

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ARY HENRIQUE LAUTENSCHLEGER

**PROJEÇÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA
CLASSE RESIDENCIAL CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE
MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Porto Alegre
2013

ARY HENRIQUE LAUTENSCHLEGER

**PROJEÇÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA
CLASSE RESIDENCIAL CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE
MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADORA: Prof.^a Dr.^a. Gladis Bordin

Porto Alegre
2013

ARY HENRIQUE LAUTENSCHLEGER

**PROJEÇÃO DE DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA
CLASSE RESIDENCIAL CONSIDERANDO A INSERÇÃO DE
MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora.

Prof.^a. Dr.^a. Gladis Bordin, UFRGS

Prof. Ph.D. Altamiro Amadeu Susin, UFRGS

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Gladis Bordin (Prof.^a. Dr.^a.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Flávio Antônio Becon Lemos (Prof. Dr.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Diego Boff (Eng.) – AES Sul

Ao meu pai, Claudio Lautenschleger e à minha
mãe, Liliane Roseni Lautenschleger.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por tudo que somos enquanto humanidade.

Aos meus pais, Claudio e Liliane pelos inúmeros ensinamentos e apoio incondicional em todos os momentos.

Aos meus avós Arj, Elsida, Reinaldo e Maria pelos exemplos de simplicidade, persistência, coragem e bondade.

Às minhas irmãs Karin e Laura pela amizade, companheirismo e confiança.

À minha namorada Renata pela compreensão, carinho e apoio.

À família Alba e agregados, especialmente à Juliana e Guilherme que foram como irmãos apoiando e aconselhando em momentos de decisão.

Aos amigos pelos momentos de descontração, diversão e companhia.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica pelos ensinamentos, especialmente à Prof^a Dr^a Gladis Bordin pela orientação e elucidação na elaboração deste projeto de diplomação, ao Prof. Dr. Ing. Carlos Eduardo Pereira pelas oportunidades de pesquisa e aprendizado proporcionadas.

Aos colegas, por terem sido companheiros de aprendizado, diversão e pela amizade que permanece.

“A grande conquista é o resultado de pequenas vitórias que passam despercebidas.”

(Paulo Coelho)

RESUMO

A projeção de demanda é o estudo básico do processo de planejamento da expansão, da operação e financeiro de uma distribuidora de energia elétrica. Assim, pode-se notar a importância deste estudo, que deve ser realizado com qualidade. A Resolução Normativa nº 482 publicada em 17 de abril de 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica permite que consumidores possam produzir energia a partir de micro e minigeração e aderir a um sistema de compensação de energia. Essa alternativa não é contemplada na metodologia tradicional de projeção de demanda das distribuidoras e constitui um novo fator de incerteza nos estudos de mercado destas concessionárias. Assim, o presente trabalho propõe uma complementação à metodologia tradicional para projeção de demanda da classe residencial, considerando a inserção de micro e minigeração fotovoltaica distribuída. Com base em um estudo sobre redes elétricas inteligentes, características da geração fotovoltaica, aspectos normativos brasileiros e na metodologia tradicional de projeção de demanda, elaborou-se uma complementação à forma de projetar o consumo da classe residencial, considerando a inserção de micro e minigeração fotovoltaica. Os resultados são apresentados na forma de cenários de projeção de consumo, comparados com a metodologia tradicional e mostram a necessidade de incluir o comportamento dos consumidores de forma explícita nos estudos de mercado de distribuidoras.

Palavras-chave: redes elétricas inteligentes, micro e minigeração fotovoltaica, projeção de demanda da classe residencial.

ABSTRACT

The demand forecasting is the elementary study of the expansion, operation and financial planning for a distribution utility. Hence it is important assure its quality. Directive #482 released on April 17th 2013 by the Brazilian Electrical Energy Agency (ANEEL) allows consumers to generate electricity from mini and microgeneration as well as to participate of an energy compensation system. This consumer's option is not considered by the traditional demand forecasting methodology and represents a new source of uncertainty. Therefore, this final thesis proposes a complement to the traditional methodology for residential demand forecasting considering the photovoltaic mini and microgeneration insertion. Based on a research on smart grids, photovoltaic generation characteristics, on Brazilian directives and on the traditional demand forecasting methodology, a complement was developed for the residential demand forecasting methodology considering the insertion of mini and microgeneration. The results are presented as demand forecasting scenarios and are compared to the traditional methodology. The analysis shows that the insertion of mini and microgeneration has to be explicitly considered on demand forecasting by the distribution utilities.

Keywords: smart grids, mini and micro photovoltaic generation, residential demand forecasting.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Sistema Elétrico de Potência Convencional.	20
Figura 2: Representação de uma Rede Elétrica Inteligente.....	24
Figura 3: Custo de produção de energia fotovoltaica.	32
Figura 4: Mapa de viabilidade de empreendimentos fotovoltaicos na baixa tensão.	33
Figura 5: Perfil de uso de chuveiro elétrico.	34
Figura 6: Metodologia tradicional para projeção da demanda residencial.....	36
Figura 7: Metodologia tradicional modificada para projeção da demanda residencial.	37
Figura 8: Metodologia proposta para projeção da demanda residencial.....	41
Figura 9: Projeção da eficiência de conversão de células solares.	43
Figura 10: Irradiação total em plano de inclinação igual à latitude local.	44
Figura 11: Região de cobertura da RGE no RS.....	46
Figura 12: Curva de carga diária média na região sul do Brasil.....	47
Figura 13: Produção de energia de um sistema fotovoltaico de 700W.....	48
Figura 14: Projeção do consumo residencial para o cenário nublado.....	59
Figura 15: Projeção do consumo residencial para o cenário chuvoso.	62
Figura 16: Projeção do consumo residencial para o cenário ensolarado.	65
Figura 17: Evolução da demanda residencial por cenário e metodologia.....	66

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Principais documentos para micro e minigeração.....	27
Quadro 2: Estimativa de custos relativos a empreendimentos fotovoltaicos.	31
Quadro 3: Valor mínimo faturável conforme tipo de fornecimento.....	44
Quadro 4: Valores utilizados para a projeção de demanda com ambas as metodologias no cenário nublado.....	51
Quadro 5: Valores utilizados para a projeção de demanda com ambas as metodologias no cenário nublado (Continuação).....	52
Quadro 6: Percentual de unidades consumidoras por classe de consumo e renda familiar.	53
Quadro 7: Consumo de energia mensal média estimado para prosumidores por ano.	54
Quadro 8: Área instalada de módulos fotovoltaicos.....	55
Quadro 9: Taxa de adesão à micro e minigeração fotovoltaica.....	57
Quadro 10: Projeção do consumo residencial para o cenário nublado.	58
Quadro 11: Variáveis modificadas no cenário chuvoso.....	60
Quadro 12: Projeção do consumo residencial para o cenário chuvoso.....	61
Quadro 13: Variáveis modificadas no cenário ensolarado.....	63
Quadro 14: Projeção do consumo residencial para o cenário ensolarado.....	64
Quadro 15: Comparativo de previsões da variação percentual do consumo residencial.	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AMM	<i>Automated Meter Management</i>
AMR	<i>Automated Meter Reading</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
CCM	Centro de Controle da Medição
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
COFINS	Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DOE	<i>United States Of America Department of Energy</i>
EIA	<i>United States of America Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
FC	Fator de capacidade
FD	Fator de Desempenho
FEE	Fundação de Economia e Estatística
FMI	Fundo Monetário Internacional
GD	Geração Distribuída
GSGF	<i>Global Smart Grid Federation</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBM	<i>International Business Machines Corporation</i>
IC	Índice de Competitividade
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IDEAL	O Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
IEA	<i>International Energy Agency</i>

INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MDM	<i>Meter Data management</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratoty</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PG&E	<i>Pacific Gas and Electric Company</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PME	Pequenas e Médias Empresas
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
PVG	Planta Virtual de Geração
PV-Tech	<i>Photovoltaics Technology</i>
PwCIL	<i>Pricewaterhouse Coopers International Limited</i>
REI	Rede Elétrica Inteligente
REN	Resolução Normativa
RGE	Rio Grande Energia
RIC	Regulamentação de Instalações Consumidoras
RS	Rio Grande do Sul
SAS	Sistemas de Aquecimento Solar
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SGIC	<i>Smart Grid Information Clearinghouse</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SME	<i>Small and Medium-Sized Enterprises</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	16
1.3	OBJETIVOS	17
1.3.1	Gerais	17
1.3.2	Específicos.....	17
1.4	METODOLOGIA DE PESQUISA.....	17
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	18
2	CONSIDERAÇÕES SOBRE MINI E MICROGERAÇÃO	20
2.1	CONCEITOS DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	20
2.2	CONCEITOS DE MINI E MICROGERAÇÃO	24
2.3	REGULAMENTAÇÃO DE MINI E MICROGERAÇÃO NO BRASIL.....	26
3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	29
3.1	ENERGIA SOLAR E PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE	29
3.2	ASPECTOS ECONÔMICOS	30
4	METODOLOGIAS DE PROJEÇÃO DE DEMANDA DA CLASSE RESIDENCIAL.....	35
4.1	METODOLOGIA TRADICIONAL	35
4.2	METODOLOGIA TRADICIONAL MODIFICADA.....	37
4.3	METODOLOGIA PROPOSTA.....	39
5	ESTUDO DE CASO	46
5.1	REGIÃO DE ESTUDO	46
5.2	ASPECTOS NORMATIVOS	47
5.3	VARIÁVEIS BÁSICAS PARA PROJEÇÃO DE DEMANDA	49
5.3.1	Variáveis comuns às metodologias.....	49
5.3.2	Variáveis adicionadas à metodologia proposta	52
5.4	PROJEÇÃO DE CONSUMO DA CLASSE RESIDENCIAL	58
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
6.1	CONCLUSÕES.....	69
6.2	TRABALHOS FUTUROS	70
6.3	TRABALHO SUBMETIDO A CONGRESSO.....	71
	REFERÊNCIAS.....	72

APÊNDICE A – CONCEITOS ADICIONAIS DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	79
APÊNDICE B – MEMÓRIA DE CÁLCULO E VARIÁVEIS DE APOIO.....	85
ANEXO A – COMPROVAÇÃO DE ENVIO DE ARTIGO AO CIDEL 2014.....	93

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Até a década de 80 o setor elétrico estava inserido em um ambiente de estabilidade e as metodologias tradicionais de projeção de demanda de energia, a partir de extrapolação de curvas, atendiam perfeitamente as necessidades uma vez que não havia foco na rentabilidade e competitividade das concessionárias. A reestruturação do setor elétrico brasileiro, ocorrida a partir do início da década de 90, ao separar comercialmente as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização modificou profundamente a forma de atuação dos agentes. No novo modelo, o ambiente adquiriu características de concorrência, e os agentes passaram a manipular informações e restringir o acesso às mesmas de forma estratégica (CASTELO BRANCO, 2003).

As projeções de mercado, também chamadas de projeções de demanda da empresa, são a base para decisões institucionais com vista a atender os objetivos de uma distribuidora. As projeções de demanda permitem definir a tarifa e prever a receita da distribuidora, além de identificar as necessidades de expansão de subestações, alimentadores e de toda a infraestrutura do sistema de distribuição (CASTELO BRANCO, 2003).

Dessa forma, o planejamento do mercado passa a ser vital para os agentes. Por isso é de extrema importância que a metodologia utilizada busque representar a realidade do mercado da distribuidora. A projeção é feita, ainda por muitas distribuidoras, com base na Portaria 760 de 1976 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Essa metodologia é determinística e apresenta uma série de limitações como a não consideração da atitude do consumidor e as variações da demanda resultantes de fenômenos cíclicos (CASTELO BRANCO, 2003).

Uma tendência mundial que pode ser observada é o aumento da geração de energia elétrica a partir de fontes de baixa emissão de carbono. Essa tendência está relacionada com diversos fatores dentre os quais: a necessidade de desenvolver novas fontes para suprir a crescente demanda energética já que a previsão segundo *United States Of America Energy Information Administration* (EIA, 2013) é de que a demanda mundial por energia elétrica quase dobre até 2040 com relação a 2010; preocupação em diminuir a dependência de fontes não renováveis e a agressão ao meio ambiente devido ao compromisso assumido por alguns países com uma redução em mais de 80% na emissão de gases poluentes até 2050 de acordo com (EUROPEAN COMMISSION, 2012); e mercado tecnológico.

Uma pesquisa realizada pela *International Business Machines Corporation* (IBM, 2007) na Austrália, Alemanha, Japão, Países Baixos, Reino Unido e Estados Unidos da América com 100 empresas e 1900 consumidores revelou que 84% dos consumidores que não podiam mudar ou que não sabiam da possibilidade de optar pelo provedor de eletricidade gostariam de ter essa opção.

Nesse contexto, surgem as microredes, que apresentam como característica principal ser uma pequena geração descentralizada e modular, geralmente a partir de fontes distribuídas como micro-turbinas, fotovoltaica, para atendimento de necessidades locais podendo ser conectado ao sistema de distribuição ou atuando separadamente. A mini e microgeração acabam sendo formas de o consumidor escolher a fonte da qual retira energia e dessa forma gerenciar a produção própria.

Em função das características de sazonalidade e intermitência das fontes geralmente utilizadas para esse fim, aliada com a necessidade de monitorar e gerenciar o fluxo de energia para garantir critérios de qualidade e estabilidade da rede elétrica, o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI) é introduzido. As REI podem ser descritas resumidamente como um conjunto de equipamentos de medição e comunicação interagindo sobre uma rede elétrica. Esse conceito é relativamente novo no cenário mundial e projetos envolvendo REI encontram-se em sua maioria em fase de pesquisa e desenvolvimento (P&D) ou demonstração de acordo com o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE, 2012).

No Brasil já existem iniciativas de concessionárias, de universidades e de empresas sendo que a maioria dos projetos de REI catalogados até 2011 concentram-se na região sudeste. Quanto aos subtemas de interesse, a automação da distribuição com inclusão de sistemas supervisórios das redes de distribuição de energia elétrica juntamente com a geração distribuída, microgeração e microredes foram os que mais atraíram esforços: cada subtema representou 38% do total de projetos (CGEE, 2012).

Além disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) já publicou documentos que são um passo inicial na consolidação de REI no Brasil. No entanto, ainda há muito trabalho a ser realizado para o aproveitamento completo deste potencial. Desenvolvimento de tecnologias de medição, automação e controle além de regulamentação adicional, pesquisas e estudos devem contribuir para a criação de instrumentos que favoreçam o uso de aproveitamentos energéticos baratos, sustentáveis e de qualidade. Estudos e experiências de outros países podem servir como material de apoio, mas uma análise das peculiaridades brasileiras deve ser efetuada para que as soluções mais adequadas sejam desenvolvidas.

Dessa forma, este trabalho é uma proposta de reformulação na metodologia de projeção tradicional, de forma a agregar variáveis que representam as tendências do mercado e é uma tentativa de contribuir para o avanço na metodologia de projeção de demanda com a inserção deste novo comportamento do consumidor e da implantação de REI no Brasil.

1.2 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Tradicionalmente a classe residencial brasileira é consumidora cativa da distribuidora de energia elétrica local, ou seja, esta é responsável pelo estudo e projeção da demanda para que possa contratar energia suficiente para atender as necessidades de seu mercado. No entanto, a partir da publicação da Resolução Normativa (REN) nº 482 em 17 de abril de 2012 pela ANEEL, há a possibilidade dessa classe consumidora também produzir energia elétrica. Assim, a mesma pode passar a ser um duplo agente de mercado (consumidor e produtor) podendo injetar energia na rede conforme julgar adequado (ANEEL, 2012a). Tal agente passou a receber o nome de prosumidor (do inglês “*prosumer*”), que em tradução livre de European Commission (2012, p. 24) representa:

Consumidores com o papel adicional de auto fornecimento (proprietário) de geração de eletricidade e/ou armazenamento para uso privado, necessidades diárias, conforto e necessidades de negócios de Pequenas e Médias Empresas (PME).¹

Observa-se que com a possibilidade de inserção de mini e microgeração no sistema de distribuição, o modelo de mercado se altera, uma vez que o prosumidor não precisa informar a quantidade e o momento de produção, segundo a regulamentação atual. Portanto, é necessário que a metodologia de projeção de demanda das distribuidoras e os critérios sejam reformulados para se adequar à nova realidade de mercado.

Deve-se desenvolver um método que contemple características inerentes à fonte, região, quantidade e perspectiva de entrada de prosumidores juntamente com as suas classes, fatores esses não considerados na metodologia atual de projeção de mercado. Tendo em vista a expansão contínua da demanda energética, a solução desse problema mostra-se relevante e interessante frente ao atual crescimento da economia brasileira.

Uma vez que a análise envolvendo todas as classes consumidoras, regiões e fontes possíveis para mini e microgeração demandaria um período de tempo maior do que o disponível, optou-se por limitar este estudo ao impacto que a geração fotovoltaica deve causar

¹ Tradução nossa de: “Consumers with the additional role of self-provided (owned) electricity generation and/or storage for private, daily life needs, comfort and SME business needs”.

na projeção da demanda para a classe residencial, subgrupo B1 (ANEEL, 2010). Dessa forma, este trabalho é um primeiro estudo nesse tema e visa, também, indicar a necessidade de estudo para as demais fontes de mini e microgeração.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Gerais

- Estudo dos documentos legais atuais brasileiros visando identificar aspectos que interferem na projeção de mercado de uma distribuidora de energia elétrica;
- Estudo das características da geração fotovoltaica;
- Estudo da metodologia tradicional de projeção de mercado buscando identificar a adequação e complementação com a inserção de micro e minigeração a partir de fonte fotovoltaica.

1.3.2 Específicos

- Elaborar uma nova metodologia de projeção de demanda de energia elétrica para a classe residencial, considerando a inserção de mini e microgeração a partir de fonte fotovoltaica para uma distribuidora típica do Brasil.

1.4 METODOLOGIA DE PESQUISA

O presente trabalho é um estudo longitudinal e explanatório. A projeção de demanda pela metodologia tradicional é baseada em dados históricos da demanda de energia elétrica e na análise de tendência das variáveis explicativas da evolução da demanda, caracterizando um estudo longitudinal. No que se refere à inclusão de micro e minigeração, por ser um fenômeno recente no contexto brasileiro, a ausência de dados históricos inviabiliza um estudo longitudinal. Desta forma, fez-se um estudo explanatório, inicialmente com uma descrição do fenômeno e, posteriormente, uma previsão da contribuição de micro e minigeração na projeção da demanda baseado nas observações realizadas. A caracterização da presente

pesquisa, como um estudo longitudinal e explanatório foi realizada com base em Marconi e Lakatos (2007).

A pesquisa realizada, na medida em que propõe equações para a projeção de micro e minigeração fotovoltaica e projeta em números esta contribuição na demanda residencial, adquire um aspecto quantitativo. A pesquisa documental e o estudo de caso caracterizam-se como qualitativos. A pesquisa documental envolve a seleção de documentos promissores para atingir os objetivos, exploração do material e análise do conteúdo para identificar informações importantes a serem consideradas. A interpretação deve ir além do conteúdo manifestado no documento, buscando o conteúdo latente implícito. No estudo de caso, é realizada uma comparação entre a metodologia tradicional de projeção e a proposta neste trabalho com a inserção de micro e minigeração, através da criação de cenários para o mercado residencial. Nesse caso, não se procura validar um cenário, mas apenas discutir o impacto que cada um pode causar (MARCONI; LAKATOS, 2007).

É importante salientar que a pesquisa qualitativa ocorre de forma interativa e se adapta ao passo que a pesquisa evolui. Além disso, a observação, seleção, análise e interpretação dos dados por parte do pesquisador são ferramentas essenciais a esse tipo de pesquisa, principalmente quando se trabalha com problemas pouco conhecidos (MARCONI; LAKATOS, 2007).

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho é composto de sete capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 trata de conceitos básicos envolvidos no estudo, como redes elétricas inteligentes e geração distribuída, assim como sobre documentos legais nacionais relacionados ao tema do presente estudo e como eles influenciam a micro e minigeração.

No Capítulo 3 é realizada uma revisão de aspectos que envolvem a geração fotovoltaica e características dessa fonte energética.

O Capítulo 4 descreve o método tradicional de projeção da demanda residencial e descreve os critérios e parâmetros envolvidos além de apresentar a metodologia proposta neste trabalho, que permite projetar a demanda de energia elétrica da classe residencial com a inserção de micro e minigeração fotovoltaica.

No Capítulo 5 o método proposto é avaliado a partir da aplicação da técnica com dados históricos de uma distribuidora de energia elétrica típica da região sul do Brasil.

No Capítulo 6 o trabalho é concluído, onde as considerações finais, as propostas de melhoria da metodologia e os estudos futuros são descritos.

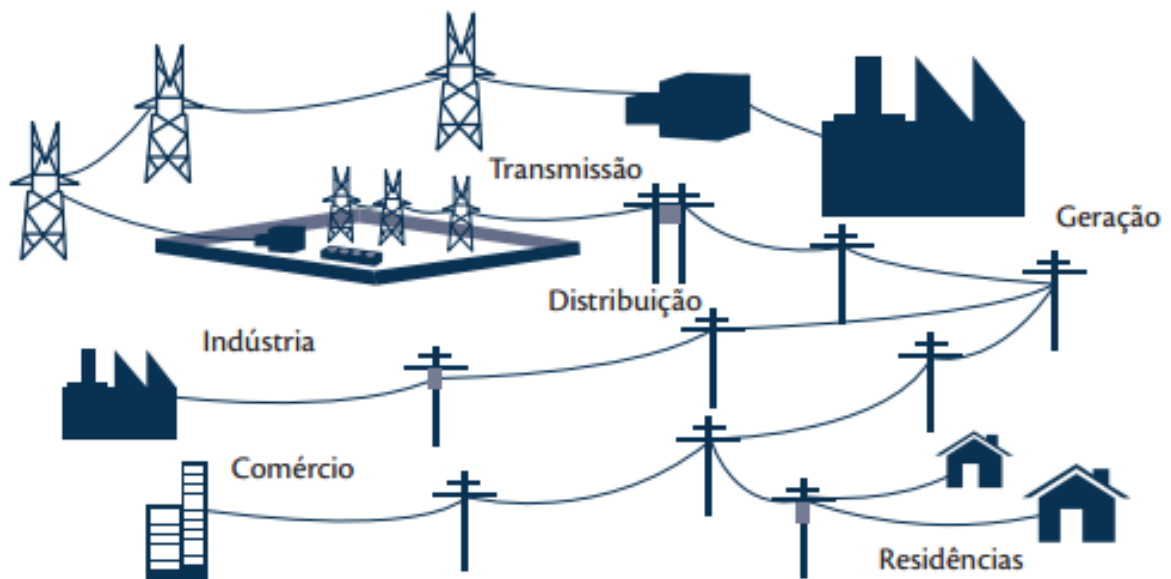
2 CONSIDERAÇÕES SOBRE MINI E MICROGERAÇÃO

Este capítulo trata de conceitos gerais no âmbito das Redes Elétricas Inteligentes (REI) e de micro e minigeração distribuída. Estes conceitos estão relacionados a um novo comportamento do consumidor e são importantes para o desenvolvimento do trabalho uma vez que a produção de energia dos prosumidores implica em uma redução da energia fornecida através da distribuidora, que acaba tendo seu mercado retraído. Ao final há uma análise de documentos e regulamentação a respeito de micro e minigeração e de que forma estes podem afetar a implantação de REI no Brasil, acelerando ou retardando a adesão dos prosumidores ao sistema de compensação de energia elétrica.

2.1 CONCEITOS DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

O sistema elétrico de potência (SEP) atual foi concebido há mais de 100 anos quando as necessidades energéticas ainda eram simples e pontuais. À medida que essas foram evoluindo, o sistema foi sendo aperfeiçoado e tecnologias foram sendo desenvolvidas, porém a característica unidirecional de fornecimento e a geração centralizada de energia sempre prevaleceram, segundo *United States of America Department of Energy* (DOE, 2013). A Figura 1 ilustra um SEP típico.

Figura 1: Sistema Elétrico de Potência Convencional.



Fonte: CGEE (2012).

Esse modelo radial dificulta a resposta da rede frente às novas necessidades e demanda crescente de energia. A Rede Elétrica Inteligente (REI) propõe uma nova forma de projetar sistemas elétricos com a implantação de um sistema bidirecional de eletricidade e informação que pode ser trocada entre a concessionária e consumidores. A REI consiste de controles, automação, computadores, sensoriamento, sistemas de comunicação, além de novas tecnologias e equipamentos funcionando coordenados com o sistema elétrico de forma a responder digitalmente às rápidas variações da demanda de eletricidade, tornando o SEP mais eficiente, confiável, seguro e sustentável (DOE, 2013).

O relatório da *Global Smart Grid Federation* (GSGF, 2012) apresenta duas definições para as REI. Segundo GSGF (2012, p. 4), a *European Union Commission Task Force for Smart Grids* define uma “Smart Grid” como, em tradução livre:

uma rede de eletricidade que pode integrar de maneira custo-eficiente o comportamento e ações de todos os usuários conectados a ela de forma a assegurar um, economicamente eficiente, sistema de potência sustentável com poucas perdas, altos níveis de qualidade, garantia de abastecimento e segurança.²

A segunda definição apresentada por GSGF (2012, p. 4) é dada pela *U.S. Department of Energy Smart Grid Task Force*, onde se diz, em tradução livre:

redes elétricas inteligentes antecipam e respondem a perturbações no sistema de maneira autorrecuperante, permitindo participação ativa do consumidor, acomodando todas as opções de geração e armazenamento, habilitando novas oportunidades ecológicas, aperfeiçoa a utilização de ativos e a operação eficiente, e fornece a qualidade da energia necessária em uma economia digital.³

Assim como o sistema de transmissão que conta com mecanismos supervisórios como o do Sistema Interligado Nacional (SIN) gerenciado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), as plantas de geração possuem alto grau de automatização em função de necessidades técnicas para uma operação estável. Sendo assim, em CGEE (2012) salienta-se que grandes mudanças devem ocorrer na rede de distribuição.

Essa informação vai ao encontro do que diz DOE (2013), que alerta para o fato de várias concessionárias dependerem de ligações telefônicas para identificar qual área do sistema de distribuição está sendo afetada por uma queda de energia. Dessa forma, os medidores inteligentes podem auxiliar na detecção de pontos de falta e o reestabelecimento do fornecimento acontece mais rapidamente.

² Tradução nossa de: “an electricity network that can cost-efficiently integrate the behavior and actions of all users connected to it in a manner which ensures an economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety”.

³ Tradução nossa de: “smart grids anticipate and respond to system disturbances in a self-healing manner, enable active consumer participation, accommodate all generation and storage options, enable new eco opportunities, optimize asset utilization and efficient operation, and provide the power quality needed in a digital economy”.

Ainda, segundo DOE (2013), a adição de sensores inteligentes, processadores e tecnologias de comunicação à automação já existente na distribuição deve contribuir para tornar a operação mais flexível. Com isso, o tempo de resposta a uma queda de energia será minimizado, uma vez que, ao existir um sistema inteligente, pode-se mapear o ponto da falta e a energia pode ser redirecionada através do rearranjo dinâmico do sistema.

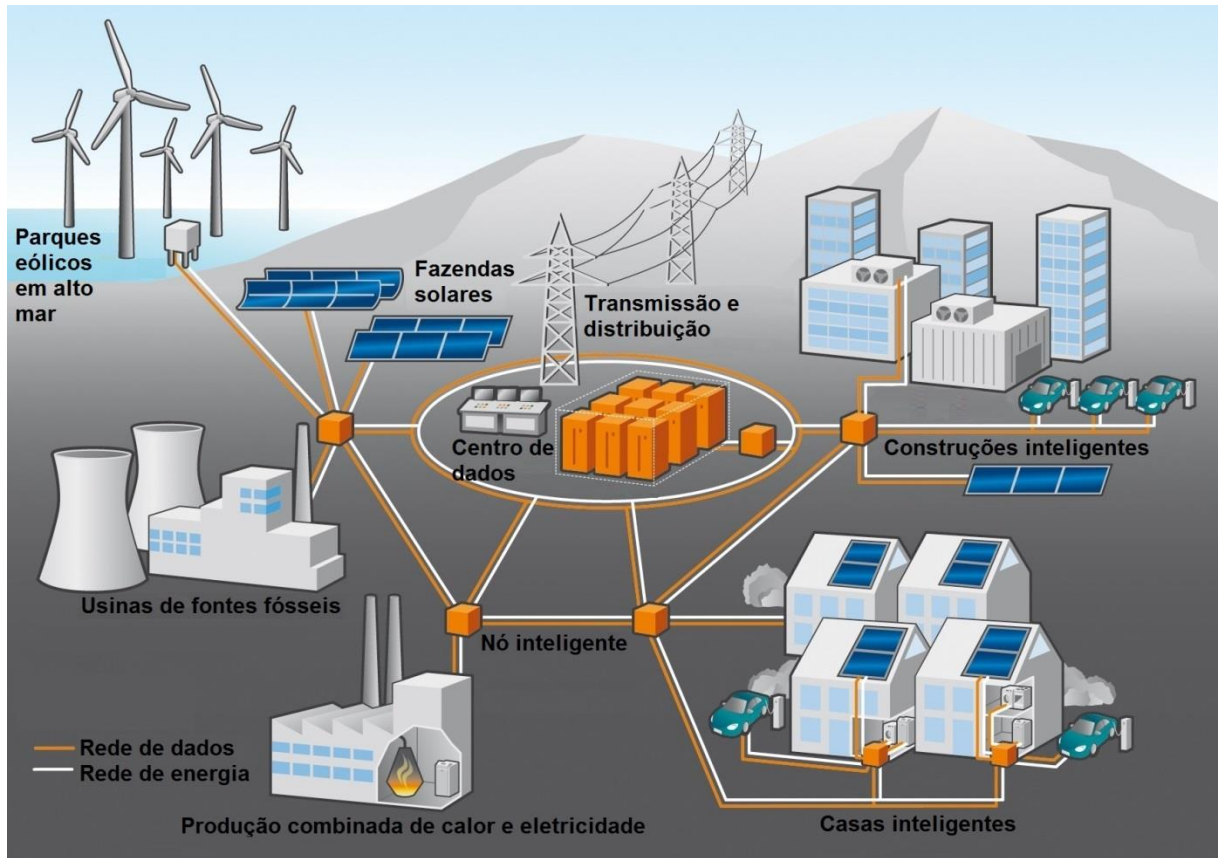
Tal infraestrutura de dispositivos, computação e comunicação constitui o que se conhece por “Internet de equipamentos” (CGEE, 2012). O desenvolvimento e a operação coordenada desses equipamentos serão a base para formar as características atribuídas às REI. Dentre essas características é possível citar, de acordo com a *International Energy Agency* (IEA, 2011) e com a *Smart Grid Information Clearinghouse* (SGIC, 2013):

- **Participação proativa de consumidores:** a existência de diferentes opções de compra de energia associadas à informação do uso podem levar a diferentes comportamentos e padrões de consumo. É a era do usuário consciente que gerencia as fontes de energia a partir de incentivos, preços, tecnologias e informações do seu perfil de consumo. Essa característica é muito comparada com as operações de uma conta bancária, em que se pode olhar extratos e fazer ajustes sem ter de esperar o final de um período.
- **Acolhe todas as formas de geração e armazenamento:** as redes elétricas inteligentes permitem a conexão de geração distribuída de aproveitamentos próximos ao consumidor além da já existente produção centralizada em grande escala. A integração de vários recursos que incluem energias renováveis e armazenamento crescerão rapidamente ao longo da cadeia de valores.
- **Permite a criação de novos produtos, serviços e mercados:** futuramente a programação e uso de eletricidade deverá seguir um modelo de *commodities*, criando mercados abertos de atacado e varejo. Esse modelo permite o consumidor optar entre os serviços, o que instiga a eficiência e qualidade. Algumas variáveis que devem ser gerenciadas são: energia, capacidade, localização, tempo, taxa de mudança e qualidade. Os mercados devem ser os protagonistas no gerenciamento dessas variáveis. Reguladores, proprietários, operadores e consumidores necessitam de flexibilidade para modificar as regras dos negócios para se adaptar às condições de operação e do mercado.

- **Garante a qualidade de energia para cada aplicação:** existe uma necessidade diferente de qualidade de energia para cada consumidor. Uma REI fornece categorias e preços de energia variáveis. O custo de um atendimento de alta confiabilidade pode ser incluído no contrato de serviços elétricos. Métodos avançados de monitoramento acompanham a evolução de componentes essenciais, permitindo diagnóstico e soluções rápidas para os mais variados eventos.
- **Otimiza a utilização de ativos e a operação eficiente:** o uso de tecnologias de última geração permite um melhor gerenciamento dos ativos. Avaliações dinâmicas permitem que se trabalhe com cargas mais elevadas através do sensoriamento e avaliação contínua da capacidade da rede. Trabalhos de manutenção podem ser realizados com base em condições pré-estabelecidas e no tempo correto sendo assim mais eficientes. Sistemas supervisórios podem ser regulados para reduzir perdas e eliminar o congestionamento da rede, além de tornar possível a seleção da energia ao menor custo, contribuindo assim para uma operação mais eficiente.
- **Garante resiliência a distúrbios, ataques e desastres naturais:** a capacidade de suportar e reagir a eventos inesperados e isolar a fonte do problema sem prejudicar o fornecimento de energia ao resto do sistema é o que se entende por resiliência. Essa capacidade de autorrecuperação diminui as ocorrências de interrupção dos serviços aos consumidores e tornam o gerenciamento da infraestrutura mais robusto para os fornecedores.

A Figura 2 representa a idealização de uma REI, ou seja, a condição para a qual o atual SEP deverá evoluir dentro dos próximos anos.

Figura 2: Representação de uma Rede Elétrica Inteligente.



Fonte: Adaptado de ABB (2013).

É notável o incremento na complexidade das REI comparadas ao atual SEP da Figura 1 visto que há uma elevação nas interconexões entre unidades e a agregação de fluxo bidirecional (desverticalização), fontes diversas de produção de energia além de uma rede de comunicação sofisticada.

Há ainda várias escalas de produção de energia. A inserção da geração de pequeno porte, categoria da qual as residências podem participar, é detalhada na Seção 2.2.

2.2 CONCEITOS DE MINI E MICROGERAÇÃO

A mini e microgeração fazem referência à geração distribuída (GD) em pequena escala, termo utilizado para remeter aos aproveitamentos energéticos realizados junto ou próximo do uso final conforme o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2013). No sentido amplo do termo, a GD independe da potência, tecnologia e fonte energética.

Quando se refere à mini e microgeração distribuída há variações em nível global e para fins deste trabalho, consideram-se apenas as definições referentes à geração de energia elétrica. A *ESB Networks* (2013) define a microgeração como a geração de até 11 kW

trifásica e 5,75 kW monofásica que pode operar em paralelo com o seu sistema de distribuição. Não há restrição, no entanto, quanto ao tipo de fonte energética, apenas indicação de algumas possibilidades como eólica e fotovoltaica. Já a ANEEL (2012a) define microgeração distribuída como a central geradora de energia elétrica conectada na rede de distribuição por meio de instalação de unidade consumidora capaz de produzir até 100 kW a partir de fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. A definição de minigeração distribuída é similar à de microgeração, sendo a única diferença a potência de geração que passa a ser maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Algumas vantagens associadas com a mini e microgeração são: melhora nos níveis de tensão, estabilidade da rede e menos perdas no transporte (INEE, 2013). Além disso, há descongestionamento dos sistemas de transmissão e distribuição com a consequente redução de investimentos e promoção da diversidade de fontes energéticas, o que contribui para a segurança do fornecimento (MICROGENERATION, 2013).

Uma forma de aumentar a segurança do fornecimento e de minimizar as dificuldades na implantação de GD é a ligação em uma mini ou microrede. Esse sistema é formado por um grupo de cargas interconectadas e recursos distribuídos de energia que se comportam como uma única entidade controlável com relação ao sistema elétrico podendo operar ligado a este ou de forma isolada e autônoma mantendo os padrões de qualidade (CGEE, 2012). A interligação de várias mini e microredes operando de forma conjunta e coordenada caracteriza uma planta virtual de geração (PVG), entidades controladas por um centro de despacho atuando como uma planta de geração convencional.

Algumas formas de incentivar a implantação de micro e minigeração são as tarifas horárias e o sistema de compensação de energia elétrica⁴. As tarifas horárias são tarifas diferenciadas pagas pela energia dependendo do posto tarifário em que ocorre o consumo. Preços mais elevados estão associados a picos de demanda e à necessidade de colocar em funcionamento plantas de menor eficiência. A conjugação de tarifas horárias com o sistema de compensação pode tornar um investimento vantajoso. No sistema de compensação a medição é líquida (produção menos consumo) e o excedente de produção é convertido em créditos de energia que podem ser consumidos ao longo de um determinado período ou mesmo vendidos (DOE, 2013). Outro mecanismo são as tarifas-prêmio (do inglês *feed-in tariff*), que remuneram um valor superior à tarifa convencional pela energia injetada na rede considerando os custos superiores de produção. É um mecanismo típico para acelerar

⁴ Termos conhecidos internacionalmente como *time-of-use* e *net metering* respectivamente.

investimentos em energias renováveis e os contratos são de longa duração, sendo que as tarifas reduzem a cada ano de acordo com a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2012).

2.3 REGULAMENTAÇÃO DE MINI E MICROGERAÇÃO NO BRASIL

O marco inicial de micro e minigeração no Brasil foi a publicação da Resolução normativa (REN) nº 482 pela ANEEL em 17 de abril de 2012. Além de definir micro e minigeração distribuída, a REN 482 também explica o sistema de compensação de energia e o seu funcionamento. A compensação considera a diferença entre a energia ativa injetada e consumida em cada posto tarifário e transforma esse montante em um crédito para o consumidor, que pode ser utilizado para abater o consumo no próprio mês em unidades consumidoras distintas ou em até 36 meses. A REN 482 também define as condições gerais de acesso ao sistema de distribuição e estabelece um limite para a potência instalada de acordo com o grupo consumidor (ANEEL, 2012a).

O Módulo 3 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) é outro documento fundamental, em especial a Seção 3.7 que descreve os procedimentos e etapas que devem ser cumpridas no processo de solicitação do acesso além de estabelecer níveis de tensão e requisitos mínimos de proteção de acordo com a potência instalada.

A REN nº 77 trata de incentivos na forma de reduções das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição – TUST e TUSD.

De forma complementar, a REN 414, REN 547, REN 502 e o Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET) não se limitam a regulamentar micro e minigeração, mas afetam de forma significativa a sua implantação. O Quadro 1 é uma compilação dos principais documentos que impactam a adesão de micro e minigeração distribuída com destaque para alguns pontos marcantes que devem influenciar a projeção de demanda com inserção desses aproveitamentos.

Quadro 1: Principais documentos para micro e minigeração.

Documento	Objetivos	Aspectos relevantes para projeção de mercado
REN 482 (ANEEL, 2012a)	Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.	Permite a compensação, mas não a venda do excedente de energia. Impõe limite para a potência instalada; Valor mínimo de cobrança estipulado; Custos de adequação da medição são de responsabilidade do interessado.
Módulo 3 PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição (ANEEL, 2013b)	Estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.	Estipula requisitos mínimos e equipamento de acordo com a potência instalada da micro e minigeração distribuída;
PRORET (ANEEL, 2013c)	Consolidar a regulamentação acerca dos processos tarifários.	Prevê uso de modalidades tarifárias; Estabelece bandeiras tarifárias a partir de 2014.
REN 414 (ANEEL, 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.
REN 547 (ANEEL, 2013a)	Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias.	Estabelece a aplicação de bandeiras tarifárias e data de início para sua vigência.
REN 502 (ANEEL, 2012b)	Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B.	Nenhuma condição significativa.
REN 77 (ANEEL, 2004)	Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de 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 30.000 kW.	Estabelece descontos de pelo menos 50% na TUST e TUSD além de tempo de vigência das reduções.

Fonte: O autor.

A questão chave da implantação de micro e minigeração é a competitividade que esses empreendimentos apresentam frente à tarifa praticada pela distribuidora. A

regulamentação pode contribuir para criar barreiras/incentivos que atenuam/acentuem a viabilidade de implantação de geração distribuída.

A REN 482 não permite a venda do excedente e estipula a existência de um valor mínimo de cobrança. Adicionalmente, o PRODIST impõe requisitos mínimos ao sistema de proteção. Esses são fatores que encarecem o empreendimento e fazem com que o tempo de retorno do investimento aumente.

Já o sistema de bandeiras tarifárias, previstas para vigorar a partir de 2014 é um fator que pode contribuir para a viabilização de um projeto. Uma vez que a bandeira amarela e vermelha refletem preços elevados em função dos maiores custos de geração, o efeito equivalente é uma tarifa mais elevada (ANEEL, 2013a).

Da mesma forma as tarifas horárias podem, dependendo do grupo consumidor, ser fator que contribui ou que inviabiliza os empreendimentos. A definição dos postos tarifários é feita pela distribuidora e aprovada pela ANEEL. Sendo assim, dependendo das características da fonte e do hábito de consumo o empreendimento pode ser conveniente. A melhor condição para viabilizar o projeto é aquela onde a maior produção coincide com o posto tarifário de pico. Isso porque nessa condição evita-se a compra da energia por um valor elevado e no caso de excedentes, esses implicam em mais crédito em função de serem produzidos em um horário de ponta. A situação inversa é aquela na qual a maior produção coincide com o posto tarifário fora de ponta (ANEEL, 2010).

As considerações realizadas neste capítulo são referentes à geração distribuída no sentido amplo. Sendo assim, no Capítulo 3 são detalhados aspectos referentes apenas à geração solar fotovoltaica.

3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Este capítulo apresenta uma revisão nos aspectos pertinentes a geração fotovoltaica, características da fonte energética e dos equipamentos envolvidos na produção de energia além de uma análise de viabilidade frente às tarifas das distribuidoras.

3.1 ENERGIA SOLAR E PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

A energia provinda do sol é, em última análise, a fonte primária das energias renováveis. Os aproveitamentos de biomassa não seriam possíveis sem o processo de fotossíntese e também a eólica que depende de massas de ar com diferentes temperaturas aquecidas de forma heterogênea (ABINEE, 2012). Já o uso direto da radiação solar se dá basicamente por aquecimento de água e produção de eletricidade. Para fins deste trabalho, não são detalhados aspectos do uso para aquecimento de água.

A conversão em eletricidade da energia solar pode ocorrer, segundo ABINEE (2012), por:

- Concentração da energia luminosa através de refletores de forma a aquecer um fluido de trabalho que movimenta as turbinas de um gerador (sistemas CSP – *Concentrated Solar Power*);
- Efeito fotovoltaico, no qual células de um material semicondutor produzem corrente elétrica quando expostas à luz.

O sistema CSP é normalmente utilizado em usinas e, por esse motivo, não é detalhado neste estudo.

Segundo o Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL, 2013), a geração através do efeito fotovoltaico pode ser utilizada em sistemas conectados à rede, isolados, híbridos, usinas solares ou em aplicações em bens de consumo. É uma tecnologia limpa, renovável e modular que teve no passado uso, principalmente, em regiões remotas para carregamento de baterias em sistemas isolados sem acesso à rede de distribuição, mas que atualmente é largamente utilizada em sistemas residenciais de geração conectados à rede (CGEE, 2012). Na Europa, 21% da capacidade instalada em 2012 foi no setor residencial, com destaque para países como Dinamarca, Países Baixos, República Tcheca, Bélgica e Reino Unido, onde o total cumulativo residencial até 2012 representou mais da metade da capacidade instalada segundo a *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2013).

A implantação de sistemas fotovoltaicos apresenta além das vantagens já citadas na Seção 2.2, uma capacidade adicional de atuar em sinergia com o sistema de distribuição melhorando a confiabilidade, a regulação de tensão e indicadores de qualidade. Esses benefícios podem ser percebidos, por exemplo, durante picos gerados por um elevado uso de condicionadores de ar. Além disso, os sistemas não exigem área física dedicada, podendo ser instalados até mesmo em telhados residenciais (IDEAL, 2013).

Os componentes de um sistema fotovoltaico são os painéis solares, o sistema de fixação, o sistema inversor de transformação de corrente contínua para corrente alternada, disjuntores, cabos elétricos e conectores, aterramento e proteções contra sobretensões e descargas atmosféricas e caixas de conexão. Quando em aplicações isoladas, pode-se usar controlador de carga e sistema de armazenamento (DEL GRANDE, 2013).

Existem diversas tecnologias dominadas e disponíveis no mercado para fabricação de células fotovoltaicas, sendo que algumas das principais matérias-primas são: silício cristalino, silício amorfo hidrogenado, telureto de cádmio, disseleneto de cobre e índio. Dentre essas, destaca-se o silício monocristalino por ser a mais antiga tecnologia e por originar as células com maior eficiência em aplicações comerciais (IDEAL, 2013). Essa é também a tecnologia utilizada na produção de circuitos integrados e módulos fotovoltaicos comerciais são encontrados com eficiência que varia entre 12 e 17%. O silício policristalino é também uma tecnologia importante empregada e representa juntamente com o silício monocristalino, aproximadamente 90% do mercado atual. A maior simplicidade e custos significativamente menores no processo produtivo de células de silício policristalino faz com que essas tenham eficiência levemente inferior às de silício monocristalino (DEL GRANDE, 2013).

3.2 ASPECTOS ECONÔMICOS

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). Essa informação pode ser facilmente obtida em estudos como o Atlas Brasileiro de Energia Solar, trabalho publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Outra fonte são programas como o SunData do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL, 2013) que informam a irradiação média mensal a partir de informações de localização geográfica.

O fator de capacidade (FC) mede a relação entre a energia média produzida e a capacidade nominal do sistema (kWp^5). O FC varia em função da irradiação solar e do fator de desempenho, que mede a qualidade da instalação fotovoltaica. Fatores que contribuem para que o FC não seja unitário são perdas na transformação dos inversores de energia, perdas ôhmicas nos cabos, redução da capacidade e eficiência dos módulos devido a sombreamentos, acúmulo de detritos sobre os módulos reduzindo a capacidade de absorção e elevação da temperatura de trabalho, indisponibilidade do sistema por paradas forçadas ou para manutenção e ainda por diferenças intrínsecas dos módulos que faz com que estes não operem no mesmo ponto de máxima eficiência (ABINEE, 2012).

O custo dos componentes também deve ser considerado. A maior parte do investimento em um sistema fotovoltaico é devido aos módulos e aos inversores. Nesse caso pode-se fazer um comparativo entre itens comprados no mercado nacional ou importados (neste caso devem-se considerar taxas e impostos incidentes). A ABINEE (2012) faz uma análise dos custos envolvidos em aplicações com módulos e inversores importados e o Quadro 2 mostra a estimativa dos custos levantados na instalação de sistemas fotovoltaicos.

Quadro 2: Estimativa de custos relativos a empreendimentos fotovoltaicos.

Aplicação	Residencial	Comercial	Usina
Capacidade (kW)	3	30	30.000
Custo dos módulos e inversores (R\$)	11.605	116.047	116.047.414
Custo de cabos e proteções (R\$)	2.250	18.000	13.100.000
Custo do sistema de fixação (R\$)	3.750	24.000	14.000.000
Demais custos (Conexão, projeto, etc.) (R\$)	3.750	30.000	18.000.000
Total (R\$)	21.359	188.047	161.147.414
Total (R\$/W)	7,12	6,27	5,37

Fonte: Adaptado de ABINEE (2012).

O custo de produção fotovoltaico pode ser calculado, de acordo com ABINEE (2012), conforme a Equação (1).

$$CP = \frac{CAPEX + VP(OPEX)}{VP(EP)} \quad (1)$$

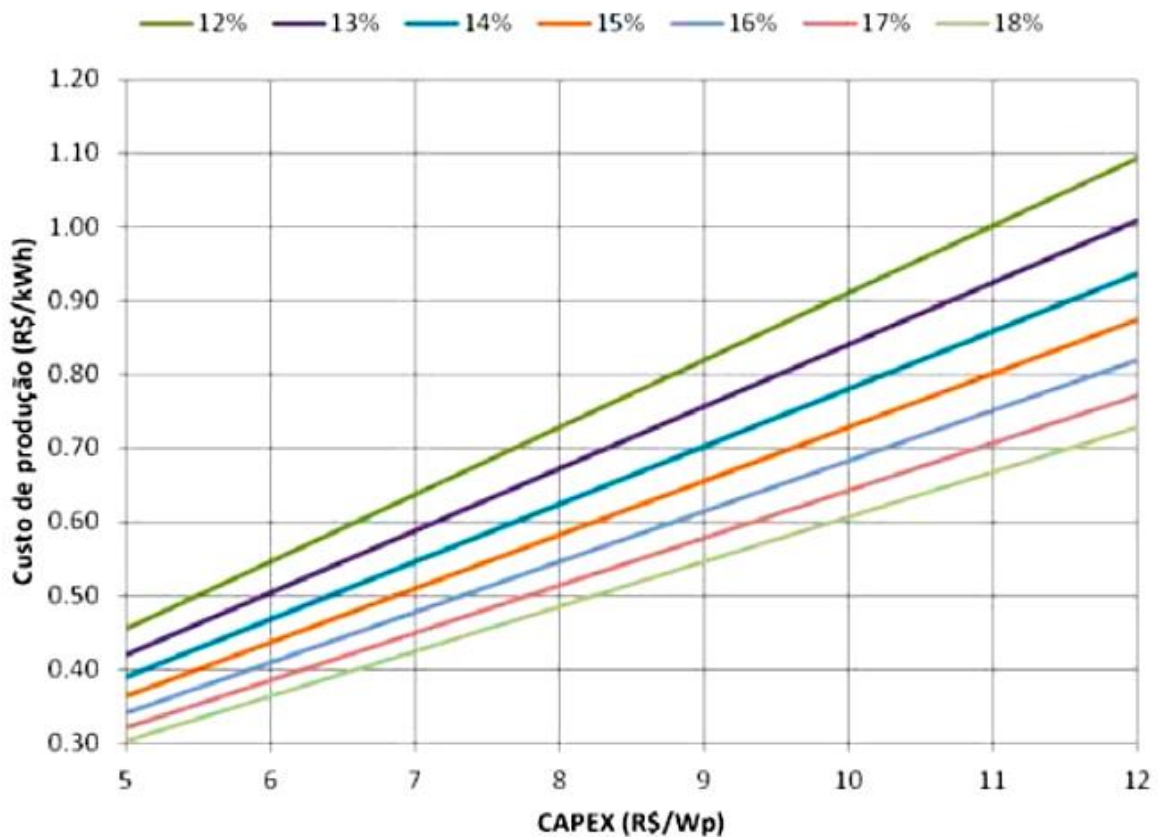
Onde CP é o custo de produção em $R\$/kWh$, $CAPEX$ são os custos de investimento do sistema fotovoltaico em $R\%$, $VP(OPEX)$ é o valor presente de custos de operação e

⁵ Segundo ABINEE (2012, p. 129), “a potência nominal de uma célula ou módulo solar fotovoltaico é a potência de pico obtida sob condições padrão de teste. Daí vem o fato de se incluir o sufixo “pico” (ou “p”) à unidade de potência utilizada”.

manutenção ao longo da vida útil da instalação em $R\$$ e $VP(EP)$ é o valor presente da energia produzida ao longo da vida útil da instalação em kWh .

A Figura 3 ilustra o custo de produção calculado com a Equação (1) para diferentes fatores de capacidade (FC), considerando uma vida útil de 25 anos para o empreendimento, custo de operação e manutenção estimado como 1% do CAPEX ao ano, redução de 0,75% ao ano sobre o valor original da eficiência das células além de um valor ponderado do custo de capital de 7,5%.

Figura 3: Custo de produção de energia fotovoltaica.



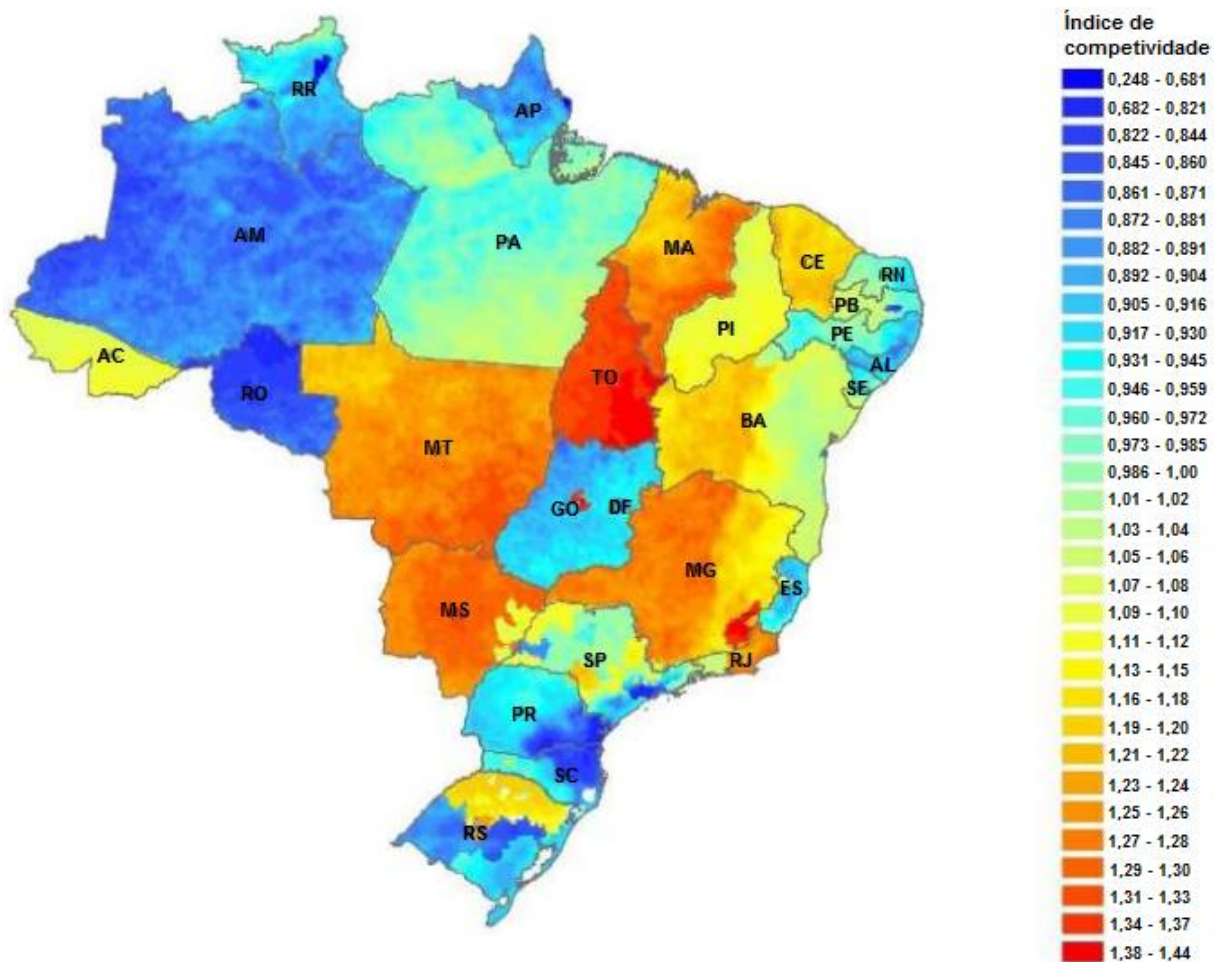
Fonte: ABINEE (2012).

Analisando a Figura 3 observa-se que para um custo de instalação ($CAPEX$) de $R\$ 7,12/Wp$ (valor estimado para um empreendimento residencial) somado ao valor presente do custo de operação e manutenção, resulta em um custo de produção inferior a $R\$ 0,60/kWh$ para um FC de 15%.

Uma análise proposta por ABINEE (2012) para verificar a viabilidade da geração fotovoltaica é resultante da razão entre o valor da tarifa de energia (considerando impostos incidentes) pelo custo de produção solar. Os impostos Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre

Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) foram considerados no cálculo sendo que a alíquota é variável com o Estado para o ICMS. Para o cálculo do custo de produção, foi considerado um *CAPEX* de R\$7,12/Wp, custo fixo de operação e manutenção de 1% do *CAPEX* ao ano, vida útil do empreendimento de 25 anos, taxa de desconto anual de 7,5%, eficiência global da conversão de corrente contínua para alternada de 78% e perda da eficiência dos módulos de 0,75% ao ano. Foi considerada ainda uma redução de 0,45% na eficiência dos módulos para cada grau de temperatura acima de 25°C, comportamento típico esse de células de silício cristalino. O resultado é um mapa do Brasil que indica a viabilidade para clientes na baixa tensão, conforme Figura 4.

Figura 4: Mapa de viabilidade de empreendimentos fotovoltaicos na baixa tensão.



Fonte: Adaptado de ABINEE (2012).

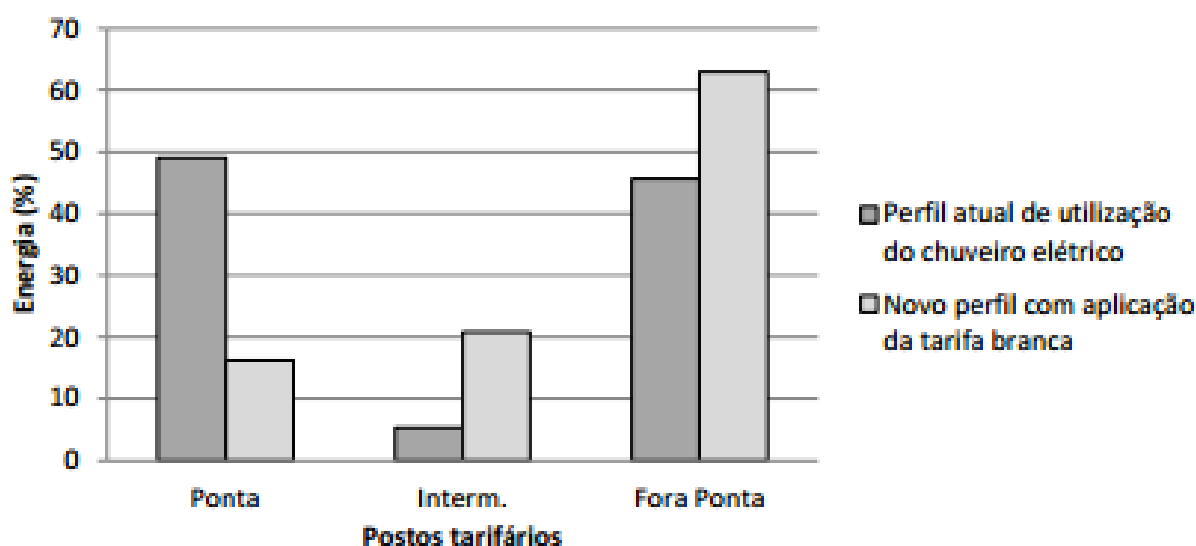
O mapa da Figura 4 foi elaborado considerando que o autoprodutor faria a compra dos equipamentos. Na prática, haverá contratação de empresas especializadas que desenvolverão o projeto. Considerando os custos adicionados pela empresa integradora, o custo de instalação passa a ser da ordem de R\$ 10/Wp. Nessa nova situação, a energia

fotovoltaica ainda é pouco competitiva no Brasil, sendo que os principais locais onde existe competitividade estão localizados no sudeste do Tocantins e Minas Gerais (ABINEE, 2012).

Existem fatores que devem contribuir para a redução dos custos de produção de energia fotovoltaica tais como a redução em escala global do preço dos módulos fotovoltaicos e inversores, aumento do número de empresas integradoras criando um ambiente competitivo, surgimento de empresas especializadas com soluções de componentes específicos de sistemas além do surgimento de formas de pagamentos mais compatíveis com a realidade dos usuários interessados (ABINEE, 2012).

Outro aspecto a ser considerado é relativo às tarifas horárias e aos hábitos de consumo. Figueiró (2013) realiza uma análise de prováveis mudanças de comportamento no uso do chuveiro elétrico com a aplicação da tarifa branca, conforme Figura 5.

Figura 5: Perfil de uso de chuveiro elétrico.



Fonte: Figueiró (2013).

A mudança observada no comportamento está ligada a uma predisposição do consumidor em se adaptar a uma nova condição de forma a reduzir a sua fatura de energia elétrica. Caso essa predisposição seja inexistente, eventualmente pode ser viável o empreendimento fotovoltaico, uma vez que o valor tarifário exerce grande influência na avaliação da competitividade (ABINEE, 2012).

Considerando os aspectos discutidos no Capítulo 2 e no Capítulo 3, o Capítulo 4 detalha características da metodologia tradicional para projeção da demanda de energia elétrica da classe residencial e apresenta uma complementação a esta.

4 METODOLOGIAS DE PROJEÇÃO DE DEMANDA DA CLASSE RESIDENCIAL

Este capítulo apresenta uma revisão sobre as metodologias tradicionais utilizadas para projeção do mercado residencial, e descreve a metodologia proposta neste trabalho.

4.1 METODOLOGIA TRADICIONAL

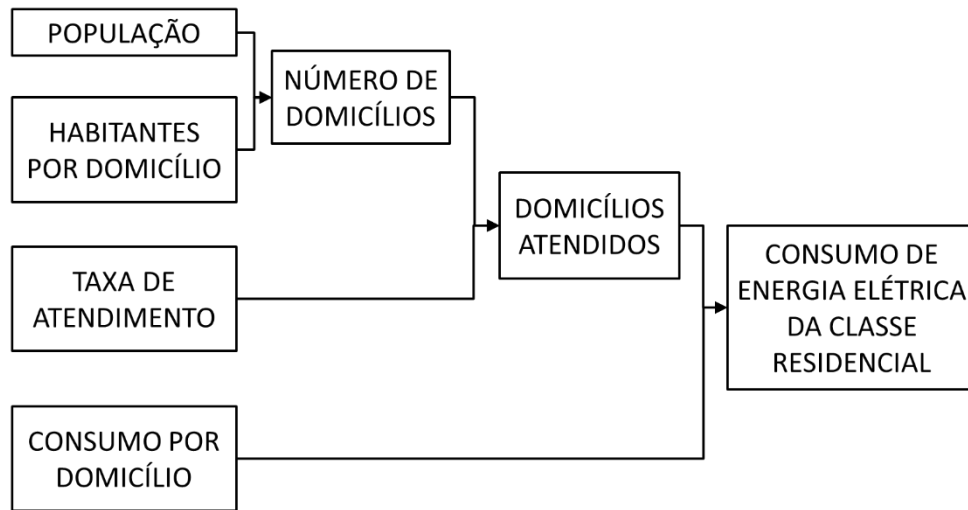
A metodologia tradicionalmente utilizada para projeção de demanda é baseada na Portaria 760 de 1976 do extinto Departamento de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Esta metodologia é determinística e presume que se pode projetar o futuro a partir de acontecimentos passados (CASTELO BRANCO, 2003).

As etapas preliminares na projeção do mercado envolvem a elaboração e modelagem de cenários macroeconômicos e de consumo de energia elétrica além da coleta e análise de dados e pesquisa de campo. Todas essas etapas servem para compor as premissas básicas do mercado. Os cenários macroeconômicos envolvem a análise dos principais indicadores sócio-econômicos visando identificar incertezas, impactos e perspectivas sendo que disso resultam as taxas de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB). Os cenários para o consumo de energia elétrica são fundamentados em elasticidade do consumo de energia pelo PIB e estes devem sofrer revisão constante (CASTELO BRANCO, 2003; ELETROBRÁS, 2007).

A coleta de dados envolve a série histórica anual, informações sobre autoprodutores e grandes consumidores e sua análise visa identificar a velocidade de movimento dos indicadores e suas tendências. Na ausência de dados históricos, se pode alternativamente utilizar informações de locais similares demográfica, econômica e socialmente. Já a pesquisa de campo é feita com os clientes existentes e potenciais com uma periodicidade tipicamente anual. É realizada com o objetivo de obter informações sobre planos de expansão de consumidores significativos, qualidade do fornecimento, planos de substituição de energéticos ou geração própria, entre outros (CASTELO BRANCO, 2003; ELETROBRÁS, 2007).

Para a classe residencial, o cálculo do consumo de energia elétrica total é obtido através do produto do consumo por domicílio com o número de domicílios atendidos. O número de domicílios atendidos é resultado do número total de domicílios obtido a partir das projeções populacionais e do número de habitantes por domicílio com a taxa de atendimento, como ilustra a Figura 6.

Figura 6: Metodologia tradicional para projeção da demanda residencial.



Fonte: Adaptado de Castelo Branco (2003).

O consumo por domicílio é resultado da análise de dados históricos. Castelo Branco (2003) frisa que correções devido a programas de ligação de consumidores de baixo poder aquisitivo devem ocorrer, uma vez que por apresentarem um menor consumo por domicílio, a média tende a baixar. A análise e extrapolação de dados históricos evita ainda que apareçam descontinuidades na projeção. A população, o número de habitantes por domicílio da área abrangida pela distribuidora assim como a taxa de atendimento são regredidos no tempo utilizando-se ajuste de curvas linear, quadrática, logarítmica ou exponencial, dependendo do melhor ajustamento. Após, esses dados são extrapolados para o horizonte de projeção almejado (BOFF, 2007).

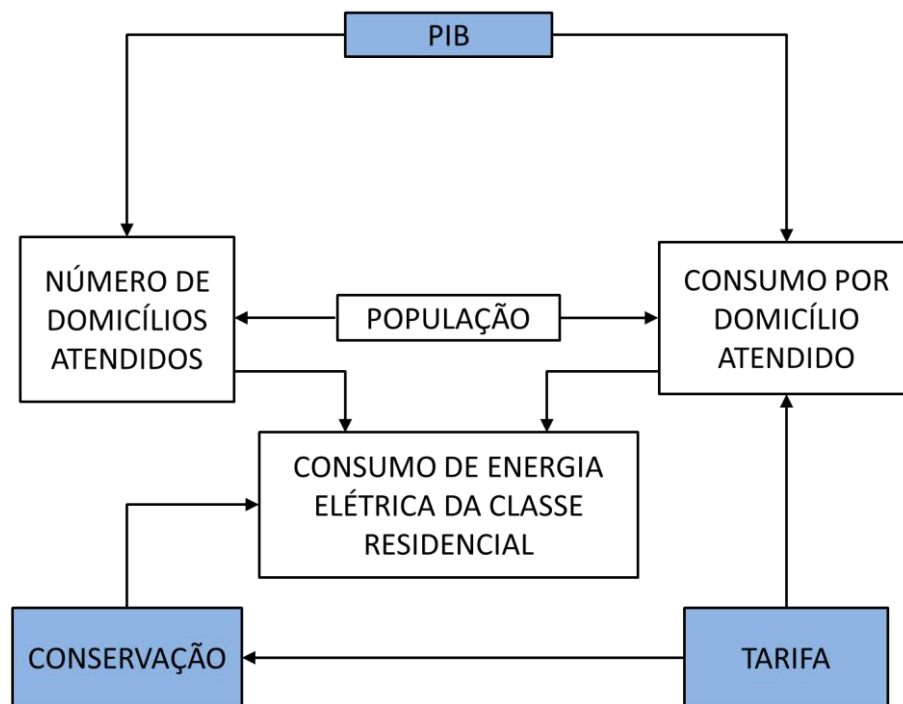
Conforme salienta Boff (2007), este tipo de abordagem é adequado somente para projeções de curto prazo em ambientes de comportamento estável. No longo prazo, acontecimentos como a crise do petróleo na década de 70 podem alterar a dinâmica do sistema significativamente de forma a prejudicar a projeção.

Castelo Branco (2003) complementa, indicando limitações da metodologia tradicional, dentre as quais se podem citar: não reflete a reação do consumidor frente a incentivos de racionalização; precariedade na representação de variações de demanda relacionadas a fenômenos cíclicos responsáveis pela flutuação do sistema; não considera relações de causalidade.

4.2 METODOLOGIA TRADICIONAL MODIFICADA

Frente às limitações da metodologia proposta pelo DNAEE e com as mudanças estruturais que ocorreram no setor elétrico, Castelo Branco (2003) propõe melhorias na metodologia a partir da inclusão de novas variáveis (tarifa, PIB e conservação) e mudanças no modelo utilizando processos de realimentação entre as variáveis. A metodologia tradicional modificada segue com base em estudo de cenários, porém considera variações de preço e renda além de programas de conservação de energia e racionalização, com realimentação entre as variáveis contribuindo para uma melhor identificação do comportamento da demanda. A Figura 7 ilustra o processo de interação entre os fatores que compõe a metodologia tradicional modificada.

Figura 7: Metodologia tradicional modificada para projeção da demanda residencial.



Fonte: Castelo Branco (2003).

Outro fator adicionado são os atrasos, tanto de grandezas físicas quanto de informações, que fazem com que uma ação tenha consequência perceptível somente depois de passado algum tempo. Exemplo disso é o efeito do reajuste tarifário, que causa mudança no hábito de consumo geralmente com certo retardo (CASTELO BRANCO, 2003).

O modelo matemático é composto por um conjunto de oito equações. A Equação (2) é usada para calcular a renda per capita.

$$RPC_i = \frac{PIB_i}{Pop_i} \quad (2)$$

Onde i é o índice do ano de projeção, RPC_i é a renda per capita em R\$ por habitante, PIB_i é o cenário do Produto Interno Bruto em R\$ e Pop_i é o cenário populacional em habitantes.

O número total de domicílios é obtido pela razão entre população e número de habitantes por domicílio, conforme Equação (3).

$$NTD_i = \frac{Pop_i}{Hab\bar{d}_i} \quad (3)$$

Onde NTD_i é o número total de domicílios e $Hab\bar{d}_i$ é o número de habitantes por domicílio.

As variáveis consumo por residência ($MWh/domicílio$), taxa de atendimento (%a.a.), habitantes por domicílio e conservação (MWh), representadas respectivamente por $CPR2_i$, TA_i , $Hab\bar{d}_i$ e $Conserv$ são obtidas a partir de ajustes aos dados históricos.

O número de domicílios atendidos é obtido a partir da multiplicação entre número total de domicílios e a taxa de atendimento prevista somados à externalidades, que são adições resultantes de programas sociais. A Equação (4) mostra este cálculo.

$$NDA_i = NTD_i \cdot TA_i + Exter_i \quad (4)$$

Onde NDA_i é o número de domicílios atendidos, NTD_i é o número total de domicílios, TA_i é a taxa percentual de atendimento aos domicílios e $Exter_i$ é o número de domicílios atendidos devido à externalidades.

O crescimento da renda acaba gerando um efeito sobre o consumo. Entretanto o efeito apresenta um atraso, e, portanto deve-se avaliar a taxa de crescimento da renda em um determinado período, conforme Equação (5).

$$ER_i = \frac{RPC_i}{RPC_{i-k}} \quad (5)$$

Onde ER_i é o efeito percentual da renda, k é o atraso em anos no tempo considerado no cálculo da taxa de crescimento da renda.

O efeito da renda é considerado incidindo sobre o consumo extrapolado por residência, de acordo com a Equação (6).

$$CPR1_i = CPR2_i \cdot (1 + ER_i) \quad (6)$$

Onde $CPR1_i$ é o consumo em MWh por residência considerando somente a renda no ano de referência e $CPR2_i$ é o consumo em MWh resultante do ajuste de curva dos dados históricos.

A tarifa tem seu efeito representado por meio da elasticidade entre consumo e tarifa considerando um atraso e calculado conforme a Equação (7).

$$ET_i = TarProj_{i-n} \cdot Elast \quad (7)$$

Onde ET_i é o efeito percentual da tarifa, $TarProj_{i-n}$ é o cenário tarifário em R\$ por MWh , n é o atraso em anos considerado para que haja um efeito da tarifa e $Elast$ é a elasticidade em MWh por R\$ do consumo com relação à tarifa.

O consumo projetado por residência deve considerar o efeito tarifário além da eficiência e o cálculo é de acordo com a Equação (8).

$$CPR_i = CPR1_i \cdot (1 - ET_i - Eficient) \quad (8)$$

Onde CPR_i é o consumo final em MWh por residência e $Eficient$ é o percentual considerado de eficiência.

Sendo assim, o consumo de toda a classe residencial pode ser calculado conforme Equação (9).

$$CR_i = CPR_i \cdot NDA_i - Conserv \quad (9)$$

Onde CR_i é o consumo global em MWh da classe residencial e $Conserv$ é a conservação em MWh .

Com base nas limitações das metodologias em uso para projeção da demanda da classe residencial, ou seja, a não inclusão do comportamento do prosumidor, a próxima seção descreve a metodologia aqui proposta.

4.3 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia tradicional modificada foi inovadora ao alterar a metodologia proposta pelo DNAEE e incluir variáveis que representam aspectos comportamentais e causalidade entre variáveis. No entanto, com a publicação da REN nº 482 em 17 de abril de 2012 pela ANEEL é necessário que esta metodologia seja revista. Isso porque a partir desta publicação, aproveitamentos de até 1 MW a partir de fontes eólica, hidráulica, fotovoltaica, biomassa ou geração qualificada podem participar do sistema de compensação de energia. Isto é, o excedente produzido pode ser compensado em forma de crédito de energia e o consumidor passa a exercer também a função de produtor, recebendo a denominação conhecida como prosumidor.

Sendo assim, há uma nova parcela não prevista no modelo que contribui para a redução da projeção da demanda. A Equação (9) usada para calcular o consumo global residencial deve ser reescrita como mostra a Equação (10).

$$CR_i = CPR_i \cdot NDA_i - Conserv - PFTR_i - PER_i - PHR_i - PBR_i - PGQR_i \quad (10)$$

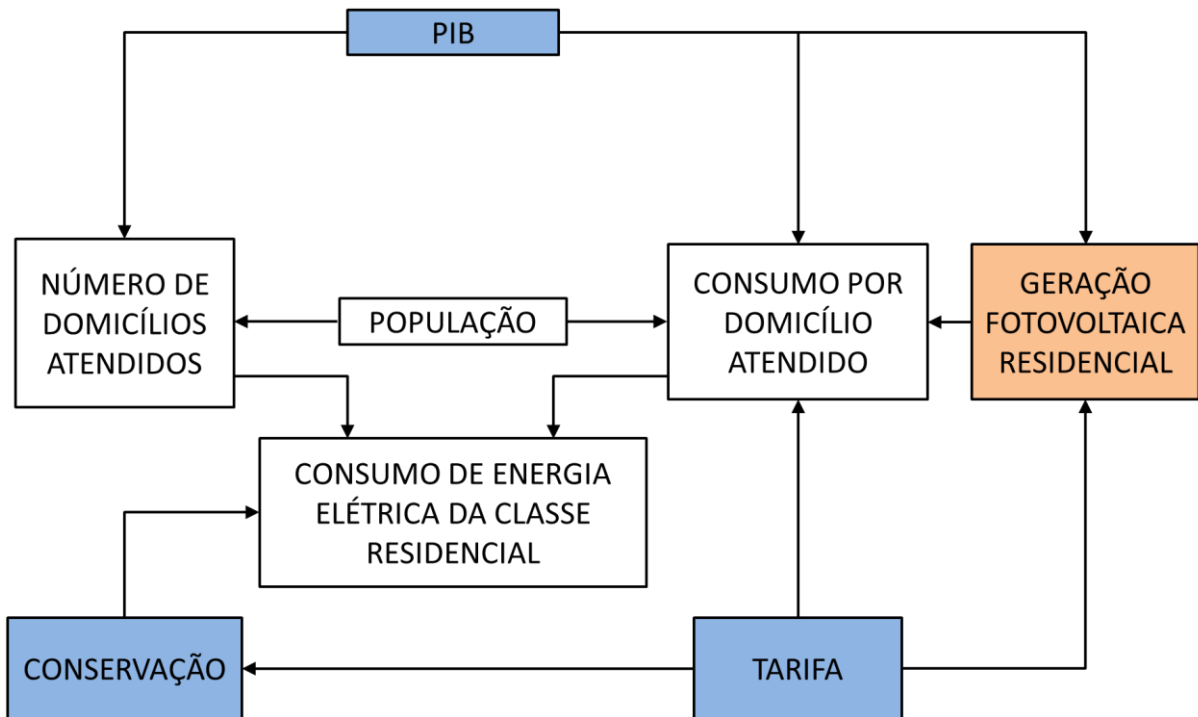
Onde $PFTR_i$, PER_i , PHR_i , PBR_i e $PGQR_i$ são a produção total residencial em *MWh* de aproveitamentos fotovoltaicos, eólicos, hidráulicos, biomassa e geração qualificada respectivamente.

Conforme já citado, este trabalho tem por objetivo analisar a contribuição da produção fotovoltaica e, portanto limita-se em estudar a parcela $PFTR_i$ da Equação (10). No entanto, fica assim indicada a necessidade de estudos com objetivo de analisar as demais parcelas que contribuem para a projeção do mercado residencial.

A metodologia proposta para projeção considerando a inserção da micro e minigeração fotovoltaica é baseada na metodologia tradicional modificada. O processo de interação entre os fatores da Figura 7 passa a ter incluído uma parcela referente à geração fotovoltaica que, por sua vez, afeta o consumo por residência conforme ilustra a Figura 8.

A geração fotovoltaica afeta o consumo total residencial, pois ao produzirem uma parcela da energia que consomem os consumidores não precisam comprá-la através da distribuidora. Já o PIB, ao elevar a renda per capita permite que mais consumidores possam instalar os sistemas e arcar com os custos iniciais de instalação, geralmente elevados como pode ser observado na pesquisa de preços realizada e mostrada no Quadro B.1. A tarifa, ao elevar-se, faz com que a competitividade da implantação de um sistema de geração fotovoltaico aumente.

Figura 8: Metodologia proposta para projeção da demanda residencial.



Fonte: O autor.

Na Figura 8 pode-se observar que a metodologia proposta inclui a metodologia tradicional modificada adicionando a geração fotovoltaica residencial. Sendo assim, as equações utilizadas anteriormente também continuam parcialmente válidas. Uma análise identificou que a combinação da Equação (6) com a Equação (8) possui uma relação cruzada entre os efeitos da renda com os efeitos da tarifa e da efficientização, conforme mostra a Equação (11).

$$CPR_i = CPR2_i \cdot (1 + ER_i) \cdot (1 - ET_i - Eficient) \quad (11)$$

Entende-se da Equação (12) que existe uma atenuação do efeito da renda, do efeito da tarifa e da efficientização.

$$CPR_i = CPR2_i \cdot (1 + ER_i - ET_i - Eficient - ER_i \cdot ET_i - ER_i \cdot Eficient) \quad (12)$$

A efficientização, por exemplo, deve contribuir para a redução do mercado e um efeito positivo da renda deve contribuir para um aumento da demanda, mas a interação das duas cria uma parcela que faz com que um efeito da renda positivo contribua para a redução da demanda. Dessa forma, a metodologia proposta deve utilizar as mesmas equações da metodologia tradicional sendo que a Equação (6) e a Equação (8) são combinadas e reescritas conforme a Equação (13).

$$CPR_i = CPR2_i \cdot (1 + ER_i - ET_i - Eficient) \quad (13)$$

A inclusão de equações para formar a parcela referente à contribuição fotovoltaica foi inspirada nas anteriores, ou seja, calcula-se o número de domicílios com geração fotovoltaica e a produção de energia por residência para então compor o total de produção residencial a partir de fonte solar. Dessa forma a Equação (14) mostra a forma proposta para o cálculo do número de domicílios com geração fotovoltaica.

$$NDGF_i = NDA_i \cdot TxAd_i \quad (14)$$

Onde $NDGF_i$ é o número de domicílios com geração fotovoltaica, NDA_i é o número de domicílios atendidos, $TxAd_i$ é a taxa percentual de adesão à geração fotovoltaica e i é o ano de projeção.

Os percentuais para a taxa de atendimento são obtidos por extrapolação, técnica que ainda não é viável para a taxa de adesão, pois não existem dados históricos para esta. Assim, estimativas devem ser feitas. Fatores que devem influenciar esta taxa de adesão é a renda *per capita* (relacionado à classe de consumo) e o índice de competitividade definido por ABINEE (2012) conforme Equação (15).

$$IC_i = \frac{TarProj_i \text{ com impostos}}{CP_i} \quad (15)$$

Onde IC_i é o índice de competitividade, $TarProj_i \text{ com impostos}$ é o cenário tarifário em R\$ por *MWh* considerando os impostos incidentes e CP_i é o custo de produção fotovoltaico em R\$ por *MWh* conforme Equação (1).

Um índice de competitividade maior que a unidade significa que a energia fotovoltaica já é competitiva. Entretanto, em função do investimento inicial deve-se considerar que apenas consumidores de maior poder aquisitivo irão aderir à geração fotovoltaica inicialmente.

O cenário tarifário considerando os impostos incidentes é calculado de acordo com a Equação (16).

$$TarProj_i \text{ com impostos} = \frac{TarProj_i}{1 - PIS - COFINS - ICMS} \quad (16)$$

Onde $TarProj_i \text{ com impostos}$ é a tarifa projetada considerando os tributos, $TarProj_i$ é o cenário tarifário, PIS é a alíquota do Programa de Integração Social (PIS), $COFINS$ é a alíquota da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e $ICMS$ é a alíquota do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

Para o cálculo da produção de energia por residência, assim como para a taxa de adesão, não existem dados históricos. Dessa forma, a Equação (17) envolve fatores que permitem estimar a produção por residência que independem desta informação.

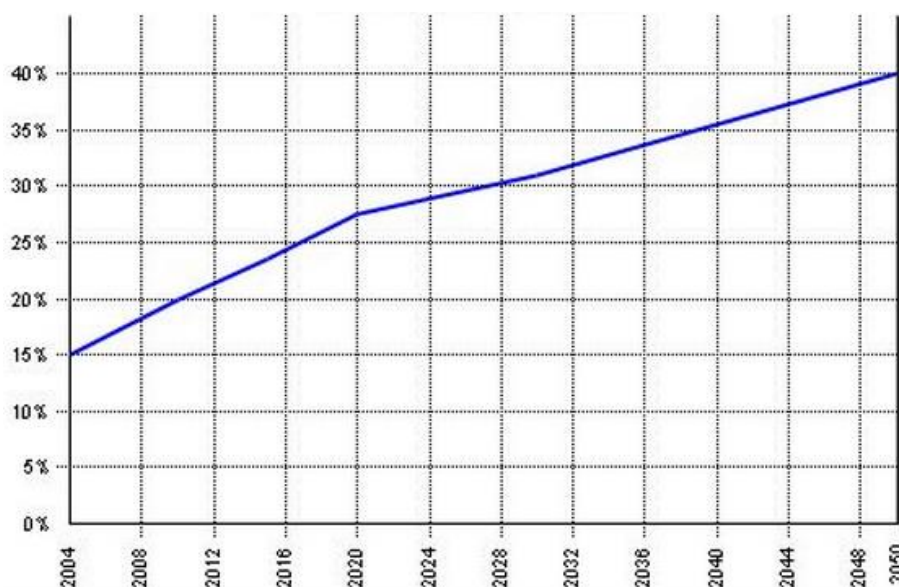
$$PFR_i = AreaInst_i \cdot \eta_i \cdot IMA \cdot FD \quad (17)$$

Onde PFR_i é a produção anual de energia em MWh por residência, $AreaInst_i$ é a área em m^2 de módulos fotovoltaicos instalados, η_i é a eficiência percentual dos módulos, IMA é irradiação média anual em MWh por m^2 e FD é o fator percentual de desempenho do sistema.

O fator de desempenho considera fatores como perdas na transformação de energia contínua para alternada, perdas ôhmicas, sombreamentos e acúmulo de sujeira nos módulos que reduz a capacidade de absorção da irradiação, redução da eficiência dos módulos, entre outros. Valores típicos para o FD variam entre 0,60 e 0,80 (ABINEE, 2012).

A eficiência dos módulos pode ser estimada a partir de valores típicos de módulos comerciais combinado com as perspectivas de evolução da eficiência destes. A Figura 9 ilustra as projeções de melhora na eficiência para células comerciais.

Figura 9: Projeção da eficiência de conversão de células solares.



Fonte: Data 360 (2013).

É preciso considerar ainda a perda devido às camadas adicionais do módulo montado. De acordo com *Photovoltaics Technology* (PV-Tech, 2011), perdas dessa natureza tipicamente variam entre 10 a 15 por cento. Assim, uma célula com eficiência de 20% ao ser montada no módulo pode ter a eficiência reduzida para 17%, por exemplo.

A área de módulos fotovoltaicos instalados por residência pode ser estimada com base no nível de consumo e tipo de fornecimento das potenciais unidades consumidoras à instalação de micro e minigeração fotovoltaica. O tipo de instalação determina qual o custo de disponibilidade, valor mínimo faturável que deve ser pago pela unidade consumidora

(ANEEL, 2000). O Quadro 3 mostra o valor mínimo faturável conforme o tipo de fornecimento e o valor em moeda corrente equivalente será aplicado mesmo que o consumo medido ou estimado seja inferior ao mínimo.

Quadro 3: Valor mínimo faturável conforme tipo de fornecimento.

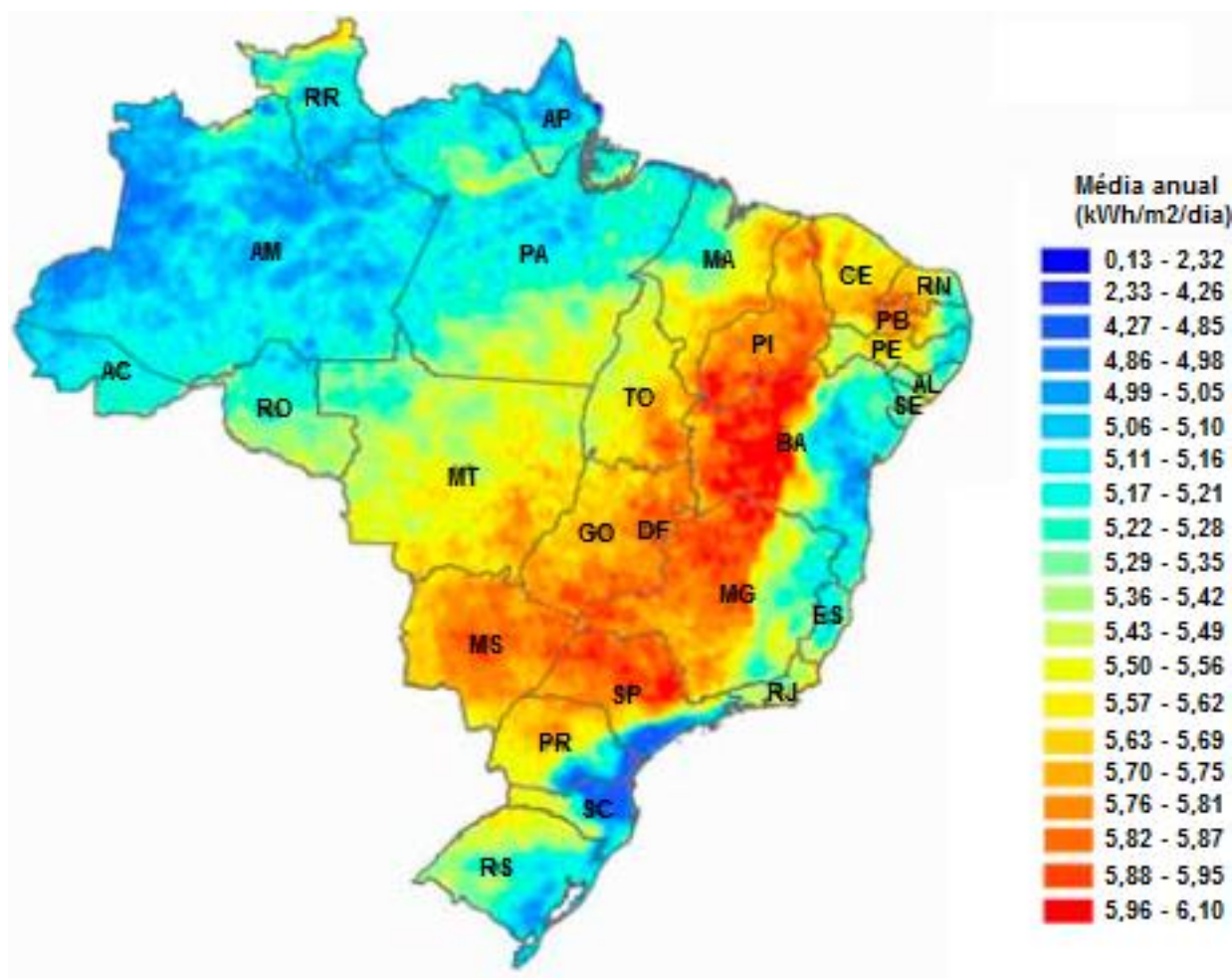
Tipo de fornecimento	Valor mínimo faturável
Monofásico e bifásico a dois condutores	30 kWh
Bifásico a três condutores	50 kWh
Trifásico	100 kWh

Fonte: Adaptado de ANEEL (2000).

De posse dos demais parâmetros da Equação (17), a área pode ser estimada de forma que a produção fotovoltaica anual somada ao valor mínimo faturável no ano se iguale ao consumo anual de energia elétrica.

A irradiação média anual pode ser obtida de mapas como o ilustrado na Figura 10.

Figura 10: Irradiação total em plano de inclinação igual à latitude local.



Fonte: ABINEE (2012).

A produção total residencial de energia pode então ser calculada através do produto do número de residências com geradores e a produção por residência, conforme Equação (18).

$$PFTR_i = PRF_i \cdot NDGF_i \quad (18)$$

Onde $PFTR_i$ é a produção fotovoltaica total residencial em *MWh*. PRF_i e $NDGF_i$ são calculados conforme Equação (17) e Equação (14) respectivamente.

Finalizando, a Equação (9) usada no cálculo da demanda total residencial pode ser reescrita com a inclusão da parcela referente à produção de energia fotovoltaica residencial de acordo com a Equação (19).

$$CR_i = CPR_i \cdot NDA_i - Conserv - PFTR_i \quad (19)$$

A metodologia proposta neste trabalho foi aplicada em um Estudo de Caso, o que é feito no Capítulo 5.

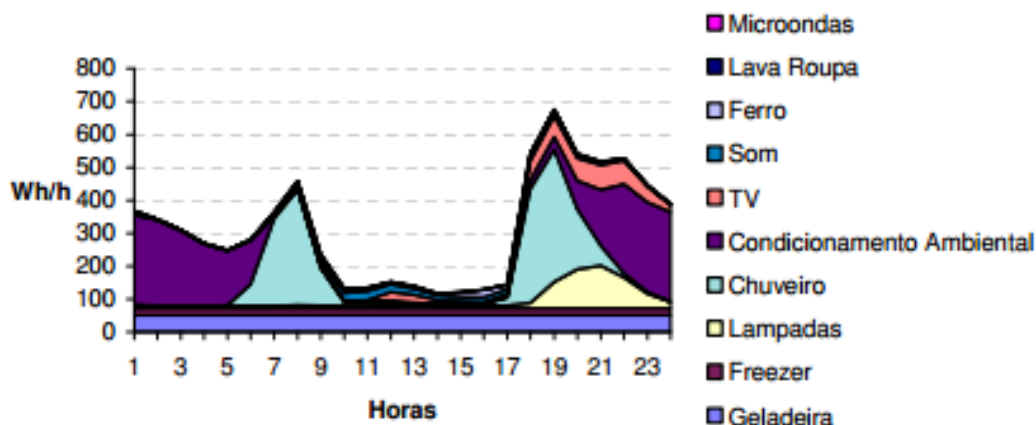
5.2 ASPECTOS NORMATIVOS

Os aspectos da regulamentação identificados como significativos para a projeção da demanda estão destacados no Quadro 1 e são: bandeiras tarifárias, tarifa branca, impossibilidade de venda de excedente produzido, limite de potência instalada, custos de disponibilidade e de adequação do sistema de medição. As reduções na TUSD e TUST estabelecidas pela REN 77 (ANEEL, 2004), apesar de serem apontadas como relevantes para a projeção de demanda, não foram abordadas neste estudo devido às condições de contorno determinadas. Para esse estudo, por tratar-se de fonte solar, seriam aplicadas reduções de 80% nos dez primeiros anos de operação para empreendimentos que entrarem em operação até 31 de dezembro de 2017, conforme redação dada pela REN 481 (ANEEL, 2012c).

A inclusão de bandeiras tarifárias tem o efeito equivalente a uma tarifa mais alta. De acordo com ANEEL (2013d), entre os períodos de janeiro de 2007 a julho de 2013 a bandeira verde permaneceria acionada 70% do tempo, a amarela 24% e a vermelha 6%. Isso corresponde a aproximadamente três meses de bandeira amarela e um mês de bandeira vermelha. Sabendo que a bandeira amarela adiciona $R\$15,00/MWh$ e a bandeira vermelha adiciona $R\$ 30,00/MWh$ no valor da tarifa, foi considerado que o custo incremental seria de $R\$6,25/MWh$ na tarifa média anual (ANEEL, 2013c).

A tarifa branca está condicionada à utilização de medidores eletrônicos. A partir de fevereiro de 2014 obrigatoriamente as distribuidoras deverão adotar sistemas de medição eletrônica (ANEEL, 2012b). A modalidade tarifária horária branca, entretanto é facultativa e somente poderá ser adotada após regulamentação específica (ANEEL, 2010). Figueiró (2013) mostra que os consumidores são predispostos a utilizar o chuveiro em horário de ponta e uma curva de carga típica residencial para a região sul do Brasil pode ser observada na Figura 12.

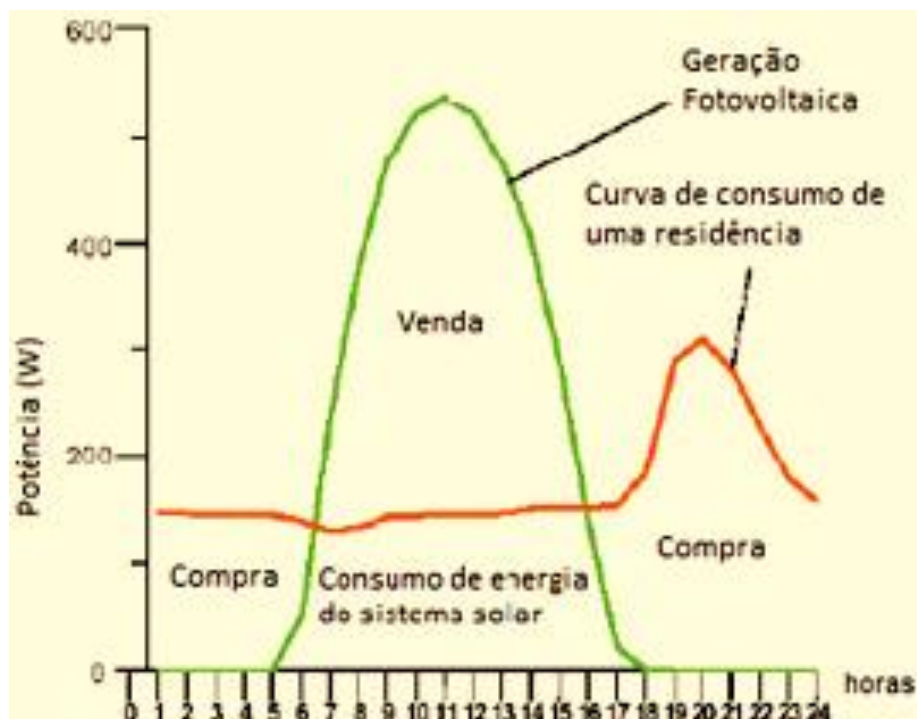
Figura 12: Curva de carga diária média na região sul do Brasil.



Fonte: Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL, 2007).

Uma curva típica de produção de energia fotovoltaica é ilustrada na Figura 13 juntamente com uma curva de consumo típica para o sistema elétrico nacional.

Figura 13: Produção de energia de um sistema fotovoltaico de 700W.



Fonte: Adaptado de Del Grande (2013).

Pode ser observado na Figura 13 que a maior produção de energia fotovoltaica não coincide com o pico de consumo residencial. Quando comparado com a curva de consumo da Figura 12 para a região sul, novamente o pico de produção não ocorre no momento dos picos de consumo.

A REN nº482 estabelece que a energia produzida deva inicialmente ser compensada no mesmo posto tarifário em que foi produzida, sendo que a compensação em outros postos deve observar a relação entre os valores das tarifas de energia (ANEEL, 2012a). A definição dos postos tarifários é proposta pela distribuidora e aprovada pela ANEEL (ANEEL, 2010). Considerando que a distribuidora fará uma proposta de posto tarifário de ponta no horário de maior demanda como forma de incentivar um uso mais uniforme por parte dos consumidores, para o prosumidor não é vantagem aderir à modalidade tarifária horária branca visto que receberá menos créditos pela energia produzida e pagará um valor mais alto quando tem o maior consumo.

Para o prosumidor que instalar um sistema fotovoltaico é preferível permanecer com a tarifa monômnia, pois nesse caso o valor pago pela energia é o mesmo que ele recebe pela que produz. De fato, ANEEL (2013e) determinou o horário de ponta para a área de concessão

da RGE como sendo o período entre as 18 horas e 00 minuto e 20 horas e 59 minutos. Quando há mudança para o horário de verão, o horário de ponta compreende o período entre as 19 horas e 00 minuto e 21 horas e 59 minutos.

Também fica estabelecido um incremento de aproximadamente 55% do valor da tarifa em horário de ponta e bandeira verde com relação ao valor para a modalidade convencional monômnia. Nesse sentido, é considerado que não haverá adesão à modalidade tarifária branca por parte dos prosumidores com micro e minigeração fotovoltaica. Caso a adesão à tarifa branca passar a ser obrigatória, deve-se analisar a viabilidade dos projetos residenciais com a inclusão de sistemas de armazenamento, fator não considerado neste estudo.

A impossibilidade de vender o excedente produzido e a limitação de potência que pode ser instalada faz com que o prosumidor limite a área de módulos instalados. Caso a venda do excedente fosse permitida, uma análise da área disponível para instalação de módulos por residência deve ser realizada. Por não poder vender o excedente, sabendo que o valor em moeda equivalente ao custo de disponibilidade deverá ser pago independente do uso e assumindo que se pretende atingir o menor custo pago pela energia, é considerado que o sistema será dimensionado para produzir somente o montante que excede o custo de disponibilidade. Caso contrário o prosumidor não conseguirá compensar a energia produzida, ou seja, o sistema foi sobredimensionado e um valor mais alto do que o necessário foi despendido.

Foi considerado, portanto, que o consumidor não possui outras unidades consumidoras onde possa compensar a energia e que instalará o sistema mais adequado ao seu caso tendo em vista as considerações feitas anteriormente. Por fim, a adequação do sistema de medição foi estimada em 1% do custo total de instalação do sistema de geração fotovoltaica.

5.3 VARIÁVEIS BÁSICAS PARA PROJEÇÃO DE DEMANDA

Nesta seção é detalhado o processo de obtenção das variáveis fundamentais à projeção da demanda e de que forma foi realizada a projeção das mesmas.

5.3.1 Variáveis comuns às metodologias

A construção do cenário compreende a obtenção de algumas variáveis básicas. As variáveis usadas por ambas as metodologias são: Produto Interno Bruto (PIB), população,

domicílios atendidos em função de programas do governo (externalidades), eficientização, tarifa projetada, elasticidade renda e preço da demanda residencial, conservação, número de habitantes por domicílio, taxa de atendimento e histórico de consumo por residência.

CPFL (2013) permite a visualização das cidades atendidas em cada microrregião da área de atuação da RGE através de um mapa interativo. O histórico da população e PIB disponíveis na Fundação de Economia e Estatística (FEE, 2013) foi obtido com base nesta lista de cidades. A projeção do PIB para as cidades atendidas pela RGE foi realizada a partir das variações previstas pelo Fundo Monetário Internacional (FMI, 2013) e pela *Pricewaterhouse Coopers International Limited* (PwCIL, 2013) para o Brasil. A projeção da população foi realizada através das variações previstas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE, 2013a) para o Rio Grande do Sul.

O número de domicílios atendidos por programas sociais (externalidades) foi estimado a partir das metas do Programa Luz para Todos do governo federal (ANEEL, 2009) e dos informativos da RGE (2013a). Foram encontradas informações apenas para os anos de 2009 e 2010. Sendo assim, estimou-se que para os demais anos, o número de domicílios atendidos por programas sociais seria a média dos atendimentos naqueles anos.

O percentual de eficientização utilizado é o mesmo considerado por Castelo Branco (2003) em função de não ter sido encontrada esta informação para a RGE. A elasticidade de renda e preço da demanda residencial de energia elétrica, utilizada neste trabalho, é de 0,0000581 $MWh/R\$,$ estimativa dada pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA, 1997).

O histórico de tarifa média para a classe residencial, número de domicílios atendidos pela RGE e consumo da classe residencial foram obtidos de ANEEL (2013f). O histórico do consumo por residência foi então calculado a partir destas informações e por ajuste de curva fez-se uma extrapolação para o consumo residencial.

A conservação foi estimada em 5% do histórico de consumo conforme previsões da EPE (2007) e a partir disso, por ajuste de curva à série histórica projetou-se o cenário de conservação.

O número de habitantes por domicílio foi projetado com base em dados do IBGE (2013b) para o Rio Grande do Sul e do PROCEL (2007) para a região sul. Por ajuste de curva aos dados obtidos fez-se a projeção do cenário para o horizonte do estudo.

Com base no número de habitantes por domicílio projetado e na informação da população obtida de ANEEL (2013f), calculou-se o número total de domicílios. Sabendo o

histórico de domicílios atendidos, estimou-se o histórico da taxa de atendimento da RGE e por ajuste de curva fez-se a projeção da evolução desta variável.

A projeção da tarifa foi realizada através de ajuste de curva ao histórico tarifário. A esses valores projetados foi adicionado o montante de R\$ 6,25/MWh referente às bandeiras tarifárias e um reajuste adicional devido ao ciclo de revisão tarifária a cada quatro anos de 8,6% conforme (RGE, 2013a).

As variáveis descritas até o momento são comuns aos dois modelos de projeção. O Quadro 4 mostra as projeções das variáveis que se alteram nos cenários além da projeção populacional. Os valores para o PIB, tarifa projetada e eficiência nos cenários chuvoso e ensolarado serão descritas posteriormente. As abreviações “Pop.” e “Efic.” Utilizadas nos quadros representam a população e a eficiência respectivamente.

Quadro 4: Valores utilizados para a projeção de demanda com ambas as metodologias no cenário nublado.

Ano	PIB (R\$)	Variação do PIB (%)	Pop. (pessoas)	Tarifa projetada (R\$/MWh)	Variação da tarifa (%)	Efic. (%)
2007	56.975.074.083,00	-	3.430.391	310,28	-	-
2008	63.596.440.223,00	11,6	3.444.905	328,33	5,8	-
2009	68.713.600.247,00	8,0	3.459.792	343,93	4,8	-
2010	82.469.014.972,00	20,0	3.475.704	354,68	3,1	-
2011	84.722.893.151,20	2,7	3.490.025	378,81	6,8	-
2012	85.461.676.779,50	0,9	3.505.284	405,05	6,9	-
2013	87.629.839.519,40	2,5	3.519.718	410,99	1,5	3,0
2014	89.822.338.104,10	2,5	3.533.348	458,10	11,5	2,0
2015	92.677.790.232,50	3,2	3.546.179	463,66	1,2	2,0
2016	95.754.692.868,20	3,3	3.558.325	468,88	1,1	0,5
2017	99.071.635.429,10	3,5	3.569.800	473,80	1,0	1,0
2018	102.503.476.880,40	3,5	3.580.490	519,20	9,6	1,0
2019	106.231.256.599,20	3,6	3.590.375	523,99	0,9	0,0
2020	110.094.605.784,20	3,6	3.599.435	528,55	0,9	1,0
2021	114.098.454.737,30	3,6	3.607.592	532,91	0,8	0,5
2022	118.247.913.062,70	3,6	3.614.824	582,90	9,4	0,5

Fonte: O autor.

O Quadro 5 mostra os valores utilizados das demais variáveis descritas anteriormente na projeção de demanda pela metodologia tradicional modificada e pela metodologia proposta neste trabalho. No Quadro 5 as abreviações “Taxa de atend.”, “Conserv.”, “Elast.” e “Extern.” representam a taxa de atendimento, a conservação, a elasticidade e as externalidades respectivamente.

Quadro 5: Valores utilizados para a projeção de demanda com ambas as metodologias no cenário nublado (Continuação).

Ano	Consumo por residência - CPR2 (MWh/dom)	Taxa de atend. (% a.a)	Número de habitantes por domicílio	Conserv. (MWh)	Elast. (MWh/R\$)	Extern. (domicílios)
2007	1,8408	75,8	2,98	80.273,9	0,0000581	-
2008	1,8415	78,9	2,97	84.283,1	0,0000581	-
2009	1,9107	80,9	2,96	90.380,4	0,0000581	2.016
2010	1,9601	82,8	2,95	95.665,7	0,0000581	1.837
2011	1,9602	86,1	2,94	100.221,9	0,0000581	1.927
2012	2,0051	88,2	2,93	105.796,9	0,0000581	1.927
2013	2,0339	90,8	2,92	110.890,8	0,0000581	1.927
2014	2,0631	91,8	2,91	116.234,1	0,0000581	1.927
2015	2,0928	92,7	2,90	121.839,0	0,0000581	1.927
2016	2,1229	93,5	2,90	127.718,3	0,0000581	1.927
2017	2,1534	94,2	2,89	133.885,4	0,0000581	1.927
2018	2,1843	94,9	2,88	140.354,6	0,0000581	1.927
2019	2,2158	95,5	2,87	147.140,4	0,0000581	1.927
2020	2,2476	96,1	2,87	154.258,5	0,0000581	1.927
2021	2,2800	96,6	2,86	161.725,1	0,0000581	1.927
2022	2,3127	97,1	2,85	169.557,3	0,0000581	1.927

Fonte: O autor.

Os valores do consumo por residência CPR2 (consumo extrapolado do histórico), a taxa de atendimento, o número de habitantes por domicílio, a conservação, a elasticidade e as externalidades são consideradas iguais para todos os cenários.

5.3.2 Variáveis adicionadas à metodologia proposta

Além das premissas já citadas, foi considerado que, em função do custo inicial do sistema fotovoltaico, somente unidades consumidoras onde a renda familiar é superior a sete salários mínimos são potenciais candidatas à instalação de sistemas fotovoltaicos para micro e minigeração por se tratar de residências de luxo ou de classe média alta (PROCEL, 2007). O Quadro 6 mostra a distribuição de unidades consumidoras de acordo com a classe de consumo e renda familiar para a região sul do Brasil.

Quadro 6: Percentual de unidades consumidoras por classe de consumo e renda familiar.

Classe de consumo (kWh)	Renda familiar do domicílio (em salários mínimos – s.m.)									
	< 2	2 a 4	4 a 7	7 a 10	10 a 15	15 a 20	20 a 30	30 a 40	> 40	NS/NR
0 a 200	5,8	10,7	11	5,1	0,7	0,3	0	0	0	36,8
201 a 300	0,1	1,1	1	2,7	0,9	0	0	0	0	10,3
> 300	0,2	0,3	0,6	0,8	1,1	0,4	0,1	0,1	0,2	9,7
Total	6,1	12,1	12,6	8,6	2,7	0,7	0,1	0,1	0,2	56,8

Fonte: Adaptado de PROCEL (2007).

A metodologia proposta inclui outras variáveis que são eficiência dos módulos, fator de desempenho (FD) do sistema fotovoltaico, irradiação média anual e taxa de adesão à geração fotovoltaica.

O FD utilizado foi 77%, que é um valor típico de acordo com *Solar Industry* (2013). A irradiação média anual foi obtida pela análise da Figura 10 e da Figura 11 como sendo $5,45 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{dia}$ em média para a região de concessão da RGE. A eficiência dos módulos foi projetada com base na Figura 9 considerando uma perda de eficiência da célula para o módulo típica de 12% (PV-TECH, 2011).

Para a estimativa da área instalada utilizou-se a premissa mencionada anteriormente de que somente as unidades onde a renda é superior a sete salários mínimos (s.m.) são candidatas à micro e minigeração fotovoltaica. O critério utilizado considerou que a adesão aconteceria em uma ordem decrescente de renda e classe de consumo, ou seja, consumidores com a maior renda e consumo aderem antes do que os que têm menor renda e consumo. A partir da distribuição do Quadro 6 e assumindo que o consumo médio das classes de consumo é 350 kWh , 250 kWh e 100 kWh , fez-se uma ponderação com os percentuais de cada categoria de forma a estimar o consumo médio das unidades com geração fotovoltaica, conforme Quadro 7.

Quadro 7: Consumo de energia mensal média estimado para prosumidores por ano.

Ano	Renda em (s.m.)	Classe de consumo (kWh)	Consumo médio da classe (kWh)	Consumo médio estimado dos prosumidores (kWh)
2013	> 40	> 300	350	350
2014	30 a 40	> 300	350	350
2015	20 a 30	> 300	350	350
2016	15 a 20	> 300	350	350
2017	10 a 15	> 300	350	350
2018	7 a 10	> 300	350	350
2019	10 a 15	201 a 300	250	325
2020	7 a 10	201 a 300	250	293
2021	15 a 20	0 a 200	100	284
2022	10 a 15	0 a 200	100	266

Fonte: O autor.

Considerando o consumo médio dos prosumidores, a potência típica dessas unidades consumidoras foi calculada com base no estudo de Chaves, Schuch e Roggia (2010), que estimaram a potência total instalada de $13kW$ para uma residência com consumo mensal de $165 kWh$. Assim estimou-se o valor mínimo faturável dos prosumidores a partir do Quadro 3 e do Anexo J da Regulamentação de Instalações Consumidoras - RIC (RGE, 2013b) considerando que a tensão de fase da maioria dos domicílios na área de concessão da RGE é 220 volts. De posse dos valores de eficiência dos módulos, do fator de desempenho e da irradiação média anual, a área foi estimada de forma que o total da produção fotovoltaica seja a diferença entre o consumo e o mínimo faturável. O Quadro 8 mostra a projeção da área média instalada de módulos por residência. Pode-se observar que a área decai com os anos. Este fenômeno é decorrente tanto da melhoria da eficiência dos módulos quanto pela mudança no perfil da média dos prosumidores. Na medida em que unidades com menor consumo aderem à micro e minigeração fotovoltaica, a média de consumo decresce. Também de 2019 para 2020 existe um crescimento ao invés de decaimento da área média em função do valor mínimo faturável se alterar para a média das instalações.

Quadro 8: Área instalada de módulos fotovoltaicos.

Ano	Potência típica (kW)	Valor mínimo faturável (kWh)	Produção fotovoltaica mensal (kWh)	Área média instalada (m ²)
2013	27,58	100	250	10
2014	27,58	100	250	9,7
2015	27,58	100	250	9,4
2016	27,58	100	250	9,2
2017	27,58	100	250	8,9
2018	27,58	100	250	8,7
2019	25,61	100	225	7,6
2020	23,07	50	243	8,1
2021	22,38	50	234	7,6
2022	20,99	50	216	6,9

Fonte: O autor.

A taxa de adesão é estimada a partir da análise do índice de competitividade (IC) calculado conforme Equação (15) e do tempo de retorno do investimento inicial comparado à outra aplicação financeira.

O cálculo do IC depende do valor da tarifa com impostos e do custo de produção fotovoltaico. De acordo com RGE (2013c), as alíquotas do PIS, COFINS e ICMS são 1,65%, 7,6% e 25% respectivamente e o cálculo da tarifa com tributos incidentes é de acordo com a Equação (16). Para o cálculo do custo de produção, realizou-se uma pesquisa do preço de módulos e inversores. Com base em valores informados por Neosolar Energia (2013), o valor médio pago é de R\$ 7,52/W. Considerando que os custos de cabos e proteções, sistema de fixação, conexão, projeto, sistema de medição entre outros obedecem a mesma proporção que o sistema estudado por ABINEE (2012) representado no Quadro 2, o custo do sistema (CAPEX) é estimado em R\$ 13,84/W. Este valor supera os R\$ 10,00/W estimados por ABINEE (2012) e a razão principal desse aumento é efeito da variação da cotação da moeda brasileira em relação ao dólar americano, visto que esse tipo de equipamento ainda é importado em sua maioria.

Também foi considerado que a redução do custo por unidade de potência instalada segue as projeções percentuais feitas por *National Renewable Energy Laboratory* (NREL, 2013). Com os valores do CAPEX projetados, fez-se uso da Figura 3 para estimar o custo de produção fotovoltaico. O uso da curva para um fator de capacidade (FC) típico de 15%

conforme ABINEE (2012) implica em adotar as características do sistema utilizadas na construção daquelas curvas. São elas: vida útil da usina de 25 anos, custo de operação e manutenção estimado em 1% do CAPEX ao ano, redução de 0,75% por ano sobre o valor original da eficiência das células e valor ponderado do custo de capital de 7,5% ao ano. O índice de competitividade (IC) é então calculado conforme Equação (15).

O tempo de retorno do investimento foi avaliado com a técnica do *payback* descontado conforme sugerem Motta e Calôba (2011). O cálculo do tempo de retorno é definido de acordo com a Equação (20).

$$FCC(t) = -I + \sum_{j=1}^t \left(\frac{R_j - C_j}{(1+i)^j} \right); 1 \leq t \leq n \quad (20)$$

Onde $FCC(t)$ é o valor atual do capital, I é o investimento inicial, R_j é a receita proveniente do ano j , C_j é o custo proveniente do ano j , i é a taxa de juros e j é um índice genérico que representa o período.

O tempo de retorno é aquele para qual $FCC(t) = 0$. Caso não exista t inteiro que torne a Equação (20) nula, pode-se determinar um tempo fracionário através de interpolação.

Foi simulado para os anos de 2013 até 2022 o retorno que o dinheiro investido na caderneta de poupança a uma taxa de juros de 6,8% ao ano resultaria comparado ao retorno da economia proporcionada pelo sistema fotovoltaico. A comparação foi realizada com a caderneta de poupança por ser a aplicação favorita das pessoas com renda mensal superior a quatro mil reais (aproximadamente seis salários mínimos). Segundo Campos (2012), 49,9% das pessoas nessa faixa de remuneração investem na modalidade. O rendimento de 6,8% foi estipulado com base no histórico de rendimento informado pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2013). A potência dos sistemas foi estimada com base na evolução da área instalada dada no Quadro 8 e na proporção de 7 m^2 por kW_p informada por Neosolar Energia (2013). Também foi considerada a evolução do preço do CAPEX no cálculo do custo inicial de investimento. A economia proporcionada pelo sistema fotovoltaico é o produto do montante produzido de energia mostrado no Quadro 8 com valor da tarifa considerando impostos ao longo da vida útil da usina.

O Quadro 9 apresenta a taxa de adesão à micro e minigeração fotovoltaica projetada para o cenário nublado e resume os dados de apoio utilizados para fazer a estimativa. As abreviações “CAPEX com emp. integ.”, “Custo prod. foto. para FC=15%”, “Tarifa com imp.”, “Ret. foto.,” “Ret. poup.” e “s.m.” representam, respectivamente, o CAPEX com a contratação de uma empresa integradora, o custo de produção fotovoltaico para um fator de capacidade de 15%, a tarifa com impostos incidentes, o tempo de retorno do investimento

fotovoltaico, o tempo de retorno do investimento na caderneta de poupança e salários mínimos.

Quadro 9: Taxa de adesão à micro e minigeração fotovoltaica.

Ano	CAPEX com emp. integ (R\$/W)	Custo prod. foto. para FC=15% (R\$/kWh)	Tarifa com imp. (R\$/kWh)	IC	Ret. foto. (anos)	Ret. poup. (anos)	Taxa de adesão renda > 7 s.m. (%)	Taxa de adesão (%)
2013	13,84	1,0065	0,6251	0,62	15,12	13,7	0,0005	0,00006
2014	12,45	0,9056	0,6967	0,76	11,92	13,7	0,0010	0,00012
2015	11,07	0,8048	0,7052	0,87	9,43	13,7	0,0050	0,00062
2016	9,68	0,7039	0,7131	1,01	7,36	13,7	0,0500	0,00620
2017	8,32	0,6051	0,7206	1,19	5,69	13,7	0,5000	0,06200
2018	6,93	0,5042	0,7897	1,56	4,36	13,7	2,0000	0,24800
2019	5,55	0,4034	0,7969	1,97	3,21	13,7	5,0000	0,62000
2020	4,16	0,3025	0,8039	2,65	2,21	13,7	10,0000	1,24000
2021	2,56	0,1862	0,8105	4,35	1,23	13,7	20,0000	2,48000
2022	1,34	0,0972	0,8865	9,12	0,61	13,7	30,0000	3,72000

Fonte: O autor.

Segundo ABINEE (2012), a queda acelerada dos preços para geração fotovoltaica mostra uma perspectiva de competitividade crescente, o que está de acordo com o IC projetado no Quadro 9. Por outro lado isso contribui para que os potenciais micro e minigeradores adiem os seus investimentos com o propósito de reduzir o seu custo de produção, uma vez que o investimento inicial é determinante no preço final da energia. Entretanto com as perspectivas para o cenário tarifário, as projeções mostram um tempo de retorno do investimento do sistema fotovoltaico consideravelmente menor que o retorno da caderneta de poupança, o que deve contribuir para uma elevação na taxa de adesão.

Um ponto de destaque é com relação à taxa de adesão prevista até o ano de 2015. Para esse período o índice de competitividade ainda é menor que a unidade, indicando inviabilidade da fonte fotovoltaica comparada à tarifa. No entanto, considerou-se que o prosumidor, enquanto agente econômico pode optar pela geração fotovoltaica por priorizar aspectos não econômicos como, por exemplo, razões ecológicas. Esses valores são relativos e, portanto existe uma incerteza no comportamento dos prosumidores.

Como forma de validar os percentuais projetados de adesão, fez-se uma comparação com sistemas de aquecimento solar (SAS) por também ser de fonte solar. De acordo com EPE (2012a), o percentual de domicílios dotados de SAS deve crescer de 3,6% em 2011 para 8,7%

em 2021. Entretanto esse aumento é devido principalmente pelo Programa Minha Casa Minha Vida do Governo Federal e pelo Programa de Eficiência Energética da ANEEL.

A próxima seção apresenta a projeção de consumo da classe residencial e a análise comparativa realizada entre a metodologia tradicional modificada e a metodologia proposta.

5.4 PROJEÇÃO DE CONSUMO DA CLASSE RESIDENCIAL

Com base nas equações descritas na Seção 4.2 e na Seção 4.3 combinadas com os dados informados na Seção 5.3, foi realizada a projeção de consumo residencial para o cenário nublado utilizando a metodologia tradicional modificada e a metodologia proposta. Os atrasos de tempo considerados para o efeito da renda e da tarifa foram de três anos com base em Castelo Branco (2012). O Quadro 10 mostra as projeções do cenário nublado (referência) para 2013 até 2022.

Quadro 10: Projeção do consumo residencial para o cenário nublado.

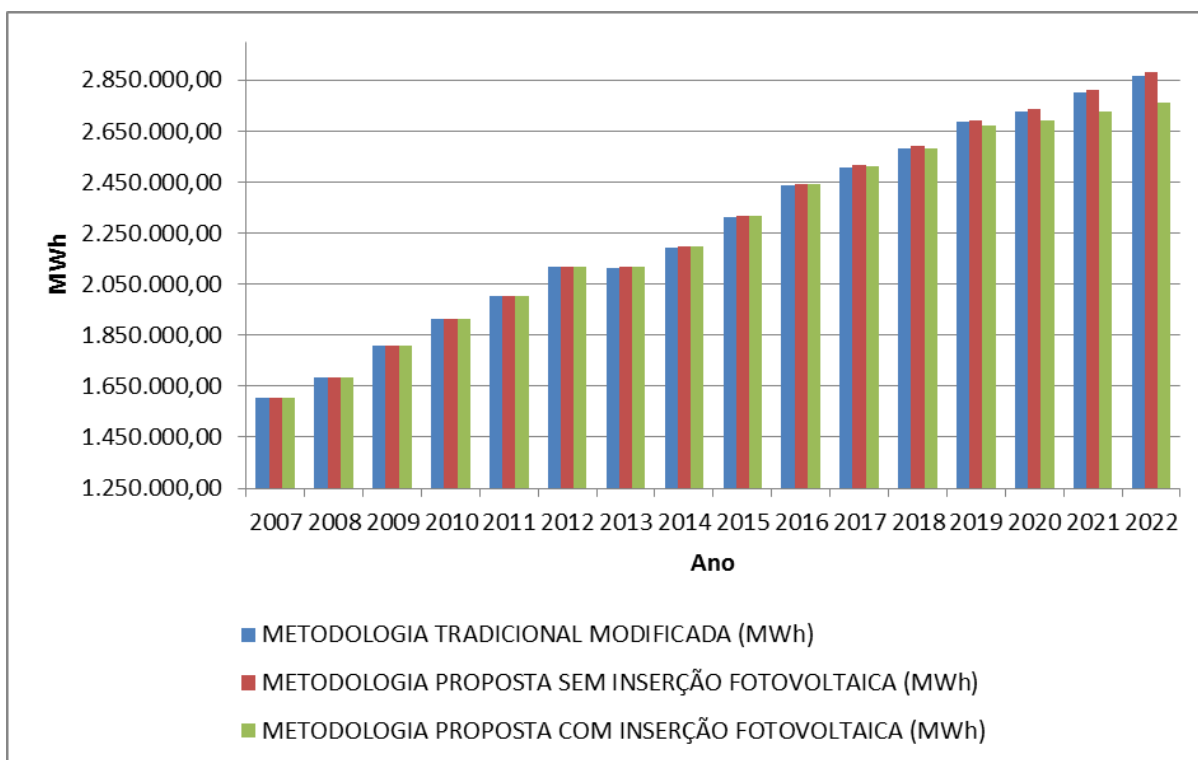
Ano	Metodologia tradicional modificada (MWh)	Metodologia proposta sem inserção fotovoltaica (MWh)	Metodologia proposta com inserção fotovoltaica (MWh)
2007	1.605.478,81	1.605.478,81	1.605.478,81
2008	1.685.661,98	1.685.661,98	1.685.661,98
2009	1.807.608,41	1.807.608,41	1.807.608,41
2010	1.913.314,71	1.913.314,71	1.913.314,71
2011	2.004.437,63	2.004.437,63	2.004.437,63
2012	2.115.938,47	2.115.938,47	2.115.938,47
2013	2.110.818,54	2.116.381,75	2.116.378,75
2014	2.193.497,81	2.198.062,11	2.198.056,11
2015	2.311.115,36	2.318.546,21	2.318.522,21
2016	2.436.133,15	2.441.837,06	2.441.621,06
2017	2.507.464,67	2.515.898,06	2.513.732,06
2018	2.581.049,51	2.590.142,05	2.581.367,05
2019	2.684.366,52	2.691.543,00	2.671.573,80
2020	2.725.396,30	2.735.799,37	2.692.219,14
2021	2.803.333,99	2.813.581,28	2.728.715,83
2022	2.867.997,65	2.878.657,80	2.759.846,13

Fonte: O autor.

Conforme previsto, o uso da Equação (13) ao invés da Equação (6) combinada com a Equação (8) para o cálculo do consumo por residência alterou a projeção. Dessa forma, fica

evidenciado que o efeito cruzado do efeito da renda com o efeito da tarifa e eficiência contribui para a redução da projeção do consumo. A Figura 14 ilustra a evolução projetada para o consumo residencial.

Figura 14: Projeção do consumo residencial para o cenário nublado.



Fonte: O autor.

A relativa estagnação no crescimento do consumo global em 2013 é devida, principalmente, às considerações feitas sobre a conservação, uma vez que o consumo por residência e o número de domicílios atendidos foi maior em comparação aos anos anteriores.

Observa-se que a contribuição da produção de energia da micro e minigeração fotovoltaica começa a ser significativa a partir de 2018, quando o montante é de aproximadamente 0,3% do total consumido, chegando a contribuir com 4,1% em 2022.

Esse fenômeno está relacionado a várias condicionantes, como a ainda recente possibilidade de micro e minigeração e o atraso na adesão por parte dos consumidores. Há também expectativas de redução significativa nos próximos anos do custo dos sistemas fotovoltaicos e com isso grande parte dos candidatos à micro e minigeração postergarão seus investimentos para produzir energia mais barata. Por volta de 2018 o índice de competitividade começa a crescer de forma considerável e o tempo de retorno do investimento já não reduz na mesma proporção que nos anos anteriores. Para valores do índice de competitividade maiores e próximos da unidade, a adesão deve ser baixa.

Por não apresentar vantagem econômica significativa, muitos consumidores devem preferir continuar contratando a sua energia da distribuidora ao invés de se preocupar com a implementação, operação e manutenção do sistema fotovoltaico. No entanto, parte dos consumidores deve aderir por querer contribuir com questões ambientais visto que se trata de uma energia de fonte limpa. Todos esses fatores contribuem para um aumento na taxa de adesão e conseqüentemente para um crescimento acelerado da produção global de energia fotovoltaica residencial somente a partir de 2018 no cenário nublado.

Para a simulação do cenário chuvoso (otimista), as variáveis de maior influência no modelo foram modificadas. Assumiu-se, conforme Castelo Branco (2003), que as taxas de variação do PIB dobram com relação ao cenário nublado, as taxas de eficiência (Efic.) e de variação da tarifa são reduzidas pela metade assim como a taxa de adesão à geração fotovoltaica. Os valores para essas variáveis no cenário chuvoso são apresentados no Quadro 11. A abreviatura “Efic.” é referente à eficiência.

Quadro 11: Variáveis modificadas no cenário chuvoso.

Ano	PIB (R\$)	Varição do PIB (%)	Tarifa projetada (R\$/MWh)	Varição da tarifa (%)	Efic. (%)	Taxa de adesão (%)
2013	89.798.002.259,29	5,1	408,02	0,7	1,5	0,00003
2014	94.291.494.292,35	5,0	431,40	5,7	1,0	0,00006
2015	100.286.547.499,45	6,4	434,03	0,6	1,0	0,00031
2016	106.945.574.253,42	6,6	436,47	0,6	0,3	0,00310
2017	114.354.763.637,70	6,9	438,76	0,5	0,5	0,03100
2018	122.277.261.662,51	6,9	459,78	4,8	0,5	0,12400
2019	131.171.709.675,85	7,3	461,90	0,5	0,0	0,31000
2020	140.713.139.837,67	7,3	463,91	0,4	0,5	0,62000
2021	150.948.613.629,46	7,3	465,82	0,4	0,3	1,24000
2022	161.928.615.784,87	7,3	487,67	4,7	0,3	1,86000

Fonte: O autor.

Com as modificações realizadas nas variáveis anteriores, a projeção se altera conforme Quadro 12.

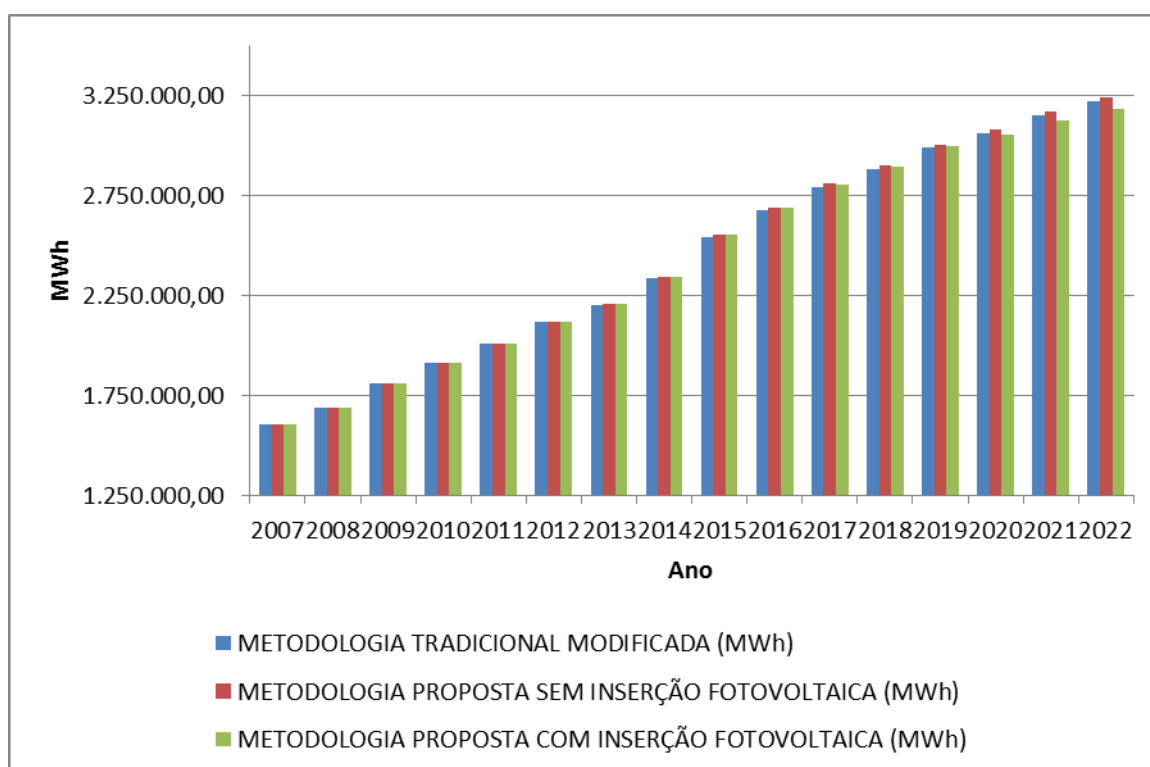
Quadro 12: Projeção do consumo residencial para o cenário chuvoso.

Ano	Metodologia tradicional modificada (MWh)	Metodologia proposta sem inserção fotovoltaica (MWh)	Metodologia proposta com inserção fotovoltaica (MWh)
2007	1.605.478,81	1.605.478,81	1.605.478,81
2008	1.685.661,98	1.685.661,98	1.685.661,98
2009	1.807.608,41	1.807.608,41	1.807.608,41
2010	1.913.314,71	1.913.314,71	1.913.314,71
2011	2.004.437,63	2.004.437,63	2.004.437,63
2012	2.115.938,47	2.115.938,47	2.115.938,47
2013	2.201.759,26	2.207.735,17	2.207.732,17
2014	2.333.729,48	2.341.047,13	2.341.044,13
2015	2.538.383,81	2.551.110,70	2.551.002,70
2016	2.674.322,94	2.685.719,13	2.684.648,13
2017	2.790.171,76	2.805.302,56	2.803.136,56
2018	2.880.667,38	2.896.849,08	2.892.460,08
2019	2.989.341,14	3.003.813,88	2.993.829,28
2020	3.057.681,46	3.075.922,64	3.054.132,52
2021	3.146.893,36	3.165.194,10	3.122.759,98
2022	3.220.504,76	3.239.400,53	3.179.993,40

Fonte: O autor.

Analisando as informações do Quadro 12, observa-se o quanto o efeito da renda se sobressai ao efeito da tarifa e da efficientização. O efeito da renda retrata o aumento da renda *per capita* que estimula os consumidores a comprarem mais equipamentos e a usarem mais energia (CASTELO BRANCO, 2003). Já, o efeito reduzido da tarifa cria um mecanismo que não força o consumidor a reduzir o uso da energia, visto que o preço relativo da tarifa frente à sua renda diminui. Uma efficientização menor implica no uso de equipamentos menos eficientes e que consomem mais energia. A Figura 15 ilustra a evolução da projeção para o cenário chuvoso através da metodologia tradicional modificada e da metodologia proposta.

Figura 15: Projeção do consumo residencial para o cenário chuvoso.



Fonte: O autor.

Observa-se que a projeção com a metodologia proposta sem a inserção de micro e minigeração fotovoltaica novamente apresentou valores ligeiramente maiores que a projeção pela metodologia tradicional modificada. Se analisarmos que o aumento da taxa de variação do PIB deve contribuir para um maior efeito da renda, então fica evidente que a parcela do efeito cruzado entre efeito da renda com efeito da tarifa e eficientização deve ser removida do modelo.

O aumento acima do normal para o consumo projetado em 2015 é principalmente devido ao efeito da renda que é aproximadamente 16% naquele ano comparado a 7,5% em 2013 e 9,9% em 2014. Com isso o consumo médio por residência acaba aumentando consideravelmente em 2015 com relação aos anos anteriores.

A contribuição fotovoltaica nesse caso foi menos significativa, tendo efeito perceptível somente a partir de 2019 quando contribui com 0,3% do consumo, chegando a contribuir com 1,8% em 2022. Os fatores que contribuem para essa redução percentual comparado ao cenário nublado são a menor taxa de adesão considerada para esse cenário que acaba diminuindo o montante produzido pelas residências além de um aumento do consumo por domicílio que aumenta o consumo global. Além disso, as projeções tarifárias afetam o índice de competitividade e o tempo de retorno do investimento, fatores que estão diretamente relacionados ao atraso e na propensão de adesão dos consumidores.

Para a simulação do cenário ensolarado (pessimista) foi considerada uma redução de 50% na taxa de crescimento do PIB em relação ao cenário nublado, aumento de 100% nas taxas de variação da tarifa, da efficientização e da taxa de adesão com relação aos valores para o cenário nublado. O Quadro 13 apresenta os valores que se modificam do cenário nublado para a simulação do cenário ensolarado. A abreviatura “Efic.” é referente à efficientização.

Quadro 13: Variáveis modificadas no cenário ensolarado.

Ano	PIB (R\$)	Variação do PIB (%)	Tarifa projetada (R\$/MWh)	Variação da tarifa (%)	Efic. (%)	Taxa de adesão (%)
2013	86.545.758.149,45	1,3	416,94	2,9	6,0	0,00012
2014	87.628.445.583,90	1,3	512,50	22,9	4,0	0,00025
2015	89.021.299.726,45	1,6	524,96	2,4	4,0	0,00124
2016	90.499.053.301,91	1,7	536,78	2,3	1,0	0,01240
2017	92.066.496.905,10	1,7	548,04	2,1	2,0	0,12400
2018	93.661.088.631,50	1,7	653,06	19,2	2,0	0,49600
2019	95.364.315.528,26	1,8	665,11	1,8	0,0	1,24000
2020	97.098.515.606,14	1,8	676,69	1,7	2,0	2,48000
2021	98.864.252.112,44	1,8	687,84	1,6	1,0	4,96000
2022	100.662.098.537,11	1,8	816,91	18,8	1,0	7,44000

Fonte: O autor.

A partir dos valores alterados apresentados no Quadro 13, a projeção da demanda residencial para o cenário ensolarado foi recalculada e seu resultado é apresentado no Quadro 14.

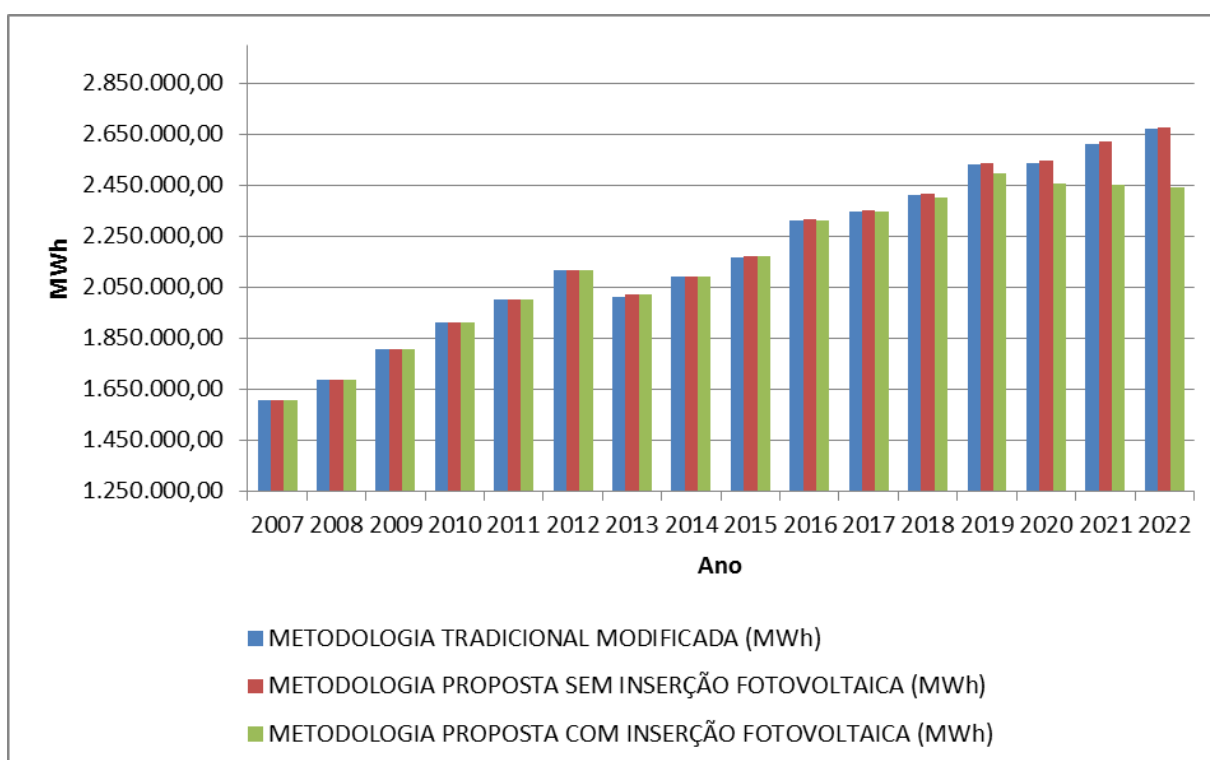
Quadro 14: Projeção do consumo residencial para o cenário ensolarado.

Ano	Metodologia tradicional modificada (MWh)	Metodologia proposta sem inserção fotovoltaica (MWh)	Metodologia proposta com inserção fotovoltaica (MWh)
2007	1.605.478,81	1.605.478,81	1.605.478,81
2008	1.685.661,98	1.685.661,98	1.685.661,98
2009	1.807.608,41	1.807.608,41	1.807.608,41
2010	1.913.314,71	1.913.314,71	1.913.314,71
2011	2.004.437,63	2.004.437,63	2.004.437,63
2012	2.115.938,47	2.115.938,47	2.115.938,47
2013	2.013.997,87	2.020.525,40	2.020.519,40
2014	2.090.040,52	2.093.126,19	2.093.117,19
2015	2.166.259,44	2.170.728,02	2.170.305,02
2016	2.312.260,31	2.315.130,39	2.310.855,39
2017	2.347.782,13	2.352.772,24	2.344.108,24
2018	2.411.973,15	2.417.449,46	2.399.902,46
2019	2.531.426,61	2.535.088,62	2.495.150,22
2020	2.538.067,76	2.544.537,73	2.457.380,18
2021	2.612.760,43	2.619.111,67	2.449.383,59
2022	2.671.493,69	2.678.201,69	2.440.580,94

Fonte: O autor.

Neste cenário, o efeito da tarifa e da efficientização mostram-se preponderantes ao efeito da renda, de forma que há uma redução do consumo por residência em 2013 de aproximadamente 3% com relação a 2012. A Figura 16 ilustra a projeção do consumo para o cenário ensolarado.

Figura 16: Projeção do consumo residencial para o cenário ensolarado.



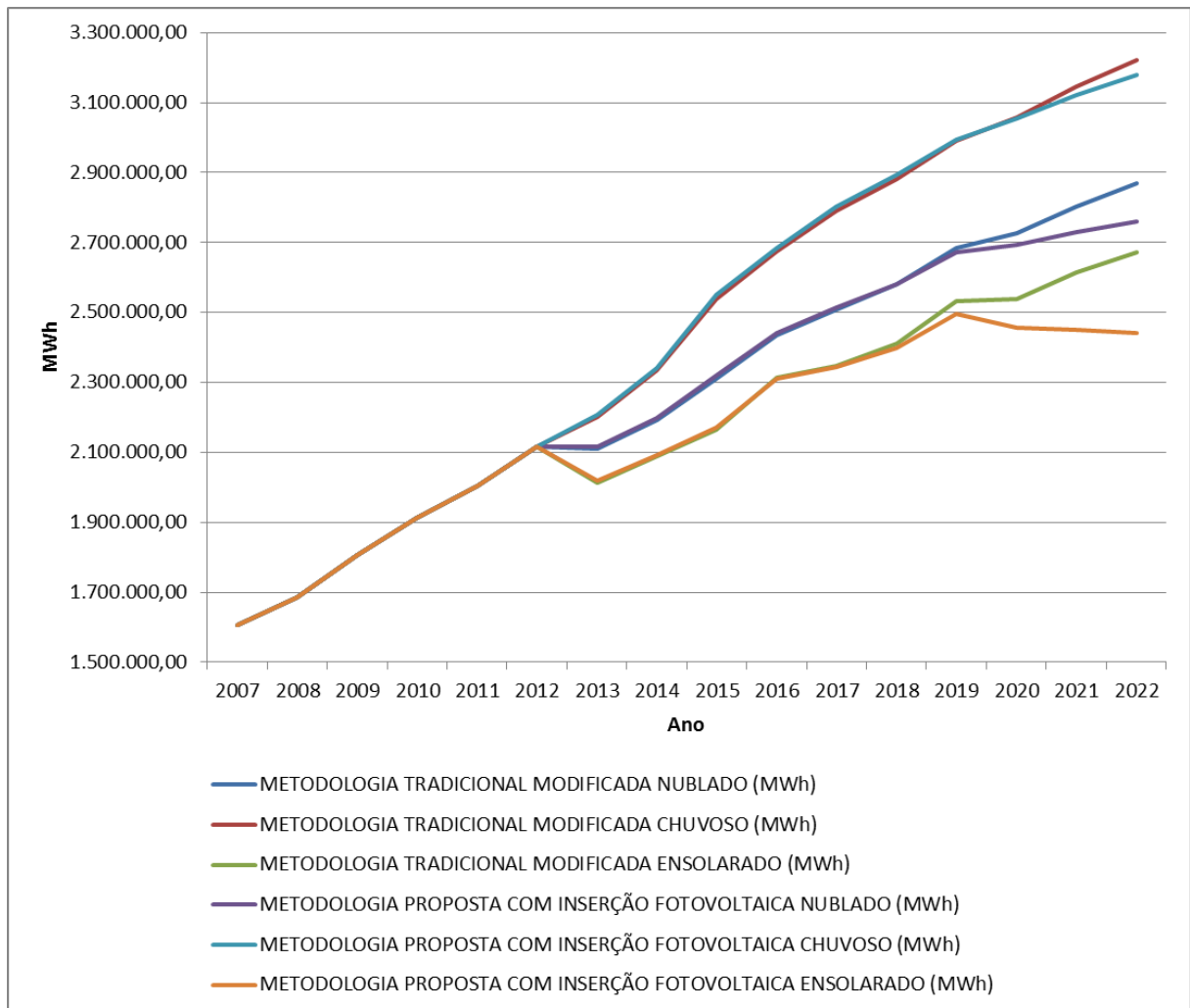
Fonte: O autor.

Esse é o cenário no qual a inserção da micro e minigeração fotovoltaica tem a maior contribuição. O efeito passa a ser perceptível em 2017 com uma contribuição de 0,4% do total consumido, alcançando 8,9% em 2022 para o consumo global da classe residencial.

Os motivos para esse crescimento acelerado apenas a partir de 2017 são os mesmos levantados para o cenário nublado. O índice de competitividade aumenta em função da projeção tarifária e antecipa a adesão à produção fotovoltaica em relação ao cenário nublado. Embora a produção absoluta de energia de fonte fotovoltaica em 2017 seja praticamente a metade do previsto no cenário nublado para 2018, proporcionalmente ao consumo global projetado as duas parcelas representam aproximadamente o mesmo percentual.

A Figura 17 permite comparar a evolução da demanda residencial projetada com as diferentes metodologias para os cenários utilizados.

Figura 17: Evolução da demanda residencial por cenário e metodologia.



Fonte: O autor.

Observa-se pela análise dos três cenários estudados que a inserção da micro e minigeração fotovoltaica, embora ainda pequena, deve começar a apresentar parcelas significativas de contribuição em um horizonte de 4 a 6 anos considerando as premissas adotadas. No caso do cenário ensolarado a inserção fotovoltaica não só contribui para a redução na taxa de crescimento do consumo como torna a projeção decadente para a metodologia proposta. Dessa forma, se confirma a importância de considerar a micro e minigeração fotovoltaica na projeção da demanda residencial e da necessidade de incluir esta variável na metodologia de projeção de demanda de distribuidoras.

O Quadro 15 apresenta um comparativo das taxas de variação projetadas para a metodologia tradicional modificada e para a metodologia proposta com o projetado por EPE (2012b) para a classe residencial da região sul do Brasil. As abreviaturas “Met. trad. mod.” e “Met. prop. com inserção foto.” representam a metodologia tradicional modificada e a metodologia proposta com a inserção fotovoltaica respectivamente.

Quadro 15: Comparativo de previsões da variação percentual do consumo residencial.

Cenário	Metodologia	Período		
		2012 a 2017 (%)	2018 a 2022 (%)	2012 a 2022 (%)
Nublado	Tradicional sem fotovoltaica	3,5	2,7	3,1
	Proposta com fotovoltaica	3,5	1,7	2,7
Chuvoso	Tradicional sem fotovoltaica	5,7	2,8	4,3
	Proposta com fotovoltaica	5,8	2,4	4,2
Ensolarado	Tradicional sem fotovoltaica	2,1	2,6	2,4
	Proposta com fotovoltaica	2,1	0,4	1,4
Cenário EPE (2012b)		4,0	3,6	3,8

Fonte: O autor.

A expectativa de inserção da fonte solar fotovoltaica na forma de geração distribuída segundo EPE (2012b) é de 364 GWh em 2017 e 1919 GWh em 2022 para o Brasil, o que corresponde a 0,25% e 1,07% do consumo previsto para a classe residencial. Esses percentuais de penetração, que consideram o desenvolvimento de uma política de fomento que estimula a competitividade e previsões de redução dos custos de investimento, são bem mais modestos do que os previstos neste estudo. Além disso, o total previsto é a produção agregada, enquanto o presente estudo considerou a geração distribuída fotovoltaica somente da classe residencial. É importante considerar que enquanto os valores projetados neste trabalho são referentes a uma região muito propícia à micro e minigeração fotovoltaica, os valores apresentados por EPE (2012b) são a média nacional. De fato, a área de atuação da RGE é a mais favorável da região sul do Brasil para empreendimentos de micro e minigeração residencial conforme pode ser observado na Figura 4. Portanto, as taxas de variação do consumo devem ser inferiores às observadas no restante da região sul, conforme fica evidenciado no Quadro 15 para o período de 2018 a 2022.

A inserção de micro e minigeração fotovoltaica residencial prevista no cenário ensolarado pode ser estimulada a partir de uma política de incentivo do governo, como as tarifas-prêmio na Alemanha ou programas similares aos lançados para sistemas de aquecimento solar. A permissão da venda do excedente também poderia tornar o investimento mais atraente, entretanto, para isso é necessário limitar a potência instalada por unidade consumidora, caso contrário poderia haver a necessidade de expansão do sistema de distribuição para absorver a energia produzida. Outra forma de incentivar a inserção de micro e minigeração é estimular a indústria nacional do setor e conseqüentemente os preços dos

sistemas tenderão a cair (ABINEE, 2012). Efeito oposto pode ocorrer caso as perspectivas de redução de custo dos sistemas fotovoltaicos não se realizem e não houver incentivo governamental, favorecendo a inserção de micro e minigeração fotovoltaica residencial conforme previsto no cenário chuvoso.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

A demanda crescente por necessidades energéticas estimula o desenvolvimento de novas tecnologias que permitam o melhor gerenciamento e uso eficiente de equipamentos. A possibilidade prevista para as REI de gerenciamento da produção de energia em pequena escala começa a se tornar realidade no Brasil com a publicação da REN nº 482 em 2012. Assim é estabelecida a opção ao consumidor de produzir energia, fator de incerteza não contemplado nos modelos de projeção de mercado das distribuidoras de energia elétrica.

Foram pesquisadas características das redes elétricas inteligentes de forma a entender o contexto em que a opção de micro e minigeração se insere no Brasil. A regulamentação vigente foi estudada com o objetivo de identificar aspectos que podem acelerar ou retardar a adesão à geração distribuída. A impossibilidade de vender o excedente e o pagamento de um valor mínimo faturável são fatores que diminuem a atratividade do investimento fotovoltaico ao passo que as várias possibilidades de compensação o favorecem. A partir do estudo das características da geração solar fotovoltaica e de seus aspectos econômicos, desenvolveram-se as ferramentas necessárias para compará-lo a uma aplicação financeira típica e avaliar a adesão por parte dos consumidores. Por fim, o estudo das metodologias de projeção se deu de forma crítica, procurando identificar a necessidade de considerar a inserção de micro e minigeração.

O Brasil possui um imenso potencial para produção de energia solar fotovoltaica. Entretanto a micro e minigeração fotovoltaica residencial ainda é pouco competitiva, mesmo para as regiões mais propícias. O estudo realizado mostrou que nos próximos anos a adesão à micro e minigeração fotovoltaica deve ser baixa para a região sul em função dos altos custos dos sistemas fotovoltaicos e do maior custo de produção fotovoltaica comparado à tarifa. Entretanto, com as perspectivas de redução dos custos dos sistemas a inserção dessa modalidade deve crescer estimulada principalmente pela elevação das tarifas e da aplicação de bandeiras tarifárias. Nesse sentido, a metodologia tradicional de projeção mostrou-se incompleta por não prever a contribuição da geração distribuída. A complementação proposta contemplou somente a inclusão de geração distribuída residencial fotovoltaica. No entanto, fica assim destacada a importância de estudos adicionais para desenvolver modelos que contemplem as demais fontes energéticas e também que analisem a adesão das outras classes consumidoras.

Por tratar-se de um problema recente no Brasil, a literatura específica sobre o assunto é inexistente. O desenvolvimento da complementação à metodologia tradicional para inserção de micro e minigeração fotovoltaica foi realizado com base no conhecimento agregado dos vários estudos realizados e da análise dos documentos pesquisados. Sendo assim, e considerando o tempo para a realização do trabalho, optou-se pela elaboração de um modelo simplificado, mas que permitisse avaliar o impacto que a micro e minigeração residencial fotovoltaica pode causar no mercado das distribuidoras. Para a região sul, a RGE deve ser a distribuidora onde os efeitos da micro e minigeração fotovoltaica primeiro serão percebidos e isso deve ocorrer dentro dos próximos 4 a 6 anos com base nas premissas adotadas.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

De um modo geral, estudos devem ser conduzidos para desenvolver formas de incluir a micro e minigeração de todas as classes consumidoras considerando todas as fontes energéticas previstas na regulamentação.

Quanto à complementação proposta, tendo elaborado um modelo simplificado, podem-se apontar possibilidades de melhoria da metodologia. Não foram considerados nesse estudo aspectos de espaço físico para a instalação dos módulos. Consumidores que moram em apartamentos, salvo quando em cobertura e outras situações especiais, ficam impossibilitados de aderir à micro e minigeração pela simples ausência de espaço físico. Desse modo, pode-se conduzir um estudo que avalie a proporção de casas e apartamentos para melhor quantificar as potenciais unidades geradoras.

Uma análise da variação do consumo em função da geração pode ser realizada, além de um desdobramento por faixa de consumo e por renda para identificar os comportamentos de cada categoria e assim chegar a uma aproximação mais fidedigna para a taxa de adesão e outros parâmetros usados na projeção.

Quanto à evolução dos preços, foi considerado que o valor de todos os componentes do sistema decai na mesma taxa dos módulos e inversores. Um estudo para avaliar as tendências individuais de cada parcela no custo do sistema pode melhorar a qualidade das projeções, uma vez que o preço é fator determinante na adesão.

A produção por residência pode ser remodelada de forma que a área instalada e as perspectivas de melhora da eficiência se alterem somente para os novos empreendimentos. Pode-se considerar que para os empreendimentos já realizados, a área não mudará e a eficiência dos módulos decai ao longo da vida útil.

Caso a adesão à tarifa branca passe a ser obrigatória, pode-se avaliar a viabilidade da inclusão de um sistema de armazenamento e de que maneira isso impacta a projeção.

Deve-se ponderar sobre a inclusão de variáveis no modelo, uma vez que um modelo complexo pode depender de informações nem sempre disponíveis para as simulações e assim a metodologia torna-se impraticável.

6.3 TRABALHO SUBMETIDO A CONGRESSO

A partir dos resultados obtidos com o modelo proposto neste projeto de diplomação, foi submetido um artigo ao Congreso Internacional de Distribución Eléctrica (CIDEL), que será realizado em setembro de 2014 em Buenos Aires, Argentina. O documento que confirma a submissão do trabalho encontra-se no Anexo A.

REFERÊNCIAS

ABB. **Smart grids**. 2013. Disponível em: <<http://new.abb.com/smartgrids/projects/deutsche-telekom>>. Acesso em: 14 set. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota técnica nº 041**. 2009. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ndsp20094241.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2013.

_____. **Nota técnica nº 448**. 2013d. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/104/documento/nt_n%C2%BA_448_2013_-_bandeiras_tarifarias.pdf>. Acesso em: 31 out. 2013.

_____. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. 2013b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

_____. **Procedimentos de regulação tarifária**. 2013c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702>>. Acesso em: 02 set. 2013.

_____. **Resolução Homologatória nº 1535**. 2013e. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/reh20131535.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 77**. 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 456**. 2000. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bres2000456.pdf>>. Acesso em: 2 nov. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 414**. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 481**. 2012c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 482**. 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 502**. 2012b. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2013.

_____. **Resolução Normativa nº 547**. 2013a. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em: 22 out. 2013.

_____. **Sistema de apoio à decisão**. 2013f. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 22 out. 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE). **Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira**. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 17 set. 2013.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Remuneração dos depósitos de poupança**. 2013. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>>. Acesso em: 04 nov. 2013.

BOFF, D. **Metodologia para projeção de mercado de distribuidoras de energia elétrica**. 2007. 69 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

CAMPOS, E. Onde os brasileiros preferem investir. **Revista Época**. São Paulo, volume, numero, 2012. Disponível em:
<<http://colunas.revistaepocanegocios.globo.com/financasdebolso/2012/05/21/onde-os-brasileiros-preferem-investir/>>. Acesso em: 04 nov. 2013

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 GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Redes elétricas inteligentes: contexto nacional**. 2012. Disponível em:
<http://www.cgEE.org.br/publicacoes/documentos_tecnicos.php>. Acesso em: 18 ago. 2013.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Potencial energético solar – SunData**. 2013. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/>>. Acesso em: 14 out. 2013.

CHAVES, H.M.S.; SCHUCH, L.; ROGGIA, L. **Levantamento da potência média instalada em uma residência típica para aplicação em geração distribuída**. 2010. Disponível em: <http://portal.ufsm.br/jai2010/anais/trabalhos/trabalho_1041263502.htm>. Acesso em: 26 out. 2010.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL). **Rio Grande Energia S.A. - RGE**. 2013. Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/Distribuidor/Default.aspx>>. Acesso em: 24 out. 2013.

DATA 360. **Solar cell efficiencies**. 2013. Disponível em: <http://www.data360.org/dsg.aspx?Data_Set_Group_Id=616>. Acesso em: 28 out. 2013.

DEL GRANDE, A. A. **Sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica**. 2013. 88 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

ELETROBRÁS. **Metodologia de projeção de mercado**. 2007. Disponível em: <<http://www.eletronbras.com/ELB/audienciapublicaerp/services/eletronbras/ContentManagementPlus/FileDownload.ThrSvc.asp?DocumentID=%7BDCE18AF4-D99F-40CE-8EBA-69B366256FAE%7D&ServiceInstUID=%7BF8C91B2F-98FC-4138-9A94-DEC6A5282471%7D&InterfaceInstUID=%7B816BD4C3-0A41-42A2-9BEA-3295061A4387%7D&InterfaceUID=%7B72215A93-CAA7-4232-A6A1-2550B7CBEE2F%7D&ChannelUID=%7B3AF45705-EEFB-4AC3-9DD2-7D65EB92E093%7D&PageUID=%7B13695453-D3A7-4A7C-B30F-6DFB4BAF6743%7D&BrowserType=IE&BrowserVersion=6>>. Acesso em: 30 set. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota técnica DEA 16/12: avaliação da eficiência energética para os próximos 10 anos (2012-2021)**. 2012a. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20121221_1.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2013.

_____. **Nota técnica DEA 22/12: projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2013-2022)**. 2012b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2013.

_____. **Plano decenal de expansão de energia 2022**. 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130117_1.pdf>. Acesso em: 30 out. 2013.

_____. **Plano nacional de energia 2030**. 2007. Disponível em:
<<http://www.epe.gov.br/PNE/Forms/Empreendimento.aspx>>. Acesso em: 30 out. 2013.

ESB NETWORKS. **Connect a micro-generator**. 2013. Disponível em:
<http://www.esb.ie/esbnetworks/en/generator-connections/micro_gen_connections.jsp>.
Acesso em: 01 out. 2013.

EUROPEAN COMISSION. **Smart Grids Strategic Research Agenda 2035**. 2012.
Disponível em: <<http://www.smartgrids.eu/documents/sra2035.pdf>>. Acesso em: 01 set.
2013.

EUROPEAN COMISSION. **Smart grid projects in Europe: lessons learned and current developments**. 2013a. Disponível em:
<http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses.jrc.ec.europa.eu/files/documents/ld-na-25815-en-n_final_online_version_april_15_smart_grid_projects_in_europe_-_lessons_learned_and_current_developments_-2012_update.pdf>. Acesso em: 02 set. 2013.

EUROPEAN COMISSION. **Smart electricity systems and interoperability**. 2013b.
Disponível em: <<http://ses.jrc.ec.europa.eu/>>. Acesso em: 22 set. 2013.

EUROPEAN COMISSION. **Smart Grids European Technology Platform**. 2013c.
Disponível em: <<http://www.smartgrids.eu/>>. Acesso em: 25 ago. 2013.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION (EPIA). **Global market outlook for photovoltaics 2013-2017**. 2013. Disponível em:
<http://www.epia.org/fileadmin/user_upload/Publications/GMO_2013_-_Final_PDF.pdf>.
Acesso em: 14 out. 2013.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das redes elétricas inteligentes – REI**. 2013. 128 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

FUNDAÇÃO DE ECONOMIA E ESTATÍSTICA (FEE). **PIB e população do Rio Grande do Sul**. 2013. Disponível em: <<http://www.fee.tche.br>>. Acesso em: 26 out. 2013.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL (FMI). **Projeções de variação do PIB brasileiro**. 2013. Disponível em:
<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2013/02/weodata/weorept.aspx?sy=2003&ey=2018&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&pr1.x=63&pr1.y=11&c=223&s=NGDP_RPCH&grp=0&a=#download>. Acesso em: 26 out. 2013.

GLOBAL SMART GRID FEDERATION (GSGF). **Global smart grid federation report**. 2012. Disponível em: <http://www.smartgrid.gov/sites/default/files/doc/files/Global_Smart_Grid_Federation_Report.pdf>. Acesso em: 02 set. 2013.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Projeções da população do Brasil**. 2013a. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 24 out. 2013.

_____. **Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA**. 2013b. Disponível em: <<http://www.sidra.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 24 out. 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (INEE). **O que é ‘Geração Distribuída’?**. 2013. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 30 set. 2013.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA (IDEAL). **Sistemas fotovoltaicos**. 2013. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/>>. Acesso em: 14 out. 2013.

INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES CORPORATION (IBM). **Plugging in the consumer**. 2007. Disponível em: <<http://www-05.ibm.com/de/energy/pdf/plugging-in-the-consumer.pdf>>. Acesso em: 01 set. 2013.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Technology roadmap smart grids**. 2011. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf>. Acesso em: 09 set. 2013.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **Elasticidade renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil**. 1997. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_0489.pdf>. Acesso em: 18 out. 2013.

MARCONI, M. A.; LAKATOS, E.M. **Fundamentos de metodologia científica**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

MICROGENERATION. **What is microgeneration?**. 2013. Disponível em: <<http://www.microgeneration.com/professional-zone/Climate-Change/What-is-microgeneration>>. Acesso em: 30 set. 2013.

MOTTA, R.R., CALÔBA, G.M. **Análise de investimentos**: tomada de decisão em projetos industriais. São Paulo: Atlas, 2011.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **A policymaker's guide to feed-in tariff policy design**. 2010. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>>. Acesso em: 19 out. 2013.

_____. **Non-hardware ("Soft") cost-reduction roadmap for residential and small commercial solar photovoltaics**. 2013. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/59155.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2013.

NEOSOLAR ENERGIA. **Sistemas fotovoltaicos**. 2013. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/>>. Acesso em: 25 maio 2013.

PACIFIC GAS AND ELECTRIC COMPANY (PG&E). **SmartMeter Network – How it works**. 2013. Disponível em: <<http://www.pge.com/en/myhome/customerservice/smartmeter/howitworks/index.page>>. Acesso em: 14 set. 2013.

PHOTOVOLTAICS TECHNOLOGY (PV-TECH). **Fraunhofer ISE targets efficiency losses from the cell to the module to only 2.5%**. 2011. Disponível em: <http://www.pv-tech.org/news/fraunhofer_ise_targets_efficiency_losses_from_the_cell_to_the_module_to_on>. Acesso em: 28 out. 2013.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (PROCEL). **Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso**. 2007. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7B5A08CAF0-06D1-4FFE-B335-95D83F8DFB98%7D&Team=¶ms=itemID=%7B61AB1CD8-98AA-4D67-A7F0-16431DA0F730%7D%3B&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>>. Acesso em: 22 out. 2013.

PRICEWATERHOUSECOOPERS INTERNATIONAL LIMITED (PwCIL). **World in 2050 – The BRICS and beyond**: prospects, challenges and opportunities. 2013. Disponível em: <http://www.pwc.com/en_GX/gx/world-2050/assets/pwc-world-in-2050-report-january-2013.pdf>. Acesso em: 26 out. 2013.

RIO GRANDE ENERGIA (RGE). **Regulamento de instalações consumidoras**. 2013b. Disponível em: <<http://www.rge-rs.com.br/LinkClick.aspx?fileticket=iZ7tEzRzYQw%3d&tabid=69&language=en-US>>. Acesso em: 20 out. 2013.

_____. **Sala de Imprensa.** 2013a. Disponível em: <<http://www.rge-rs.com.br/SaladeImprensa/tabid/112/language/en-US/Default.aspx>>. Acesso em: 20 out. 2013.

_____. **Tributos municipais, estaduais e federais.** 2013c. Disponível em: <<http://www.rge-rs.com.br/ServicosRGE/tributos/tributo.html>>. Acesso em: 20 out. 2013.

SMART GRID INFORMATION CLEARINGHOUSE (SGIC). **Smart grid conceptual model.** 2013. Disponível em: <<http://www.sgiclearinghouse.org/ConceptualModel>>. Acesso em: 09 set. 2013.

SMART HOME ENERGY. **What is a “Smart home”?**. 2013. Disponível em: <<http://smarthomeenergy.co.uk/what-smart-home>>. Acesso em: 20 set. 2013.

SOLAR INDUSTRY. **Watts matter:** maintaining the performance ratio of PV systems. 2013. Disponível em: <http://www.solarindustrymag.com/e107_plugins/content/content.php?content.4359>. Acesso em: 28 out. 2013.

UNITED STATES OF AMERICA DEPARTMENT OF ENERGY (DOE). **Smart Grid.** 2013. Disponível em: <<http://www.smartgrid.gov/>>. Acesso em: 25 maio 2013.

UNITED STATES OF AMERICA ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **International energy outlook 2013.** 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/world.cfm>>. Acesso em: 01 set. 2013.

APÊNDICE A – CONCEITOS ADICIONAIS DE REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

➤ SISTEMAS DE MEDIÇÃO INTELIGENTE E COMUNICAÇÃO

O conceito de redes inteligentes é um conceito amplo que pode ser aplicado, segundo IEA (2011), a uma gama de infraestrutura de *commodities* como água, gás, eletricidade e hidrogênio. Nesse contexto, o medidor inteligente é um dispositivo eletrônico que possui sensores que desempenham as funções dos antigos medidores mecânicos, com as capacidades adicionais de registrar a evolução do consumo e enviar essa informação ao provedor de energia em intervalos configuráveis através de uma comunicação bidirecional (DOE, 2013). Um conceito mais amplo prevê a integração deste medidor com equipamentos domésticos inteligentes (do inglês *smart appliances*) que estarão conectados em uma rede e poderão ser operados através do Sistema de Gerenciamento de Energia (do inglês *Energy Management System* - EMS).

De acordo com CGEE (2012), alguns termos comuns em medição inteligente são:

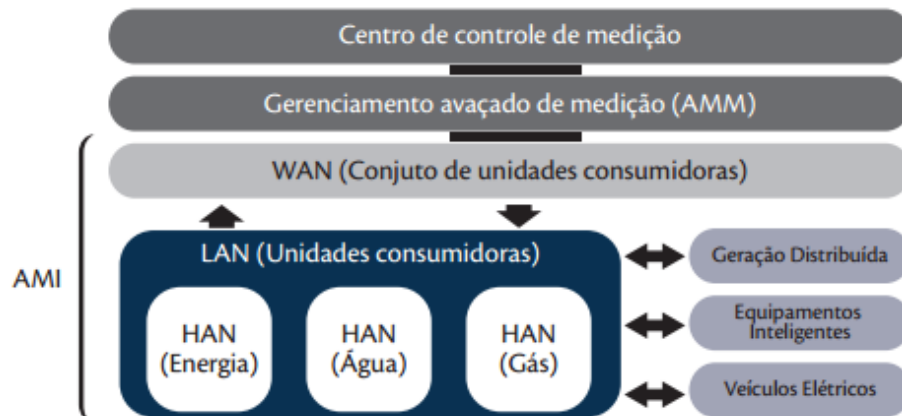
- **AMR:** a Leitura Automática do Medidor (do inglês *Automated Meter Reading*) é um sistema de comunicação unidirecional que tem o intuito de agregar maior exatidão nas medições enviadas ao Centro de Controle de Medição (CCM) e reduzir custos com leituristas.
- **AMM:** o Gerenciamento Avançado da Medição (do inglês *Advanced Meter Management*) é uma plataforma técnica que viabiliza ações de gerenciamento em medidores interconectados em uma rede de comunicação. Tal plataforma permite a leitura de perfis de carga em intervalos inferiores a uma hora e é dotada de funcionalidades que permitem a gestão dos dispositivos (individualmente ou de conjuntos) da rede e da plataforma de comunicação para, por exemplo, realizar configurações de parâmetros ou atualizações de programações, além de verificar a confiabilidade na troca de informações entre medidores e o CCM. Pode possuir capacidade de armazenamento, mas essa quando existe é limitada, visto que os dados são transmitidos ao MDM assim que possível.
- **MDM:** o Gerenciamento de Dados do Medidor (do inglês *Meter Data Management*) é responsável pelo processamento e gerenciamento das informações dos medidores, obtendo parâmetros como fator de potência e índices de qualidade a partir dos dados brutos. Visa obter a maior quantidade de informações possíveis de forma a aperfeiçoar e tornar alguns processos

mais eficientes. Para tal, aplica validações e retifica dados inconsistentes através de processamento e análises dos dados de registros, eventos e alarmes que armazena.

- **AMI:** a Infraestrutura de Medição Avançada (do inglês *Advanced Metering Infrastructure*) é muitas vezes referenciada como a combinação do AMM com o MDM. Segundo IEA (2011), uma AMI envolve um conjunto de tecnologias que permitem comunicação bidirecional, de forma que a concessionária pode ter acesso remoto aos perfis de carga e consumidores podem ter acesso à informação de preço ou de consumo em intervalos quase instantâneos. Deve permitir ainda identificação de pontos de falta, detecção de perdas técnicas e não técnicas e habilitar/inviabilizar o fornecimento remotamente.

Os sistemas de comunicação podem ser divididos em vários níveis. Além disso, dependendo da abrangência, grau de confiabilidade, segurança, nível de gerenciamento, tempo de resposta e volume de informação, determinadas tecnologias se apresentam como sendo as mais adequadas para cada caso. A Figura A.1 ilustra os níveis de comunicação existentes dentro de uma REI, desde o consumidor até o CCM.

Figura A.1: Níveis de abrangência de comunicação.



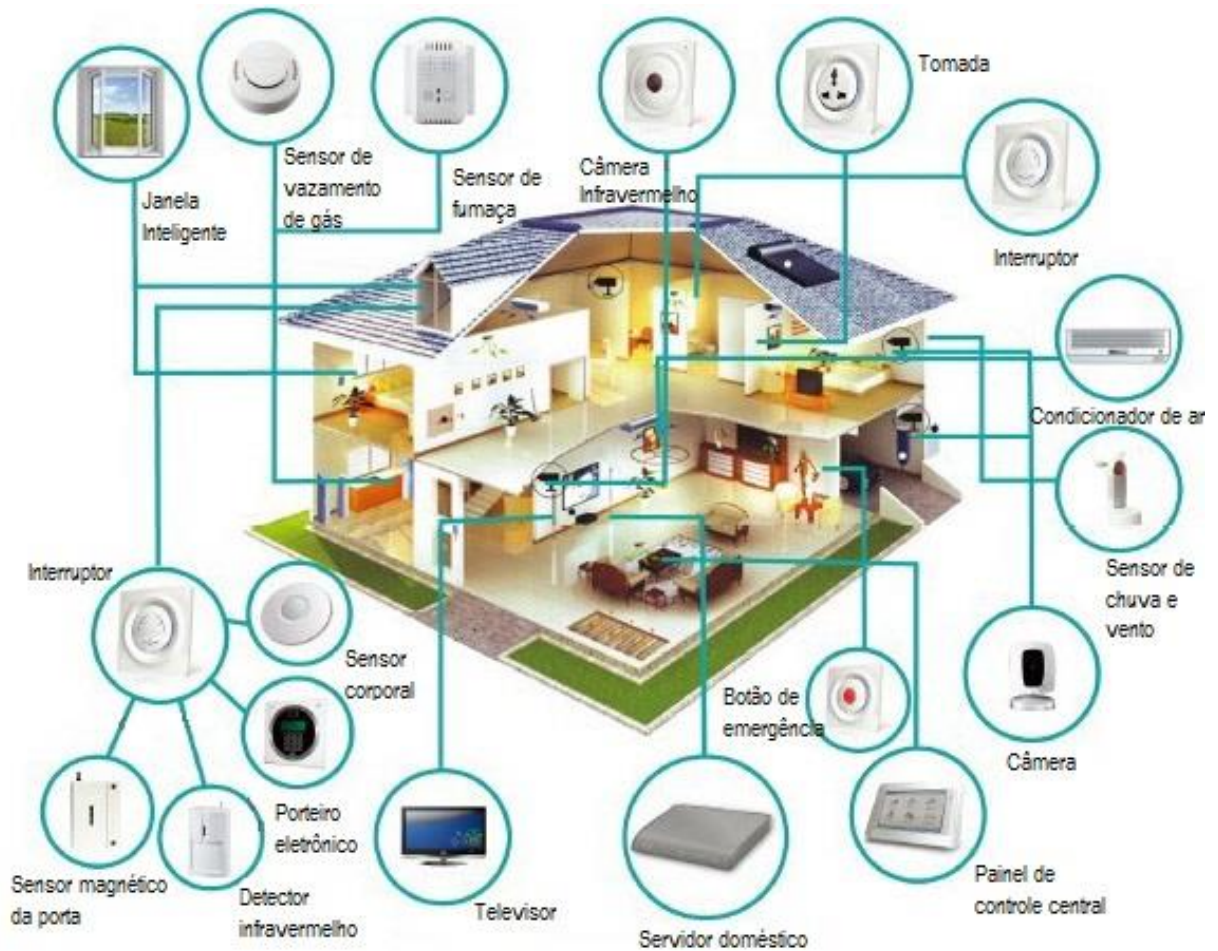
Fonte: CGEE (2012).

Observa-se pela Figura A.1 que a rede de longa distância (do inglês *Wide Area Network* – WAN) é a forma de integração entre os diversos consumidores e que através da AMM há intercâmbio de informações desta com o CCM. As redes locais (do inglês *Local Area Network* – LAN) são formadas pelo conjunto de serviços, equipamentos e dispositivos de armazenamento de energia, veículos elétricos e eletrodomésticos inteligentes. O nível mais restrito é o agregado de dispositivos internos à residência formando a rede doméstica (do inglês *Home Area Network* – HAN).

➤ CASAS INTELIGENTES E VEÍCULOS ELÉTRICOS

A casa inteligente é uma proposta de moradia na qual um conjunto de sensores, atuadores, medidores e um sofisticado sistema de automação permitem o controle e gerenciamento de uso de energia e dos equipamentos e eletrodomésticos. A Figura A.2 ilustra o ambiente de uma casa inteligente.

Figura A.2: Interior de uma casa inteligente e sua automação integrada.



Fonte: Adaptado de Smart Home Energy (2013).

Todos os dispositivos na casa estarão conectados em uma HAN e poderão ser acessados, controlados e monitorados através de um sistema de gerenciamento central ou mesmo remotamente (SMART HOME ENERGY, 2013). As informações do medidor inteligente e a comunicação existente com a distribuidora deverão permitir o ajuste no horário de funcionamento dos dispositivos de forma a aliviar o sistema e consumir energia a um preço mais baixo (DOE, 2013). Através de uma programação adequada, os dispositivos poderão responder às mensagens sinalizadoras da concessionária e se desligar no horário de pico, retomando a atividade posteriormente. Além disso, o acesso remoto aos aplicativos deve proporcionar maior conforto na medida em que permite realizar tarefas à distância, como, por

exemplo, ligar o ar condicionado ou aquecedor momentos antes de chegar à residência, desligar algum equipamento caso o valor da tarifa esteja alto, controle de iluminação, do sistema de segurança entre outros.

Com o advento dos sistemas de geração residenciais, a rede inteligente provida de sistemas sofisticados de controle e medição irá permitir a ligação de inúmeras formas de aproveitamentos energéticos, proporcionando informação de operação à concessionária e proprietário (DOE, 2013). Dessa forma o proprietário pode, combinar um sistema de armazenamento e escolher o momento em que fornece a energia produzida, otimizando o seu ganho de forma consciente.

A Figura A.3 ilustra a ideia central do sistema de gerenciamento citado no qual o consumidor usa os dados de consumo e tarifas para ajustar o seu consumo.

Figura A.3: Ciclo previsto para gerenciamento de consumo.



Fonte: Adaptado de Pacific Gas and Electric Company (PG&E, 2013).

Um dispositivo de grande importância no contexto das casas inteligentes é o veículo elétrico ou PEV (do inglês *Plug-in Electric Vehicles*). A vantagem indicada do uso de veículos elétricos é a ausência da emissão de poluentes, o que pode contribuir para a redução da dependência de petróleo e derivados. No entanto, é importante observar que para que a utilização de PEV contribua efetivamente para a redução de emissões, é necessário que a carga dos mesmos seja realizada no momento em que a demanda esteja nos níveis mais baixos

(DOE, 2013). Isso porque caso contrário, a energia estará sendo gerada por grandes plantas com base em combustíveis fósseis.

Os PEVs devem contribuir no balanço energético como fontes distribuídas de armazenamento de energia. Os veículos ficam estacionados tipicamente vinte horas por dia e poderiam servir como uma fonte extra de energia durante períodos críticos de demanda, contribuindo para evitar interrupções ou servindo como fonte em áreas isoladas até que o fornecimento da rede básica seja reestabelecido. No entanto, caso as cargas/descargas desses veículos não for coordenada com a disponibilidade da rede, poderão surgir problemas para operadores e planejadores do sistema elétrico como picos de demanda caso um grande número de proprietários decida recarregar seus carros ao chegar ao trabalho (CGEE, 2012).

➤ OBJETIVOS E INICIATIVAS INTERNACIONAIS E NACIONAIS

Conforme já mencionado, o grande motivador para o desenvolvimento de REI é a necessidade energética crescente dos países. A implantação de REI deve contribuir para alcançar alguns objetivos gerais, que segundo Arnold apud CGEE (2012), podem ser sintetizados de como:

- Criar mecanismos que permitam a expansão confiável e estável do fornecimento de eletricidade, além de elevar o custo-benefício da produção e fornecimento de energia elétrica;
- Garantir o acesso à informação de uso individual de energia ao consumidor de forma que este, provido de ferramentas, possa efetuar um controle eficiente das suas necessidades energéticas;
- Atingir níveis significativamente inferiores de emissão de poluentes resultantes da produção de eletricidade com recursos fósseis;
- Melhores índices de confiabilidade de serviços;
- Fornecimento de novos produtos e serviços como forma de aproveitar o potencial de mercados inexplorados;
- Resiliência na operação frente a desastres ou ataques de qualquer natureza;
- Previsão e reação automática às perturbações no sistema;
- Criar uma rede elétrica que acolha a frota de veículos elétricos e sua demanda;
- Acrescentar equipamentos de armazenamento de energia à rede como forma de equilibrar as intermitências de algumas fontes;

A Figura A.4 indica as principais razões regionais pelas quais se estimula a implantação de REI.

Figura A.4: Motivadores regionais para implantação de REI.



Fonte: CGEE (2012).

Os motivadores brasileiros são basicamente formados pela junção dos interesses europeus com os dos Estados Unidos da América. Sob o ponto de vista coletivo de concessionários, consumidores e agente regulador, a ênfase é buscar, de acordo com CGEE (2012):

- Redução de custos operacionais além das perdas técnicas e comerciais;
- Melhora de aspectos que dizem respeito ao planejamento da expansão da rede, gestão de ativos e a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras;
- Estimulo à eficiência energética ao mesmo tempo em que incentiva a inovação e a indústria tecnológica.

APÊNDICE B – MEMÓRIA DE CÁLCULO E VARIÁVEIS DE APOIO

➤ PREÇOS DOS MÓDULOS E INVERSORES

Quadro B.1: Preços pesquisados de sistemas fotovoltaicos.

Potência (W)	Preço (R\$)	R\$/W
12.700	69.419,00	5,466
8.500	46.839,00	5,510
4.200	23.969,00	5,707
4.700	27.699,00	5,893
6.600	39.029,00	5,913
3.300	21.189,00	6,421
2.800	19.169,00	6,846
1.400	11.319,00	8,085
2.820	22.899,00	8,120
1.880	15.389,00	8,186
4.200	34.790,00	8,283
940	8.179,00	8,701
470	4.299,00	9,147
2.300	22.490,00	9,778
1.200	12.900,00	10,750
Média		7,521

Fonte: Adaptado de Neosolar Energia (2013).

Quadro B.2: Participação considerada de cada componente no sistema fotovoltaico.

Componente	Preço (R\$)	Participação (%)
Custo dos módulos e inversores	11.605	54,33
Custo de cabos e proteções	2.250	10,53
Custo do sistema fixação	3.750	17,56
Demais custos (conexão, projeto,...)	3.750	17,56

Fonte: Adaptado de ABINEE (2012).

➤ ESTIMATIVAS DO TEMPO DE RETORNO

Quadro B.3: Análise do tempo de retorno de um sistema de 1,4 kW em 2013.

Ano	Tarifa com impostos (R\$/kWh)	Valor gasto no ano (R\$)	Valor economizado no ano com geração (R\$)	Parcelas VPL Foto (R\$)	Parcelas VPL Poupança (R\$)	FCC(t) Foto. (R\$)	FCC(t) Poup. (R\$)
2013	0,62509	19.796,17		-19.796,17	-19.796,17		
2014	0,69673	197,96	2.090,18	1.760,20	1.445,79	-18.035,97	-18.350,38
2015	0,70519	197,96	2.115,58	1.659,37	1.445,79	-16.376,60	-16.904,60
2016	0,71313	197,96	2.139,39	1.562,78	1.445,79	-14.813,82	-15.458,81
2017	0,72061	197,96	2.161,83	1.470,55	1.445,79	-13.343,28	-14.013,02
2018	0,78966	197,96	2.368,97	1.512,24	1.445,79	-11.831,04	-12.567,23
2019	0,79694	197,96	2.390,83	1.420,89	1.445,79	-10.410,14	-11.121,45
2020	0,80388	197,96	2.411,64	1.334,31	1.445,79	-9.075,84	-9.675,66
2021	0,81050	197,96	2.431,51	1.252,36	1.445,79	-7.823,48	-8.229,87
2022	0,88655	197,96	2.659,64	1.283,97	1.445,79	-6.539,51	-6.784,08
2023	0,89314	197,96	2.679,43	1.203,99	1.445,79	-5.335,52	-5.338,29
2024	0,89948	197,96	2.698,45	1.128,58	1.445,79	-4.206,94	-3.892,51
2025	0,90559	197,96	2.716,77	1.057,53	1.445,79	-3.149,41	-2.446,72
2026	0,98936	197,96	2.968,07	1.081,90	1.445,79	-2.067,51	-1.000,93
2027	0,99553	197,96	2.986,59	1.013,15	1.445,79	-1.054,36	444,86
2028	1,00150	197,96	3.004,50	948,51	1.445,79	-105,85	
2029	1,00728	197,96	3.021,84	887,79	1.445,79	781,94	
2030	1,09951	197,96	3.298,53	906,77	1.445,79		
2031	1,10542	197,96	3.316,25	848,33	1.445,79		
2032	1,11116	197,96	3.333,47	793,50	1.445,79		
2033	1,11674	197,96	3.350,21	742,08	1.445,79		
2034	1,21821	197,96	3.654,63	756,97	1.445,79		
2035	1,22395	197,96	3.671,86	707,67	1.445,79		
2036	1,22956	197,96	3.688,67	661,48	1.445,79		
2037	1,23502	197,96	3.705,07	618,22	1.445,79		
2038	1,34657	197,96	4.039,72	629,97	1.445,79		

Fonte: O autor.

Quadro B.4: Análise do tempo de retorno de sistema de 1,4 kW mensais em 2014.

Ano	Tarifa com impostos (R\$/kWh)	Valor gasto no ano (R\$)	Valor economizado no ano com geração (R\$)	Parcelas VPL Foto. (R\$)	Parcelas VPL Poupança (R\$)	FCC(t) Foto. (R\$)	FCC(t) Poup. (R\$)
2014	0,69673	17.272,81		-17.272,81	-17.272,81		
2015	0,70519	172,73	2.115,58	1.807,30	1.261,50	-15.465,51	-16.011,31
2016	0,71313	172,73	2.139,39	1.701,82	1.261,50	-13.763,69	-14.749,81
2017	0,72061	172,73	2.161,83	1.601,15	1.261,50	-12.162,54	-13.488,32
2018	0,78966	172,73	2.368,97	1.644,55	1.261,50	-10.517,99	-12.226,82
2019	0,79694	172,73	2.390,83	1.545,04	1.261,50	-8.972,95	-10.965,32
2020	0,80388	172,73	2.411,64	1.450,73	1.261,50	-7.522,22	-9.703,82
2021	0,81050	172,73	2.431,51	1.361,49	1.261,50	-6.160,73	-8.442,33
2022	0,88655	172,73	2.659,64	1.394,42	1.261,50	-4.766,31	-7.180,83
2023	0,89314	172,73	2.679,43	1.307,45	1.261,50	-3.458,86	-5.919,33
2024	0,89948	172,73	2.698,45	1.225,47	1.261,50	-2.233,39	-4.657,84
2025	0,90559	172,73	2.716,77	1.148,24	1.261,50	-1.085,16	-3.396,34
2026	0,98936	172,73	2.968,07	1.173,64	1.261,50	88,48	-2.134,84
2027	0,99553	172,73	2.986,59	1.098,99	1.261,50		-873,34
2028	1,00150	172,73	3.004,50	1.028,82	1.261,50		388,15
2029	1,00728	172,73	3.021,84	962,90	1.261,50		
2030	1,09951	172,73	3.298,53	982,71	1.261,50		
2031	1,10542	172,73	3.316,25	919,33	1.261,50		
2032	1,11116	172,73	3.333,47	859,88	1.261,50		
2033	1,11674	172,73	3.350,21	804,12	1.261,50		
2034	1,21821	172,73	3.654,63	819,68	1.261,50		
2035	1,22395	172,73	3.671,86	766,27	1.261,50		
2036	1,22956	172,73	3.688,67	716,24	1.261,50		
2037	1,23502	172,73	3.705,07	669,37	1.261,50		
2038	1,34657	172,73	4.039,72	681,66	1.261,50		

Fonte: O autor.

As simulações do tempo de retorno até 2022 seguem o mesmo princípio que as usadas no Quadro B.3 e no Quadro B.4, por isso são omitidas.

➤ PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Quadro B.5: Valores utilizados no cálculo da produção fotovoltaica residencial.

Ano	NDA (dom)	Área (m ²)	Eficiência dos Módulos (%)	Irradiação $\left(\frac{MWh}{\frac{m^2}{ano}}\right)$	FD (%)	PFR _i (MWh)
2013	1.094.592	10,0	19,6	1,98925	77	3,0000
2014	1.114.033	9,7	20,2	1,98925	77	3,0000
2015	1.131.971	9,4	20,8	1,98925	77	3,0000
2016	1.148.681	9,2	21,4	1,98925	77	3,0000
2017	1.164.339	8,9	21,9	1,98925	77	3,0000
2018	1.179.038	8,7	22,5	1,98925	77	3,0000
2019	1.192.867	7,6	23,1	1,98925	77	2,7000
2020	1.205.895	8,1	23,6	1,98925	77	2,9143
2021	1.218.155	7,6	24,1	1,98925	77	2,8091
2022	1.229.687	6,9	24,7	1,98925	77	2,5973
2023	1.240.547	4,6	25,2	1,98925	77	1,7758

Fonte: O autor.

Quadro B.6: Valores calculados da produção fotovoltaica residencial.

Ano	Taxa Adesão nublado (%)	NDGF _i nublado (dom.)	PF _i nublado (MWh)	Taxa Adesão chuvoso (%)	NDGF _i chuvoso (dom.)	PF _i chuvoso (MWh)	Taxa Adesão ensolarado (%)	NDGF _i ensolarado (dom.)	PF _i ensolarado (MWh)
2013	0,00006	1	3,00	0,00003	1	3,00	0,00012	2	6,00
2014	0,00012	2	6,00	0,00006	1	3,00	0,00025	3	9,00
2015	0,00062	8	24,00	0,00031	4	12,00	0,00124	15	45,00
2016	0,00620	72	216,00	0,00310	36	108,00	0,01240	143	429,00
2017	0,06200	722	2.166,00	0,03100	361	1.083,00	0,12400	1.444	4.332,00
2018	0,24800	2.925	8.775,00	0,12400	1.463	4.389,00	0,49600	5.849	17.547,00
2019	0,62000	7.396	19.969,20	0,31000	3.698	9.984,60	1,24000	14.792	39.938,40
2020	1,24000	14.954	43.580,23	0,62000	7.477	21.790,11	2,48000	29.907	87.157,54
2021	2,48000	30.211	84.865,45	1,24000	15.106	42.434,13	4,96000	60.421	169.728,08
2022	3,72000	45.745	118.811,67	1,86000	22.873	59.407,13	7,44000	91.489	237.620,75
2023	4,96000	61.532	109.268,92	2,48000	30.766	54.634,46	9,92000	123.063	218.536,07

Fonte: O autor.

➤ VALORES INTERMEDIÁRIOS CALCULADOS PARA OS CENÁRIOS ESTUDADOS

Quadro B.7: Valores intermediários do cenário nublado para a metodologia tradicional modificada.

Ano	CR_i (MWh)	NDA (dom.)	CPR (MWh)	CPR1 (MWh/dom)	ET (%)	ER (%)	NTD (dom.)	RPC_i (R\$/hab)
2007	1605.478,81	872.178	1,8408	-	-	-	1.150.336	16.608,92
2008	1685.661,98	915.383	1,8415	-	-	-	1.159.777	18.461,01
2009	1807.608,41	946.067	1,9107	-	-	-	1.169.152	19.860,62
2010	1913.314,71	976.135	1,9601	-	-	-	1.178.702	23.727,28
2011	2004.437,63	1.022.572	1,9602	-	-	-	1.187.559	24.275,73
2012	2115.938,47	1.055.285	2,0051	-	-	-	1.196.595	24.380,81
2013	2110.818,54	1.096.518	2,0261	2,1341	2,1	4,9	1.205.222	24.896,84
2014	2193.497,81	1.115.959	2,0697	2,1604	2,2	4,7	1.213.456	25.421,31
2015	2311.115,36	1.133.897	2,1457	2,2433	2,4	7,2	1.221.306	26.134,55
2016	2436.133,15	1.150.607	2,2283	2,2945	2,4	8,1	1.228.819	26.910,04
2017	2507.464,67	1.166.266	2,2648	2,3508	2,7	9,2	1.236.004	27.752,72
2018	2581.049,51	1.180.965	2,3044	2,3927	2,7	9,5	1.242.828	28.628,34
2019	2684.366,52	1.194.794	2,3699	2,4362	2,7	10,0	1.249.288	29.587,79
2020	2725.396,30	1.207.821	2,3842	2,4771	2,8	10,2	1.255.382	30.586,63
2021	2803.333,99	1.220.081	2,4302	2,5187	3,0	10,5	1.261.084	31.627,32
2022	2867.997,65	1.231.613	2,4663	2,5569	3,0	10,6	1.266.391	32.711,94
2023	2932.172,00	1.242.474	2,5030	2,5957	3,1	10,6	1.271.323	33.842,06

Fonte: O autor.

Quadro B.8: Valores intermediários do cenário chuvoso para a metodologia tradicional modificada.

Ano	CR_i (MWh)	NDA (dom.)	CPR (MWh)	CPR1 (MWh/dom)	ET (%)	ER (%)	NTD (dom.)	RPC_i (R\$/hab)
2007	1.605.478,81	872.178	1,8408	-	-	-	1.150.336	16.608,92
2008	1.685.661,98	915.383	1,8415	-	-	-	1.159.777	18.461,01
2009	1.807.608,41	946.067	1,9107	-	-	-	1.169.152	19.860,62
2010	1.913.314,71	976.135	1,9601	-	-	-	1.178.702	23.727,28
2011	2.004.437,63	1.022.572	1,9602	-	-	-	1.187.559	24.275,73
2012	2.115.938,47	1.055.285	2,0051	-	-	-	1.196.595	24.380,81
2013	2.201.759,26	1.096.518	2,1091	2,1870	2,1	7,5	1.205.222	25.512,84
2014	2.333.729,48	1.115.959	2,1954	2,2680	2,2	9,9	1.213.456	26.686,16
2015	2.538.383,81	1.133.897	2,3461	2,4275	2,4	16,0	1.221.306	28.280,17
2016	2.674.322,94	1.150.607	2,4353	2,5008	2,4	17,8	1.228.819	30.055,03
2017	2.790.171,76	1.166.266	2,5072	2,5849	2,5	20,0	1.236.004	32.033,94
2018	2.880.667,38	1.180.965	2,5581	2,6378	2,5	20,8	1.242.828	34.150,98
2019	2.989.341,14	1.194.794	2,6251	2,6934	2,5	21,6	1.249.288	36.534,27
2020	3.057.681,46	1.207.821	2,6593	2,7429	2,5	22,0	1.255.382	39.093,11
2021	3.146.893,36	1.220.081	2,7118	2,7934	2,7	22,5	1.261.084	41.841,93
2022	3.220.504,76	1.231.613	2,7525	2,8357	2,7	22,6	1.266.391	44.795,71
2023	3.293.616,04	1.242.474	2,7939	2,8787	2,7	22,7	1.271.323	47.969,77

Fonte: O autor.

Quadro B.9: Valores intermediários do cenário ensolarado para a metodologia tradicional modificada.

Ano	CR_i (MWh)	NDA (dom.)	CPR (MWh)	CPR1 (MWh/dom)	ET (%)	ER (%)	NTD (dom.)	RPC_i (R\$/hab)
2007	1.605.478,81	872.178	1,8408	-	-	-	1.150.336	16.608,92
2008	1.685.661,98	915.383	1,8415	-	-	-	1.159.777	18.461,01
2009	1.807.608,41	946.067	1,9107	-	-	-	1.169.152	19.860,62
2010	1.913.314,71	976.135	1,9601	-	-	-	1.178.702	23.727,28
2011	2.004.437,63	1.022.572	1,9602	-	-	-	1.187.559	24.275,73
2012	2.115.938,47	1.055.285	2,0051	-	-	-	1.196.595	24.380,81
2013	2.013.997,87	1.096.518	1,9379	2,1078	2,1	3,6	1.205.222	24.588,83
2014	2.090.040,52	1.115.959	1,9770	2,1077	2,2	2,2	1.213.456	24.800,40
2015	2.166.259,44	1.133.897	2,0179	2,1548	2,4	3,0	1.221.306	25.103,45
2016	2.312.260,31	1.150.607	2,1206	2,1957	2,4	3,4	1.228.819	25.433,05
2017	2.347.782,13	1.166.266	2,1279	2,2393	3,0	4,0	1.236.004	25.790,38
2018	2.411.973,15	1.180.965	2,1612	2,2762	3,1	4,2	1.242.828	26.158,73
2019	2.531.426,61	1.194.794	2,2419	2,3140	3,1	4,4	1.249.288	26.561,10
2020	2.538.067,76	1.207.821	2,2291	2,3510	3,2	4,6	1.255.382	26.976,04
2021	2.612.760,43	1.220.081	2,2740	2,3885	3,8	4,8	1.261.084	27.404,50
2022	2.671.493,69	1.231.613	2,3068	2,4247	3,9	4,8	1.266.391	27.847,03
2023	2.729.726,87	1.242.474	2,3401	2,4615	3,9	4,9	1.271.323	28.303,64

Fonte: O autor.

Quadro B.10: Valores intermediários do cenário nublado para a metodologia proposta.

Ano	CR_i sem foto. (MWh)	CPR (MWh)	ET (%)	ER (%)	NTD (dom)	RPC_i (R\$/hab)	CR_i com foto. (MWh)
2007	1.605.478,81	1,8408	-	-	1.150.336	16.608,92	1.605.478,81
2008	1.685.661,98	1,8415	-	-	1.159.777	18.461,01	1.685.661,98
2009	1.807.608,41	1,9107	-	-	1.169.152	19.860,62	1.807.608,41
2010	1.913.314,71	1,9601	-	-	1.178.702	23.727,28	1.913.314,71
2011	2.004.437,63	1,9602	-	-	1.187.559	24.275,73	2.004.437,63
2012	2.115.938,47	2,0051	-	-	1.196.595	24.380,81	2.115.938,47
2013	2.116.381,75	2,0312	2,1	4,9	1.205.222	24.896,84	2.116.378,75
2014	2.198.062,11	2,0738	2,2	4,7	1.213.456	25.421,31	2.198.056,11
2015	2.318.546,21	2,1522	2,4	7,2	1.221.306	26.134,55	2.318.522,21
2016	2.441.837,06	2,2332	2,4	8,1	1.228.819	26.910,04	2.441.621,06
2017	2.515.898,06	2,2720	2,7	9,2	1.236.004	27.752,72	2.513.732,06
2018	2.590.142,05	2,3121	2,7	9,5	1.242.828	28.628,34	2.581.367,05
2019	2.691.543,00	2,3759	2,7	10,0	1.249.288	29.587,79	2.671.573,80
2020	2.735.799,37	2,3928	2,8	10,2	1.255.382	30.586,63	2.692.219,14
2021	2.813.581,28	2,4386	3,0	10,5	1.261.084	31.627,32	2.728.715,83
2022	2.878.657,80	2,4750	3,0	10,6	1.266.391	32.711,94	2.759.846,13
2023	2.943.250,26	2,5119	3,1	10,6	1.271.323	33.842,06	2.833.981,33

Fonte: O autor.

Quadro B.11: Valores intermediários do cenário chuvoso para a metodologia proposta.

Ano	CR_i sem foto. (MWh)	CPR (MWh)	ET (%)	ER (%)	NTD (dom.)	RPC_i (R\$/hab)	CR_i com foto. (MWh)
2007	1.605.478,81	1,8408	-	-	1.150.336	16.608,92	1.605.478,81
2008	1.685.661,98	1,8415	-	-	1.159.777	18.461,01	1.685.661,98
2009	1.807.608,41	1,9107	-	-	1.169.152	19.860,62	1.807.608,41
2010	1.913.314,71	1,9601	-	-	1.178.702	23.727,28	1.913.314,71
2011	2.004.437,63	1,9602	-	-	1.187.559	24.275,73	2.004.437,63
2012	2.115.938,47	2,0051	-	-	1.196.595	24.380,81	2.115.938,47
2013	2.207.735,17	2,1145	2,1	7,5	1.205.222	25.512,84	2.207.732,17
2014	2.341.047,13	2,2019	2,2	9,9	1.213.456	26.686,16	2.341.044,13
2015	2.551.110,70	2,3573	2,4	16,0	1.221.306	28.280,17	2.551.098,70
2016	2.685.719,13	2,4452	2,4	17,8	1.228.819	30.055,03	2.685.611,13
2017	2.805.302,56	2,5202	2,5	20,0	1.236.004	32.033,94	2.804.219,56
2018	2.896.849,08	2,5718	2,5	20,8	1.242.828	34.150,98	2.892.460,08
2019	3.003.813,88	2,6372	2,5	21,6	1.249.288	36.534,27	2.993.829,28
2020	3.075.922,64	2,6744	2,5	22,0	1.255.382	39.093,11	3.054.132,52
2021	3.165.194,10	2,7268	2,7	22,5	1.261.084	41.841,93	3.122.759,98
2022	3.239.400,53	2,7679	2,7	22,6	1.266.391	44.795,71	3.179.993,40
2023	3.313.110,01	2,8096	2,7	22,7	1.271.323	47.969,77	3.258.475,55

Fonte: O autor.

Quadro B.12: Valores intermediários do cenário ensolarado para a metodologia proposta.

Ano	CR_i sem foto. (MWh)	CPR (MWh)	ET (%)	ER (%)	NTD (dom.)	RPC_i (R\$/hab)	CR_i com foto. (MWh)
2007	1.605.478,81	1,8408	-	-	1.150.336	16.608,92	1.605.478,81
2008	1.685.661,98	1,8415	-	-	1.159.777	18.461,01	1.685.661,98
2009	1.807.608,41	1,9107	-	-	1.169.152	19.860,62	1.807.608,41
2010	1.913.314,71	1,9601	-	-	1.178.702	23.727,28	1.913.314,71
2011	2.004.437,63	1,9602	-	-	1.187.559	24.275,73	2.004.437,63
2012	2.115.938,47	2,0051	-	-	1.196.595	24.380,81	2.115.938,47
2013	2.020.525,40	1,9438	2,1	3,6	1.205.222	24.588,83	2.020.519,40
2014	2.093.126,19	1,9798	2,2	2,2	1.213.456	24.800,40	2.093.117,19
2015	2.170.728,02	2,0218	2,4	3,0	1.221.306	25.103,45	2.170.683,02
2016	2.315.130,39	2,1231	2,4	3,4	1.228.819	25.433,05	2.314.701,39
2017	2.352.772,24	2,1322	3,0	4,0	1.236.004	25.790,38	2.348.440,24
2018	2.417.449,46	2,1659	3,1	4,2	1.242.828	26.158,73	2.399.902,46
2019	2.535.088,62	2,2449	3,1	4,4	1.249.288	26.561,10	2.495.150,22
2020	2.544.537,73	2,2344	3,2	4,6	1.255.382	26.976,04	2.457.380,18
2021	2.619.111,67	2,2792	3,8	4,8	1.261.084	27.404,50	2.449.383,59
2022	2.678.201,69	2,3122	3,9	4,8	1.266.391	27.847,03	2.440.580,94
2023	2.736.801,33	2,3458	3,9	4,9	1.271.323	28.303,64	2.518.265,26

Fonte: O autor.

ANEXO A – COMPROVAÇÃO DE ENVIO DE ARTIGO AO CIDEL 2014



Este correo electrónico representa la confirmación de recepción del resumen de Trabajo Técnico presentado por Usted en el sitio de CIDEL 2014

This email message is a reception confirmation for your uploaded paper on CIDEL 2014 website

Sesión Técnica	Technical Session Nº 3
<i>Technical Session</i>	
Empresa/Institución	Federal University of Rio Grande do Sul
<i>Company/Institution</i>	
Título del Trabajo	Forecasting model for residential electricity consumption
<i>Paper Title</i>	considering mini and microgeneration
Autor/Autores	Ary Henrique Lautenschleger / Gladis Bordin
<i>Autor/Authors</i>	
Email de Contacto	ahlautenschleger@gmail.com
<i>Email Contact</i>	
País	Brasil
<i>Country</i>	
Ciudad	Porto Alegre
<i>City</i>	
Número	775
<i>Street Door Number</i>	
Piso	
<i>Floor</i>	
Oficina/Dto.	03
<i>Office/Suite</i>	
Código Postal	90010282
<i>Postal Code</i>	
Nombre del Archivo	CIDEL2014_Resume_Ary Henrique Lautenschleger.pdf
<i>File Name</i>	

Con gusto responderemos sus inquietudes por intermedio del correo electrónico info@cidel2014.com o bien mediante nuestro sitio <http://www.cidel2014.com>

Fell free to contact us about any question or suggestion you have to the following email

address info@cidel2014.com or website <http://www.cidel2014.com>

Un cordial saludo
Secretaría de CIDEL 2014

Best regards.
CIDEL 2014 Secretary.

Buenos Aires, República Argentina.

Organizan / Organizer



Auspician / Sponsored

