a evolução do índice de educação (%).

Um passo importante na projeção das fontes de micro e minigeração é estimar o mercado potencial. Para avaliar a parcela da população disposta a investir nesse produto, estimou-se o mercado a partir do nível de renda das UC, projetada conforme variação do PIB, conforme (16). É utilizado o critério da renda, assim como em Konzen (2014) e Kagan *et al.* (2013), para a formação do mercado em potencial, visto que o custo inicial do investimento é elevado. Além desse mercado potencial, há a possibilidade de políticas que incentivem a utilização do FGTS no investimento ou a criação de linhas de financiamento fazendo com que o mercado potencial aumente.

$$CR_{(t)} = \begin{cases} NR.PIB_{(t)}, & FGTS e FIN = 0 \\ \%NM.NR.PIB_{(t)}, & FGTS e FIN \neq 0 \end{cases} \quad (16)$$

Onde:

$CR_{(t)}$ é o mercado potencial a ser explorado (%);

NR é o nível da renda no ano inicial (%);

$PIB_{(t)}$ é a evolução do PIB (%);

$\%NM$ representa o percentual do novo mercado que poderá ser inserido com a nova política adotada (%); e

FGTSeFin é a possibilidade de utilização da política para aumentar o mercado potencial (%).

Com a implementação das fontes de micro e minigeração há o incremento no conforto das UCs, visto que poderá aumentar a confiabilidade de energia. O aumento considerado na confiabilidade da energia se deve ao auxílio da GD na redução da sobrecarga da rede. Assim, o conforto é dado em função da renda e da confiabilidade de energia elétrica conforme (17).

$$CONF_{(t)} = 0,95.CR_{(t)} - 0,05.CEE_{(t)} \quad (17)$$

Onde $CONF_{(t)}$ é o nível de conforto exigido pelo consumidor (%).

Outro aspecto importante, apresentado no modelo de Rogers (2003) e descrito matematicamente por Bass (1969), é a difusão de inovação de novas tecnologias. Esse modelo matemático, apresentado em (18), descreve a distribuição acumulada de um potencial adotante em realizar a adoção. Esse modelo é denominado aqui, como nível cultural.

$$CULT_{(t)} = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}} \quad (18)$$

Onde:

$CULT_{(t)}$ é o nível cultural da percepção do consumidor sobre a nova tecnologia (%);

p é o coeficiente de inovação (%); e

q é o coeficiente de imitação (%).

Sabe-se que nem todos os domicílios, independentes da renda, estão aptos à instalação, fazendo surgir novas restrições ao mercado potencial. Dessa maneira, é considerada a restrição do mercado para domicílios do tipo casa e da condição de ocupação do domicílio (próprio, alugado ou cedido), sendo considerados apenas os domicílios próprios. Existem ainda, fatores limitantes como sombras, chaminés, caixas d'água, arquitetura dos telhados, que diminuem o potencial para a instalação dos módulos fotovoltaicos.

O perfil de intenção em investir nessas fontes com relação ao *payback* simples foi definido, empiricamente, por Kastovich (1982) e Vavigant Consulting (2007) e utilizado em Paidipati *et al.*, (2008), Beck (2009), Denholm *et al.* (2009) e Konzen (2014). A função utilizada nestes estudos é definida em (19). A tomada de decisão do consumidor é apresentada em (20) e refere-se ao mercado total da distribuidora, ou seja, todas as UCs dentro da região de estudo.

$$fmm_{(t)} = e^{-0,3.TRI} \quad (19)$$

Onde $fmm_{(t)}$ é a fração de máximo mercado (%).

$$DC_{(t)} = CR \left[\begin{array}{l} a.PUB_{(t)} + b.CULT_{(t)} + c.e^{-0,3.TRI} + d(1 - e^{-\frac{FEE_{(t-1)}}{1000}}) + \\ + e.CONF_{(t)} + f.CE_{(t)} - g.CEE_{(t)} \end{array} \right] FA.PCP \quad (20)$$

Onde:

$DC_{(t)}$ é a tomada de decisão do consumidor (%);

$PUB_{(t)}$ é o nível de publicidade (%);

$FEE_{(t-1)}$ é o valor da fatura de energia elétrica com o atraso de um ano (%)

FA é o fator de aptidão (%)

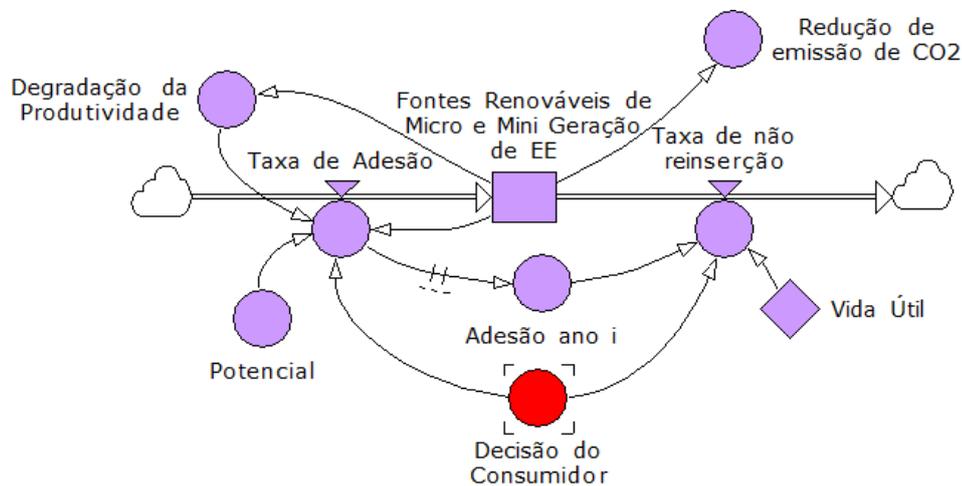
PCP é o percentual de casas próprias excluindo apartamentos (%); e

a, b, c, d, e, f, e g são as contribuições na tomada de decisão para cada variável (%).

4.5.4 Fontes Renováveis de Micro e Minigeração de Energia Elétrica

As variáveis que compõem o modelo computacional relacionada às Fontes Renováveis de Micro e Minigeração de Energia Elétrica são apresentadas na Figura 15.

Figura 15 Fontes renováveis de micro e mini geração



Os sistemas instalados sofrem uma natural degradação da produtividade com o passar do tempo, reduzindo assim a sua eficiência (MONTENEGRO, 2013; THEVENARD; PELLAND, 2013; KOZEN, 2014; EPE, 2014c). Em (21) é definido essa redução do potencial gerado.

$$DegP_{(t)} = \% Deg.FRmmG \quad [MWh] \quad (21)$$

Onde:

$DegP_{(t)}$ é a degradação da produtividade das instalações já existentes (MWh); e

$\%Deg$ é o percentual de degradação anual (%).

Modelada a decisão do consumidor, a taxa de adesão irá estimar, anualmente, o montante de energia gerado pelos prosumidores que será incrementado no sistema. Essa decisão depende também, do potencial disponível para a o emprego das fontes, segundo descrito em (22).

$$TA_{(t)} = \frac{d}{dt} \left[(PotD - FRmmG_{(t)}) DC_{(t)} \right] \quad (22)$$

Onde:

$TA_{(t)}$ é a taxa de adesão do consumidor (MWh/ano); e

$PotD$ é o potencial disponível (MWh).

Ao término da vida útil do sistema, os consumidores deveram optar em replantar ou não o sistema. Tomou-se a decisão do consumidor como parâmetro para estimar os consumidores que não reimplantarão o sistema, conforme é apresentado em (23).

$$TNR_{(t)} = \frac{d}{dt} \left[TNR_{(t-VU)} \times \frac{1 - DC_{(t)}}{100} \right] \quad (23)$$

Onde:

$TNR_{(t)}$ é a taxa de não reinserção (MWh/ano); e

VU é a vida útil do sistema (anos);

Verificando o total de energia que é incrementado e retirado do sistema ao longo do tempo, estima-se o potencial total que é gerado pelas fontes de micro e minigeração conforme (24).

$$FRmmG_{(t)} = \int_0^t (TA_{(t)} - TNR_{(t)}) dt + FRmmG_{(t_0)} - DegP_{(t)} \quad (24)$$

Em decorrência do montante de energia gerado, pode-se estimar a redução na emissão de CO₂ equivalente, conforme é apresentado em (25). Esse valor também é estimado em Marley & Islam (2012), Islam & Meade (2013) e Yamaguchi *et al.* (2013).

$$RECO_{2(t)} = TCOeq.FRmmG_{(t)} \quad (25)$$

Onde:

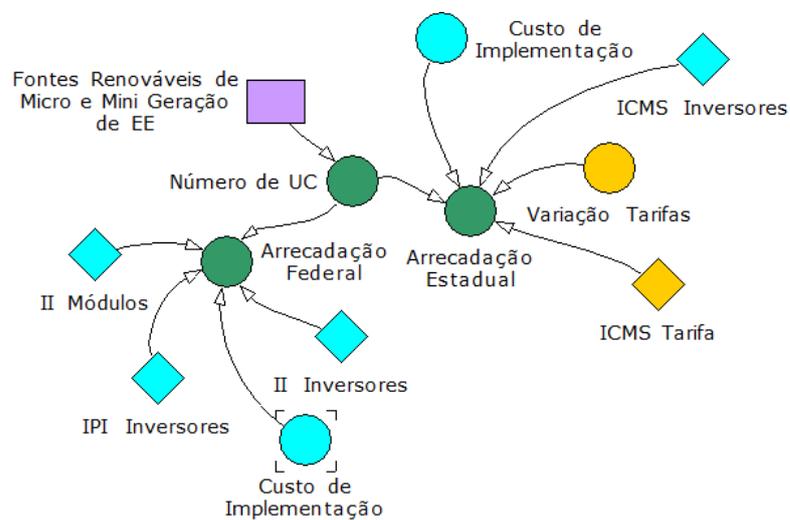
$RECO_{2(t)}$ é a redução na emissão de CO₂ (tCO_{2eq}); e

$TCOeq$ é o fator de conversão de energia para redução na emissão de CO₂ (tCO_{2eq}/MWh).

4.5.5 Arrecadação de Impostos

Outro aspecto relevante à micro e minigeração esta vinculado a arrecadação tributária dos estados e do governo federal. Esse fator se torna ainda mais relevante quando se dá estímulos a estas fontes, como por exemplo, na retirada de impostos sobre os produtos ou sobre a fatura de energia elétrica. Ainda, não foi encontrado nenhum trabalho que aborde essa característica. Dessa forma, o submodelo referente à arrecadação de impostos é apresentado na Figura 16.

Figura 16 Arrecadação de impostos



A arrecadação dos governos estaduais vem do ICMS cobrado sobre a energia injetada pelo prosumidor na rede de distribuição e dos equipamentos relacionados à micro e minigeração. Dessa, maneira, pode-se estimar o total arrecado pelos estados, conforme é descrito em (26).

$$AE_{(t)} = NUC_{(t)} \left[CI_{(t)} \cdot ICMS_{inv} \cdot P_{einv} + TEE_{(t)} \cdot VT_{(t)} \cdot CM \cdot ICMS_{tar} (1 - \% Exp) + CD \cdot ICMS_{tar} \right] \quad (26)$$

Onde:

$AE_{(t)}$ é a arrecadação estadual (R\$); e

$NUC_{(t)}$ é o número de unidades consumidoras com a micro e minigeração instalada (%).

Da mesma maneira, pode-se estimar o montante em impostos que será arrecado pelo governo federal. Esses recursos vêm da arrecadação dos impostos sobre produtos industrializados e impostos de importação, como mostrado em (27).

$$AF_{(t)} = NUC_{(t)} \cdot CI_{(t)} [P_{\text{inv}}(II_{\text{inv}} + IPI_{\text{inv}}) + P_{\text{inv}} \cdot II_{\text{mód}} - IR] \quad (27)$$

Onde $AF_{(t)}$ é a arrecadação federal (R\$).

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A construção do modelo foi o objetivo deste capítulo. O modelo é estruturado em cinco principais blocos pertinentes à micro e minigeração. Os blocos foram modelados matematicamente e computacionalmente. Este capítulo demonstrou ainda que é possível utilizar a DS para modelar o comportamento do consumidor, a dinâmica sobre a receita da distribuidora e a implementação de diferentes políticas. Dessa forma, o modelo proposto complementa os modelos tradicionais. No próximo capítulo é aplicado o modelo proposto e verificado o seu comportamento.

5 SIMULAÇÕES, RESULTADOS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

5.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo objetiva testar e validar o modelo desenvolvido no capítulo anterior. O caso teste é realizado na área de concessão da Companhia Estadual de Energia Elétrica – Distribuição (CEEE-D) ao longo do período de 2016 a 2030. Para a aplicação do modelo é realizado o levantamento de dados da região pertinente à área de estudo. Em seguida é realizada a análise de sensibilidade frente às diferentes políticas adotadas e são estabelecidas as premissas de cada cenário.

5.2 ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS

A estimação dos parâmetros consiste em apresentar os valores utilizados nas variáveis de entrada do modelo computacional. Assim, esta etapa é realizada em conjunto com a seção 5.4, visto que conforme se apresenta a necessidade de novas variáveis para o Modelo Computacional, se torna necessário à pesquisa de novos parâmetros que as complementem. Sempre que disponível, buscou-se fontes oficiais para se determinar estes valores.

A seguir são apresentados os valores dos parâmetros utilizados no modelo computacional, bem como as referências e/ou método para estimação de cada variável.

- a) Potencial Disponível: Apresenta o potencial existente que poderá ser explorado. Para tanto, é utilizado o banco de dados do *Solar and Wind Resource Assessment* (SWERA). O potencial médio encontrado para a área de concessão da CEEE-D é de 590,703 GWh/ano;
- b) Custo de implementação, Setor de Serviços, produção industrial e evolução da tecnologia: Pela dificuldade em se modelar o comportamento das indústrias e comércios frente a esse novo mercado, decidiu-se adotar a evolução estimada em IEA (2012). Montenegro (2013) apresenta como custo médio praticado no mercado no ano de 2013 o valor de R\$ 7,00/Wp para um sistema instalado, já verificado a incidência de impostos. Assim, a evolução do custo de implementação é apresentado na Tabela 2;

Tabela 2 Evolução do custo de instalação

Ano	Custo de Implementação (RS/Wp)	Ano	Custo de Implementação (RS/Wp)
2014	6,55	2023	3,97
2015	6,13	2024	3,84
2016	5,73	2025	3,72
2017	5,26	2026	3,59
2018	5,01	2027	3,48
2019	4,69	2028	3,36
2020	4,39	2029	3,25
2021	4,25	2030	3,15
2022	4,11		

Fonte: Adaptado de IEA (2012) e MONTENEGRO (2013).

- c) Custo Anual com operação e manutenção: Para avaliar o custo de manutenção e operação considerou-se a necessidade de limpeza dos módulos e a necessidade de substituir uma vez o inversor ao longo da vida útil do sistema. Portanto, assim como em Montenegro (2013) e EPE (2012), é adotado o valor de 1% ao ano referente ao investimento inicial;
- d) Impostos relacionados aos produtos da instalação: Erwes *et al.* (2012) apresenta todos os impostos e taxas cobrados sobre os componentes do sistema fotovoltaico, o qual pode ser visto na Tabela 3. A fim de calcular a redução dos impostos sobre o custo total da instalação, necessita-se da composição de custo de cada componente. Assim, essa composição é realizada em relação aos módulos, inversores e demais equipamentos, conforme a Tabela 4;

Tabela 3 Impostos incidentes sobre equipamentos

Imposto	Inversor	Placas Fotovoltaicas
II	14%	12%
IPI	15%	0%
ICMS	18%	0%
PIS	1,65%	1,65%
COFINS	8,60%	7,60%

Fonte: Adaptado de Erwes *et al.* (2012).

Tabela 4 Composição dos custos do sistema fotovoltaico

Ano	Inversor	Módulo	Demais Equipamentos	Ano	Inversor	Módulo	Demais Equipamentos
2014	24%	59%	17%	2023	32%	53%	15%
2015	25%	59%	17%	2024	32%	53%	15%
2016	26%	58%	17%	2025	32%	53%	15%
2017	27%	57%	16%	2026	32%	53%	15%
2018	28%	56%	16%	2027	32%	53%	15%
2019	30%	55%	16%	2028	32%	53%	15%
2020	31%	54%	16%	2029	32%	53%	15%
2021	31%	53%	15%	2030	32%	53%	15%
2022	32%	53%	15%				

Fonte: Adaptado de Konzen (2014).

- e) Consumo da classe residencial: Para projetar a evolução do consumo da classe residencial utilizou-se a metodologia tradicional modificada proposta por Castelo Branco (2003). Os resultados obtidos dessa projeção são apresentados na Tabela 5;

Tabela 5 Consumo da classe residencial

Ano	Consumo Residencial (MWh)	Ano	Consumo Residencial (MWh)
2014	3.065.289	2023	3.992.219
2015	2.936.291	2024	4.148.501
2016	3.051.237	2025	4.310.902
2017	3.170.684	2026	4.479.660
2018	3.294.806	2027	4.655.025
2019	3.423.787	2028	4.837.254
2020	3.557.817	2029	5.026.617
2021	3.697.094	2030	5.223.393
2022	3.841.824		

- f) Tarifa de transporte e tarifa de compra: Devido a razões políticas ou intervenções governamentais as tarifas de energia elétrica não possuem uma trajetória bem definida. EPE (2014) e Konzen (2014) projetam que as tarifas de energia elétrica se mantenham constantes durante o horizonte de estudo. No entanto, considera-se que essa é uma condição conservadora, visto que, conforme EPE (2014), os futuros reajustes tarifários devem superar a inflação. Assim para a projeção dessas tarifas utilizou-se o dados históricos, conforme apresentado na Tabela 6;

Tabela 6 Tarifas de energia elétrica

Ano	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	Ano	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)
2014	164,67	217,82	2023	234,51	299,819
2015	226,83	256,34	2024	235,53	310,265
2016	227,32	226,697	2025	236,56	320,711
2017	228,34	237,143	2026	237,59	331,157
2018	229,37	247,589	2027	238,61	341,603
2019	230,40	258,035	2028	239,64	352,049
2020	231,42	268,481	2029	240,67	362,495
2021	232,45	278,927	2030	241,70	372,941
2022	233,48	289,373			

- g) Impostos incidentes sobre a fatura de energia elétrica e custo de disponibilidade: Sobre a fatura de energia elétrica incide o ICMS que é fixo em 30%. Ainda, incide o PIS e o COFINS os quais variam de mês a mês. Assim, adotou-se como em Montenegro (2013), EPE (2012) e Konzen (2014) o valor de 6,5% para esses impostos;
- h) Valor mínimo faturável e compensação de energia: Em função da cobrança do ICMS sobre a energia injetada na rede pelo prosumidor é necessário verificar o percentual de energia que será enviado à rede, já que quanto maior o percentual exportado a rede, maior será a tributação sobre o prosumidor. A identificação desse percentual é realizada em Zilles *et al.* (2012), na qual é estimado em 64%, sendo utilizado pela EPE (2014c). Além disso, assim como em Konzen (2014) e EPE (2014c) considera-se que as UCs são alimentadas por redes trifásicas. Dessa forma, o valor mínimo faturável é correspondente a 100kWh;
- i) Perdas técnicas e custo de operação do sistema: As perdas técnicas, de acordo com a ANEEL (2012) são de 6,428%. Para o custo de operação do sistema, considerou-se que a energia gerada pelas fontes renováveis substituirá a energia gerada por usinas térmicas. Dessa maneira, conforme Corecon (2016) o custo médio de uma termoeletrica é de 400 R\$/MWh;
- j) Fator de aptidão e percentual de casas próprias: Assim como Konzen (2014), é utilizado como fator de aptidão o valor de 85% e o percentual de casas próprias de 51,77%. Assim, pode-se estimar o percentual de domicílios aptos a receber os sistemas fotovoltaicos.

- k) **Nível de Renda:** Quantifica o número de domicílios com renda entre 10 a 20 salários mínimos (109.044 domicílios) e acima de 20 salários mínimos (62.755 domicílios). Os dados foram obtidos do Censo Demográfico 2010 (IBGE, 2010). Esta parcela representa 13,91% do total de domicílios;
- l) **Variação do PIB:** Neste cenário de incerteza política e econômica é de difícil projeção a evolução do PIB. Para o modelo é utilizada a evolução proposta na Tabela 7;

Tabela 7 Evolução do PIB

Ano	PIB	Ano	PIB
2014	-	2023	2%
2015	-3%	2024	3%
2016	-2%	2025	3%
2017	0%	2026	3%
2018	1%	2027	3%
2019	1%	2028	3%
2020	1%	2029	3%
2021	2%	2030	3%
2022	2%		

- m) **Fatores de Continuidade:** Sabe-se que os fatores de continuidade variam para cada alimentador. Porém é inviável realizar a projeção destes fatores para cada alimentador. Assim, realizou-se uma média dos indicadores de continuidade conforme Faria (2014) e são apresentados na Tabela 8 e Tabela 9;

Tabela 8 Evolução do FEC

Ano	FEC	FEC limite	Ano	FEC	FEC limite
2014	10,38	11,88	2023	7,58	6,79
2015	10,03	10,85	2024	7,43	6,68
2016	9,69	9,83	2025	7,20	6,57
2017	9,36	8,94	2026	6,97	6,48
2018	9,05	8,16	2027	6,76	6,39
2019	8,75	7,30	2028	6,55	6,30
2020	8,47	7,16	2029	6,35	6,22
2021	8,19	7,02	2030	6,14	6,14
2022	7,93	6,90			

Fonte: Adaptado de Faria (2014).

Tabela 9 Evolução do DEC

Ano	DEC	DEC limite	Ano	DEC	DEC limite
2014	16,62	13,46	2023	14,52	9,39
2015	16,36	12,95	2024	14,31	9,16
2016	16,11	12,14	2025	14,11	8,94
2017	15,87	11,34	2026	13,91	8,74
2018	15,63	10,66	2027	13,72	8,54
2019	15,40	10,43	2028	13,53	8,36
2020	15,17	10,15	2029	13,34	8,18
2021	14,95	9,88	2030	13,15	8,01
2022	14,73	9,63			

Fonte: Adaptado de Faria (2014).

- n) Nível de escolaridade e índice de educação: O nível de escolaridade quantifica o número de pessoas com 25 anos ou mais, residentes em domicílios permanentes que tenham completado o ensino superior ou o ensino médio, os quais são 187.945 e 290.532, respectivamente. Os dados foram obtidos do Censo Demográfico 2010 (IBGE, 2010). Já o índice de educação representa a evolução dos níveis de escolaridade esperado. Faria (2014) define sua evolução conforme Tabela 10;

Tabela 10 Evolução do índice de educação

Ano	Índice de Educação	Ano	Índice de Educação
2014	0,54	2023	0,58
2015	0,55	2024	0,58
2016	0,55	2025	0,58
2017	0,55	2026	0,59
2018	0,56	2027	0,59
2019	0,56	2028	0,60
2020	0,57	2029	0,60
2021	0,57	2030	0,60
2022	0,57		

- o) Publicidade: A partir da pesquisa realizada pelo *Greenpeace e a Market Analysis* (2013) verificou-se que 71% dos entrevistados conhecem pouco ou nada sobre a possibilidade de microgeração. Assim, atribui-se inicialmente que o valor da publicidade no ano inicial é de 29%. Espera-se que haja o crescimento da disseminação do conhecimento sobre essa tecnologia, porém, é difícil de prever quando alcançará as grandes massas;

- p) Coeficientes de inovação e imitação: Para Jeuland (1995) o coeficiente de inovação é, normalmente, menor que 0,01 e o coeficiente de imitação é menor do que 0,5 e maior do que 0,3. Para os valores de coeficientes de inovação e imitação foram utilizados os mesmos empregados por Konzen (2014) e Denholm *et al.*(2009) sendo esses, 0,0015 e 0,3 respectivamente;
- q) Contribuições na tomada de decisão: Avaliando-se a contribuição de cada um dos aspectos pertinentes à tomada de decisão do consumidor e tomando como base nas pesquisas realizada pelo Greenpeace e a Market Analysis (2013) e pela ANEEL (2014), definiram-se as contribuições de cada variável para a tomada de decisão do consumidor. Da pesquisa realizada pela Greenpeace e a Market Analysis (2013) pode-se destacar que 71% dos entrevistados conhecem pouco ou nada sobre a possibilidade de microgeração. Além disso, os entrevistados que conhecem o sistema são predominantemente de alto poder aquisitivo, possuem alta escolaridade e são pessoas com maior idade. Assim os pesos das variáveis são definidos conforme Tabela 11.

Tabela 11 Contribuições na tomada de decisão

Variável	Peso
a	0,3
b	0,08
c	0,4
d	0,07
e	0,0505
f	0,1
g	0,0005

- r) Degradação da produtividade: Benedito (2009) e Viana *et al.* (2012) indicaram que a redução da produtividade é de 0,5% ao ano. Assim, é atribuído esse percentual para a degradação da produtividade;
- s) Vida útil: Assim como em Montenegro (2013) é adotado o valor de 25 anos para a vida útil do sistema;
- t) Redução de gases do efeito estufa: Para a avaliação na redução de emissões de gases de efeito estufa, considerou-se que caso não houvesse a geração distribuída projetada, a expansão marginal do sistema elétrico se daria via geração termelétrica a gás natural, com um fator de emissão igual a 0,449

tCO₂-eq/MWh (EPE, 2014c). Assim, adotou-se esse fator para a redução na emissão de gases do efeito estufa.

5.3 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

O objetivo da análise de sensibilidade é verificar a robustez do modelo frente à variação dos seus parâmetros, identificando os parâmetros que afetam significativamente o seu comportamento. A partir disso, devem-se verificar as mudanças de comportamento do sistema, verificando se as mesmas são plausíveis. Dessa forma, os parâmetros foram alterados em 20% e 40% em relação ao valor referência e, os resultados são retirados no último ano da simulação, conforme é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 Análise de sensibilidade

Variável	Variações (%)	Decisão do Consumidor - 2030 (%)	Total de energia gerada - 2030 (GWh)
II inversores	Referência (14%)	0,49798	102,927
	11,2%	0,50223	104,378
	8,4%	0,50653	105,853
II módulos	Referência (12%)	0,49798	102,927
	9,6%	0,50403	105,071
	7,2%	0,51018	107,266
IPI inversores	Referência (15%)	0,49798	102,927
	12%	0,50254	104,483
	9%	0,50716	106,066
ICMS inversores	Referência (18%)	0,49798	102,927
	14,4%	0,50346	104,797
	10,8%	0,50902	106,706
Redução no IR	Referência (0%)	0,49798	102,927
	20%	0,60619	142,844
	40%	0,74812	200,987
ICMS Tarifa	Referência (30%)	0,49798	102,927
	24%	0,51823	100,079
	18%	0,53789	117,171
Tarifa Prêmio	Referência (0%)	0,49798	102,927
	34,8%	0,59665	136,833
	40,6%	0,67754	167,859
Publicidade	Referência (29%)	0,49798	102,927
	20%	0,55736	130,136
	40%	0,61674	157,181
Virtual Net-Metering	Não	0,49798	102,927
	Sim	0,58453	120,585
FGTS e Financiamentos	Não	0,49798	102,927
	Sim	0,54768	113,048

Dos resultados apresentados na Tabela 12 verifica-se que o comportamento do modelo atende às características de robustez. Os parâmetros que apresentam maior sensibilidade são a redução no IR, a Publicidade, a tarifa prêmio, a utilização do sistema virtual *net-metering* e a retirada do ICMS sobre a energia injetada pelo prosumidor. Dessa forma, essas devem ser as principais políticas a fim de explorar a micro geração, as quais são detalhadas nos cenários apresentados na próxima seção.

5.4 PROCURANDO POLÍTICAS ADEQUADAS

5.4.1 Tomada de Decisão do Consumidor

Cinco diferentes políticas são identificadas e simuladas com o modelo desenvolvido com o objetivo de alavancar a tomada de decisão do consumidor. A primeira destas políticas é a redução do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Este tributo é recolhido sobre a circulação interestadual e intermunicipal de todas as mercadorias e serviços. Por exemplo, se o ICMS for removido do preço dos equipamentos, o tempo de retorno do investimento é reduzido em cerca de 18%.

A segunda forma de incentivo é a redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI). Esse imposto incide sobre os produtos industrializados nacionais e estrangeiros. Essas duas primeiras formas de incentivos já estiveram ou estão presentes em outros segmentos econômicos.

A terceira política é retirada do ICMS na energia injetada pelo consumidor/gerador na rede de distribuição de energia elétrica. Este argumento é fundamentado no sentido em que a energia injetada é cedida, por meio de empréstimo gratuito e posteriormente compensado. Assim, o ICMS deve ser cobrado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada.

A quarta política adota é a aplicação da Tarifa Prêmio. Este é um instrumento mundialmente utilizado para dar competitividade à energia gerada por fontes renováveis de energia com relação às demais. A Tarifa Prêmio objetiva acelerar os investimentos em energias renováveis através de contratos de produção de eletricidade tipicamente baseados no custo de geração de cada tecnologia. No modelo, a variação da tarifa-prêmio é relativa ao valor do kWh cobrado pela distribuidora de energia elétrica.

A última política aplicada é o aumento da Publicidade, a qual pode motivar os consumidores a implementar a micro e minigeração.

5.4.2 Faturamento da Distribuidora

A receita das distribuidoras de energia elétrica é composta por duas parcelas, o custo da energia elétrica e a Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Na primeira o custo total é repassado para o consumidor sem que haja lucro para a distribuidora. A TUSD é a remuneração da distribuidora pela prestação do serviço final ao consumidor. Com a promoção das fontes de micro e minigeração o faturamento da distribuidora reduzirá, podendo chegar a patamares em que a distribuidora tenha uma pequena margem de lucro. A ferramenta que a distribuidora possui para manter a sua saúde financeira é aumentar o valor da TUSD. Porém esse aumento estimula ainda mais a entrada de prosumidores, induzindo a denominada espiral da morte.

5.5 CENÁRIOS

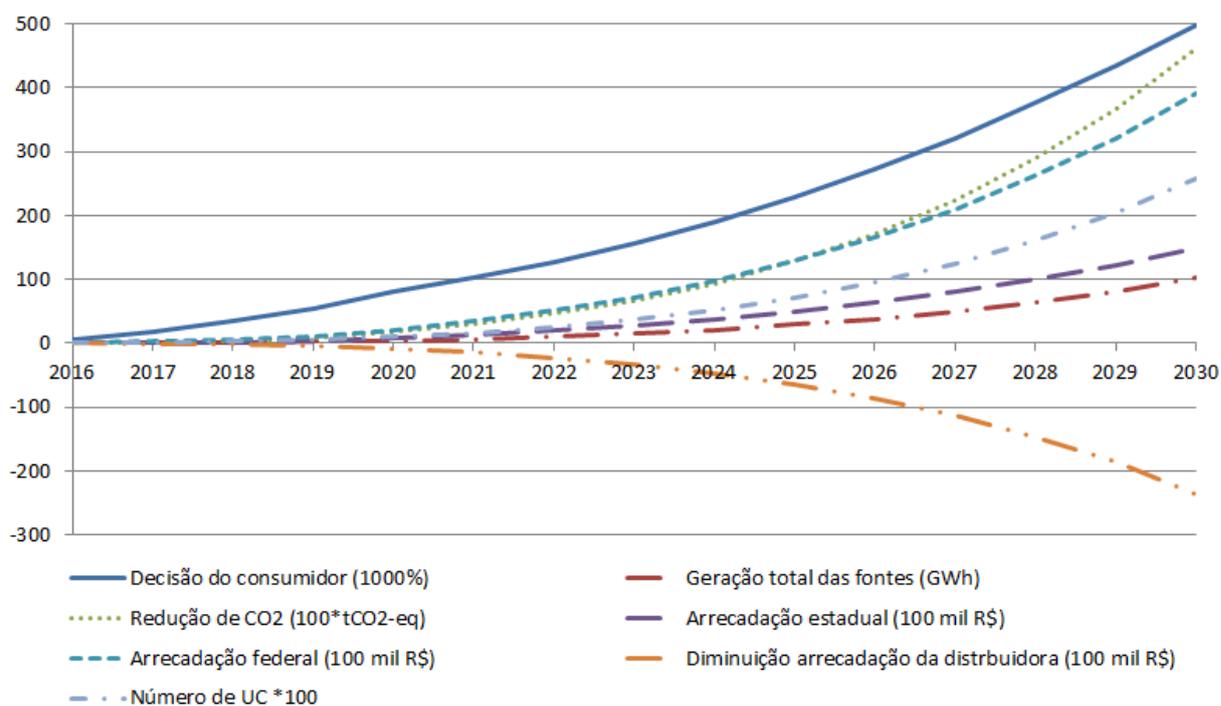
Na elaboração das projeções, foram adotadas premissas compatíveis com cenários possíveis de evolução das atividades econômicas e sociais do país ao longo do período de projeção. Nos cenários é explorada a tomada de decisão do consumidor, o total de energia gerada pelas fontes fotovoltaicas, a arrecadação estadual e federal com os impostos, a redução de gases do efeito estufa e a diminuição da arrecadação da distribuidora. Ainda, o resultado para os cenários são normalizados (conforme legenda de cada figura) para poder representar todas as variáveis em uma única figura. Os cenários explorados são descritos a seguir e suas premissas apresentadas na Tabela 13.

- a) **Cenário 1:** É projetado com base na regulamentação vigente;
- b) **Cenário 2:** É dado incentivo aos consumidores através da redução no IR;
- c) **Cenário 3:** O prosumidor é isento da cobrança de ICMS sobre a energia injetada na rede de distribuição;
- d) **Cenário 4:** É proposta a retirada de impostos incidentes sobre os produtos referentes a instalação da micro e minigeração;
- e) **Cenário 5:** É verificado o estímulo através da possibilidade de se utilizar o FGTS e linhas de financiamento para a instalação dos sistemas fotovoltaicos e é alterada a legislação para a utilização da tarifa-prêmio;
- f) **Cenário 6:** Assume que a regulamentação é alterada possibilitando o virtual *net metering* e a distribuidora ajustará anualmente a TUSD para compensar a perda na arrecadação pelas fontes de micro e minigeração;

5.5.1 Cenário 1

Este cenário é elaborado com a manutenção da regulamentação vigente sem ser explorado nenhum incentivo. Os resultados são apresentados na Figura 17.

Figura 17 Resultados do Cenário 1

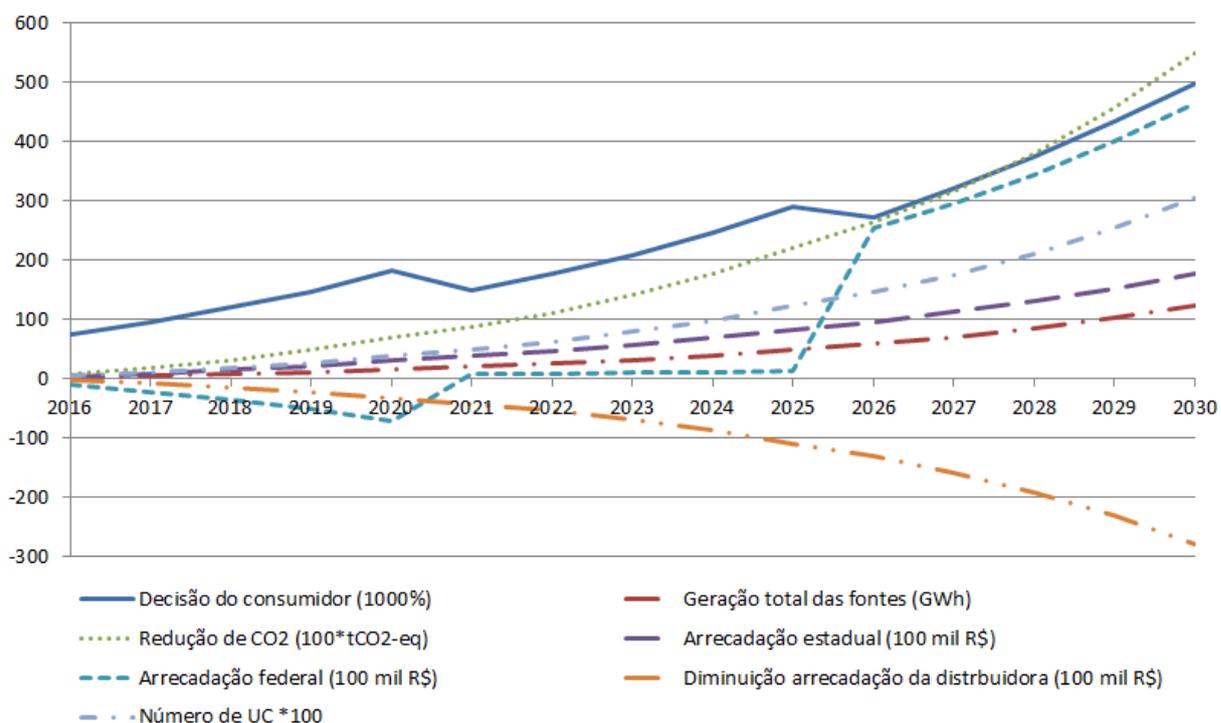


Neste cenário verifica-se que há um crescente aumento das instalações dos sistemas fotovoltaicos. Porém, ao fim do horizonte de planejamento, apenas 2% das UCs optam em instalar o sistema, representando uma adesão baixa. Durante todo o período, a energia gerada pelas pequenas fontes é de aproximadamente 425 GWh de energia.

5.5.2 Cenário 2

O presente cenário é desenvolvido adotando-se a possibilidade de abatimento do IR nos custos de instalação do sistema. Assim, adota-se que no período de 2016 a 2020 é admitido o abatimento de 30% do custo total da instalação. No período seguinte, de 2021 a 2025 é admitido um desconto de 15% e no último período é retirado esse incentivo. A Figura 18 apresenta os resultados obtidos através dessas premissas.

Figura 18 Resultados do Cenário 2

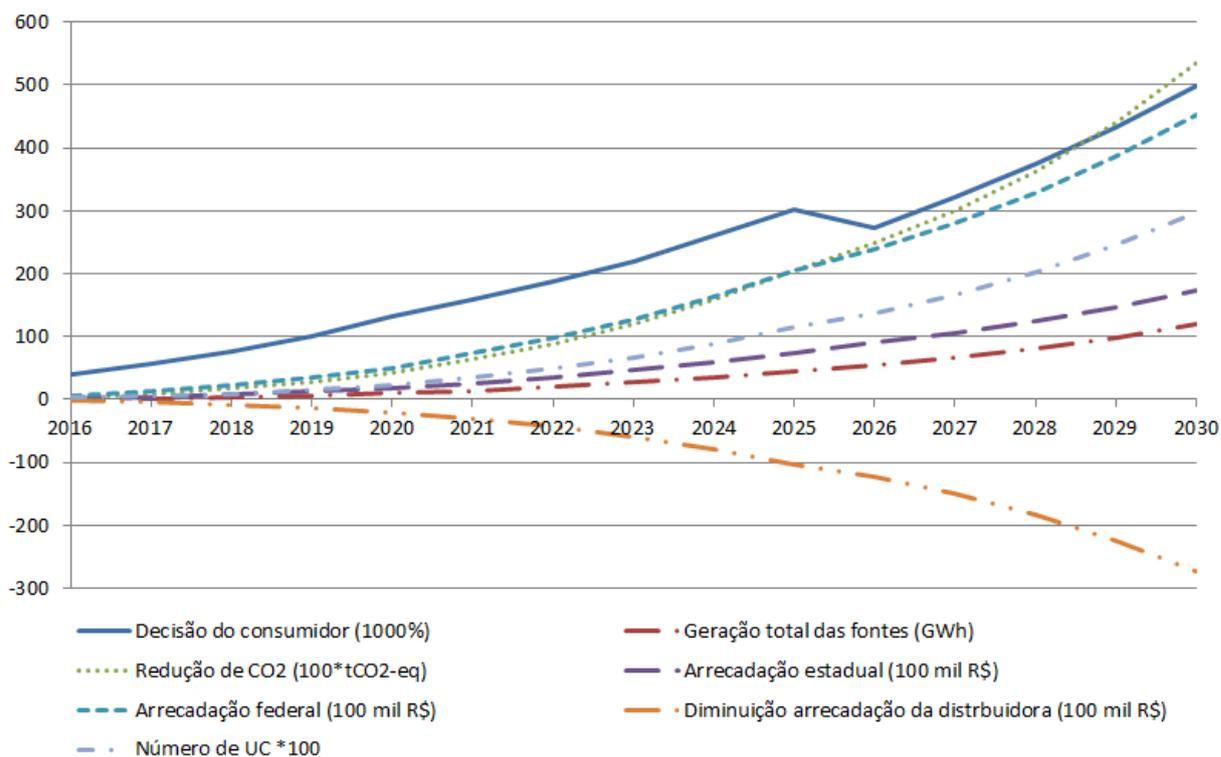


Neste cenário verifica-se um aumento da energia gerada pelos prosumidores (640 GWh), já que houve uma maior taxa de adesão devido ao incentivo financeiro. Observa-se que há, nos anos iniciais, uma diminuição na arrecadação do governo federal devido à dedução dos custos no IR. Porém nos anos subsequentes o montante total é quase todo recuperado, já que há uma disseminação mais rápida da tecnologia. Nesse sentido, mesmo sem o governo estadual propiciar algum incentivo, sua receita é aumentada devido a um maior número de adotantes das fontes fotovoltaicas.

5.5.3 Cenário 3

No Cenário 3 adota-se a retirada do ICMS sobre a energia injetada pelo prosumidor na rede de distribuição. Assim, admite-se que no período de 2016 a 2025 é retirado totalmente o ICMS. No último período é retirado esse incentivo. A Figura 19 apresenta os resultados obtidos através dessas premissas.

Figura 19 Resultados do Cenário 3



Verifica-se que o impacto dessa política, no montante de energia gerada (584GWh), é semelhante ao impacto do Cenário 2. Porém, observa-se que não há redução de arrecadação por nenhuma das esferas do governo. Ao contrário disso, nota-se que há o aumento na arrecadação do governo estadual e federal. Isso ocorre pois, a perda da receita do ICMS, cobrado na tarifa de energia elétrica, é suprida e aumentada pela receita do ICMS sobre os produtos referentes a instalação.

5.5.4 Cenário 4

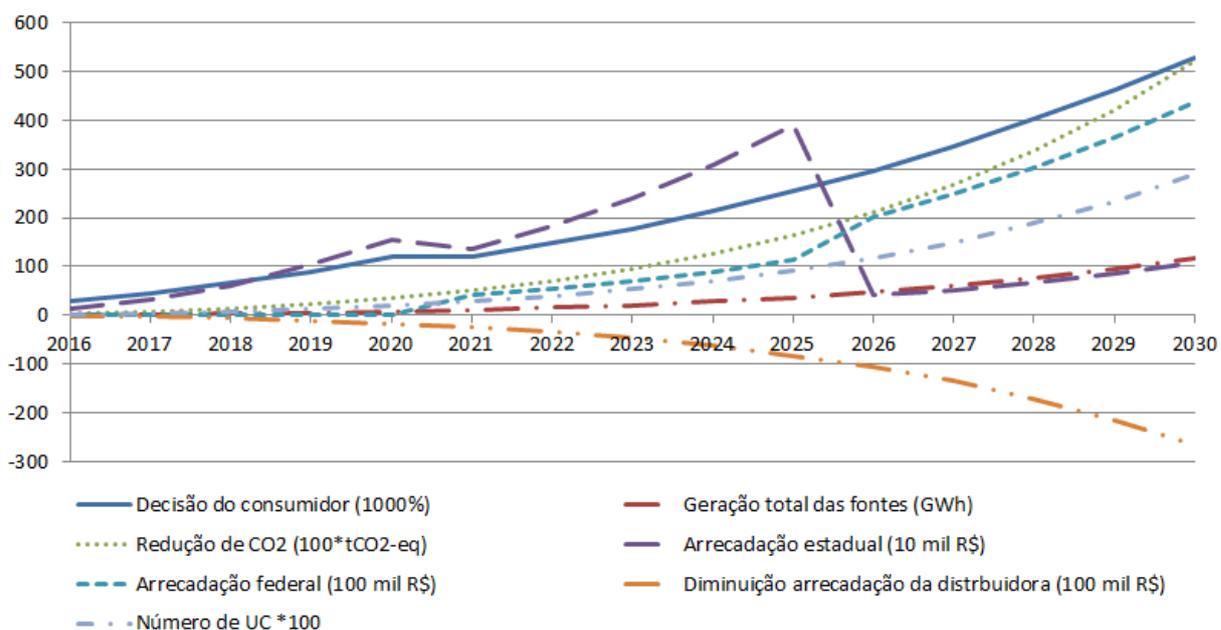
No Cenário 4 adota-se a retirada de diversos impostos relativos aos produtos. A

Tabela 14 apresenta as premissas empregadas nesse cenário. Inicialmente são retirados alguns impostos da esfera federal, os quais são gradativamente reimplementados. Há, também, um incentivo do governo estadual que retira o ICMS sobre os inversores, de modo que não haja redução na tomada de decisão do consumidor. A Figura 20 apresenta os resultados obtidos através dessas premissas.

Tabela 14 Premissas do Cenário 4

Período	ICMS inversor	IPI inversor	II módulo	II inversor
2016-2020	18%	0%	0%	0%
2021-2025	11%	0%	12%	14%
2026-2030	0%	15%	12%	14%

Figura 20 Resultados do Cenário 4

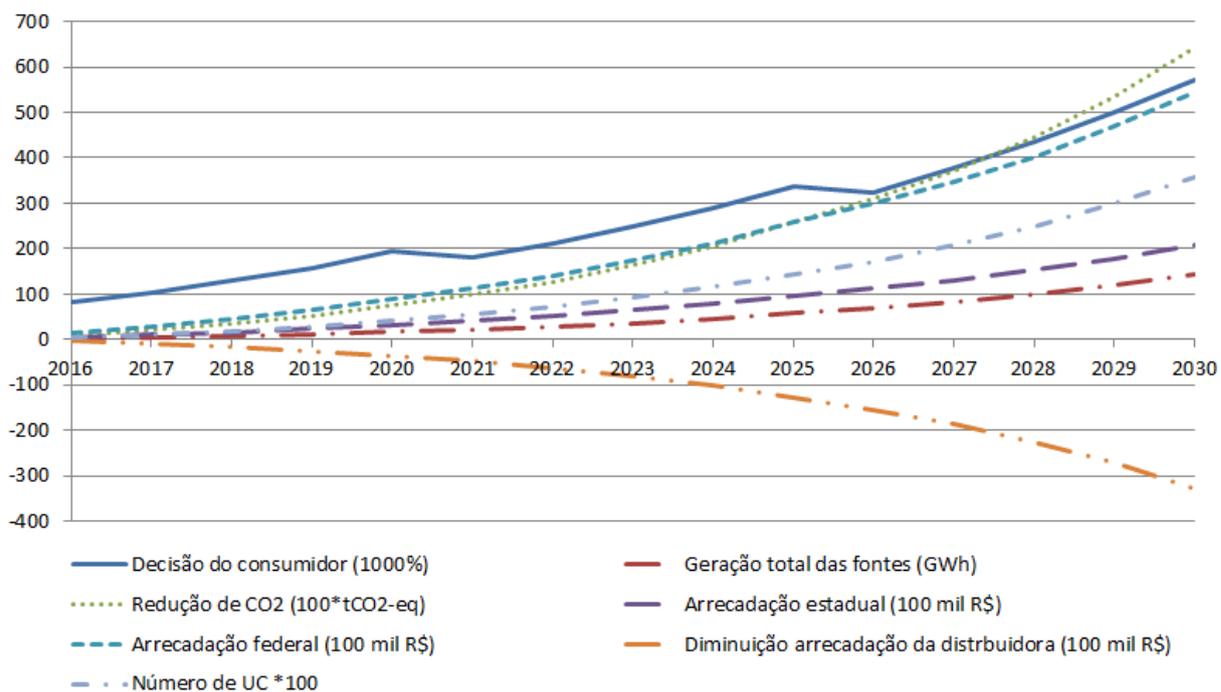


Semelhante aos Cenários 2 e 3 no que refere-se ao montante de energia gerada durante todo o período (523 GWh). Porém, esse cenário é menos atrativo do que o cenário anterior, visto que o montante arrecadado por impostos é significativamente menor.

5.5.5 Cenário 5

O presente cenário é desenvolvido adotando-se a possibilidade de utilização do FGTS e linhas de financiamento para o período de simulação. Além disso, adota-se a mudança na regulamentação empregando a TP. A TP aqui adotada permite apenas a compensação referente ao consumo, não podendo vender o excedente da energia gerada. Assim, no período de 2016 a 2020 é empregada a taxa de 30%. No período seguinte, de 2021 a 2025 é admitida a taxa de 15% e no último período é retirado esse incentivo. A Figura 21 apresenta os resultados obtidos através dessas premissas.

Figura 21 Resultados do Cenário 5

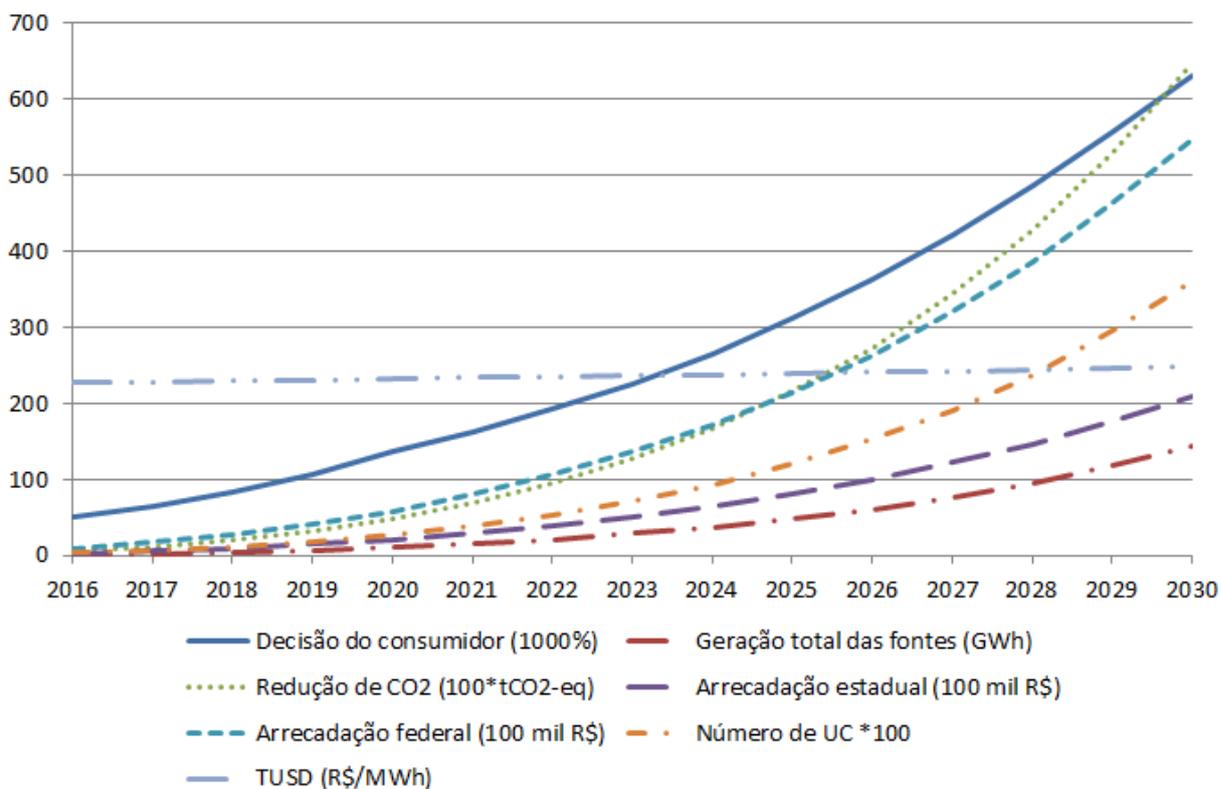


Esse cenário é o que apresenta maior impacto no montante de energia gerada (746 GWh) e nas arrecadações de impostos. Entretanto, esse cenário requer diversas discussões referentes à legislação adotada, visto que o impacto da tarifa prêmio deverá ser absorvido pelos consumidores de menor poder aquisitivo. Dessa forma, essa pode não ser a política mais adequada, apesar da difusão obtida nas fontes fotovoltaicas.

5.5.6 Cenário 6

O presente cenário é desenvolvido adotando-se a possibilidade de implementação do virtual *net metering* durante todo o período de simulação. Além disso, a distribuidora reajusta anualmente a TUSD para os consumidores a fim de recuperar a receita perdida. A Figura 22 apresenta os resultados obtidos através dessas premissas.

Figura 22 Resultados do Cenário 6

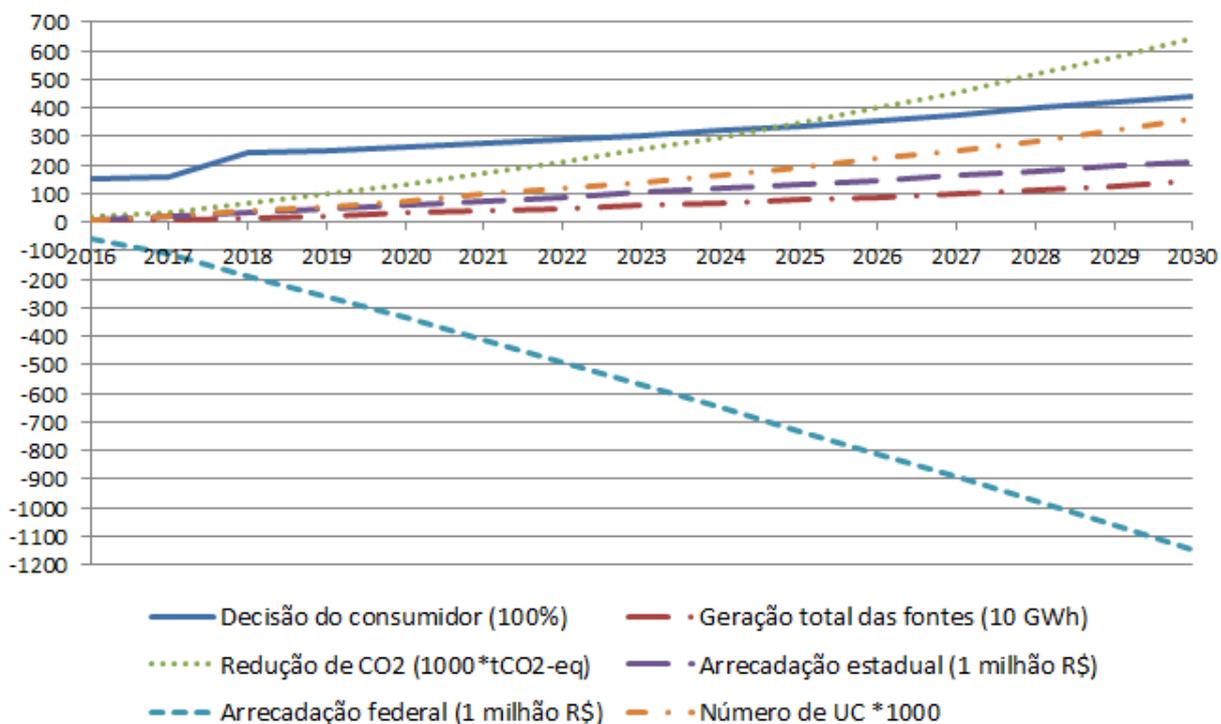


Os resultados do Cenário 6 apresentam um impacto semelhante ao Cenário 5. O montante de energia gerada durante esse período é de 671 GWh. Além disso, da mesma maneira que no Cenário 5, o impacto dessas fontes deve ser absorvido pelos demais consumidores.

5.5.7 Cenário 7

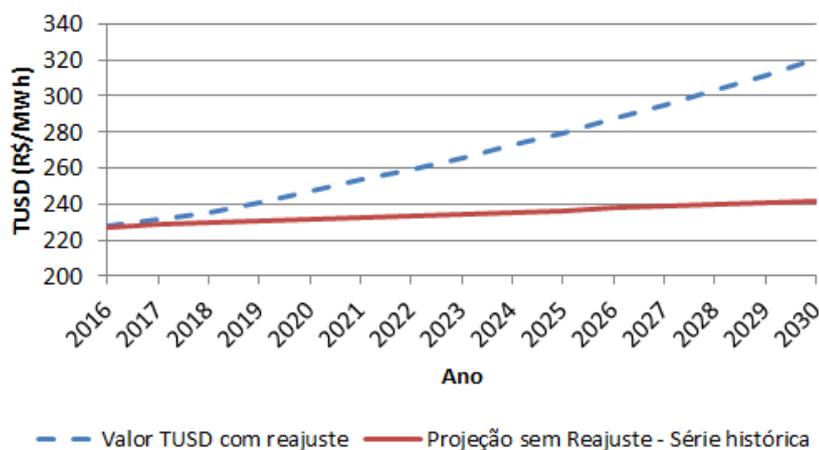
O cenário 7 é construído adotando-se diversas políticas de incentivos a fim de evidenciar o impacto da “espiral da morte”. Além disso, a distribuidora reajusta anualmente a TUSD para os consumidores a fim de balancear o seu faturamento. A Figura 23 apresenta os resultados obtidos através dessas premissas.

Figura 23 Resultados do Cenário 7



Devido aos diversos incentivos utilizados, percebe-se uma grande adesão dos consumidores, a qual se reflete no montante de energia gerada (9400 GWh). A Figura 24 apresenta a variação da TUSD no cenário padrão comparando-a com os resultados do Cenário 7. Neste cenário fica evidenciado que se as distribuidoras adotarem esse padrão de comportamento reforçará a “espiral da morte”. Assim, as distribuidoras e o agente regulador, devem estar atentos para que não exista a predominância da “espiral da morte”, e uma vez que esse laço se torna predominante no sistema, a solução encontrada capaz de frear esse crescimento e manter o faturamento da distribuidora é através de rígidas medidas que desestimulem o mercado de micro geração.

Figura 24 Comparação da TUSD através da série histórica e com reajuste



5.5.8 Estimativa do número de Prosumidores para cada cidade

Após os resultados obtidos com o modelo dinâmico proposto, estima-se, através do método de Monte Carlo, o número de prosumidores para cada cidade da região de estudo. Assim, definiu-se uma função de distribuição de probabilidades em relação aos elementos discretizados por cada uma das cidades, como, por exemplo, o nível de renda, número de domicílios particulares, nível de escolaridade e os indicadores de Duração de Interrupção individual por unidade Consumidora (DIC) e a Frequência de Interrupção individual por unidade Consumidora (FIC). A partir disso, fez-se uma função cumulativa de probabilidade e uma geração uniforme de números aleatórios de forma que se pudesse determinar o número de UCs por cidade. Os. Assim, na Tabela 15 são apresentadas as nove principais cidades na adesão de pequenas fontes solares para cada cenário.

Tabela 15 Número de prosumidores por cidade para o ano de 2030

Cenário	Capão da Canoa	Osório	Alvorada	Guaíba	Bagé	Viamão	Rio Grande	Pelotas	Porto Alegre
Cenário 1	139	168	235	248	419	550	821	1438	19772
Cenário 2	164	203	280	295	501	653	980	1701	23523
Cenário 3	160	192	275	282	490	648	921	1690	22880
Cenário 4	159	193	260	284	478	601	940	1658	22315
Cenário 5	192	238	328	348	582	764	1144	2009	27515
Cenário 6	192	232	337	352	586	769	1155	2025	27702
Cenário 7	1939	2351	3288	3474	5858	7635	11402	19972	274936

Verifica-se que as principais cidades a receber a micro e minigeração são aquelas na qual há uma maior densidade populacional e, onde há um maior número de unidades consumidoras com renda superior a 20 salários mínimos. A partir desse resultado, além das questões de mercado, relacionadas ao planejamento, as distribuidoras poderão estar mais preparadas para a expansão, manutenção e questões técnicas relacionadas à qualidade de energia do sistema de distribuição.

5.5.9 Comparação entre os Cenários

Os principais resultados obtidos com os cenários testados são resumidos na Tabela 16, considerando o montante acumulado ao longo do período de análise.

Tabela 16 Resumo dos resultados obtidos

Cenários	Número de UC	Total de energia gerada (MWh)	Arrecadação Estadual (R\$)	Arrecadação Federal (R\$)	Diminuição da arrecadação da distribuidora (R\$)
Cenário 1	25.732	425.812,57	67.200.664,21	176.998.158,49	96.425.660,68
Cenário 2	30.613	640.247,32	103.857.893,84	161.318.034,38	144.407.678,59
Cenário 3	29.776	584.144,80	92.476.341,32	247.976.990,09	131.944.664,17
Cenário 4	29.041	523.338,07	19.795.431,11	192.776.624,01	118.321.247,99
Cenário 5	35.809	745.666,83	120.805.108,14	320.046.262,68	168.217.215,67
Cenário 6	36.052	671.039,26	107.474.028,20	283.995.961,24	-
Cenário 7	357.748	9.392.289,39	1.568.131.983,38	-8.712.248.765,32	-

A partir dos resultados apresentados, observa-se que a inserção da micro e minigeração é resultado determinante dos instrumentos de políticas adotados e, mesmo que estas não ocorram no sentido de expansão deste mercado, até o horizonte de estudo, deve-se ter uma contribuição do potencial na matriz energética brasileira.

Para que ocorra uma maior expansão é necessário estimular a indústria nacional de produção de equipamentos fotovoltaicos, bem como os setores de serviços. Além disso, o alto custo de produção destes equipamentos, inicialmente, torna pouco atrativo do ponto de vista financeiro este empreendimento. A TP e a redução do ICMS na tarifa são incentivos importantes, uma vez que rentabiliza este investimento. Ainda destaca-se a possibilidade de utilização do FTGS e linhas de financiamento que aumentaram o mercado a ser explorado.

A alternativa que se mostrou mais atraente é a retirada do ICMS sobre a energia injetada na rede pelo prosumidor, uma vez que essa política aumenta a rentabilidade do investimento. A perda no faturamento do governo estadual é compensada com o incremento da receita do ICMS cobrado sobre os produtos. Ou seja, essa política é mais atrativa tanto para o consumidor quanto para as esferas governamentais.

Outra política importante, que não afeta significativamente o montante recolhido por impostos, é a apresentado no Cenário 2 com a possibilidade de abatimento dos custos de instalação no IR. Neste cenário há apenas a redução de aproximadamente 15 milhões de reais da arrecadação federal para um incremento de mais de 5 mil unidades consumidoras com micro e minigeração.

Destaca-se ainda que as distribuidoras devem estar atentas às questões de mercado, uma vez que seu faturamento pode ser alterado significativamente. Verifica-se ainda, que não é interessante as distribuidoras reajustarem sua tarifa para minimizar a perda na receita, já que esta alternativa incentiva as UCs a implementar os sistemas fotovoltaicos. A partir do Cenário

7, no qual se estimulou ostensivamente a implementação das fontes, nota-se a predominância do laço referente a “espiral da morte”.

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A análise das aplicações do modelo desenvolvido para a adesão do consumidor frente à micro e minigeração fotovoltaica evidenciou alguns aspectos importantes, destacados a seguir.

- a) A oportunidade de implementar os sistemas fotovoltaicos de microgeração fotovoltaicos influencia não somente os consumidores, mas também as empresas privadas, as distribuidoras, as esferas governamentais e agente regulador;
- b) A DS mostra-se uma ferramenta adequada à modelagem e análise de aspectos técnicos, sociais, econômicos e regulatórios envolvidos na tomada de decisão do consumidor. Além disso, é possível representar todos esses aspectos em um único modelo computacional, podendo ser usado por agentes governamentais e distribuidoras para o planejamento e tomada de decisões;
- c) Os resultados mostram que sem receber nenhum incentivo, esse mercado não terá importante representatividade na matriz energética brasileira;
- d) A difusão dessa tecnologia beneficiará tanto o governo estadual quanto o governo federal na arrecadação direta de impostos. A fim de estimular esse mercado, deve-se trabalhar com a redução de impostos que não afetarão significativamente a arrecadação;
- e) As alterações nos aspectos regulatórios possam, também, influenciar a adesão dos consumidores;
- f) Ainda, as concessionárias devem estar atentas ao crescimento desse mercado, uma vez que sua receita sofrerá alterações com este novo mercado;

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 INTRODUÇÃO

Este estudo teve como objetivo desenvolver uma metodologia que capturasse a dinâmica de inserção de fontes de micro e minigeração fotovoltaicas. Como apresentado ao longo do trabalho, a ANEEL viabilizou, através da RN 482 e suas atualizações, a micro e minigeração a partir de fontes renováveis. Contudo, fatores sociológicos, antropológicos, financeiros e culturais mostram que a população se mantém resistente a esta tecnologia.

Ao término desta pesquisa, conclui-se que o seu objetivo foi alcançado no sentido de proporcionar a avaliação de políticas que exercem influência sobre a Decisão do Consumidor. Para isso, a ferramenta de análise, modelagem e simulação de Dinâmica de Sistemas é essencial, visto que é possível relacionar e compreender as políticas de forma sistêmica que impulsionarão a inserção de fontes fotovoltaicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.

6.2 CONTRIBUIÇÕES

A partir dos cenários e da análise de sensibilidade, pode-se concluir que para se impulsionar as fontes de micro e minigeração é necessária uma mudança nas políticas atuais. Estas devem ser direcionadas, fundamentalmente, para a redução do ICMS incidente sobre a energia gerada e injetada na rede de distribuição, a possibilidade de deduzir os custos da instalação no IR e a mudança regulatória para a aplicação da TP.

Um dos grandes empecilhos à geração fotovoltaica distribuída é o custo do investimento financeiro, por ser elevado frente ao retorno financeiro, eleva em muito o tempo de retorno do investimento, tornando-se pouco atraente.

Tendo em vista as contribuições apresentadas, observa-se que há a intenção, ainda que fragmentada, de estimular a produção da energia fotovoltaica, como, por exemplo, através do ICMS 16 do CONFAZ. Entende-se que estas políticas estão corretas para a alavancagem da micro e minigeração, porém deve-se intervir com maior impacto, a fim de tornar representativo o percentual de energia gerada através de fontes fotovoltaicas distribuídas.

A abordagem do problema de inserção de mini e microgeração distribuída fotovoltaica, visto como um sistema, agregando em um único modelo computacional variáveis técnicas, comportamentais dos agentes de mercado, financeiras, culturais, entre

outras, só é possível com uso da técnica de Dinâmica de Sistemas. Ainda, o modelo aqui desenvolvido, é uma ferramenta de aprendizagem e permite à elaboração de políticas empresariais e regulatórias.

O modelo desenvolvido, com uso da Dinâmica de Sistemas, pode auxiliar o consumidor na tomada de decisão, quanto à inserção da micro e minigeração fotovoltaica, a partir dos contextos regulatórios e de mercado. Além de auxiliar o consumidor, este modelo pode ser utilizado pelas distribuidoras de energia elétrica para verificar o impacto causado pela micro e minigeração em seu faturamento e assim traçar estratégias que permitam ter o conhecimento prévio sobre suas arrecadações. Ainda, esse modelo é importante para o órgão regulador que deve estar atento a espiral da morte, pois a saúde econômica das distribuidoras depende diretamente das políticas que são adotadas por este órgão.

A RN 482 e suas atualizações, define somente os aspectos regulatórios da micro e minigeração não estabelecendo nenhum objetivo para o montante de energia gerada através desta tecnologia. Apesar disso, o modelo pode ser utilizado também pela agência reguladora como suporte na elaboração de novas políticas para alavancar e incentivar o crescimento sustentável do consumidor no uso de pequenas fontes. O avanço na modelagem do problema sob investigação permitirá identificar outras variáveis, que contribuem para a evolução deste novo mercado.

6.3 TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros sugere-se aprimorar algumas variáveis, como, por exemplo, a Tarifa Branca e a Bandeira Tarifária. Além disso, devem ser contempladas as demais classes de consumo e as demais fontes consideradas na RN 687.

Sabe-se que alimentadores que possuem consumidores com maior poder aquisitivo terão maiores taxas de adesão influenciando na curva diária desse alimentador. Assim, outro assunto a ser abordado é verificar o impacto da energia gerada sobre a curva de carga do alimentador.

Um fator não contemplado na redução do faturamento das distribuidoras é a possibilidade de postergar investimentos na rede devido ao avanço da micro e minigeração. Além disso, pode-se considerar a possibilidade de armazenamento da geração através de banco de baterias. Esse fator poderá ser modelado em situações futuras.

Através do conceito da curva de Laffer, pode-se determinar a alíquota dos impostos que gerará o máximo de arrecadação para os governos estaduais ou federal, visto que, aumentar as alíquotas além de certo ponto torna-se improdutivo, à medida que a receita também passa a diminuir .

6.4 TRABALHOS PUBLICADOS

Trabalho Completo Publicado em Anais de Congressos:

1. BAUMGARTEN, C. BORDIN, G., DORNELES, G. F. Integration of Solar Photovoltaic and Biomass Micro and Mini-Generation in Electric Power Distribution System. In: III Simpósio Brasileiro de Dinâmica de Sistemas. São Paulo, SP.: [s.n.], 2015. p. 6
2. BAUMGARTEN, C. BORDIN, G., DORNELES, G. F. Impacto de Pequenas Fontes Solares sobre o Faturamento das Distribuidoras. In: X Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Gramado, RS.: [s.n.], 2016. p. 12

REFERÊNCIAS

AALSBERG, J. V. *et al.* The Bass Model. Geophysical Research Abstracts, v. 11, n. EGU2009-3296, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Avaliação dos resultados na Resolução Normativa nº 482 na visão do regulador.** 2014. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/slides/Carlos%20Alberto%20Calixto%20Mattar.pdf>>. Acesso em: 22 de abr. 2016.

_____. **Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica.** 2010a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Sum%C3%A1rio%20Executivo%20%282%29.pdf>>. Acesso em: 15 de mar. 2016.

_____. **Nota Técnica N.º. 01555/2012 - SRD.** 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/058/resultado/nt_155_perdas_tecnicas_ceed_3crtp_2012.pdf>. Acesso em: 14 de mar. 2016.

_____. **Nota Técnica N.º. 0004/2011 - SRD.** 2011. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota_Tecnica_SRD_0004_2011.pdf>. Acesso em: 14 de mar. 2016.

_____. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST.** 20016a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa N.º. 77.** 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa nº 414.** 2010b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa nº 481.** 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa nº 482.** 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa nº 502.** 2012c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa nº 517.** 2012d. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa n° 547.** 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Resolução Normativa n° 687.** 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 14 mar. 2016.

_____. **Tarifa Branca.** 2016b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Farea.cfm%3FidArea%3D781&_101_assetEntryId=14480791&_101_type=content&_101_groupId=654800&_101_urlTitle=tarifa-branca&_101_redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fbusca%3Fp_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dmaximized%26p_p_mode%3Dview%26_3_groupId%3D0%26_3_keywords%3Dtarefa%2Bbranca%26_3_struts_action%3D%252Fsearch%252Fsearch%26_3_redirect%3D%252Farea.cfm%253FidArea%253D781&inheritRedirect=true>. Acesso em: 14 de mar. 2016.

ALVEZ, L.B. **Aplicação da dinâmica de sistemas no planejamento de projetos de desenvolvimento: projetos de habitação social.** 2008. 163p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

AMÉRICA DO SOL. **Fundo Solar.** 2015. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/fundosolar/>>. Acesso em: 18 mar. 2016.

ANDRADE, A. L. **Pensamento sistêmico: um roteiro básico para perceber as estruturas da realidade organizacional.** Revista Eletrônica de Administração, 5. ed., v. 3, n. 1, jun. 1997. Disponível em: <<http://read.adm.ufrgs.br/read05/artigo/andrade.htm>>. Acesso em: 22 mar. 2016.

ANDRADE, E. L. **Introdução à Pesquisa Operacional: Métodos e Modelos para Análise de Decisões.** 4ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011. ISBN 978-85-216-1665-8

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira.** LCA Consultores, PSR Soluções e Consultoria em Energia. [São Paulo]. 2012.

AYOMPE, L. *et al.* Projected costs of a grid-connected domestic PV system under different scenarios in Ireland, using measured data from a trial installation. **Energy Policy**, v. 38, n. 7, p. 3731-3743, 2010.

AYOMPE, L.; DUFFY, A. Feed-in tariff design for domestic scale grid-connected PV systems using high resolution household electricity demand data. **Energy Policy**, v. 61, p. 619-627, out. 2013.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. **Programa fundo clima.** 2016a. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Programas_e_Fundos/Fundo_Clima>. Acesso em: 18 mar. 2016.

_____. **Plano Inova Energia.** 2016b. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Plano_inova_empresa/inovaenergia.html>. Acesso em: 18 mar. 2016.

BARDACH, E. **Los Ocho Pasos para el Análisis de Políticas Públicas.** México: Centro de Documentación y Docencia Económicas. 1ª. Ed. San Ángel:CIDE, 1998. ISBN 968-842-790-X

BASS, F. M. A New Product Growth Model for Consumer Durables. *Management Science*, v. 15, n. 5, p. 215-227, 1969.

BECK, R. Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study. Prepared for Arizona Public Service by R.W. Beck, Inc, 2009.

BENEDITO R. da S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** 2009. 110p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BLUE SOL. **Energia Solar: Como Funciona? – O Efeito Fotovoltaico.** 2011. Disponível em: <<http://www.blue-sol.com/energia-solar/energia-solar-como-funciona-o-efeito-fotovoltaico/>> Acesso em: 16 mar. 2016.

BREYER, C.; GERLACH, A. Global overview on grid-parity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v.21, n.1, p. 121-136, 2013.

BONABEAU, E. Agent-based modeling: Methods and techniques for simulating human systems. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, v. 99, n. 3, p. 7280-7287, 2002.

BRASIL. Dispõe sobre medidas tributárias referentes à realização, no Brasil, da Copa das Confederações Fifa 2013 e da Copa do Mundo Fifa 2014; promove desoneração tributária de subvenções governamentais destinadas ao fomento das atividades de pesquisa tecnológica e desenvolvimento de inovação tecnológica nas empresas ; e dá outras providências. Lei N.º 12.350. 20 de dezembro de 2010. [S.I.]. 2010.

BRUNI, A. L. **Avaliação de Investimentos com modelagem financeira no Excel.** 2ª ed. São Paulo: Atlas, 2013.

BYRNE, J. *et al.* The potential of solar electric power for meeting future US energy needs: a comparison of projections of solar electric energy generation and Arctic National Wildlife Refuge oil production. **Energy Policy**, v. 32, p. 289-297, 2004.

CÂMARA DE COMÉRCIO E INDÚSTRIA BRASIL-ALEMANHA. Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro-Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Rio de Janeiro, p. 47. 2012.

CASTELO BRANCO, A. C. G. de O. **Projeção de demanda de energia elétrica.** 2003. 96 p. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Salvador, Salvador, 2003.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia Solar: princípios e aplicações**. 2006. Rio de Janeiro:CEPEL, 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2016.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa N°. 482/2012. Convênio ICMS 6. 5 de Abril de 2013. [S.I.]. 2013.

_____. Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Convênio ICMS 16. 27 de Abril de 2015. [S.I.]. 2015.

CONSELHO REGIONAL DE ECONOMIA. Preço x custo da energia no setor elétrico brasileiro. Disponível em: <http://www.portaldoeconomista.org.br/comunicacao/noticias_detalhes.php?notId=2764>. Acesso em 25 abr. 2016.

COX, M.; ALM, R. **You Are What You Spend**. The New York Times, 10 de fevereiro de 2008. Disponível em: <<http://www.nytimes.com/2008/02/10/opinion/10cox.html?ex=1360299600&en=9ef4be7de32e4b53&ei=5090&partner=rssuserland&emc=rss&pagewanted=all>>. Acesso em: 24 mar. 2016.

CRUZ D. T. **Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor**. 2015. 157p. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

DAVIS, F. D. Perceived usefulness, perceived ease of use, and user acceptance of information technology. *MIS Quarterly*, v. 13(3), p. 319-340, 1989.

DENHOLM, P. *et al.* **The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results**. Technical Report NREL/TP-6A2-45832, 2009. Disponível em: <www.nrel.gov/docs/fy10osti/45832.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2016.

DIECKMANN, J., *et al.* **The proposed adjustment of Germany's Renewable Energy Law – a critical assessment**. DIW Berlin, Vol. 2. 2012.

DEUTSCHE BANK. **The German Feed-in Tariff: Recent Policy Changes**. 2012. Frankfurt, p.27. 2012.

DROR, Y. **Public policymaking re-examined**. Oxford, U.K.: Transaction Publishers, 1983. ISBN: 978-0-87855-928-2

DUPAGNE, M.; DRISCOLL, P. **First Phase of a Scale Development Project to Measure Perceived Attributes of Consumer Communication Technologies**. Paper apresentado no Annual meeting of the International Communication Association, Sheraton New York, New York City, NY. Disponível em: <http://citation.allacademic.com/meta/p_mla_apa_research_citation/0/1/4/3/5/p14350_index.html>. Acesso em: 23 mar. 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira.** Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/documents/estudos_23/nt_energiasolar_2012.pdf>. Acesso em: 25 jul. 2014.

_____. **Demanda de Energia 2050.** 2014a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/DEA%2013-14%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: 12 abr. 2015.

_____. **Nota Técnica DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.** 2014c. Rio de Janeiro, p.64. 2014.

_____. **Plano Decenal de Expansão 2023.** 2014b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2015.

_____. **Plano Decenal de Expansão 2024.** 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso em: 03 fev. 2016.

ESCHENBACH, T. G. **Spiderplots versus Tornado diagrams for Sensitivity Analysis.** Interfaces, 1999.

FARIA E. M. **Estudo da inserção de mini e microgeração fotovoltaica distribuída na projeção de demanda da classe residencial.** 2014. 91p. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Programa de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2014.

FERNANDES, A. C. **Scorecard dinâmico – em direção à integração da dinâmica de sistemas com o balanced scorecard.** Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, 2003.

FERRAZ, C. **Integração de energia solar fotovoltaica em larga escala: a experiência alemã.** 2012. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2012/07/23/integracao-de-energia-solar-fotovoltaica-em-larga-escala-a-experiencia-alema/>>. Acesso em: 22 mar. 2016.

FIGUEIREDO, J. C. **Modelo de difusão de Bass: uma aplicação para a indústria de motocicletas no Brasil.** 2010. Disponível em: <http://www2.espm.br/sites/default/files/pagina/julio_cesar.pdf > Acesso em: 23 mar. 2016.

FORD, A. **Modelling the Environment: An Introduction to System Dynamic Modelling of Environmental Systems.** 1ª. Ed. Washington D. C: Island Press,1999. ISBN 1-55963-600-9.

_____. **System Dynamics and the Electric Power Industry.** System Dynamics Review. vol. 13, pp57-85, 1997.

FORNERINO, M. Internet Adoption in France. The Service Industries Journal, v. 23, n. 1, p.119-135, 2003.

FORRESTER, J. W. **Industrial dynamics.** 1ª. Ed. New York: John Wiley & Sons, 1961. ISBN 978-1614275336

_____. Information sources for modeling the national economy. *Journal of the American Statistical Association*, v. 75, n.371, p.555-566. 1980.

_____. System dynamics - the next fifty years. *System Dynamics Review*, vol. 23, pp. 359–370, 2007.

GALLO, C.; DE BONIS, M. A neural network for forecasting photovoltaic deployment in Italy. *International Journal of Sustainable Energy and Environment*, v. 1, n. 1, p. 1-13, 2013.

GRACE, W. **Exploring the Death Spiral: A system dynamics model of the electricity network in Western Australia.** 2015. Disponível em: <www.systemdynamics.org/conferences/2015/papers/P1181.pdf>. Acesso em: 27 abr. 2016.

GENSCH, D. H.; RECKER, W. W. The multinomial, multiattribute logit choice model. *Journal of Marketing Research*, v. 16, n. 1, p. 124-132, 1979.

GREENPEACE e MARKET ANALYSIS. **Os brasileiros diante da microgeração de energia renovável. 2013.** Disponível em: <<http://marketanalysis.com.br/wp-content/uploads/2014/07/searchsearchsearch.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2016.

GUIDOLIN, M.; MORTARINO, C. Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates. *Technological Forecasting & Social Change*, v. 77, n. 2, p. 279-296, 2010.

HAMMERSLEY, J.M; HANDSCOMB, D. C. Monte Carlo methods. London: Methuen, 1964.

HEELER, R.; HUSTAD, T. Problems in predicting new product growth for consumer durables. *Management Science*, v. 26, n. 10, p. 1007-1020, 1980. ISSN 0025-1909.

HEGEDUS, S.; LUQUE, A. **Status, trends, challenges and the bright future of solar electricity from photovoltaics.** In: Hegedus, S. O.; LUQUE, A. O. *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Chichester. John Wiley & Sons Ltd, 2003, Cap. 1, p.1-43

HERRADOR, M. Á; GONZÁLEZ, A. G. **Evaluation of measurement uncertainty in analytical assays by means of Monte-Carlo simulation.** *Talanta*. Seville, v.64, p.415-422, 2004.

HOGHOOD, B.; GUNN, L. **Policy analysis for the real world.** 1ªEd. Oxford: Oxford University Press. 1984. ISBN 978-0198761846

INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH. **Germany's green energy failure: A lesson for U.S. Policymakers.** Washington, 2014, 14p.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE, **Censo Demográfico 2010.** 2013. Disponível em: <www.censo2010.ibge.gov.br>. Acesso em: 24 abr. 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Policies of IEA Countries: Germany 20013 Review.** Paris: OECD/IEA, 2013. 206p.

_____. *Energy Technology Perspectives 2012.* Paris (França). IEA, 2012.

ISLAM, T.; MEADE, N. The impact of attribute preferences on adoption timing: the case of photovoltaic (PV) solar cells for household electricity generation. **Energy Policy**, v. 55, p. 521–530. abr. 2013.

ISOMAKI, R. **A revolução da energia se projeta para o futuro na Alemanha**. 2014. Disponível em <<http://www.ipsnoticias.net/portuguese/2014/06/ultimas-noticias/a-revolucao-da-energia-se-projeta-para-o-futuro-na-alemanha/>>. Acesso em: 22 mar. 2016.

JAGER, W. Stimulating the diffusion of photovoltaics systems: a behavioral perspective, **Energy Policy**, v. 34, n. 14, p. 1935-1943, 2006.

JEONG, G. Assessment of government support for the household adoption of micro-generation system in korea. **Energy Policy**, [S. l.], v. 62, p. 573-581, aug. 2013.

JEULAND, A. P. The Bass Model as a Tool to Uncover Empirical Generalizations in Diffusion of Innovation. Empirical Generalizations Conference, University of Chicago, Wharton School, 1995.

JIMÉNEZ, M. Z.; FRANCO, C. J.; DYNER, I. R. Diffusion of solar generation on rooftops: A system dynamics-based approach in Colombia. III Simpósio Brasileiro de Dinâmica de Sistemas. 2015.

KAGAN, N. *et al.* **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil : Análise de Custos e Benefícios de um Pano Nacional de Implantação**. Synergia Editora. Rio de Janeiro, 2013.

KALISH, S. A New Product Adoption Model with Pricing, Advertising and Uncertainty. **Management Science**, v. 31, p. 1569-1585, 1985.

KASTOVICH, J. C. **Advanced Electric Heat Pump Market and Business Analysis**. ORNL/Sub/79-2471/1. Prepared under subcontract for Oak Ridge National Laboratory by Westinghouse Electric Corp. Oak Ridge, TN : Oak Ridge National Laboratory, 1982. Disponível em: <http://web.ornl.gov/sci/ees/etsd/btrc/eere_research_reports/electrically_driven_heat_pumps/advanced_cycle_development/variable_speed_heat_pumps/ornl_sub_79_24712_1/ornl_sub_79_24712_1.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2016.

KAUFFMAN, D. L. Introduction to system thinking. New York: Future Systems, 1981. ISBN: 9789996280511

KLASEN, J.; NEUMANN, D. An agent-based method for planning innovations. International Journal of Innovation and Sustainable Development, v. 5, n. 2-3, p. 159-184, 2011.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. 2014. 108 p. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

LIMA, D. da H. A. **Explorando fatores que fazem a intenção de adoção da TV por assinatura em alta definição no Brasil – uma aplicação da teoria de difusão de inovações**. 2011. 145p. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas) – Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

LIMA, T. F. M. de. Modelagem de sistemas baseada em agentes: alguns conceitos e ferramentas. Anais XIV Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto, Natal, Brasil, 25-30 abril 2009, INPE, p. 5279-5286.

MAHAJAN, V.; MULLER, E.; BASS, F. New product diffusion models in marketing: A review and directions for research. **The Journal of Marketing**, v. 54, n. 1, p. 1-26, 1990. ISSN 0022-2429.

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E.M. **Fundamentos de metodologia científica**. 6^a. Ed. São Paulo: Atlas, 2007. ISBN 85-224-3397-6

MARLEY, A.; ISLAM, T. Conceptual relations between expanded rank data and models of the unexpanded rank data. **Journal of Choice Modelling**, v. 5, p. 38–80. mai.2012.

MARTÍN, E.C.; AGUILERA, M. Á. E. **Edifícios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: características y posibilidades energéticas**. 2005. Dissertação (Master em Domótica), Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 2005.

MASINI, A.; FRANKL, P. Forecasting the diffusion of photovoltaic systems in southern Europe: A learning curve approach. *Technological Forecasting & Social Change*, v. 70, p. 39-65, 2002.

MEADE, N.; ISLAM, T. Modelling and forecasting the diffusion of innovation: a 25-year review. *International Journal of Forecasting*, v. 22, n. 3, p. 519-545, 2006.

MEDEIROS JÚNIOR, *et al.* **Simulação da dinâmica do “jogo da cerveja” através do software de modelagem e simulação empresarial SIMADM**. 2006. Disponível em: <http://www.simpep.feb.unesp.br/anais/anais_13/artigos/275.pdf>. Acesso em: 12 de fev. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, e particular em edificações urbanas**. 2009. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mmegtsf.pdf>>. Acesso em: 12 fev. 2016.

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. 175 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

MOORE, G. C.; BENSABAT, I. **Development of an Instrument to Measure the Perceptions of Adopting an Information Technology Innovation**. *Information Systems Research*, v. 2 (3), 1991.

MORRIS, C.; PEHNT, M. **Energy Transition: The German Energiewende**. Berlin: Heinrich Böll Stiftung, 2012. 93p.

MOVILLA, S.; MIGUEL, L. J.; BLÁSQUEZ, L. F. A system dynamics approach for the photovoltaic energy market in Spain. **Energy Policy**, vol. 60, pp. 142-154, May 2013.

NASCIMENTO, A. M.; ZUCCHI, A. L. **Modelos de simulação**. 1997. 40p. Monografia (Administração e Contabilidade) - Faculdade de Economia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

NAVIGANT CONSULTING. **Arizona Solar Electric Roadmap Study Full Report**. Preparado para Arizona Department of Commerce. 2007. Disponível em: <<http://www.azenergy.gov/doclib/Solar%20Electric%20Roadmap%20Study%20Full%20Report.pdf>>. Acesso em: 29 mar. 2016.

NEUMANN, D. Previsão e Planejamento de Demanda de Novos Produtos: uma abordagem integrada. *Revista Mundo Logística*, v. 15, p. 54-72, mar./abr. 2010.

OLIVEIRA, W. S. Avaliação e gestão de projetos de energia eólica onshore. 159 p. Dissertação de Mestrado. Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial, Universidade de Aveiro. Aveiro, Portugal, 2010.

OSTLUND, L. E. **Perceived Innovation Attributes as Predictors of Innovativeness**. *Journal of Consumer Research*. v. 1, p. 23-29, June, 1974

PAIDIPATI, J. *et al.* **Rooftop Photovoltaics Market Penetration Scenarios**. Subcontract Report NREL/SR-581-42306. Burlington, MA : Navigant Consulting Inc., 2008. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy08osti/42306.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2016.

PALMER, J. *et al.* **Modeling the Diffusion of Residential Photovoltaic Systems in Italy : An Agent-based Simulation**. FCN Working Paper No. 9/2013, 2013. Disponível em: <http://www.eonerc.rwth-aachen.de/global/show_document.asp?id=aaaaaaaaacrbqd>. Acesso em: 18 abr. 2016.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 13 fev. de 2016.

POWERSIM.EXE. Versão 10. Programa para simulação de modelos baseados em dinâmica de sistemas. Demo. Norway, 2015. Powersim Software AS. 79 Litleasvegen, Nyborn, Norway.

RAI, V.; SIGRIN, B. **Economics of individual decision-making: buy vs. Lease differences in the adoption of residential solar**. 31st USAEE/IAEE North America Conference, Austin, TX, EUA. November 4-7, 2012. Disponível em: <<http://www.usaee.org/usaee2012/submissions/OnlineProceedings/120907,%20Economics%20of%20Decision-Making%20in%20Residential%20PV,%20Rai%20&%20Sigrin,%20USAEE,%20Nov-12.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2016

RAIMUNDINI, S.L.; BORESTEIN, D. **Modelagem em dinâmica de sistemas para o mercado de carbono: Análise das etapas de concepção do modelo para projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo**. 2012. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENEGEP2012_TN_STO_162_946_20509.pdf>. Acesso em: 22 mar. 2016.

ROBINSON, A. *et al.* **GIS-Integrated Agent-Based Model of Residential Solar PV Diffusion**. 2013. Disponível em: <http://www.usaee.org/usaee2013/submissions/OnlineProceedings/GIS_integrated_ABM_5302013.pdf>. Acesso em: 18 abr. 2016.

ROGERS, E. M. **Diffusion of innovations**. 5th ed. New York: Free Press, 2003. ISBN 9780743222099

ROJASRIVERO, D.; PERDOMO, A.; BARÓN, N. **Teoría General de Sistemas**. 2014. Disponível em: <<http://tgs7233.galeon.com/dinamica.htm>>. Acesso em: 22 mar. 2016.

SALEH M.; et al. A comprehensive analytical approach for policy analysis of system dynamics models, **European Journal of Operational Research**, vol. 203, pp. 673-683, 2010.

SANCHES, S.L.R. **Modelo baseado em dinâmica de sistemas para demanda de créditos de carbono**. 2013. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/79633>>. Acesso em: 20 fev. 2016.

SANTOS, L. L. C.; et al. Mapping of Energetic Potential in Southern Brazil to Insertion of DG in Distribution Systems. **EEE PES Conference on Innovative SMART GRID Technologies**. 2015.

SATCHWELL, A.; MILLS, A.; BARBOSE, G. Quantifying the financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers. **Energy Policy**, [S. l.], v. 85, p. 115-125, jun. 2015.

SAUTER, R.; WATSON, J. Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance. **Energy Policy**, [S. l.], v. 35, n. 5, p. 2770-2779, jan. 2007.

SCARPA, R.; WILLIS, K. Willingness-to-pay for renewable energy: primary and discretionary choice of British households' for micro-generation technologies. **Energy Economics**. v. 32, p. 129-136. jun. 2010.

SCHUCH, G. B. **Um modelo para estudos da demanda de energia elétrica em ambiente competitivo**. 2000. 186p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

SENADO FEDERAL. **Projeto de Lei do Senado Nº. 371, 2015. 2015**. Disponível em: <<http://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/121833>>. Acesso em: 20 mar. 2016.

SENGE, Peter M. **A quinta disciplina – arte, teoria e prática da organização de aprendizagem**. 29ª Ed. São Paulo: Best Seller, 2013. ISBN 9788576847144.

SILVA, R.M.; BELDERRAIN, M.C.N. **Considerações sobre análise de sensibilidade em análise de decisão**. 2005. Disponível em: <<http://www.bibl.ita.br/xencita/Artigos/63.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2016.

SRINIVASAN, V.; MASON, C. Nonlinear least squares estimation of new product diffusion models. **Marketing Science**, v. 5, n. 2, p. 169-178, 1986. ISSN 0732-2399.

STERMAN, J. D. **Business dynamics: system thinking and modeling for a complex world**. Boston: McGrawHill, 2000. ISBN 978-0072389159.

THEVENARD, D.; PELLAND, S. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. **Solar Energy**, v. 91, p. 432-445, mai. 2013.

VIANA, T. S. *et al.* Sistema fotovoltaico de 2 kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação. In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES. São Paulo, SP.: [s.n.], 2012. p. 6.

VILLALVA, M.G.; GAZOLI, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 1ª Ed. São Paulo: Érica, 2012. ISBN 978-85-365-0416-2.

WALTERS, R.; WALSH, P. R. Examining the financial performance of micro-generation wind projects and the subsidy effect of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom. **Energy Policy**, [S. l.], v. 39, p. 5167-5181, jun. 2011.

WATSON, J. *et al.* Domestic micro-generation: Economic, regulatory and policy issues for the UK. **Energy Policy**, [S. l.], v. 36, p. 3095-3106, jun. 2008.

WILLIS, K.; SCARPA, R.; GILROY, R.; HAMZA, N. Renewable energy adoption in an ageing population: heterogeneity in preferences for micro-generation technology adoption. **Energy Policy**. v.39, p. 6021–6029. jul. 2011.

WRIGHT, M.; CHARIETT, D. New product diffusion models in marketing: an assessment of two approaches. **Marketing Bulletin**, v. 6, p. 32-41, 1995.

YAMAGUCHI, Y. *et al.* Prediction of photovoltaic and solar water heater diffusion and evaluation of promotion policies on the basis of consumers' choices. **Applied Energy**, v. 102, p. 1148–1159. fev. 2013

YANG, C. Reconsidering solar grid parity. **Energy Policy**, v. 38, n. 7, p. 3270-3273, 2010.

YU, C.; SARK, W. van; ALSEMA, E. Unraveling the photovoltaic technology learning curve by incorporation of input price changes and scale effects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 1, p. 324-337, jan. 2011.

ZILLES, R. *et al.* Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica. 1ªEd. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. ISBN 9788579750526.

ZHAI, P.; WILLIAMS, E. Analyzing consumer acceptance of photovoltaics (PV) using fuzzy logic model. **Renewable Energy**, v. 41, n. 1, p. 350-357, 2012.

ZHAO, J. *et al.* Hybrid agent-based simulation for policy evaluation of solar power generation systems. *Simulation Modelling Practice and Theory*, v. 9, n. 10, p. 2189-2205, 2011.

ANEXO A – ASPECTOS REGULATÓRIOS

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por três grandes fases na projeção de mercado. Na primeira fase (até o final da década de 70) a metodologia de projeção tinha um enfoque predominantemente determinístico. Esta metodologia seguia a portaria 760 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), na qual se identificava as premissas básicas de mercado (cenários para o comportamento do Produto Interno Bruto e cenários para o consumo de energia elétrica), realizava-se a coleta e análise de dados (série histórica anual, informação sobre autoprodutores e grandes consumidores) e devia-se realizar a pesquisa de campo (consumidores existentes e consumidores potenciais). Assim era feita uma projeção por classe de consumo, além de uma abordagem extrapolativa e determinística.

Na segunda fase (década de 80 até o final da década de 90) tinha-se um enfoque predominante de incertezas. Aqui se começa a adotar o método dos multi-cenários, na qual esta técnica preza pela relevância, identidade, coerência, plausibilidade e transparência. O processo de criação passa por identificar as principais variáveis para se construir um possível cenário.

Na terceira fase (a partir do final da década de 90) tinha-se um enfoque emergente do mercado competitivo. Nesta fase os métodos englobam aspectos técnicos e estratégicos, fazendo-se necessário a criação de cenários de demanda e de projeções de mercado. São criados modelos macroeconômicos do planejamento da demanda setorial (modelos tradicionais) e modelos microeconômicos do planejamento de demanda empresarial (modelos dinâmicos).

Neste novo ambiente setorial, as projeções do mercado consumidor tornam-se cada vez mais importantes e necessárias para o planejamento, seja ele da geração, transmissão, distribuição, operação e gestão financeira (CASTELO BRANCO, 2003).

Com a publicação da RN 482, não houve a necessidade alteração destas metodologias visto que o montante de energia gerada e injetada na rede de distribuição é, em um primeiro momento, insignificante. Porém, com o inevitável aumento das fontes de micro e minigeração, é imperativo que o mercado tenha ferramentas capazes de avaliar os aspectos relacionados à possibilidade de inserção dessas fontes pelos consumidores a fim de refletir os efeitos sobre os aspectos técnicos, econômicos, políticos e ambientais.

Até o ano de 2015, a energia gerada por fontes de micro e minigeração fotovoltaica em todo o Brasil é de cerca de 10 MWp (ANEEL, 2016). Segundo (EPE, 2014) é estimado uma geração de 148 GWh em 2019 e 1.593 GWh em 2024, o que equivale a 182 MW médio neste

último ano. Ainda, neste período, verifica-se um aumento de mais de 1000% com tendência de aumento para os próximos anos. Portanto, os agentes de mercados deverão estar preparados para avaliar o impacto dessas fontes sobre seus planejamentos técnicos, estratégicos e econômicos.

No Brasil, os sistemas fotovoltaicos enquadrados como sistemas de micro e minigeração, são regulamentados pela RN 687, e devem atender aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Módulo 3, e às normas de acesso das distribuidoras locais (PINHO; GALDINO, 2014). O procedimento de conexão ao sistema de distribuição sofreu novas e importantes alterações com esta resolução. Na Tabela A.1 são exemplificadas as revisões referentes ao acesso ao sistema de distribuição.

Tabela A.1 Acesso ao sistema de distribuição

PRODIST Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição				
Revisão		Motivo de Revisão	Instrumento de aprovação da ANEEL	Data de Vigência
X	0	Primeira Versão aprovada (após realização da AP 014/2008)	RN 345/2008	De 31/12/2008 a 31/12/2009
X	1	Revisão 1 (após realização da AP 033/2009)	RN 395/2009	De 01/01/2010 a 31/12/2010
X	2	Revisão 2 (após realização da AP 046/2010)	RN 424/2010	De 01/01/2011 a 11/04/2011
X	3	Revisão 3 (após realização da CP 09/2010)	RN 432/2011	De 12/04/2011 a 18/04/2012
X	4	Revisão 4 (após realização da AP 42/2011)	RN 482/2012	De 19/04/2012 a 13/12/2012
X	5	Revisão 5 (após realização da AP 100/2012)	RN 517/2012	De 14/12/2012 a 29/02/2016
V	6	Revisão 6 (após realização da AP 26/2015)	RN 687/2015	01/30/2016

Fonte: ANEEL (2016a).

Em abril de 2012, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa N°. 481 (RN 481) (ANEEL, 2012a) que ampliou, para o caso da energia solar, a redução do desconto das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (ou distribuição) de 50% para 80% nos dez primeiros anos de operação, regressando ao patamar de 50% de desconto nos anos subsequentes (ABINEE, 2012). Os principais documentos relacionados à micro e minigeração estão compilados na Tabela A.2, que ressalta os pontos capitais de cada normativa.

Tabela A.2 Principais documentos referentes à micro e minigeração

Documento	Objetivo	Aspectos relevantes ao modelo proposto
PRODIST Módulo 3 Acesso ao sistema de distribuição	Definição dos critérios para conexão à rede de distribuição.	Definição dos equipamentos necessários conforme a potência instalada. Define os procedimentos aplicáveis ao controle, operação e manutenção das conexões.
Resolução Normativa N°. 77/2004	Redução das tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja menor ou igual a 30MW.	Estabelece o tempo de vigência e os descontos superiores a 50% nas Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).
Resolução Normativa N°. 414/2010	Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada.	Modalidade tarifária horária branca estabelece diferentes valores de tarifa para postos tarifários. Definição do horário de ponta é de responsabilidade da distribuidora.
Resolução Normativa N°. 502/2012	Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B.	Nenhuma condição significativa.
Resolução Normativa N°. 481/2012	Retificação da REN n° 77. Estabelece uma nova redução na TUST e TUSD.	Estabelece o desconto de 80% na TUST e TUSD para os empreendimentos que entrarem em operação até dezembro de 2017. Após 10 anos de operação o desconto será reduzido para 50%. Os empreendimentos que entrarem após 2017 receberam o desconto de 50% na TUST e TUSD.
Resolução Normativa N°. 482/2012	Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e ao sistema de compensação de energia elétrica.	Define micro e minigeração distribuída com base na potência instalada e estipula um sistema de compensação de energia através de créditos (<i>net-metering</i>). Determina que o custo de adequação da medição são de responsabilidade da parte interessada.
Resolução Normativa N°. 547/2013	Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.	Aplicação de bandeiras tarifárias e data de início para sua vigência.

Continuação da Tabela A.2		
Documento	Objetivo	Aspectos relevantes ao modelo proposto
Convênio ICMS 6/2013	Estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a RN 482, da ANEEL.	Orienta a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia gerada pelo prosumidor.
Convênio ICMS 16/2015	Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a RN 482	Orienta a cobrança de ICMS apenas sobre a diferença líquida entre a energia consumida e a energia gerada
Projeto de Lei do Senado N°. 371/2015	Altera a Lei n° 8.036, de 11 de maio de 1990, para permitir o uso de recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) na aquisição e na instalação de equipamentos destinados à geração própria de energia elétrica em residências.	Permite utilizar o FGTS para instalar a micro ou minigeração. Para fazer uso desse benefício, o interessado precisa comprovar pelo menos três anos com carteira assinada. A unidade consumidora (UC) em que os equipamentos serão instalados tem de ser do beneficiado.
Resolução Normativa N°. 517/2012 e Resolução Normativa N°. 687/2015	Retificação da RN 482.	Aprimoramento nos textos referentes a classificação da micro e minigeração, ao sistema de compensação de energia e os custos referentes aos sistemas medidores.

Fonte: Adaptado de Faria (2014).

A.1 A RN 482 E SUAS ATUALIZAÇÕES

A microgeração distribuída é definida na RN 482 (ANEEL, 2012b) e retificada pela Resolução Normativa N°.687 (RN 687) (ANEEL, 2015) como a central geradora de energia elétrica, com potência instalada igual ou inferior a 75 kW para as fontes de energia hídricas,

solares, biomassa, eólica e cogeração qualificada conectada a rede de distribuição por meio das instalações de unidades consumidoras. A minigeração distribuída é definida pela potência instalada superior a 75 kW e inferior a 3 MW para fontes hídricas, e superior a 75 kW e inferior a 5 MW para fontes que utilizem como base a energia solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Portanto, esta resolução cria a figura do consumidor/gerador. O Consumidor/Gerador vem sendo chamado de “prosumidor” (do termo em língua inglesa “prosumer”). Portanto, o prosumidor é quem consome energia elétrica da rede de distribuição e possui a capacidade de produzir e injetar nessa rede a energia gerada, recebendo em troca créditos de energia ativa. Com respeito ao sistema de compensação, a RN 687 (ANEEL, 2015) substituiu a redação original da RN 482 (ANEEL, 2012b), e definiu-o como sendo o sistema no qual a energia ativa, injetada por meio de unidades consumidoras com micro ou minigeração, é cedida à empresa distribuidora da área de concessão da UC por meio de empréstimo gratuito, para posterior compensação do consumo de energia elétrica ativa dessa mesma UC ou de outras unidades consumidoras, cujo titular possua o mesmo Cadastro de Pessoas Físicas (CPF) ou Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) em um prazo máximo de 60 meses. Esse sistema de compensação foi inspirado na Nota Técnica 0004/2011 (ANEEL, 2011), na qual foi definido o sistema *net-metering* por depender apenas da avaliação da ANEEL, não envolvendo a circulação de moeda, excluindo assim, a ação da Receita Federal.

Há, ainda, os seguintes fatores a destacar na RN 482 (ANEEL, 2012b), na RN 517 (ANEEL, 2012d) e RN 687 (ANEEL, 2015).

- a) Não há a necessidade de assinatura de contratos de uso e conexão entre o micro e minigerador e a distribuidora. É suficiente a celebração de Acordo Operativo;
- b) Os custos de eventuais ampliações ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração ou minigeração distribuída participante do sistema de compensação de energia elétrica não deverão fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora (ANEEL, 2012d);
- c) A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais (ANEEL, 2012d);

- d) Deverá ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso (ANEEL, 2012d);
- e) Caso existam postos tarifários e a energia ativa injetada em um determinado posto tarifário seja superior à consumida, a diferença deverá ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, devendo ser observada a relação entre os valores das tarifas de energia (ANEEL, 2012b);
- f) Para a microgeração, a distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para o acessante, porém para a minigeração esse custo é de responsabilidade do acessante (ANEEL, 2015).

ANEXO B – EVOLUÇÃO DAS POLÍTICAS FOTOVOLTAICAS

Este anexo objetiva descrever a evolução temporal das políticas nacionais e internacionais relacionadas à energia fotovoltaica. Dessa forma, busca-se identificar os incentivos governamentais e as ações de empresas privadas que têm impacto relevante na implementação das fontes fotovoltaicas.

Neste sentido, procura-se compreender o tratamento e o dinamismo do mercado em relação às políticas adotadas de forma a verificar o rumo do novo mercado de micro e minigeração fotovoltaica conectada à rede, enfatizando políticas internacionais que impulsionaram este mercado e identificando as políticas a serem implementadas na construção de cenários. Ainda, são expostos os diversos sistemas de compensações utilizados no sistema brasileiro. Conclui-se o capítulo realizando-se uma comparação entre a regulamentação atual do mercado brasileiro com o caso de sucesso na expansão do mercado fotovoltaico da Alemanha, verificando assim, quais são os incentivos que podem ser utilizados no cenário brasileiro.

B.1 HISTÓRICO DAS POLÍTICAS BRASILEIRAS

A “Lei da Informática”, instituída em 1991, estabelecia barreiras alfandegárias à importação de equipamentos de informática com o intuito de desenvolver a indústria nacional. Os equipamentos fotovoltaicos por empregarem silício monocristalino nas células solares também estavam protegidos por esta legislação. No campo fotovoltaico, a Lei da Informática propiciou a instalação de somente uma empresa (a Heliodinâmica) que produzia lingotes de silício monocristalino, células e módulos fotovoltaicos com aplicação em sistemas isolados (ABINEE, 2012). Em 1992, houve uma alteração no conceito desta lei na qual passou a se admitir a atuação de empresas internacionais no mercado nacional.

Em 1994, o Programa Luz para Todos, através do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios abre licitações para a implementação de sistemas fotovoltaicos em localidades onde há a inviabilidade econômica de se fazer redes de distribuição. A metodologia adotada na época não permitiu uma inserção tecnológica sustentável, de modo que não se logrou êxito no amadurecimento dessa alternativa de geração (MME, 2009). Por deficiência no desenvolvimento da indústria brasileira, esta licitação, que apresentou a instalação de 2046 sistemas fotovoltaicos segundo o Relatório da Administração da Eletrobrás de 2009, teve de abranger a indústria internacional.

Em 1994 foi criado o Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) cujas atividades destinam-se à divulgação de informações, edição de publicações, realização de cursos e manutenção da biblioteca especializada. Dessa forma, este centro é um apoio aos programas do governo federal e um instrumento para a difusão do conhecimento relacionado a estas energias.

Apesar da primeira instalação fotovoltaica ligada à rede ser de 1995, utilizando inversor nacional, o número de instalações de sistemas fotovoltaicos operando como unidades de geração distribuída em paralelo com a rede elétrica de baixa tensão é ainda muito pequeno e pouco expressivo em termos de capacidade. A usina de Tauá, da MPX, com 1 MW, é a maior instalação no Brasil (atualmente sendo duplicada) e as demais instalações, acumulam cerca de 750 kW (ABINEE, 2012).

A ANEEL publicou em agosto de 2011, através da chamada N°. 013/2011 denominada de “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira” os objetivos aos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento aplicados às empresas concessionárias de distribuição e geração de energia. Dentre estes se podem destacar a intenção em viabilizar economicamente a produção e instalação da geração solar fotovoltaica para que se torne competitiva frente às demais, além de fomentar a cadeia produtiva da indústria e os serviços com a nacionalização da tecnologia empregada. Segundo este mesmo documento há descrito que se deve propor e justificar aperfeiçoamentos regulatórios e/ou desonerações tributárias que favoreçam a viabilidade econômica da geração solar fotovoltaica, assim como o aumento da segurança e da confiabilidade do suprimento de energia.

Tendo em vista estes avanços, foi criado, através do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), o Grupo de Trabalho de Sistemas Fotovoltaicos que tem por objetivo estabelecer os requisitos para a etiquetagem dos componentes utilizados em sistemas fotovoltaicos. O documento que rege estes critérios foi publicado pela Portaria INMETRO n°4/2011 e é intitulado “Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica”.

Tendo em vista a necessidade de aprimoramento das normas que regulamentam a atividade, foram criadas com base nas normas *International Electrotechnical Commission* a NBR 16149 Sistemas Fotovoltaicos – características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição e a NBR 16150 Sistemas Fotovoltaicos – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – procedimentos de ensaio de conformidade.

Apesar destes avanços, Pinho e Galdino (2014) afirmam que o custo de geração do sistema fotovoltaico ainda não é competitivo, o investimento para instalações residências ainda é elevado, as distribuidoras mostram restrições à micro e minigeração por receio de perda de mercado, há falta de políticas específicas de financiamentos e de modelos de comercialização e, finalmente, os consumidores têm pouco conhecimento sobre a fonte fotovoltaica como opção de geração de energia elétrica.

O 6º Leilão de Energia de Reserva, realizado pela ANEEL em 2014, foi o primeiro leilão em que as fontes solares participaram como produto exclusivo, não competindo com projetos de outras fontes. A realização de leilões específicos para energia fotovoltaica, como instrumento de política energética e industrial, a exemplo do que ocorreu com a energia eólica, era uma expectativa da indústria nacional como incentivo à fabricação dos equipamentos em maior escala, com consequente redução dos custos e aumento de competitividade da tecnologia (CRUZ, 2015).

Atualmente, têm-se diversos incentivos a fim de desenvolver técnica e economicamente o mercado de geração fotovoltaica. Nas subseções a seguir são listados os principais benefícios e seus objetivos.

B.1.1 Fundo Solar – Instituto Ideal

Iniciativa do Instituto Ideal em parceria com o *Grüner Strom Label* (GSL: Selo de Eletricidade Verde na Alemanha) que provem recursos para incentivar a microgeração distribuída no Brasil através do apoio financeiro a consumidores residenciais e empresários para a instalação de geradores fotovoltaicos com até 5 kW de potência (CRUZ, 2015).

Segundo o Fundo Solar (AMÉRICA DO SOL, 2015), o valor do apoio financeiro varia caso a caso, dependendo do local da instalação do microgerador e do custo total do investimento. Nessa avaliação são verificados os aspectos relacionados à tarifa de energia elétrica vigente e o nível de radiação solar.

Além desse projeto, o Instituto Ideal promoveu o Projeto “50 Telhados”, no qual se o objetivo era divulgar a geração distribuída com a instalação de 50 telhados de 2 kWp em todo o Brasil, num prazo máximo de dois anos.

B.1.2 Incentivos através da Lei Nº 12.350

A lei Nº 12.350 de 20 de Dezembro de 2010, dispõe sobre medidas tributárias referentes à realização, no Brasil, da Copa das Confederações em 2013 e da Copa do Mundo

em 2014, ambas organizadas pela Federação Internacional de Futebol, na qual promove a desoneração tributária de subvenções governamentais destinadas ao fomento das atividades de pesquisa tecnológica e desenvolvimento de inovação tecnológica nas empresas. Na Seção IV desta Lei está definido o regime especial de tributação para construção, ampliação, reforma ou modernização de estádios de Futebol. Desta forma, esta lei suspendeu o Imposto de Importação (II), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) o que possibilitou a redução da carga tributária dos módulos fotovoltaicos de 27,64% para 6,4% e de inversores de 80,77% para 28,19% (CRUZ, 2015).

B.1.3 Fundo Clima

O objetivo desse programa é apoiar a implantação de empreendimentos, a aquisição de máquinas e equipamentos e o desenvolvimento tecnológico relacionado à redução de emissões de gases do efeito estufa e à adaptação às mudanças do clima e aos seus efeitos. Na área de energias renováveis o Fundo Clima atua no apoio a investimentos em geração e distribuição local de energia renovável a partir do uso de biomassa, exceto cana-de-açúcar, da captura da radiação solar, dos oceanos e da energia eólica no caso de sistemas isolados; e investimentos em atividades voltadas para o desenvolvimento tecnológico dos setores de energia solar, dos oceanos, energia eólica e da biomassa, bem como para o desenvolvimento da cadeia produtiva dos setores de energia solar e dos oceanos (BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO, 2016a).

B.1.4 Plano Inova Energia

O Plano de Ação Conjunta Inova Energia é uma iniciativa destinada à coordenação das ações de fomento à inovação e ao aprimoramento da integração dos instrumentos de apoio disponibilizados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES), pela ANEEL, e pela Financiadora de Estudos e Projetos. Esse programa tem como finalidade apoiar o desenvolvimento e a difusão de dispositivos eletrônicos, microeletrônicos, sistemas, soluções integradas e padrões para implementação de redes elétricas inteligentes (*smart grids*) no Brasil, além de fomentar as empresas brasileiras no desenvolvimento e domínio tecnológico das cadeias produtivas das seguintes energias renováveis alternativas: solar fotovoltaica, termo solar e eólica para geração de energia elétrica (BNDES, 2016b). Segundo (EPE, 2014c), serão disponibilizados 3 bilhões de reais para o período entre 2013 e 2016.

B.1.5 Incentivos Fiscais

A Tabela B.1 apresenta os incentivos fiscais levantados pela Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (2012).

Tabela B.1 Incentivos fiscais nos estados brasileiros

Estado	Incentivo
Rio Grande do Norte	Isenção de 75% a 100% para a produção de equipamentos relacionados à geração de energia elétrica por fontes fotovoltaica e eólica.
Pernambuco	Crédito de até 10% do valor do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) para importador atacadista
Ceará	Instituiu o Fundo de Incentivo à energia solar, com o objetivo de subsidiar a compensação do sobre preço do custo da energia.
Amazonas	Há a possibilidade de obtenção de incentivos e isenções para linhas de montagem industriais destinadas a fabricação de equipamentos. Dentro os recursos pode-se destacar a isenção do II na aquisição da mercadoria estrangeira destinada a consumo ou industrialização, redução do IPI na venda para o mercado nacional e alíquota diferenciada de PIS e COFINS na venda de mercadoria ao mercado nacional.

B.1.6 Demais opções de Financiamento

Em paralelo, a geração distribuída foi incluída no cartão BNDES, produto que, baseado no conceito de cartão de crédito, visa financiar os investimentos de micro, pequenas e médias empresas com crédito pré-aprovado (CRUZ, 2015).

B.1.7 Conselho Nacional de Política Fazendária – Convênio ICMS 6

De acordo com a Segunda Cláusula emitida pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) no Convênio ICMS 6 (CONFAZ, 2013), a empresa distribuidora deverá emitir, mensalmente, a Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica, relativa à saída de energia elétrica com destino a consumidor, na condição de microgerador ou de minigerador, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, com as seguintes informações:

- a) O valor integral da operação, antes de qualquer compensação, correspondente à quantidade total de energia elétrica entregue ao destinatário, incluindo os valores e encargos inerentes à disponibilização da energia elétrica ao destinatário, cobrados em razão da conexão e do uso da rede de distribuição ou a qualquer outro título, ainda que devidos a

terceiros e o valor do ICMS próprio incidente sobre a operação, quando devido;

- b) Quando a operação estiver sujeita à cobrança do ICMS relativamente à saída da energia elétrica promovida pela empresa distribuidora, como base de cálculo, o valor integral da operação e o montante do ICMS incidente sobre o valor integral da operação, cujo destaque representa mera indicação para fins de controle;
- c) O valor correspondente à energia elétrica gerada pelo consumidor em qualquer dos seus domicílios ou estabelecimentos conectados à rede de distribuição operada pela empresa distribuidora e entregue a esta no mês de referência ou em meses anteriores, que for aproveitado, para fins de faturamento, como dedução do valor integral da operação até o limite deste, sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
- d) O valor total do documento fiscal cobrado do consumidor, o qual deverá corresponder ao valor integral da operação;
- e) Além disso, de forma orientativa, é indicado a cobrar o ICMS sobre o consumo bruto de eletricidade, antes de qualquer compensação da geração própria, porém cabe a cada estado brasileiro regular a incidência do ICMS.

B.1.8 Conselho Nacional de Política Fazendária – Convênio ICMS 16

Segundo a Primeira Cláusula do Convênio ICMS 6, ficam os Estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo autorizados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à Unidade Consumidora (UC), na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma UC com os créditos de energia ativa originada na própria UC no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra UC do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Entretanto, não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora (CONFAZ, 2015).

B.2 BREVE HISTÓRICO DAS POLÍTICAS MUNDIAIS

Esta seção objetiva apresentar os incentivos e aspectos regulatórios, bem como as políticas governamentais adotadas por outros países. Essas políticas são utilizadas para dar competitividade à energia fotovoltaica frente às demais fontes de geração de energia elétrica. Além disso, pretende-se avaliar o impacto dessas políticas sobre os respectivos mercados.

B.2.1 Tarifa Prêmio (*Feed-In Tariff*)

Este é um instrumento mundialmente utilizado para dar competitividade à energia gerada por fontes renováveis de energia com relação às demais. *Feed-in Tariff* ou Tarifa-Prêmio (TP) é um mecanismo ao qual o produtor recebe um preço superior por kWh em relação aos produtores de outras fontes não renováveis ao longo de um determinado período. As tarifas prêmio objetivam acelerar os investimentos em energias renováveis através de contratos de produção de eletricidade tipicamente baseados no custo de geração de cada tecnologia (ABINEE, 2012). Entretanto, a TP requer um esforço dos demais consumidores para suprir esse subsídio.

A TP é uma tendência mundial, sendo utilizada em mais de 50 países. Diversos países estão adotando esquemas mistos, que envolvem tarifas prêmio associadas a medidas de cotas de energia desejadas ou incentivos/subsídios ao mercado (ABINEE, 2012).

B.2.2 Quota Obligation

Neste caso, o governo institui o potencial que deverá ser produzido a partir das fontes de micro e minigeração. Assim, e com o objetivo de meta estabelecido pelo órgão regulador, o prosumidor não tem garantias de que poderá comercializar a energia excedente. Assim pode-se dizer que o *Quota Obligation* estabelece as demandas para as unidades consumidoras.

B.2.3 Net Metering

A *Net Metering* esta garantida na RN 482, a qual estipula que a energia gerada e injetada no sistema de distribuição tem um prazo de até 36 meses para ser consumida. Assim, o potencial desta instalação, do ponto de vista do prosumidor, é limitado à carga instalada.

Neste caso, ainda pode-se ressaltar, que não haverá penalidades para o prosumidor devido à intermitência na geração de energia elétrica.

B.2.4 Histórico das Políticas Relacionadas à Energia Fotovoltaica na Alemanha

Até meados da década de 90, o sistema elétrico alemão era abastecido e dominado basicamente por usinas a carvão e usinas nucleares. Essas concessionárias faziam oposição a todas as formas de geração descentralizadas e de pequeno porte (MME, 2009).

Embora não houvesse aplicação para a energia solar fotovoltaica por não ter competitividade econômica, houve um grande avanço e desenvolvimento de diversos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, moldando assim, a base tecnológica. Em 1978 foi fundada a Associação das Indústrias de Energia Solar e, em 1977, no auge da controvérsia anti-nuclear, foi fundado o Instituto de Ecologia (*Öko-Institut*), para prover contra argumentações e propostas nas batalhas com o governo e concessionárias. Em 1986 surge a *Förderverein Solarenergie* que desenvolveu o conceito de “pagamento para cobertura de custo” para a eletricidade gerada por Fontes Renováveis de Energia (FRE) (MME, 2009).

Em meio ao acidente de Chernobyl, em 1986, e o relatório da Sociedade Alemã de Física avisando a iminente catástrofe climática em 1987, o governo alemão publica dois programas com o objetivo de formar o mercado das energias renováveis. O primeiro era referente à instalação de um potencial de 100 MW em energia eólica. A segunda medida foi o programa de 1.000 telhados solares fotovoltaicos. Além disso, a estrutura legal para tarifas do setor elétrico foi modificada de forma a permitir uma remuneração apropriada à energia elétrica gerada por FRE (MME, 2009).

Em 1990 é aprovada a regulamentação da inserção da energia gerada por fontes renováveis à rede elétrica. Conhecida como *Electricity Feed-in Law*, foi inicialmente discutida para Pequenas Centrais Hidroelétricas, sendo ampliada para as diversas fontes renováveis. A *Feed-in Law* obrigou as concessionárias a conectarem à rede geradores que utilizam FRE e a comprarem a energia gerada a uma tarifa-prêmio que, para eólica e fotovoltaica, chegava a 90% da tarifa média cobrada dos consumidores finais (MME, 2009). Quando as energias renováveis começaram a ser mais expressivas, as concessionárias iniciaram uma resposta no âmbito jurídico e político. Em 1997, a proposta do governo de reduzir as taxas de *feed-in* levou a passeatas e protestos públicos que uniram trabalhadores, fazendeiros e grupos ligados à igreja, além de associações de defesa do meio ambiente e do setor solar e eólico (MME, 2009). O governo não conseguiu aprovar a proposta e esta foi incluída no código de reforma do setor energético de 1997.

Com a perspectiva da aprovação do projeto desenvolvido pela Eurosolar para a construção de 100.000 telhados solares, foram criadas duas novas produtoras de células solares com previsão de início de operação em 1998. Em janeiro de 1999 o Programa 100 mil telhados solares foi iniciado (sua meta de 350 MWp é atingida em 2003), oferecendo também subsídios na forma de baixas taxas de juros aos investidores (MME, 2009).

Finalmente no ano de 2000, o código das fontes renováveis de energia foi aprovado, o qual adicionava uma base jurídica às tarifas *feed-in* (IER, 2014). As justificativas para o emprego desta foram diminuir os altos custos unitários e baixo volume de produção das FRE, incentivar a geração de energia sustentável e desafogar o orçamento do governo que mantinha o antigo sistema de subsídio. A partir deste código, a Alemanha se tornou a líder mundial em telhados solares. A instalação de novos sistemas fotovoltaicos caiu drasticamente na metade de 2003, pois a tarifa-prêmio paga pela energia gerada por tecnologia fotovoltaica já não se mostrava financeiramente atrativa para os investidores (MME, 2009).

Tendo em vista a reversão deste quadro, são lançadas medidas para a reformulação das tarifas. A Tabela B.2 mostra como foi abordada a reformulação da tarifa-prêmio para novamente incentivar os consumidores a implantar o sistema de geração fotovoltaico conectado a rede.

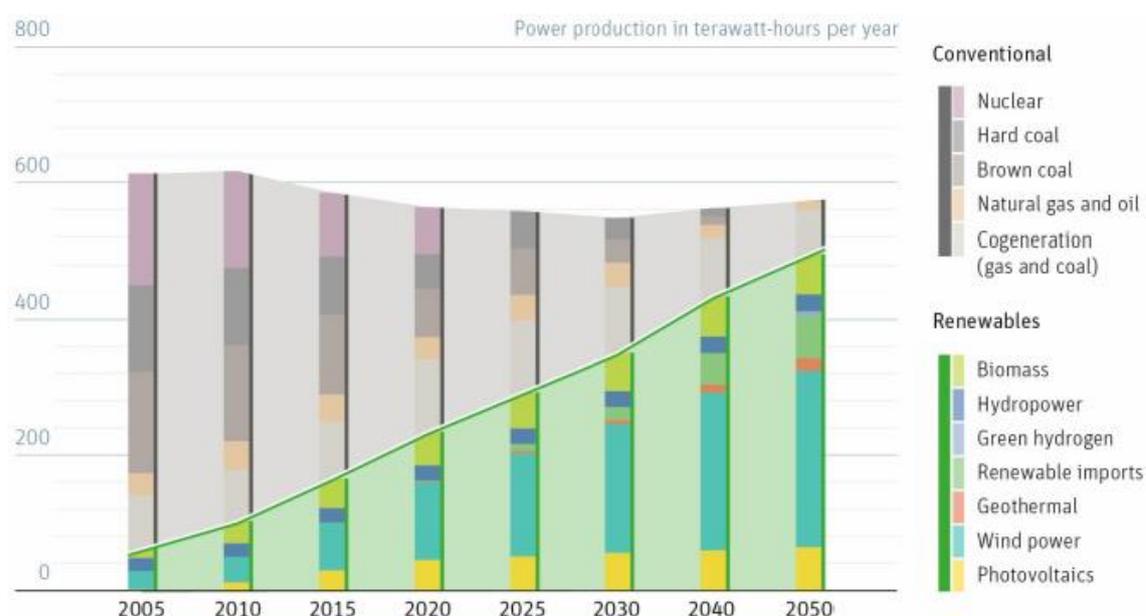
Tabela B.2 Tarifas-prêmio pagas na Alemanha (centavos de Euro por kWh gerado)

Ano de Entrada no programa	Potência Instalada			
	até 30kWp	>30kwp a 100kW	>100kWp até 1.000kWp	>1.000kWp
	Percentual de redução anual da tarifa-prêmio			
	-8% em 2009/2010, -9% a partir de 2011	-8% em 2009/2010, -9% a partir de 2011	-10% em 2009/2010, -9% a partir de 2011	-25% em 2009, -10% em 2010, -9% a partir de 2011
	Tarifa-prêmio (centavo de euro por kWh gerado)			
2008	46,75	44,87	43,99	43,99
2009	43,01	40,91	39,58	33,00
2010	39,57	37,64	35,62	29,70
2011	36,01	34,25	32,42	27,03
2012	32,77	31,17	29,50	24,59
2013	29,82	28,36	26,84	22,38
2014	27,13	25,81	24,43	20,37
2015	24,69	23,49	22,23	18,53

Fonte: MME (2009).

Uma década após a implementação do plano, o governo alemão traçou novas metas para tomar as tecnologias renováveis como principais fontes de suprimento energético da matriz alemã, tendo o ano de 2050 como prazo final para os objetivos a serem alcançados. Dentre os principais objetivos se destaca a procura cada vez maior da segurança energética e da proteção climática ao passo que buscavam promover o crescimento e a competitividade da indústria alemã (INTERNACIONAL ENERGY AGENCY, 2013). A meta é de que até 2050 a parcela das fontes renováveis no consumo final de eletricidade seja de 80% (INSTITUTE FOR ENERGY RESEARCH, 2014). A Figura B.1 apresenta o planejamento para substituir a geração de energia por fontes convencionais por fontes renováveis.

Figura B.1 Previsão de Geração de Eletricidade na Alemanha



Fonte: MORRIS; PEHNT (2012).

Após a adoção do mecanismo de tarifas prêmio, a Alemanha se tornou, rapidamente, um dos principais mercados para a indústria fotovoltaica no mundo (ABINEE, 2012). Durante o período de 2000 a 2009 o nível da TP era ajustado para baixo anualmente e, revisto a cada três ou quatro anos para incentivar a competitividade em relação a outras fontes de geração. Nessa fase, a Alemanha focada na ampliação da geração por fontes renováveis, estabeleceu uma concepção política de ajuste que exemplificou como uma manobra política pode alavancar um tipo de mercado (DEUTSCH BANK, 2012).

Durante o período de 2009 a 2011, houve um rápido declínio dos preços dos módulos solares, obrigando o governo alemão a reajustar rapidamente a TP, a fim de gerenciar o

volume de instalações fotovoltaicas. Entretanto, essa ação não foi suficiente, já que a queda dos custos dos sistemas fotovoltaicos foi ainda mais expressiva (FERRAZ, 2012).

A partir de 2012, com uma contínua queda nos preços de produção desses sistemas, a Alemanha alterou o seu programa de TP para perseguir objetivos além de simplesmente aumentar o volume de instalações anuais de energia renovável. Nesse cenário, o governo pretende ir diminuir mais significativamente os pagamentos da TP, colocando como teto para esse subsídio um limite máximo de 52GW instalados (DEUTSCH BANK, 2012). Em pesquisas recentes, o *Deutsche Bank Climate Change Advisors* concluiu que a TP tem se mostrado a política mais bem sucedida para alavancar uma rápida expansão.

Segundo (DIEKMANN *et al.*, 2012), as medidas que o governo pretende adotar são preocupantes. Se a revisão pretendida for adotada com sucesso, a meta prevista cai para 33 GW, um terço a menos do que o esperado há menos de 2 anos. O corte na TP é muito elevado, e adotar um sistema de redução da remuneração a taxas fixas é contra a dinâmica do mercado (FERRAZ, 2012). Dessa forma, o desafio do governo é encontrar um sistema em que haja uma penetração de solar fotovoltaico a um ritmo mais lento, que limite os custos do programa e conseqüentemente o impacto sobre a tarifa de eletricidade (DIEKMANN *et al.*, 2012).

O sucesso do programa de energia solar também gerou alguns problemas políticos. Estima-se que 1,4 milhão de prédios residenciais instalaram redes de painéis solares em seus tetos. Em consequência, o custo do sistema *feed-in-tariff* se expandiu e agora custa cerca de 18 bilhões de euros por ano (ISOMAKI, 2014).

A ampliação do mercado fotovoltaico tem permitido também a redução contínua no preço de sistemas fotovoltaicos, o que representou uma queda de quase 16% no custo dessa tecnologia entre junho de 2006 e dezembro de 2008 (MME, 2009). A opção da Alemanha pelo mecanismo com contratos longos e a adoção de regras claras para redução de preços pagos ao investidor foi fundamental para constituir o nível de estabilidade necessário para permitir o aumento do número de investimentos no setor (ABINEE, 2012).

A opinião pública compreendeu o aspecto mais importante da revolução energética. A Alemanha foi capaz de criar uma indústria de painéis fotovoltaicos que atrai a demanda – junto com Itália e Espanha – de grande parte do mundo, graças à redução de custos (ISOMAKI, 2014). Neste contexto otimista e com as indústrias consolidadas, o preço dos módulos fotovoltaicos foi reduzido em 50% entre os anos de 2007 e 2012. Esta redução está relacionada ao ganho de produção em larga escala e o desenvolvimento tecnológico possibilitado.

B.3 CONSIDERAÇÕES DO ANEXO

Concluindo, cabe ressaltar alguns aspectos relevantes sobre a regulamentação atual do Brasil com a regulamentação utilizada por vários outros países. Na Alemanha, para tornar competitiva as fontes fotovoltaicas, utilizou-se um incentivo na tarifa de energia elétrica (a Tarifa Prêmio), visto que o tempo de retorno do investimento era muito longo sem esse incentivo. Conforme houve a natural redução no preço dos equipamentos relacionados a instalação e o incremento dessas fontes na matriz energético, o governo reajustou gradualmente o valor da TP para que não houvesse uma descontrolada expansão.

No Brasil adotou-se o sistema *net-metering*, pois em vários estados a paridade tarifária já foi atingida. A atuação da política brasileira se dá principalmente na redução de impostos sobre os produtos, ou, em alguns estados, na retirada do ICMS sobre a energia injetada pelo prosumidor. Empresas do setor privado procuram incentivar a implementação de novas fontes com o objetivo de difundir essa tecnologia para os consumidores brasileiros.

Portanto, na medida em que as UC optem em implementar novas fontes de microgeração fotovoltaica, torna-se necessário ter modelos que sejam capaz de prever o movimento dos consumidores frente a situação atual do mercado e frente as diferentes políticas que possam ser implementadas. Com esse novo cenário de incerteza, as distribuidoras devem estar atentas à redução do seu faturamento devido à possível redução na venda de energia. Neste contexto, é de fundamental importância que existam modelos que possam representar o comportamento dinâmico frente a incertezas de origem comportamental dos consumidores.

ANEXO C – MODELO DE ROGERS E BASS

C.1 TEORIA DE DIFUSÃO DE INOVAÇÃO DE ROGERS

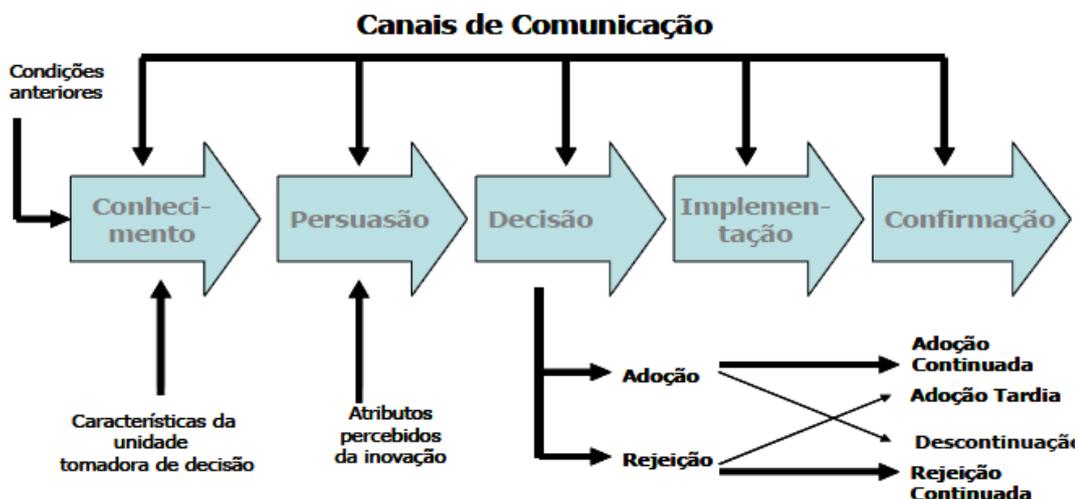
Segundo (ROGERS, 2003) a difusão é um tipo especial de comunicação preocupada com a propagação de mensagens que são percebidas como novas ideias. O fato de ser novidade significa que há um grau de incerteza caracterizado por falta de informação (LIMA, 2011). Desta forma, a obtenção da informação diminui o grau de incerteza envolvido, principalmente no caso em que há uma escolha dentre uma série de alternativas (ROGERS, 2003). Segundo Rogers (2003), se difusão é o processo pelo qual uma inovação é comunicada através de certos canais ao longo do tempo dentre os membros de um sistema social, os principais elementos que o constituem são as características de inovação em si; os canais de comunicação que falam sobre ela; o período de tempo em que a difusão ocorre; e o sistema social em que a difusão ocorre.

A tomada de decisão que um cidadão precisa adotar frente a uma inovação em relação às demais opções já consolidadas, é que há uma novidade no objeto da decisão e uma incerteza associada. O processo de decisão sobre uma inovação é uma atividade de busca e processamento de informações, para reduzir a incerteza sobre vantagens e desvantagens da inovação (LIMA, 2011). O modelo de Rogers supõe um processo de decisão de inovação baseado em cinco etapas:

- a) Conhecimento: Exposição à existência da novidade e entendimento de como funciona;
- b) Persuasão: Formação de atitude favorável ou desfavorável perante a inovação;
- c) Decisão Engajamento em atividades que levam à escolha de adoção ou rejeição;
- d) Implementação: Colocação de inovação em uso;
- e) Confirmação: Busca de reforço da decisão de inovação já feita e que pode ser revertida.

A Figura C.1 apresenta o modelo de cinco estágios no processo de decisão sobre uma inovação.

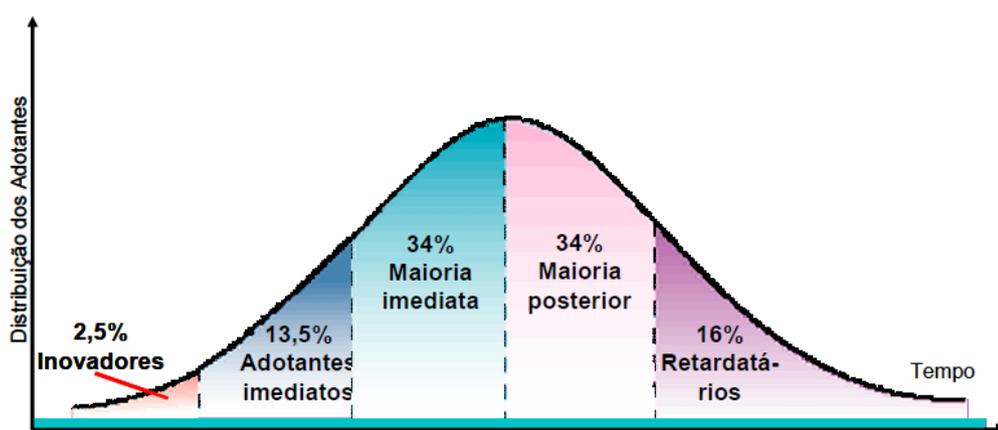
Figura C.1 Modelo de cinco estágios no processo de decisão sobre uma inovação



Fonte: ROGERS (2003).

Quanto ao processo de adoção das novidades, Rogers (2003) classifica os indivíduos em categorias de adotantes, de acordo com o grau de inovatividade de cada um. As cinco categorias propostas por Rogers são os inovadores, adotantes imediatos, maioria imediata, maioria posterior e retardatários, conforme mostra a Figura C.2. Em geral, indivíduos inovadores tendem a ter maior educação formal e mobilidade social ascendente do que os retardatários (LIMA, 2011). Rogers indica que riqueza e inovatividade estão fortemente correlacionadas, embora não ofereçam uma explicação completa do comportamento inovador.

Figura C.2 Sequência e proporção das categorias de adotantes entre a população que eventualmente adotaria a ideia

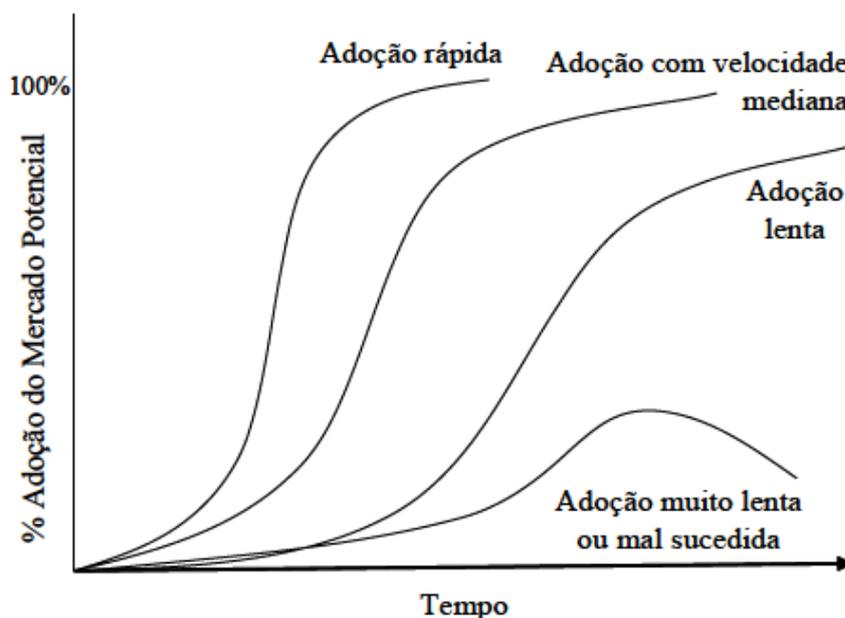


Fonte: ROGERS (2003).

A evolução do processo para uma inovação bem sucedida, segundo Rogers, se dá através de uma função logística (curva S), que pode estar relacionada à vida útil de um produto, quando considerado o montante acumulado de adotantes ao longo do período. A

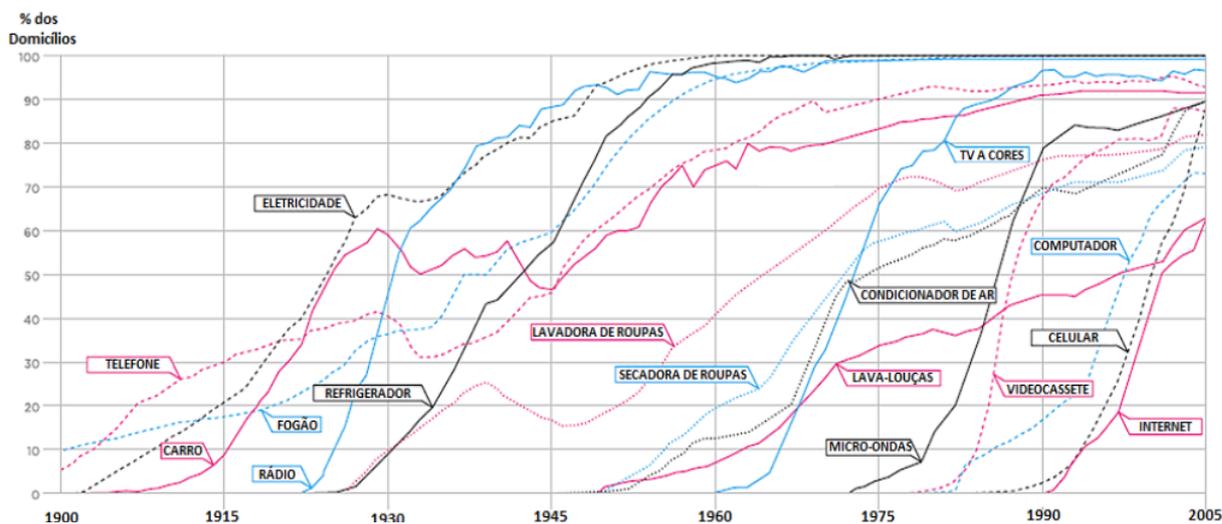
Figura C.3 apresenta diversos tipos de inclinação para a curva S. A Figura D.4 mostra o comportamento de difusão de certas tecnologias.

Figura C.3 Curvas de difusão com diferentes velocidades



Fonte: (LIMA, 2011)

Figura C.4 Curvas de difusão de diferentes produtos nos Estados Unidos



Fonte: Adaptado de COX; ALM (2008)

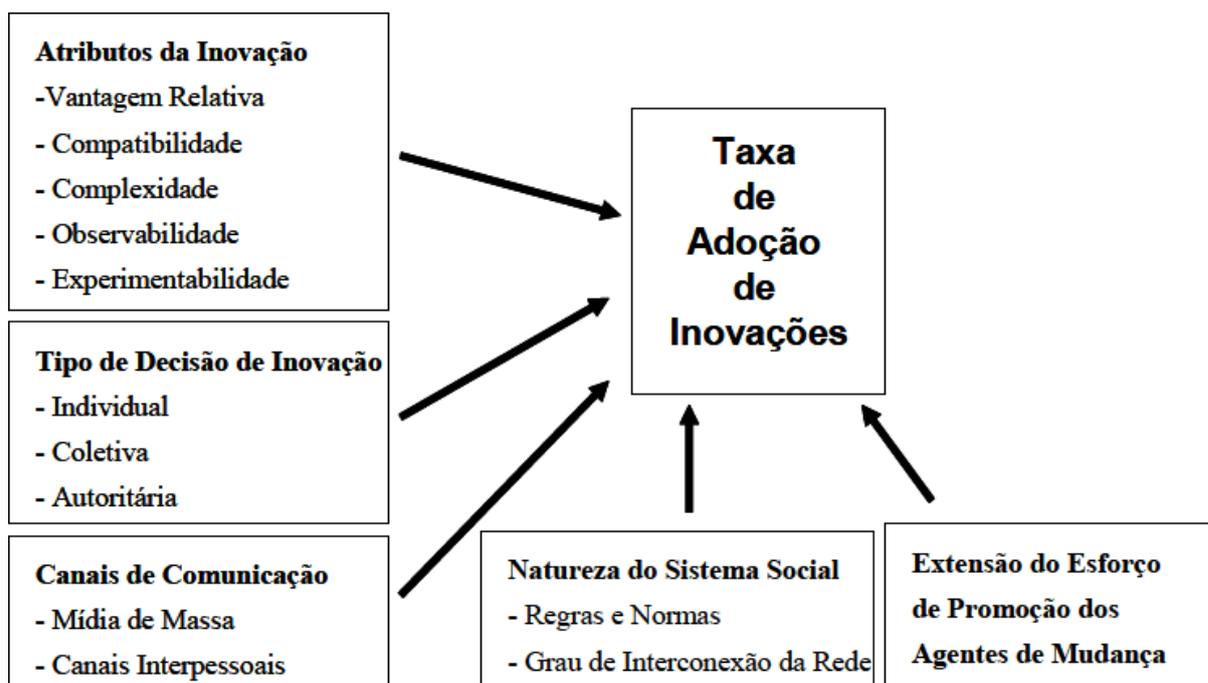
A Equação C.1, conforme definido em (STERMAN, 2000) define o comportamento de uma Curva S.

$$P(t) = \frac{C}{1 + e^{-g(t-h)}} \quad (C.1)$$

Onde: $P(t)$ é da curva S no instante t , C é o valor máximo assumido pela curva S, g é a declividade da curva S, t é o instante de tempo representado e h é o valor no ponto médio da curva S.

Segundo Rogers (2003), a vantagem relativa, compatibilidade, complexidade, observabilidade e experimentabilidade respondem por 49% a 87% da variância da taxa de adoção de inovações. Além dessas, o tipo de decisão de inovação a natureza dos canais de comunicação, a natureza do sistema social e a extensão do esforço de promoção dos agentes de mudança são outros fatores que estão associados à adoção de inovações. O modelo de Rogers em relação às variáveis que determinam a taxa de adoção de uma inovação é apresentado na Figura C.5.

Figura C.5 Modelo de Rogers para as variáveis determinantes da taxa de adoção de Inovações



Fonte: ROGERS (2003).

Para Rogers, são as percepções dos atributos por parte dos indivíduos que afetam a taxa de adoção e não os atributos classificados objetivamente por especialistas ou agentes de mudança. Os atributos descritos por Rogers estão apresentados nos itens a seguir:

- a) Vantagem relativa: Refere-se à vantagem percebida com a inovação. Segundo Rogers, um das principais vantagens esta relacionada a fatores econômicos, ou seja, lucratividade econômica adicional esperada ou

relação direta custo/benefício. Adicionalmente, a vantagem relativa de uma inovação pode ser aumentada por meio de incentivos por parte dos agentes de mudança (LIMA, 2011). Outros aspectos importantes a se destacar são os aspectos sociais, conveniência, imediatismo da recompensa e satisfação.

- b) **Compatibilidade:** Ostlund (1974) cita fatores ligados a autoconceito, membros da família e hábitos pré-existentes. Refere-se à percepção da inovação relacionada à crença, valores, experiências passadas e necessidades dos adotantes potenciais (LIMA, 2011).
- c) **Complexidade:** Segundo Rogers, quanto mais fáceis de compreender as inovações, mais rápidas elas se difundem. Davis (1989) desenvolveu o conceito de facilidade de uso, definido como o grau pelo qual uma pessoa acredita que usar um sistema particular seria livre de esforço, um conceito inverso e com resultados inversos aos de complexidade, mas com significado similar (MOORE; BENSABAT, 1991).
- d) **Experimentabilidade:** Refere-se a quanto uma inovação pode ser experimentada em base limitada e ser divisível, isto é, feita em partes. A experimentação pessoal pode reduzir a incerteza sobre uma ideia (LIMA, 2011).
- e) **Observabilidade:** Segundo (DUPAGNE; DRISCOLL, 2009), um alto grau de observabilidade indica que os indivíduos podem não só ter a oportunidade de observar o uso de uma inovação, mas também de comunicar a informação para outros. Refere-se a quanto os resultados da inovação são visíveis e comunicáveis para os outros (LIMA, 2011).

C.2 MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO POR BASS

Para que um novo produto ou tecnologia se torne economicamente viável, é necessário um profundo conhecimento não apenas dos processos de desenvolvimento técnico, mas também de seus estágios de penetração e difusão nos mercados consumidores (ROGERS, 2003). O principal modelo utilizado a utilizar esta abordagem é o modelo de Frank Bass (1969). O modelo de Bass é um dos modelos matemáticos mais utilizados no estudo da difusão de novos produtos (FIGUEIREDO, 2010). Sua construção e seu comportamento

racional são consistentes com diversos estudos no campo da ciência social, e sua eficácia tem sido extensivamente comprovada ao longo dos anos (WRIGHT; CHARLETT, 1995).

Da mesma maneira que Rogers, Bass separa os indivíduos em grupos. O primeiro grupo é composto pelos inovadores, àqueles que decidem adotar o produto sem receberem influência direta de outros consumidores. No segundo grupo, denominado de imitadores, estão os consumidores que são influenciados pela pressão social e que são susceptíveis a influência dos demais consumidores. No modelo de Bass, a pressão social, que corresponde à probabilidade de compra, é definida pela Equação C.2.

$$P_{(t)} = p + q \frac{S_{(t)}}{m} \quad (\text{C.2})$$

Onde: $P(t)$ corresponde à pressão social no instante t , $S(t)$ é o total de consumidores que já aderiram um determinado produto no instante t , m é o número total de consumidores em potencial, p representa a tendência autônoma do indivíduo em adotar o novo produto e q representa uma tendência de adoção.

O parâmetro p está diretamente relacionado ao estímulo recebido pelo consumidor pelos processos de comunicação (KALISH, 1985). Já o parâmetro q é motivado pelo contágio social e comumente denominado de coeficiente de imitação.

Dessa maneira, o total de indivíduos que adotam o produto, em relação a aqueles que ainda não adotaram é dada pela Equação D.3.

$$h_{(t)} = \left(\frac{1}{m - S_{(t)}} \right) \frac{d}{dt} S_{(t)} \quad (\text{C.3})$$

Onde: $h(t)$ corresponde ao número de indivíduos que adotam o produto no instante t , $S(t)$ é o total de consumidores que já aderiram um determinado produto no instante t e m é o número total de consumidores em potencial.

Após combinar a Equação D.2 e D.3 e realizar algumas operações matemáticas, a taxa de adoção no tempo foi formulado conforme a Equação D.4.

$$S_{(t)} = qT_{(t)} + (p - q)A_{(t)} - \frac{pA_{(t)}^2}{T_{(t)}} \quad (\text{C.4})$$

Onde: $S(t)$ é o total de consumidores que já aderiram um determinado produto no instante t , p é o coeficiente de inovação e q o coeficiente de imitação, $T(t)$ é uma função da participação de mercado potencial e $A(t)$ é o número real de adotantes.

Uma série métodos estimativos têm sido sugeridos para estimar os diversos parâmetros do modelo de Bass. (MAHAJAN; MULLER; BASS, 1990) compararam quatro métodos de estimativa: Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), Estimativa por Máxima

Verossimilhança (EMV), Mínimos Quadrados Não Lineares (MQNL) e Estimação Algébrica (EA). Eles concluíram que o método MQNL é o que levava às melhores estimativas e predições, além de ser um método ser de fácil implementação (FIGUEIREDO, 2010).

Em relação ao número de períodos necessários para que o modelo possa ser ajustado, Srinivasan e Mason (1986) mostraram ainda que as estimativas do modelo de Bass ficam comprometidas se menos de 4 períodos anuais são disponíveis para o ajuste. Heeler e Hustad (1980) recomendam pelo menos 10 períodos anuais que incluam o pico das vendas (FIGUEIREDO, 2010). Apesar de ser amplamente utilizado, suas premissas têm sido criticadas na literatura (MEADE; ISLAM, 2006; FORNERINO, 2003; AALSBURG *et al.*, 2009). Além disso, o modelo de Bass não é facilmente parametrizado quando dados sobre o mercado não estão disponíveis. Assim, produtos radicalmente novos que implicam em profundas mudanças no comportamento dos consumidores, restringem o seu uso (NEUMANN *et al.*, 2014). Diversas abordagens surgiram para melhorar ou ampliar esse modelo, incluindo o modelo de escolha discreta e a Dinâmica de Sistemas (KLASEN; NEUMANN, 2011).

O modelo de escolha discreta permite determinar a probabilidade relativa de compra do novo produto com base nas utilidades dos produtos disponíveis (GENSCH; RECKER, 1979). Para isso, produtos são descritos como um conjunto de atributos perfeitamente substituíveis (NEUMANN, 2014). A Equação C.5 apresenta a probabilidade de um indivíduo i escolher um produto k .

$$P_i^k = \frac{1}{\left(1 + \sum_{l \in A_i, l \neq k} e^{(V_i^k - V_i^l)}\right)} \quad (\text{C.5})$$

Onde: P_{ik} é a probabilidade de um indivíduo i escolher um produto k dentro de um conjunto de alternativas A_i , V_{ik} é o componente determinístico da utilidade descrito através das atitudes expressas do consumidor em relação a aquela alternativa.

A Equação C.6 apresenta V_{ik} assumindo que seja uma função aditiva linear do peso dos atributos do respectivo produto.

$$V_i^k = \sum_{j \in S^k} a_j^k x_{ij}^k + \sum_{j \in S} b_j x_{ij}^k \quad (\text{C.6})$$

Onde: x_{ij}^k é o peso dado pelo indivíduo i ao atributo j da alternativa k , a_j^k é o peso da utilidade refletindo a importância do atributo j definido unicamente para a alternativa k , b_j é o peso da utilidade refletindo a importância do atributo genérico j definido para todas as alternativas em A_i , S_k é o conjunto de atributos existentes somente na alternativa k e S é o conjunto de atributos comuns a todas as alternativas disponíveis.

É importante destacar que as Equações C.5 e C.6 assumem que a estrutura de preferência individual é fixa e depende somente dos atributos dos produtos (NEUMANN, 2014). Isso contradiz a noção fundamental do modelo de difusão de Bass, de que a preferência é também influenciada por forças sociais derivadas da interação entre adotantes e não adotantes ao longo do tempo (KLASEN; NEUMANN, 2011). Portanto, a evolução da difusão no tempo não pode ser estimada diretamente pelo uso de modelos de escolha discreta (NEUMANN, 2014).

ANEXO D – MÉTODO DE MONTE CARLO

Os modelos de simulação probabilísticos tiveram sua origem no método de Monte Carlo e, seu foco consiste nas simulações de fenômenos aleatórios, introduzindo a análise de riscos, incorporando as variáveis ambientais e, conseqüentemente, os elementos de incerteza inerentes (NASCIMENTO; ZUCCHI, 1997). Hammersley e Handscomb (1964) definem o Método de Monte Carlo como sendo “a parte da matemática experimental que está preocupada em experiências com números aleatórios”. Assim, o método de monte Carlo é uma técnica de amostragem artificial que opera numericamente sistemas complexos que possuam variáveis de entrada independentes (BRUNI, 2013).

Conforme Andrade (2011), o método de Monte Carlo baseia-se em um conceito estatístico simples. A partir de uma variável aleatória x , que possua uma função de distribuição de probabilidades $f_{(x)}$ e função cumulativa de probabilidade $F_{(x)}$, define-se uma nova variável $y = F_{(x)}$, sendo que esta possui uma distribuição uniforme sobre o intervalo fechado (0,1). Assim, como a função cumulativa de probabilidades representa as características aleatórias da variável em questão, a função $y = F_{(x)}$ possui uma relação com a variável x , com uma distribuição aleatória própria, e com a variável y , com distribuição uniforme no intervalo (0,1).

Para (ANDRADE, 2011) o método de Monte Carlo consiste nos seguintes passos:

Dada à função cumulativa de probabilidades da variável em simulação $F_{(x)}$, toma-se um número, gerado aleatoriamente, nos intervalos (0,1);

Usando a função cumulativa de probabilidades, determina-se o valor da variável x que corresponde ao número aleatório gerado;

A precisão dos resultados obtidos através desse método depende do número de iterações realizadas na simulação (PIDD, 2004). Portanto, (HERRADOR; GONZÁLEZ, 2004), definem que o erro estimado inicial pode ser expresso através da Equação (D.1).

$$\varepsilon = \frac{3\sigma}{\sqrt{N}} \quad (\text{D.1})$$

Onde: ε é o erro máximo a ser aceitável, σ é o desvio-padrão da variável randômica e N é o número de iterações.