



SENAI CIMATEC

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
GESTÃO E TECNOLOGIA INDUSTRIAL
Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial

Dissertação de Mestrado

**Proposta para incentivo ao investimento em
microempreendimentos de geração distribuída por
consumidores residenciais**

Mestrando: Leonardo de Paula Nardy
Orientadora: Prof. Dra. Valéria Loureiro da Silva
Coorientador: Prof. Dr. Eudemario Souza de Santana

Fevereiro de 2017

Leonardo de Paula Nardy

Proposta para incentivo ao investimento em microempreendimentos de geração distribuída por consumidores residenciais

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial, Curso de Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial do SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial**.

Área de conhecimento: Interdisciplinar

Orientadora: Prof. Dra. Valéria Loureiro da Silva

Co-orientador: Prof. Dr. Eudemario Souza de Santana

SENAI CIMATEC

Salvador-BA
SENAI CIMATEC
Ano 2017

N223p Nardy, Leonardo de Paula

Proposta para incentivo ao investimento em microempreendimentos de geração distribuída por consumidores residenciais / Leonardo de Paula Nardy. – Salvador, 2017.

145f. : il. color.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Valéria Loureiro da Silva.
Coorientador: Prof. Dr. Eudemario Souza de Santana.

Dissertação (Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial - GETEC) – Programa de Pós-Graduação, Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC, Salvador, 2017.

Inclui referências.

1. Microgeração distribuída. 2. Energia renovável. 3. Tarifação. 4. Política feed-in. 5. Política net metering 6. Geração de créditos. I. Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC. II. Silva, Valéria Loureiro da. III. Santana, Eudemario Souza de. IV. Título.

CDD: 658.404

SENAI CIMATEC

Programa de Pós-Graduação em Gestão e Tecnologia Industrial

Mestrado em Gestão e Tecnologia Industrial

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, leram e recomendam a aprovação da Dissertação de mestrado, intitulada "Proposta para incentivo ao investimento em microempreendimentos de geração distribuída por consumidores residenciais", apresentada no dia 21 de Fevereiro de 2017, como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Gestão e Tecnologia Industrial**.

Orientadora:

Prof. Dra. Valéria Loureiro da Silva
SENAI CIMATEC

Coorientador:

Prof. Dr. Eudemario Souza de Santana
SENAI CIMATEC

Membro externo da banca:

Prof. Dr. Kleber Freire da Silva
UFBA / UNIFACS

Membro externo da banca:

Prof. Dr. Paulo Roberto Ferreira de Moura Bastos
UFBA

Membro externo da banca:

Prof. Dr. Francisco Uchoa Passos
SENAI CIMATEC

Dedico este trabalho à minha esposa, Giulianna, e meus filhos, Clara e Antônio, pela compreensão, carinho, incentivo e amor, o que me deu forças para concretizá-lo.

Agradecimentos

Agradeço ao SENAI CIMATEC pela bolsa concedida e apoio para realização deste trabalho. Aos professores orientadores, que contribuíram fortemente para seu desenvolvimento. Em especial à minha família, pela compreensão, pelo carinho, pela renúncia necessária durante todo período de estudos. O meu muito obrigado!

Resumo

Esta dissertação propõe uma nova forma de tarifação para remuneração da microgeração, cujo valor é indexado a algum investimento financeiro, com o intuito de motivar o consumidor residencial a aderir à geração distribuída. O modelo até agora adotado no Brasil e regulamentado pelas resoluções nº482 de 2012 e nº687 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica prevê a remuneração através da geração de créditos, impedindo o lucro. No modelo proposto nesta dissertação, toda energia elétrica injetada na rede pelo microgerador é financeiramente remunerada, como já é feito em alguns países europeus e alguns estados norte-americanos, e o valor da energia (kWh) é atualizado de acordo com os ganhos que poderiam ser obtidos em investimentos financeiros típicos. A proposta apresentada é construída para a geração solar fotovoltaica, porém pode ser aplicada a qualquer outra forma de microgeração, desde que sejam conhecidos os custos de aquisição de materiais, de serviços de instalação e de manutenção. Alguns casos brasileiros são apresentados, portanto, investimentos típicos deste mercado foram tratados, porém a proposta é construída para que seja facilmente adaptável aos investimentos existentes noutros países. Para validação da proposta foram realizadas simulações a partir de uma condição padrão, onde parâmetros de insolação, potência e outros fatores que impactam na geração final variam de um valor mínimo a um valor máximo, dentro das faixas encontradas no Brasil e nos critérios que definem microgeração distribuída. Foram investigados também casos com dados reais de insolação e irradiação sobre os municípios de Petrolina, São João do Piauí, Divinópolis, São Paulo e Indaial. Os resultados das simulações mostraram que os ganhos financeiros são similares aos investimentos avaliados no caso brasileiro, o que comprovou a eficiência do modelo de tarifação proposto. Além disto, a viabilidade financeira de um sistema de geração distribuída com o modelo proposto nesta dissertação torna-se mais atrativa quando comparada ao modelo atual adotado no Brasil, que utiliza o regime de compensação de energia. Também é constatado que, para os casos estudados, os resultados da viabilidade financeira para o modelo proposto de remuneração são similares aos resultados obtidos em mercados ou países que adotam a política *feed-in tariff*.

Palavras-chave: microgeração distribuída, energia renovável, tarifação, política *feed-in*, política *net metering*.

Abstract

This master's dissertation proposes a new remuneration model for micro-generation, the value of which is indexed to some financial market investment, in order to motivate the residential consumer to join the distributed generation. The model adopted so far in Brazil and regulated by resolutions No. 482 of 2012 and No. 687 of 2015 from the National Agency of Electric Energy is a compensation system, which inhibits profit. In the model proposed by this master's dissertation, the electrical energy injected into the grid by the micro-generator is financially remunerated, similarly to what is already done in some European countries and some US states. However, in the proposed model the energy value (kWh) is updated according to the gains that could be obtained in typical financial market investments. The presented proposal is built for photovoltaic solar generation, but can be easily adapted to any other form of micro-generation, provided that the costs of acquiring materials, installation services and maintenance are known. Similarly, although the Brazilian case is investigated and , Brazilian typical investments of this market were used in the model, the proposed model can be adapted to other countries and their existing investments. To evaluate the proposal, simulations were performed for a base condition and the sensitivity to the main parameters (insolation, power and other factors that impact the final generation) investigated. The parameters were varied from a minimum value to a maximum value within the ranges found in Brazil and within the criteria of micro-generation . Five cases were investigated using historical insolation and irradiation data for the localities: Petrolina, Sao Joao do Piaui, Divinopolis, Sao Paulo and Indaial. The results showed that the financial gains are similar to the investments evaluated in the Brazilian general case study, which confirmed the efficiency of proposed charging model. In addition, the financial viability of the proposed model for distributed generation system becomes more attractive when compared to the model currently adopted in Brazil, which uses the energy compensation. It is also verified that proposed remuneration model financial feasibility results fore cases studied are similar to the results obtained in markets or countries that adopt the feed-in tariff policy.

Keywords: distributed micro-generation, renewable energy, tariff, feed-in, net metering.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Definição do problema	1
1.2	Objetivo	2
1.2.1	Objetivo geral	2
1.2.2	Objetivos específicos	2
1.3	Importância da pesquisa	3
1.4	Motivação do problema	3
1.5	Limites e limitações	4
1.6	Questões e hipóteses	5
1.7	Aspectos metodológicos	5
1.8	Organização da dissertação de mestrado	8
2	Revisão da Literatura Especificada - Fundamentação Teórica do Tema: Políticas de fomento ao uso de sistemas de geração distribuída (SGD)	11
2.1	Introdução	11
2.2	Contextualização sobre políticas de tarifação	12
2.2.1	<i>Feed-in tariff</i>	12
2.2.2	<i>Net metering</i>	14
2.3	Políticas adotadas em diferentes países	15
2.3.1	Microgeração distribuída na Austrália	15
2.3.2	Microgeração distribuída na Alemanha	18
2.3.3	Microgeração distribuída na China	19
2.3.4	Microgeração distribuída na Espanha	21
2.3.5	Microgeração distribuída nos Estados Unidos - EUA	23
2.3.6	Microgeração distribuída no Brasil	25
2.4	Discussão sobre os modelos de remuneração do microprodutor de energia	30
2.5	Modelo de tarifação atual no Brasil	31
2.6	Revisão teórica sobre os indicadores de viabilidade financeira	33

3	Revisão da Literatura Especificada - Fundamentação Teórica do Tema: Cenário brasileiro de energia elétrica	37
3.1	Introdução	37
3.2	Viabilidade técnica	37
3.3	Condições brasileiras	40
3.4	Viabilidades econômica e ambiental	43
3.5	Formação do preço da energia elétrica no Brasil	49
3.6	Fomento à indústria local e à geração de novos empregos	51
3.7	Fomento ao empreendedorismo	53
3.8	Discussão sobre o capítulo	53
4	Métodos e Técnicas da Pesquisa	55
4.1	Introdução	55
4.2	Proposta geral	56
4.2.1	Definição do algoritmo para determinação da tarifa base de remuneração	59
4.2.2	Definição do algoritmo para determinação da tarifa de remuneração reajustada	65
4.3	Proposta geral adaptada às condições brasileira	66
4.4	Discussão do capítulo	69
5	Análise e Resultados da Pesquisa	71
5.1	Introdução	71
5.2	Premissas para análise da viabilidade do investimento	73
5.2.1	Premissas para análise da viabilidade financeira baseada no modelo atual	74
5.2.2	Premissas para análise da viabilidade financeira baseada no modelo proposto	74
5.3	Análise da viabilidade do investimento	75
5.3.1	Análise de viabilidade sob condições padrão	75
5.3.2	Análise de viabilidade considerando reajuste trimestral <i>versus</i> reajuste anual para o modelo proposto	79
5.3.3	Análise de sensibilidade considerando variação do período diário de irradiação solar e seu impacto no volume de energia gerada	80
5.3.4	Análise de sensibilidade considerando variação da potência instalada	84
5.3.5	Análise de sensibilidade considerando variações do sistema e impacto no volume de energia gerada	88
5.4	Simulação para validação do algoritmo de ajuste da tarifa	91
5.4.1	Simulação da aplicação do algoritmo de reajuste para a proposta de tarifação brasileira - 20 anos	92

5.5	Análise do resultado da condição padrão comparada ao resultado obtido em outros países	96
5.6	Análise de sensibilidade	96
5.6.1	Caso 1: Petrolina - Pernambuco	99
5.6.2	Caso 2: São João do Piauí - Piauí	102
5.6.3	Caso 3: Divinópolis - Minas Gerais	103
5.6.4	Caso 4: São Paulo - São Paulo	106
5.6.5	Caso 5: Indaial - Santa Catarina	108
5.7	Discussão dos resultados	110
6	Conclusões	113
	Referências	119
A	Apêndice	121
A.1	Certificado	121

Lista de Figuras

2.1	Evolução do número de países que adotaram a política FiT.	13
2.2	Arranjo medição bidirecional - sentido unidade de produção - rede.	15
2.3	Arranjo medição bidirecional - sentido rede - unidade de produção.	16
2.4	Irradiação global horizontal no território australiana.	17
2.5	Irradiação global horizontal no território alemão.	20
2.6	Irradiação global horizontal no território chinês.	22
2.7	Irradiação global horizontal no território espanhol.	24
2.8	Irradiação global horizontal no território norte-americano.	26
2.9	Irradiação global horizontal no território brasileiro.	30
3.1	Componentes de um sistema de geração distribuído - SGD em uma unidade produção residencial.	38
3.2	Radiação Solar no Brasil - Média Anual.	41
3.3	Radiação Solar no Brasil - Média Sazonal.	42
3.4	Potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais.	43
3.5	Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira.	44
3.6	Geração de energia no Brasil por fonte.	45
3.7	Geração de energia no Brasil por termoelétricas.	46
3.8	Custo nivelado por fonte de energia.	47
3.9	Geração de energia no Brasil por termoelétricas a partir de combustíveis fósseis.	48
3.10	Geração de energia no Brasil por termoelétricas a partir de fontes re- nováveis ou consideradas limpas.	49
3.11	Evolução do Preço Líquido das Diferenças - PLD.	51
3.12	Evolução do Custo Marginal de Operação - CMO.	52
4.1	Arranjo medição de energia da proposta deste trabalho.	60
4.2	Comportamento dos Indicadores Financeiros - Valores Brutos dos Rendi- mentos.	68

5.1	Irradiação solar média - Brasil.	73
5.2	Ciclo de Vida Econômico de Sistema de Geração Distribuída - SGD - Modelo Proposto.	77
5.3	Ciclo de Vida Econômico de Sistema de Geração Distribuída - SGD - Modelo Atual de Remuneração.	78
5.4	Ciclo de Vida Econômico de Sistema de Geração Distribuída - SGD - Comparação entre Modelo Atual de Remuneração com reajuste anual e reajuste trimestral.	80
5.5	Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando período de irradiação solar - Moddelo Proposto.	82
5.6	Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando período de irradiação solar - Regulamentação Atual.	83
5.7	Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando a potência instalada - Modelo Proposto.	86
5.8	Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando a potência instalada - Regulamentação Atual.	87
5.9	Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Modelo Proposto.	89
5.10	Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Regulamentação Atual.	90
5.11	Evolução dos Indicadores Financeiros - 1996 a 2015.	94
5.12	Simulação remuneração acumulada decomposta - 1996 a 2015.	95
5.13	Localização dos municípios selecionados para os casos estudados.	97
5.14	Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Petrolina.	100
5.15	Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - São João do Piauí.	103
5.16	Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Divinópolis.	105
5.17	Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - São Paulo.	107
5.18	Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Indaial.	109
5.19	Fluxo de caixa acumulado para análise dos casos estudados.	111
A.1	Certificado VI Workshop PTI e II Simpósio Internacional SIINTEC.	121

Lista de Tabelas

2.1	Aplicação de políticas de incentivo à geração fotovoltaica pelos mercados mundais.	31
2.2	Quadro-resumo dos dados geográficos e de produção de energia fotovoltaica entre países.	32
3.1	Distribuição da matriz elétrica brasileira.	48
4.1	Parâmetros para cálculo da tarifa de remuneração do SGD.	61
4.2	Fluxo de caixa simplificado para análise de viabilidade financeira de um sistema de geração distribuída - SGD.	65
5.1	Definição de valores das variáveis para análise financeira.	72
5.2	Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual.	75
5.3	Comparação da tarifa base do modelo proposto com valores dos custos nivelados para termoeletricas.	76
5.4	Comparação dos resultados para modelo proposto com reajuste trimestral e com reajuste anual.	79
5.5	Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual variando o tempo de irradiação solar.	81
5.6	Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual variando a potência instalada.	84
5.7	Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual variando a energia gerada.	88
5.8	Evolução Indicadores Financeiros de 1996 a 2015.	92
5.9	Comparação resultados modelo proposto com resultado de outros países.	96
5.10	Coordenadas geográficas dos municípios estudados.	98
5.11	Dados de insolação e irradiação em Petrolina - PE.	99
5.12	Resultado da simulação para o município de Petrolina.	101
5.13	Dados de insolação e irradiação em São João do Piauí - PI.	102

5.14	Resultado da simulação para o município de São João do Piauí.	102
5.15	Dados de insolação e irradiação em Divinópolis - MG.	104
5.16	Resultado da simulação para o município de Divinópolis.	105
5.17	Dados de insolação e irradiação em São Paulo - SP.	106
5.18	Resultado da simulação para o município de São Paulo.	106
5.19	Dados de insolação e irradiação em Indaial - SC.	108
5.20	Resultado da simulação para o município de Indaial.	108
5.21	Consolidação dos resultados obtidos a partir das simulações realizadas nos casos estudados.	112

Lista de Símbolos

T_{base} Valor da tarifa base de energia a ser paga ao microprodutor de energia no primeiro mês de operação do SGD.

T_{ajus} Valor da tarifa de energia a ser paga ao microprodutor de energia no trimestre atual.

t_{RI} Tempo para recuperação do investimento ou simplesmente *payback*.

I_i Investimento inicial no empreendimento.

S Saldo operacional de caixa.

C_p Custos com o projeto.

C_i Custos de aquisição e implantação.

C_{OM} Custos de operação e manutenção.

C_{TI} Taxas dos impostos aplicados sobre a venda da energia.

L_d Ganhos de investimento financeiro típico.

P Valor da potência do SGD.

h_{regiao} Incidência solar característica da região onde está localizado o SGD.

η Eficiência do SGD.

$p_{natural}$ Perda de eficiência natural do SGD.

PR *Performance ratio*.

$\eta_{inversor}$ Rendimento do inversor.

a Vida útil do SGD em anos.

$C_{consumo}$ Custo do consumo de energia pela residência produtora de energia, dado em reais.

$C_{\text{energiatípico}}$ Custo típico da energia dado em $R\$/kWh$.

V_u Vida útil do SGD, dada em *horas* ou *anos*.

T_d Taxa de desconto.

$t_{O\&M}$ Taxa de operação e manutenção.

n Trimestre atual cuja tarifa deve ser corrigida.

i_{max} Índice de reajuste baseado na taxa de rendimento da aplicação de melhor desempenho no trimestre anterior.

i_j - Taxa de rendimento da aplicação do mercado financeiro.

i_{RF} Rendimento da aplicação renda fixa no trimestre $n - 1$,

i_{DC} Evolução do dólar comercial no trimestre $n - 1$,

i_{PO} Rendimento da aplicação poupança no trimestre $n - 1$,

i_{BO} Rendimento da aplicação bolsa de valores no trimestre $n - 1$.

m Número de investimentos em aplicações do mercado financeiro selecionados como referência para reajuste da tarifa de energia.

p_f Período ou intervalo de análise de viabilidade financeira.

Lista de Abreviaturas

ACL Ambiente de Contratação Livre

ANA Agência Nacional de Águas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BCB Banco Central do Brasil

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMO Custo Marginal de Operação

CO_2 Dióxido de carbono

COFINS Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CONFAZ Conselho Nacional de Política Fazendária

FiT *Feed-in tariff*

ICMS Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA *International Energy Agency*

ISE *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems*

LCOE *Levelised Cost of Electricity*

MCP Mercado de Curto Prazo

MME Ministério de Minas e Energia

OCDE Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONU Organização das Nações Unidas

ProGD Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

PIS Programa de Integração Social

PLD Preço Líquido das Diferenças

RAG Receita Anual de Geração

REC *Renewable Energy Certificates*

RPS *Renewable Portfolio Standard*

RSE-E *Renewable Source Energy Electricity*

SGD Sistema de Geração Distribuída

SIN Sistema Interligado Nacional

TGCC Turbina a Gás de Ciclo Combinado

TGCS Turbina a Gás de Ciclo Címples

TIR Taxa Interna de Retorno

VRE Valor de Referência Específico

VPL Valor Presente Líquido

Capítulo 1

Introdução

1.1 Definição do problema

As políticas energéticas modernas têm sido pensadas para garantir a segurança energética, a diminuição dos custos e o menor impacto ambiental possível. Tais políticas de tarifação estão baseadas em dois modelos principais (CAMPOCCIA et al., 2014) (KWON, 2015) (GRIESER; SUNAK; MADLENER, 2015): o *net metering*, que consiste na geração de créditos entre o consumidor microprodutor e a concessionária distribuidora, a partir justamente da relação entre geração e consumo; o segundo é aquele denominado *feed-in tariff*, ou simplesmente FiT, onde há uma relação comercial estabelecida com a venda de energia produzida no SGD.

Uma análise sobre as políticas de incentivo adotadas pelos países da União Europeia constatou que o modelo FiT tem sido um instrumento político eficaz para promover o desenvolvimento das fontes de energias solar, eólica, biomassa e biogás (TIMILSINA; KURDGELASHVILI; NARBEL, 2012). O *feed-in tariff* é considerado como modelo político de tarifação mais efetivo para estimular rapidamente o desenvolvimento e aplicação das fontes renováveis (COUTURE; GAGNON, 2010). Além da forma de tarifação outras medidas também são encontradas como: incentivos fiscais para o investimento, subsídios ao setor, exigência de participação de energia renovável na distribuição e investimento público na forma convencional (TIMILSINA; KURDGELASHVILI; NARBEL, 2012).

No Brasil o modelo implementado através da Resolução nº482 de 2012 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - prevê que a remuneração do microprodutor ocorra através da geração de créditos, ou seja, caso haja excesso de geração e a energia seja injetada na rede de distribuição da concessionária é tratada como empréstimo, podendo ser recuperada durante um prazo determinado. Porém não tem apresentado resultados eficazes, o que é evidenciado pelo número de SGD instalados desde a regulamentação de 2012: até janeiro de 2017 (MME, 2017) havia 7.610 conexões de geração distribuída no país, totalizando a potência instalada de 73.569 kW, para um mercado de mais de 70

milhões de consumidores residenciais.

Diferentes mecanismos têm sido empregados para promover o desenvolvimento e incentivar a implantação de sistemas de geração distribuída. Para exemplificar pode-se citar: subsídios de capital para investimento; incentivos fiscais; disponibilização de crédito financeiro; compensação de créditos de energia (*net metering*); fixação de tarifa mínima e comercialização da energia (*feed-in tariffs*), além de outras formas (CAMPOCCIA et al., 2014) que compõem a política de incentivo a este segmento. Observa-se que tais políticas fazem parte das estratégias de cada governo, tanto sob aspectos técnicos quanto econômicos, ou desencadeadas pelos acordos e definições de blocos econômicos com a União Europeia (CAMPOCCIA et al., 2014), por exemplo. Estas estratégias passam pela desativação de usinas nucleares (ELETRONUCLEAR, 2014), que forçaram países europeus a buscar novas fontes para suprir esta demanda, ou pela destinação do petróleo para outros fins, como no caso dos Estados Unidos (AMERICAN, 2014).

Aqui, neste trabalho, foram selecionados aquelas formas que mais comumente vêm sendo implementadas em diferentes países e que apresentam melhores resultados efetivos para consolidação de energias renováveis, e aí mais especificamente, a energia fotovoltaica como opção para compor suas matrizes energéticas.

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo geral

Esta dissertação propõe o emprego de uma metodologia para cálculo da tarifa a ser paga ao microgerador de forma que o seu lucro durante a vida útil do SGD seja equivalente aos rendimentos que obteria se aplicasse seus recursos em investimentos típicos do mercado financeiro, através de revisões e atualizações periódicas da tarifa ($R\$/kWh$) que garantam o mesmo saldo acumulado do melhor investimento ao longo da vida útil de operação do SGD. Esta proposta pode ser classificada como uma variação da política *feed-in tariff* - FiT, conhecida e aplicada em diversos países com o objetivo de fomentar a participação de fontes renováveis de energia em suas matrizes energéticas.

1.2.2 Objetivos específicos

Como objetivos específicos deste trabalho, que complementam o objetivo geral descrito acima na seção 1.2.1, tem-se:

- Definir o algoritmo para tarifa base, sendo descrita toda sua formulação: desenvolver o algoritmo para cálculo da tarifa base, na qual toda a análise de viabilidade do empreendimento será construída;
- Definir o algoritmo para determinação da atualização da remuneração, também sendo descrita sua formulação: desenvolver o algoritmo para reajuste da tarifa base,

a partir das referências estipuladas, na qual toda a análise de viabilidade do empreendimento será construída;

- Descrever a proposta geral adaptada às condições brasileiras: desenvolver o modelo adaptado às condições brasileiras e aplicá-lo a alguns casos para comprovar a eficácia da metodologia proposta.

1.3 Importância da pesquisa

No que se refere ao mercado de geração distribuída, são várias as estratégias adotadas pelos países para incentivo ao investimento de pequenos consumidores e em quase todas os mecanismos são formatados para o fomento ao uso imediato de fontes renováveis, com o intuito de mitigar os impactos ambientais, onde, em grande parte dos casos, tais incentivos são revisados quando a meta de produção através de energias renováveis em SGD é atingida, conforme aplicado pela Alemanha nos sistemas de geração fotovoltaicos (CAMPOCCIA et al., 2014) (KWON, 2015) e na Espanha (GALLEGO-CASTILLO; VICTORIA, 2015) (BURGOS-PAYÁN et al., 2013). Já para os investimentos para as grandes corporações considera-se a sustentabilidade financeira do negócio, além do uso de fontes primárias renováveis, garantindo que a empresa opere com lucro dentro dos interesses dos seus investidores durante toda vida útil do empreendimento.

A definição de uma política de incentivo às energias renováveis passa pelo financiamento pela sociedade destes empreendimentos, de forma a viabilizá-los econômica e financeiramente (CASTRO et al., 2014). Este é o modelo adotado em diversos países e ocorrem através de tarifas *feed-in*, certificados verdes e certificados de obrigações. Outro fator é que os países europeus tendem a incentivar as energias renováveis para reduzir a necessidade de gerar energia por fontes de combustíveis fósseis, diminuindo o impacto ambiental pela emissão de gases tóxicos e ao mesmo tempo reduzindo o preços de mercado. O mesmo fato poderia ser observado no Brasil, considerando que diversas centrais termoeletricas foram instaladas com a finalidade de atender à demanda em períodos de baixa hidrologia, fenômeno fortemente caracterizado em 2015.

1.4 Motivação do problema

Quando se pensa em utilizar novas e mais custosas técnicas para produzir energia elétrica os investimentos são indiretamente custeados pelos indivíduos da sociedade civil nas figuras do consumidor, seja ele residencial, comercial ou industrial, através do pagamento da energia conforme custos e lucros empresariais dos setores de geração, transmissão e distribuição, e pelo cidadão na forma de impostos e taxas que são utilizados por órgãos públicos para financiar sob condições especiais grandes empreendimentos de geração de energia. Para participar do mercado de grandes geradores de energia, resta ao indivíduo

com renda típica de classe média investir na aquisição de ações das grandes corporações de energia de capital aberto, porém sem possibilidade de decisão sobre as estratégias da empresa.

Nem todos os países têm adotado medidas que mitiguem o impacto ambiental, já que pode-se implantar sistemas de geração de maior potência, reduzindo o custo específico da energia, porém sem maiores preocupações com o impactos ambientais, uma vez que as restrições impostas por órgãos reguladores podem ser minimizadas. Como exemplo pode-se citar o governo americano, que em seu programa energético (AMERICAN, 2014) tem estimulado o investimento em energias limpas como forma de reduzir a dependência de energia fóssil dos Estados Unidos, mais precisamente, do petróleo proveniente do mercado internacional, além de fomentar a indústria com consequente aumento da geração de empregos atrelados a este segmento e por fim atender às metas de redução de lançamento de dióxido de carbono na atmosfera.

Outro fator que deve ser considerado como motivador para difusão da microgeração é que esta pode ser uma forma de distribuir as oportunidades de forma que consumidores residenciais, no papel de investidores de classe média, possam participar de um mercado amplo, mas que é predominantemente dominado por empresas de grande porte. Associar a difusão da microgeração à democratização da produção ou da manufatura pode justificar tal iniciativa.

1.5 Limites e limitações

A pesquisa inicialmente considerava a definição de um novo modelo de tarifação para diferentes fontes renováveis, incluindo aí, solar fotovoltaica, eólica e biomassa. Porém em seu desenrolar o escopo foi restringido ao estudo da fonte solar fotovoltaica, uma vez que esta é a mais abrangente, visto as características técnicas apresentam-se melhor aplicáveis para áreas urbanas, principalmente pela praticidade de instalação, isenção de ruídos e riscos diversos que são potencializados em áreas mais densamente povoadas. Outro fator que levou a esta decisão é que a proposta de tarifação em si independe da fonte geradora, portanto qualquer uma das selecionadas, desde que a tarifa base seja determinada considerando as especificidades do tipo de fonte primária.

Um aspecto que merece ser destacado é que a proposta limita-se em definir o mecanismo de remuneração e atualização da tarifa de energia. O impacto da inserção da energia proveniente dos microgeradores e de sua tarifa no sistema das concessionárias de energia, assim como a forma de operacionalizar o rateio de seus custos pela sociedade não são objeto do presente trabalho.

1.6 Questões e hipóteses

Esta pesquisa busca definir um mecanismo para tornar o sistema de geração distribuída (SGD) atraente aos investidores residenciais, como forma de proporcionar aumento e distribuição de renda, bem como dar condições para que os benefícios sociais e ambientais decorrentes da implantação de fontes de energia renováveis sejam de fato concretizados, além de contribuir para que a matriz de geração do mercado, na qual seja implantada, atenda aos requisitos ambientais firmados em acordos internacionais. Outro benefício que também pode ser relacionado é que os sistemas de geração distribuída sejam uma alternativa para redução da necessidade de grandes investimentos no sistema de geração e transmissão.

Como ampliar a adesão de consumidores residenciais à microgeração distribuída?

Hipótese Nula - H0: Os investimentos dos microprodutores de energia em sistemas fotovoltaicos distribuídos não apresentam viabilidade financeira dadas as condições atuais da regulamentação do setor.

Hipótese Alternativa - H1: Os investimentos dos microprodutores de energia em sistemas fotovoltaicos distribuídos apresentam viabilidade financeira a partir da proposta de remuneração apresentada nesta dissertação, que utiliza os indicadores dos investimentos do mercado financeiro como referência.

1.7 Aspectos metodológicos

Nesta seção serão abordadas as ferramentas e os métodos utilizados no desenvolvimento da pesquisa, elaboração da proposta e aplicação do algoritmo para definição da tarifa base, elaboração da proposta de atualização e validação dos resultados. Com base nas referências bibliográficas sobre as principais políticas de fomento à microgeração distribuída é formulada a proposta de algoritmo para incentivo ao segmento. Também através da pesquisa bibliográfica são identificadas as justificativas que embasam a referida proposta, assim como relacionados os indicadores financeiros aplicados à análise de viabilidade do empreendimento. Para análise do comportamento do algoritmo ao longo do tempo foram utilizados dados reais do sistema financeiro de 1996 a 2015. Na sequência deste capítulo serão descritos de forma mais detalhada a execução da pesquisa. Enfim, aqui são descritos os passos para realização da pesquisa desenvolvida.

Este capítulo busca demonstrar a sequência de elaboração da pesquisa, de forma que permita a reprodução deste trabalho, desde a seleção das referências bibliográficas nos capítulos 1, 2 e 3, sua organização, entendimento dos conceitos relacionados ao tema, construção da proposta de tarifação e elaboração dos seus algoritmos para aplicação - capítulo 4, realização dos cálculos e resultados e, por fim, análise final.

Aqui também são apresentadas ferramentas principais para realização das simulações

e de seus cálculos no capítulo 5, assim como para a geração de informações (indicadores e gráficos) que subsidiam a análise do trabalho e de suas conclusões, apresentadas nos capítulos 5 e 6.

Os arquivos criados no Microsoft Excel que contém todos os cálculos empregados no presente trabalho podem ser acessados através do *link*:

<https://github.com/leonardonardy/mastersdissertation>

e podem ser utilizados para subsidiar novas pesquisas.

A pesquisa bibliográfica, descrita no capítulo 2, foi realizada utilizando as palavras-chave selecionadas: microgeração distribuída; energia elétrica; tarifação; *feed-in tariff*; *net metering*; utilizando *sites* de periódicos reconhecidos e os resultados foram refinados para o segmento de energia, além da verificação também em instituições e organizações de renome, como: *International Energy Agency* - IEA, *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems*, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Associação Brasileira da Indústria Eletroeletrônica - ABINEE dentre outros, que trazem informações do mercado global e nacional de energia, das mais diversas formas e fontes. Vale ressaltar que não foram encontradas informações sobre análises econômicas de tarifação de SGD relevantes em livros, em sua grande maioria foram selecionados artigos e publicações recentes que tratam do assunto em questão. Isto deve-se, provavelmente, pelo fato de que os meios de tarifação são muito diversos e dinâmicos, que constantemente necessitam de alterações e ajustes, não sendo possível serem tratados em livros, cujo tempo de vida útil da informação deve ser longo, já que novas edições não são lançadas anualmente.

Primeiramente, buscou-se um embasamento técnico sobre as políticas de incentivo adotadas para o setor de energia e aplicadas, mais especificamente, no segmento de microgeração distribuída, sendo optado por descrever com mais detalhes aquela mais comumente utilizada em diversos mercados - *feed-in tariff* - e aquela que melhor caracteriza o modelo atualmente empregado no Brasil - *net metering*.

Posteriormente, foram selecionados alguns mercados - países - que implementaram há mais tempo políticas de incentivo à microgeração distribuída, sendo relatada uma breve descrição dos principais pontos e características de cada um, além do próprio Brasil. Também foram relacionados aspectos técnicos - extensão territorial, população, irradiação solar - para análise da aptidão e empenho destes países em desenvolver o setor.

Uma seção do capítulo 2 destinado à revisão bibliográfica foi especialmente destinada para descrever o modelo de tarifação de energia atualmente empregado no Brasil (seção 2.5). Ainda neste capítulo foram pesquisados e relacionados os indicadores que permitem a realização da análise financeira do empreendimento e que serviram de base para análise dos resultados encontrados nas simulações de aplicação dos algoritmos de definição da tarifa base e de definição do reajuste.

No capítulo 3 foi pesquisado na literatura os argumentos que demonstram a importância do desenvolvimento do segmento de energias renováveis, especificamente, den-

tro do segmento de microgeração distribuída. Foram abordadas as questões técnicas que oferecem condições para seu crescimento e determinam sua viabilidade. Também foi elaborado um relato sobre as condições brasileiras para geração de energia solar fotovoltaica, assim como sua integração ao sistema nacional. A viabilidade econômica e ambiental, assim como os benefícios sociais oriundos do desenvolvimento do segmento industrial relacionado a este setor são descritos. Portanto, neste capítulo utilizou-se a pesquisa bibliográfica para levantamento de informações, que articuladas, oferecem os argumentos para o trabalho proposto nesta dissertação.

Após reunir as informações necessárias que compuseram os capítulos 2 e 3 é construída no capítulo 4 a proposta de remuneração do microprodutor de energia, primeiro para definição da tarifa base e, segundo, para definição da proposta de atualização do valor, tendo seus critérios técnicos e premissas definidos e apresentados com o objetivo que possa ser implementado em diferentes mercados e diferentes propósitos, aqui com o objetivo de fomentar a utilização de energias renováveis e que seu resultado financeiro seja, como o próprio segmento é denominado, distribuído entre aqueles que assumem o risco de sua implantação.

A elaboração da proposta teve seu desenvolvimento descrito em todos os passos, buscando sempre referenciá-los à literatura e às fontes utilizadas na pesquisa, de forma que o leitor tenha plena condições de rastrear o raciocínio empregado. Em todas as etapas abaixo relacionadas são descritos os passos aplicados à construção desta proposta:

- Definição dos requisitos de elegibilidade do empreendimento;
- Definição das premissas técnicas;
- Descrição da proposta de remuneração;
- Definição do algoritmo para tarifa base, sendo descrita toda sua formulação;
- Definição do algoritmo para determinação da atualização da remuneração, também sendo descrita sua formulação;
- Descrição da proposta geral adaptada às condições brasileiras.

Já com a pesquisa bibliográfica definida e a proposta geral e específica construídas, foram realizadas várias simulações e os seus resultados discutidos e analisados. Pesquisa de séries históricas do mercado financeiro ainda foram realizadas para aplicação às referidas simulações, conforme descrito a seguir:

- Primeiro foram definidas as premissas para realização das simulações;
- Posteriormente foi calculada a tarifa base de energia gerada pelo SGD, a partir das informações técnicas pertinentes, utilizando planilhas do Microsoft Excel. Desta forma, é possível elaborar várias simulações e ajustes que permitem a análise dos resultados;

- Em seguida foi elaborado o fluxo de caixa e o cálculo dos indicadores financeiros já relacionados na subseção 2.6: tempo para recuperação do investimento *payback*, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR) para análise de viabilidade financeira do empreendimento de microgeração;
- Já para validação do algoritmo de reajuste da tarifa de remuneração foi realizado o levantamento do histórico dos índices de investimentos do mercado financeiro, disponibilizado em *sites* especializados de instituições e empresas reconhecidas nacionalmente;
- Para tratamento dos dados e cálculo da evolução tarifária a partir dos índices dos investimentos financeiros foram utilizadas planilhas do Microsoft Excel, as quais permitiram simulações diversas e validação dos resultados;
- Geração de gráficos, também através do Microsoft Excel, que proporcionaram a análise crítica dos resultados.

1.8 Organização da dissertação de mestrado

O conteúdo é apresentado conforme descrição a seguir:

- No capítulo 2 são discutidas como estratégias de fomento à microgeração foram realizadas em alguns países com o propósito de identificar que segurança o pequeno investidor tem ao dispendir seus recursos na aquisição e manutenção de um SGD.
- No capítulo 3 são apresentadas as justificativas pelas quais a adoção de um modelo que garanta o lucro de pequenos investidores deve ser aceita e sustentada pela sociedade, mostrando que a descentralização do investimento e dos ganhos obtidos é mais adequada para garantir maior isonomia social, além do fato de que muitos e diversos mercados regulados já praticam preços elevados a partir de algumas formas de geração de energia, normalmente mais caras que sua versão com uso da mesma fonte primária quando gerada por grandes usinas.
- No capítulo 4 é descrita a proposta de tarifação de forma que permita sua adaptação à realidade de outros mercados e também faz-se um breve estudo da sua aplicação no mercado brasileiro.
- Já no capítulo 5 são apresentados os resultados da pesquisa através da análise da viabilidade financeira desta proposta, comparando-a com o resultado do modelo atual adotado no Brasil e faz-se uma simulação de operação do algoritmo da proposta tomando como base séries históricas de indicadores financeiros.

- No capítulo 6 são apresentadas as considerações finais sobre o trabalho, encerra as discussões técnicas da pesquisa, resumindo os principais ganhos que a proposta oferece no caso de ser adotada, além de relacionar atividades para futuras pesquisas.

Revisão da Literatura Especificada - Fundamentação Teórica do Tema: Políticas de fomento ao uso de sistemas de geração distribuída (SGD)

2.1 Introdução

Atualmente uma das principais causas da emissão de gases tóxicos na atmosfera é a geração de energia, segundo o relatório da IEA (2016), o qual afirma também que o consumo de energia deve aumentar em 30% até 2040, principalmente devido à demanda proveniente das economias emergentes. Nestas condições a dependência dos combustíveis fósseis permanecerá elevada, caso sejam confirmadas as previsões de aumento de demanda de energia e mantida a tendência de redução da capacidade de produção de combustíveis, os preços serão cada vez mais pressionados para cima. Portanto, quanto maior for o consumo de energia a partir de combustíveis fósseis, maior será o aumento das emissões de gases com efeito de estufa e maior o impacto ambiental.

As pressões por redução destes impactos ambientais provenientes da emissão de gases tóxicos fizeram com que os governos introduzissem mecanismos para viabilizar fontes renováveis, incluindo aí a microgeração distribuída. Na União Europeia foi definido através da Diretiva 2009/28/EC que até 2020, pelo menos 20% da energia consumida seja proveniente de fontes renováveis (BURGOS-PAYÁN et al., 2013). Mecanismos foram criados para dar condições que tal diretiva pudesse ser implementada, o que inclui o estabelecimento de remuneração atrativa para produtores de energia proveniente de fontes renováveis. Trata-se, então, de uma decisão política de cada país, observando aspectos socioambientais e considerando que o investimento em um SGD deve remunerar seu investimento e cobrir seus custos. Portanto o custo desta energia não pode estar diretamente relacionado ao custo da energia de mercado, extremamente volátil em função dos preços dos combustíveis. Desta forma, foram estabelecidos mecanismos como *feed-in tariff*, para tornar os empreendimentos atraentes financeiramente, o que implica torná-los menos suscetíveis às oscilações do mercado de curto prazo.

Neste capítulo é apresentada uma contextualização sobre duas políticas de tarifação de energia: *feed-in tariff* e *net metering*, e ainda relata sucintamente a experiência de seis países, incluindo o Brasil, sobre a implantação de políticas de incentivo às energias renováveis.

2.2 Contextualização sobre políticas de tarifação

Neste trabalho foram selecionadas duas formas de remuneração do microprodutor de energia dentre àquelas mais difundidas nos vários mercados. O objetivo nesta seção é fazer uma breve descrição da política remuneração *feed-in tariff*, a qual mais se aproxima do modelo proposto como alternativa e incentivo à microgeração distribuída e da política *net metering*, atualmente adotada no Brasil. Sempre vale ressaltar que como qualquer modelo ou política de remuneração há prós e contras em cada um deles, que devem ser ponderados considerando características socioambientais e os objetivos políticos e estratégicos definidos para o mercado onde está sendo implantado.

2.2.1 *Feed-in tariff*

O *feed-in tariff*, ou FiT, é o mecanismo de remuneração que determina que as concessionárias de energia comprem a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis, por uma tarifa definida pelos agentes reguladores e, além disto, garantam contratos por período específico (CAMPOCCIA et al., 2014) (COUTURE; GAGNON, 2010). Daí o microprodutor de energia tem garantido seu investimento, uma vez que a demanda é garantida. O preço determinado pelos agentes reguladores incluem o “prêmio” por ser uma energia de fonte renovável, mais o pagamento de impostos e taxas (COUTURE; GAGNON, 2010). Normalmente, incentivos fiscais e subsídios diversos são excluídos deste cálculo para composição da tarifa.

Segundo Huanteler (2014), a maioria dos empreendimentos em energia renovável nos últimos anos tiveram o *feed-in tariff* como principal mecanismo de fomento, o qual baseia-se em contratos de longo prazo, contratos de compra de energia a um preço fixo *premium* e garantia de acesso ao mercado. Atualmente 64% da geração eólica global e nada menos que 87% da geração solar fotovoltaica tem no FiT como principal instrumento de alavancagem (HUANTELER, 2014). Segundo as Nações Unidas (GLEMAREC WILSON RICKERSON, 2012), até 2012 havia 66 países que adotavam alguma variação da política *feed-in tariff* (ver figura 2.1) para estímulo às fontes alternativas de energia.

O valor da tarifa é determinado baseado no mercado local e considera os custos de investimento e gerenciamento do sistema implantado para geração (custos de investimento, custos de operação e manutenção, custos de capital, dentre outros). Tudo isto, novamente, para garantir a remuneração do microprodutor (CAMPOCCIA et al., 2014) (COUTURE; GAGNON, 2010). Importante esta ratificação, pois a proposta deste trabalho leva em

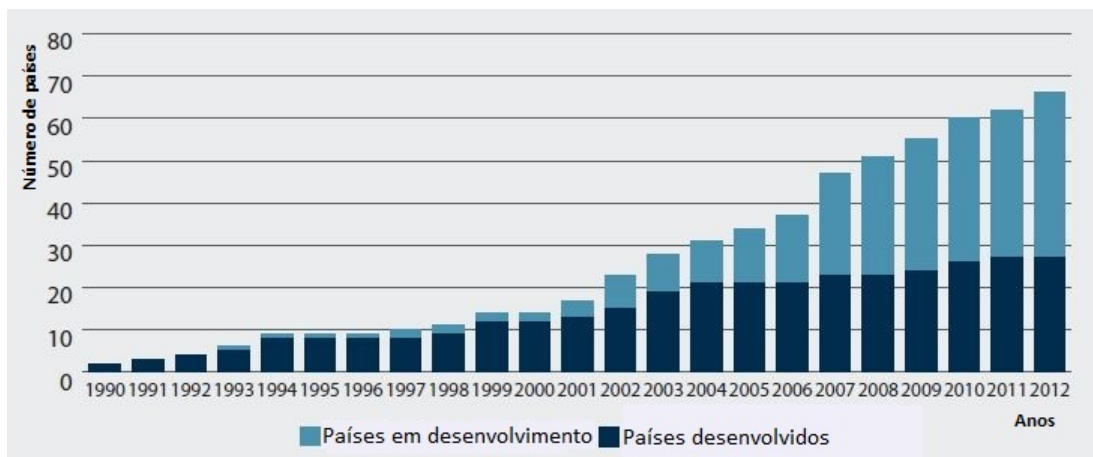


Figura 2.1: Evolução do número de países que adotaram a política FiT.

Fonte: (GLEMAREC WILSON RICKERSON, 2012). Evolução do número de países que adotaram a política FiT como base de remuneração ao produtor de energia e fomento à geração de energia a partir de fontes renováveis. O gráfico traz os dados desde o ano de 1990 até 2012 e os estratifica entre países desenvolvidos (barras escuras) e países de economia em desenvolvimento (barras claras).

consideração exatamente esta premissa: que o microprodutor de energia tenha garantias reais de remuneração da energia produzida por seu sistema de microgeração, exceto por riscos específicos de alterações climáticas e de manutenções inadvertidas.

O FiT tem sido um dos principais mecanismos aplicados para incentivar o uso de energias renováveis em vários países, incluindo Europa e Estados Unidos da América. Em todo mundo há registros de mais de 60 países que utilizam este mecanismo (CAMPOCCIA et al., 2014).

Há variações do modelo de país para país, que conseqüentemente trazem diferentes impactos para o investidor (microprodutor) e para o próprio mercado. A principal diferença entre as variações de política FiT está na forma de remuneração oferecida aos empreendedores em energias renováveis, sendo duas estas variações principais: independente em relação ao preço praticado pelo mercado de energia e a dependente deste mesmo fator (COUTURE; GAGNON, 2010).

A política independente de mercado é normalmente aquela com definição de preço fixo, com valor mínimo definido para a energia entregue ao sistema elétrico. Já a política dependente do mercado é geralmente aquela que oferece um preço *premium*, ou parcela *premium* que é adicionada ao valor praticado pelo mercado.

A mais comum entre elas é a independente do mercado, com definição do preço fixo (COUTURE; GAGNON, 2010), os quais oferecem uma garantia de pagamento mínimo baseado nos custos de implantação do sistema e da tecnologia empregada.

Já a política dependente do mercado requer que os empreendedores em energia renovável participem do mercado, competindo efetivamente com outros fornecedores, sendo definido o valor *premium* acima do preço de mercado. Espanha e Alemanha já adotaram

esta política como mecanismo de fomento ao mercado de energias renováveis (COUTURE; GAGNON, 2010).

Cada uma das políticas citadas ainda apresentam variações em seus modelos, os quais estão relacionados a seguir:

- Independente do mercado
 - Preço fixo;
 - Preço fixo com correção integral ou parcial pela inflação;
 - Preço fixo com ajuste em períodos específicos;
 - Preço fixo com subsídios para compensar variações do mercado.
- Dependente do mercado
 - Modelo de preço *premium*;
 - Modelo de preço *premium* variável;
 - Modelo de preço ajustado com percentual do preço de mercado.

Uma observação a respeito do FiT: o encargo financeiro proveniente da tarifa *premium* paga ao microprodutor de energia não incide diretamente sobre os contribuintes, ele é distribuído entre os consumidores de energia conectados à rede, através de um componente específico inserido no cálculo da tarifa da energia aplicado às respectivas faturas da concessionária (CAMPOCCIA et al., 2014). Aqui ressalta-se algo que ainda será discutido mais profundamente nesta dissertação, que o custo e o benefício da implantação de sistemas de energia renováveis devem ser sustentados pelos consumidores de energia até o amadurecimento (técnico e econômico) destes mesmos sistemas de geração.

2.2.2 *Net metering*

O mecanismo *net metering* é um modelo baseado na troca de energia produzida por uma unidade geradora, no caso uma residência equipada com um sistema gerador a partir de fonte renovável (CAMPOCCIA et al., 2014), pela energia consumida por esta mesma unidade. A energia produzida e inserida na rede da concessionária tem o mesmo valor econômico que a energia consumida. Ocorre então uma compensação de energia pelos dois fluxos, sentido gerador-rede e no sentido rede-gerador. Após um determinado período de integração, é feita a análise: havendo consumo maior que a geração, a diferença é paga pelo consumidor microprodutor de energia; no caso contrário, o excesso de energia produzida é “armazenado” na rede temporariamente e pode ser usada para compensação da energia consumida em períodos futuros (emprega-se o conceito de créditos, que permanecem válidos por um determinado período).

Utiliza-se para isso um medidor bidirecional que contabiliza a energia nos dois sentidos. Na figura 2.2 é mostrado o arranjo básico entre a unidade de produção, composta pelo

microgerador a partir de fonte renovável e cargas inerentes de uma residência, por exemplo, e a rede da concessionária, que atua como sistema de armazenamento da energia produzida em excesso e não consumida no local. Já na figura 2.3 é mostrado o sentido inverso, ou seja, o fluxo de energia da rede da concessionária suprindo ou complementando a necessidade de consumo da unidade de produção.

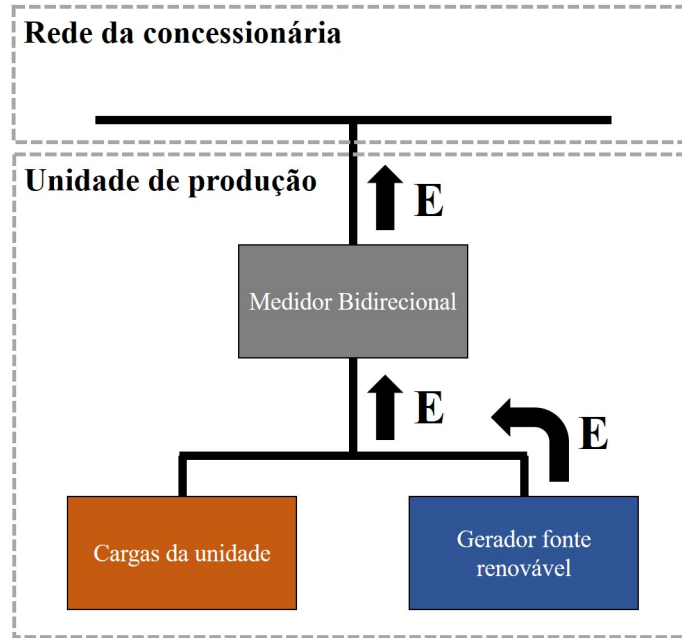


Figura 2.2: Arranjo medição bidirecional - sentido unidade de produção - rede.

Arranjo medição bidirecional - sentido unidade de produção - rede. Nesta figura está mostrado o arranjo para o sistema *net metering* na condição em que ocorre excesso de geração de energia em relação à carga da unidade de produção (consumo próprio da unidade de produção, por exemplo uma residência) e então esta diferença é enviada para o sistema elétrico da concessionária, caracterizando a geração de créditos com possibilidade utilização futura. As setas indicam o sentido do fluxo do excesso de energia gerada.

2.3 Políticas adotadas em diferentes países

2.3.1 Microgeração distribuída na Austrália

O desenvolvimento de energias renováveis para a Austrália é uma importante estratégia, visto que as emissões de CO_2 vêm contribuindo para o aumento de temperatura no país (SAHU, 2015). O governo tem buscado alternativas e políticas para promover o desenvolvimento de novas fontes de energia. Sobre o território australiano incide um volume de irradiação substancial (SIMPSON; CLIFTONY, 2015) como pode ser verificado na figura 2.4, onde 0,01% da energia proveniente do sol poderia suprir 10% da necessidade do país (SAHU, 2015). A meta determinada pelo governo, através do *Renewable Energy*

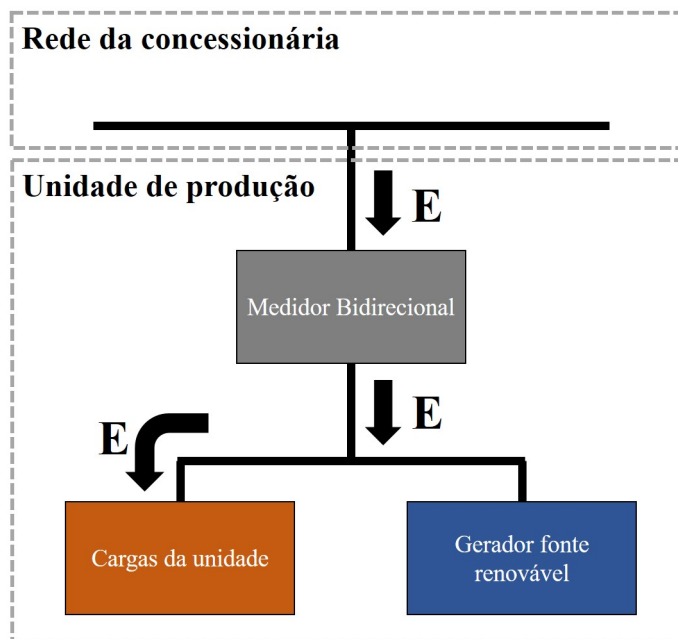


Figura 2.3: Arranjo medição bidirecional - sentido rede - unidade de produção. Arranjo medição bidirecional - sentido rede - unidade de produção. Nesta figura está mostrado o arranjo para o sistema *net metering* na condição em que ocorre déficit de geração de energia em relação à carga da unidade de produção (consumo próprio da unidade de produção, por exemplo uma residência) e então esta diferença é captada no sistema elétrico da concessionária, caracterizando o consumo de créditos com possibilidade utilização futura. As setas indicam o sentido do fluxo de energia consumida para complementar a necessidade demanda pela unidade consumidora.

Target, é que as energias renováveis contribuam com 20% da matriz energética até 2020. O modelo tem operado desde 2011 em duas frentes: *Small Scale Renewable Energy Scheme* para sistemas de até 100 kW e *Large Scale Renewable Energy Target* para sistemas com potência acima de 100 kW, sendo que este último tem a meta de atingir 41.000 GWh até 2020. Já as instalações de potência de até 100 kW pretendem atingir 8.200 GWh também até 2020, com a adoção da política FiT (SAHU, 2015).

O órgão regulador de eletricidade da Austrália, o *Australian Renewable Energy Agency* pretende investir em pesquisa e desenvolvimento do setor com o objetivo de reduzir os custos de implantação e torná-lo mais competitivo. As políticas de incentivo para o segmento fotovoltaico são extremamente dependentes de incentivos estatais e a FiT foi implementada em quase todos estados australianos, exceto Tasmania (SIMPSON; CLIFTONY, 2015) (SAHU, 2015). Um fator adicional observado que contribui para a decisão de investimento é a possibilidade de valorização do imóvel que possui um sistema de geração próprio (SIMPSON; CLIFTONY, 2015).

Por outro lado segundo Simpson e Cliftony (2015) e Sahu (2015) a falta de informação transparente e confiável relacionada aos procedimentos técnicos de conexão, à formação de preços, aos custos de transação, à instabilidade nas decisões do órgão regulador e à

desconfiança da própria indústria de energia são tidos como barreiras ao desenvolvimento da microgeração neste país. É identificado que o investidor é realmente atraído pelos benefícios financeiros decorrentes do investimento em SGD, uma vez que o apelo ambiental por si só não é suficiente de promovê-lo em intensidade significativa (SIMPSON; CLIFTONY, 2015).

As condições técnicas do território australiano apresentam os seguintes índices:

- Extensão territorial: 7.692.000 km^2 ;
- Irradiação global horizontal: até 2.300 kWh/m^2 de média anual, referência figura 2.4.

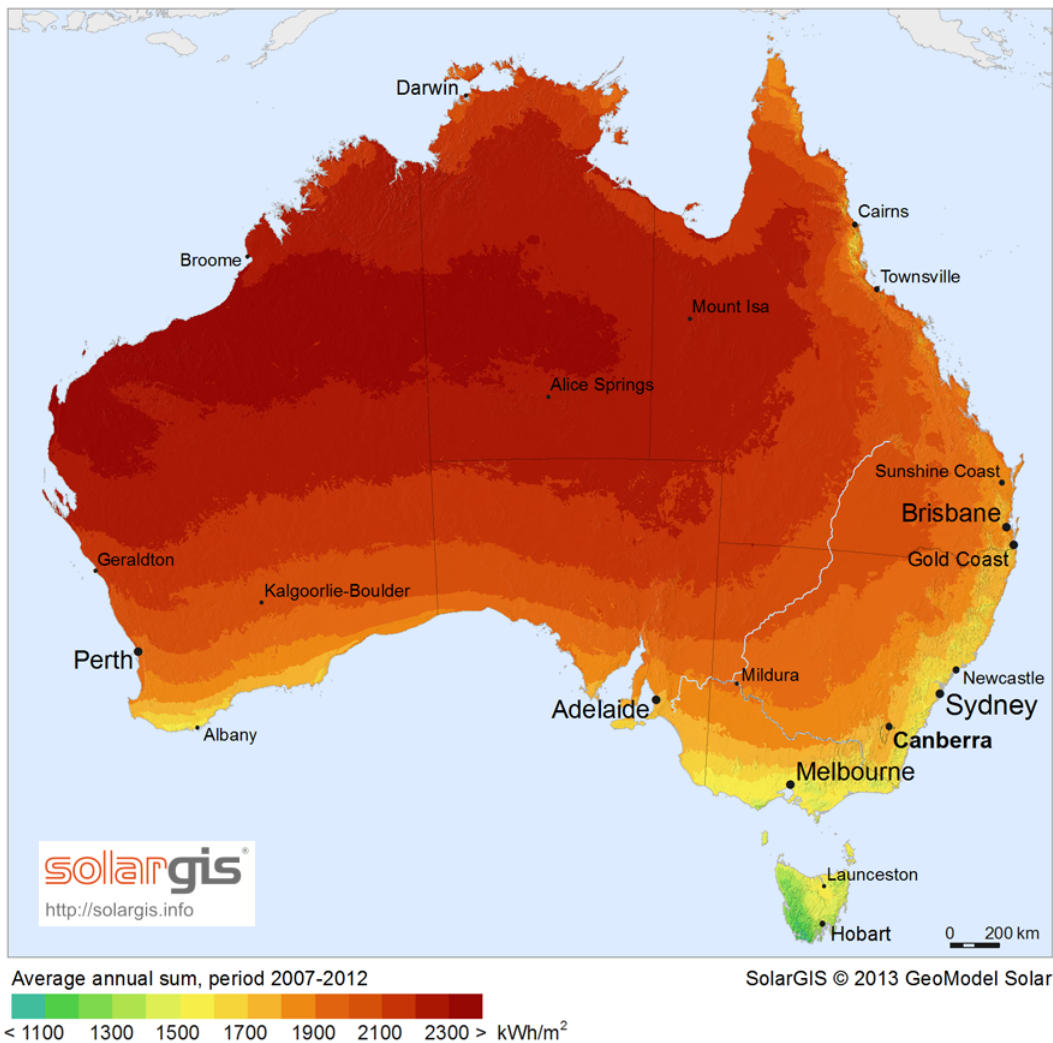


Figura 2.4: Irradiação global horizontal no território australiano.

Fonte: (SOLARGIS, 2016). Nesta figura é mostrada a irradiação solar global horizontal sobre o território australiano, sendo a escala dada em kWh/m^2 , onde quanto mais forte o tom da cor, maior a incidência solar.

2.3.2 Microgeração distribuída na Alemanha

Sahu (2015) descreveu um breve histórico sobre a evolução da política alemã para energias renováveis, especialmente para geração de energia elétrica (RSE-E - *Renewable Source Energy Electricity*), que teve início em 1974, após a crise do petróleo. Especificamente para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (RSE-E), em 1979, foram definidas duas diretrizes para o setor: regulação dos preços e do volume produzido e suporte aos investimentos para aumento da capacidade de geração de energia elétrica por fontes renováveis. Para promover o setor de energias renováveis o governo alemão adotou legislação como a *Electricity Feed Law* em 1990 e *Renewable Energy Law* em 2000, as quais determinaram a compra de energia elétrica gerada por fonte renovável pelas concessionárias de energia e também a oferta de subsídios e empréstimos governamentais para produtores de energia elétrica renovável.

De acordo com Sahu (2015) em 2010 o *National Renewable Energy Action Plan* estabeleceu a projeção de distribuição de energia elétrica por fontes renováveis na Alemanha para 38% em 2020, 50% em 2030, 65% em 2040 e 80% em 2050. Ainda segundo Sahu (2015), o objetivo da Alemanha é reduzir a emissão de gases que contribuem para o efeito estufa em 40% a partir dos níveis observados em 1990, através da implantação de energia solar fotovoltaica e para isso, o país espera atingir a capacidade instalada de 51 *GW* em 2020 (em 2000 a geração de energia na Alemanha por fonte solar fotovoltaica foi de 64 *kWh*, já no final de 2012 atingiu 28,06 *GWh*).

Também de acordo com o estudo de Sahu (2015), em 2012 o número de empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar fotovoltaica instalados na Alemanha era de 1.280.000 unidades. Em função do rápido crescimento e do impacto desta fonte nos preços da energia para o consumidor, o país prevê tirar os benefícios da energia fotovoltaica até 2030, o que equivale a algo entre 56 e 75 bilhões de euros. A indústria solar alemã fixa metas aumentando a participação da demanda de eletricidade por solar fotovoltaica em 10% em 2020 e em 20% em 2030. Além do desenvolvimento da indústria, o setor de pesquisa e desenvolvimento alemão também foi impulsionado: mais de 50 institutos fizeram trabalhos de pesquisa relacionados a energia solar fotovoltaica, mais de 300 milhões de euros foram investidos em pesquisa e desenvolvimento pela indústria em 2010 e o escritório alemão de patentes - *German Patent and Trademark Office* - 290 patentes alemãs foram registradas em 2010.

Em 2012 o governo alemão implantou uma nova política - *Renewable Energy Sources Act (EEG) 2012* - cujo propósito foi de facilitar o desenvolvimento de energias renováveis para cumprir suas metas ambientais, reduzir o custo e o impacto da energia na economia e promover o desenvolvimento de novas tecnologias para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis (SAHU, 2015).

Até 2011 a Alemanha estabeleceu contratos de longo prazo, com duração de 20 anos com compra garantida e uma remuneração constante para os microprodutores de energia (CAMPOCCIA et al., 2014) (GRIESER; SUNAK; MADLENER, 2015) (SAHU, 2015).

A partir de 2012 as regras foram revisadas para novos empreendimentos instalados. Nesta nova condição, o modelo alemão determina que o valor praticado seja reduzido ano a ano a uma taxa fixa de 1% ao ano, acrescentada por uma parcela variável da taxa que depende do montante de energia nova acrescentada no período avaliado. Esta avaliação ocorre trimestralmente (CAMPOCCIA et al., 2014), observando-se as novas instalações de geração ocorridas nos últimos doze meses. Daí ocorrem variações do valor, positivas ou negativas, dependendo da diferença entre os novos sistemas instalados e a expectativa de crescimento definida para o período. São praticados diferentes valores de FiT em função da capacidade e do tipo de cada sistema (CAMPOCCIA et al., 2014). Esta alteração da política espera ter um efeito de redução sobre a tarifa final de energia entre 20% e 29% (SAHU, 2015).

A partir de 2013, o governo alemão disponibilizou um novo mecanismo de incentivo, através dos sistemas de armazenamento - *storage systems* - com o objetivo de fomentar o autoconsumo em conjunto com sistemas de geração e reduzir o impacto operacional nas redes de distribuição e da possibilidade dos microprodutores alemães de atuar no mercado de energia local, através da oferta de sua energia produzida diretamente no mercado, porém sem as garantias governamentais (CAMPOCCIA et al., 2014) (GRIESER; SUNAK; MADLENER, 2015) (SAHU, 2015).

De acordo com Sahu (2015) o governo alemão, através da política adotada para energias renováveis, em especial a solar fotovoltaica, busca valorizar a transparência, longevidade e assertividade dos custos para os investidores. O principal fator é de como a política FiT é abordada e integrada às metas de mudanças climáticas e implantação de energias renováveis.

Algumas características técnicas do território alemão apresentam os seguintes índices:

- Extensão territorial: 357.022 km^2 ;
- Irradiação global horizontal: até 1.200 kWh/m^2 de média anual, referência figura 2.5.

2.3.3 Microgeração distribuída na China

Em 2007, o governo chinês implantou o *Medium and Long-term Development Plan for Renewable Energy in China* com o propósito de elevar a participação das fontes renováveis na matriz elétrica para mais de 15%, até 2020 (SAHU, 2015). Já em 2012, este percentual atingiu 19,2% de acordo com Observ'ER (2013). Especificamente, a solar fotovoltaica alcançou 5,2 TWh , ou 0,1% da matriz elétrica total (OBSERV'ER, 2013).

A política chinesa para energia renovável pode ser classificada em três diferentes tipos ou níveis: o primeiro determina as diretrizes para desenvolvimento de fontes renováveis com o propósito de benefícios ambientais; o segundo determina os objetivos de desenvolvimento especificamente para áreas rurais; e por fim, o terceiro nível da política, que dá

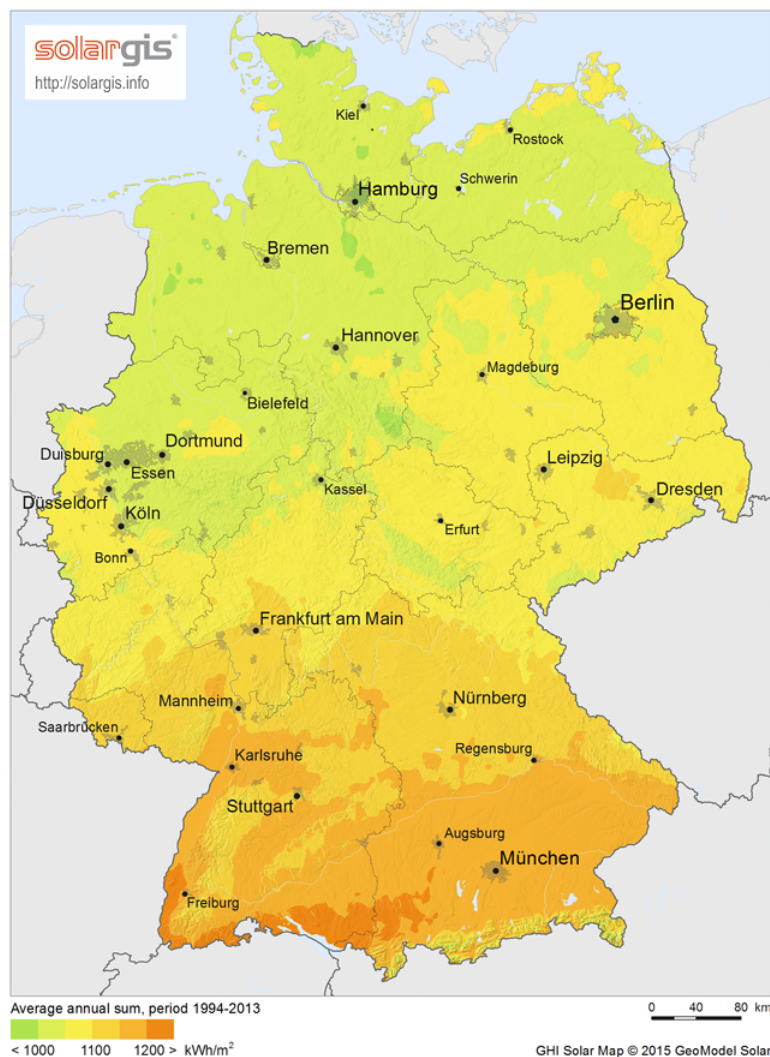


Figura 2.5: Irradiação global horizontal no território alemão.

Fonte: (SOLARGIS, 2016). Nesta figura é mostrada a irradiação solar global horizontal sobre o território alemão, sendo a escala dada em kWh/m^2 , onde quanto mais forte o tom da cor, maior a incidência solar.

as diretrizes para incentivos específicos para o segmento de renováveis (SAHU, 2015). A lei para fontes renováveis na China - *Renewable Energy Law* - elaborada em 2006, foi atualizada em 2009, é amparada por dois fundos: *RE Surcharge*, formado pelas contribuições de todos os usuários de energia elétrica; e o segundo é o *Special RE Fund*, suportado diretamente pelo Ministério das Finanças (SAHU, 2015).

A China determinou o foco para desenvolvimento da energia solar fotovoltaica na região oeste do país, que apresenta maior incidência da radiação solar (SAHU, 2015) (OBSERV'ER, 2013). Entretanto, é uma região que por sua vez apresenta maiores empecilhos técnicos para conexão e transmissão da energia (SAHU, 2015). Diante disto, o governo chinês implantou o *New FiT Regulation* para desenvolvimento em larga escala de usinas

fotovoltaicas em diferentes regiões do país. O propósito da nova regulamentação é de reduzir o custo de implantação em até 25%, através da análise da radiação solar de cada região e ajuste da tarifa de modo que a taxa interna de retorno seja de 8% (SAHU, 2015). Em 2012 o custo de instalação atingiu uma redução de 43,3%, comparado a 2007.

Com isto, a capacidade de produção dos dez maiores fabricantes de módulos solares da China atingiu 16,9 *GW*. A indústria chinesa, em 2012, foi responsável por 61,8% da produção mundial de módulos solares, o que equivale a 37,5 bilhões de euros. Mesmo diante destes números, os pequenos produtores de equipamentos enfrentaram dificuldades em função da crise econômica em alguns mercados importadores, o que fez com que o governo chinês anunciasse uma política de incentivo e atração de produtores para conexão de novas unidades de produção de energia ao sistema elétrico, através da retirada de impostos sobre a produção (SAHU, 2015). É esperado pela *National Energy Administration*, órgão regulador local, atingir 50 *GW* instalados até 2020.

Algumas características técnicas do território chinês apresentam os seguintes índices:

- Extensão territorial: 9.596.961 km^2 ;
- Irradiação global horizontal: até 1.600 kWh/m^2 de média anual, referência figura 2.6.

2.3.4 Microgeração distribuída na Espanha

Ao longo dos anos 2000 a Espanha experimentou um grande crescimento do setor de energias renováveis, principalmente em energia eólica assim como solar fotovoltaica (SAHU, 2015), cujas participações na matriz energética estavam em 16% e 3%, respectivamente. A expectativa do governo espanhol é de atingir até 2020 40% da energia elétrica distribuída no país proveniente de fontes renováveis e para isso, priorizou o acesso de novas conexões à rede (SAHU, 2015) com a implementação de mecanismos para tornar a remuneração atrativa aos investidores em geração de energia por fontes renováveis (BURGOS-PAYÁN et al., 2013).

Em 1998 foi implementado através do *Royal Decree* 2818/1998 uma política específica para energia solar fotovoltaica com a adoção de tarifa *feed-in tariff* - FiT - que foi revisada em 2004 com o novo decreto *RD436/2004*, o qual proporcionou de fato o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no país e em 2007 com o *RD661/2007* (SAHU, 2015). Uma vez que o desenvolvimento da solar fotovoltaica estava aquém do que foi estabelecido no Plano de Energias Renováveis de 2005 – 2010 de atingir 400 *MW* até 2010, o novo decreto tinha como objetivo acelerar a implantação solar para cumprimento desta meta (SAHU, 2015).

Em 2008 uma nova regulamentação, *RD1578/2008*, foi implementada a capacidade instalada de solar fotovoltaica atingiu 3.116 *MW* (SAHU, 2015). No modelo espanhol

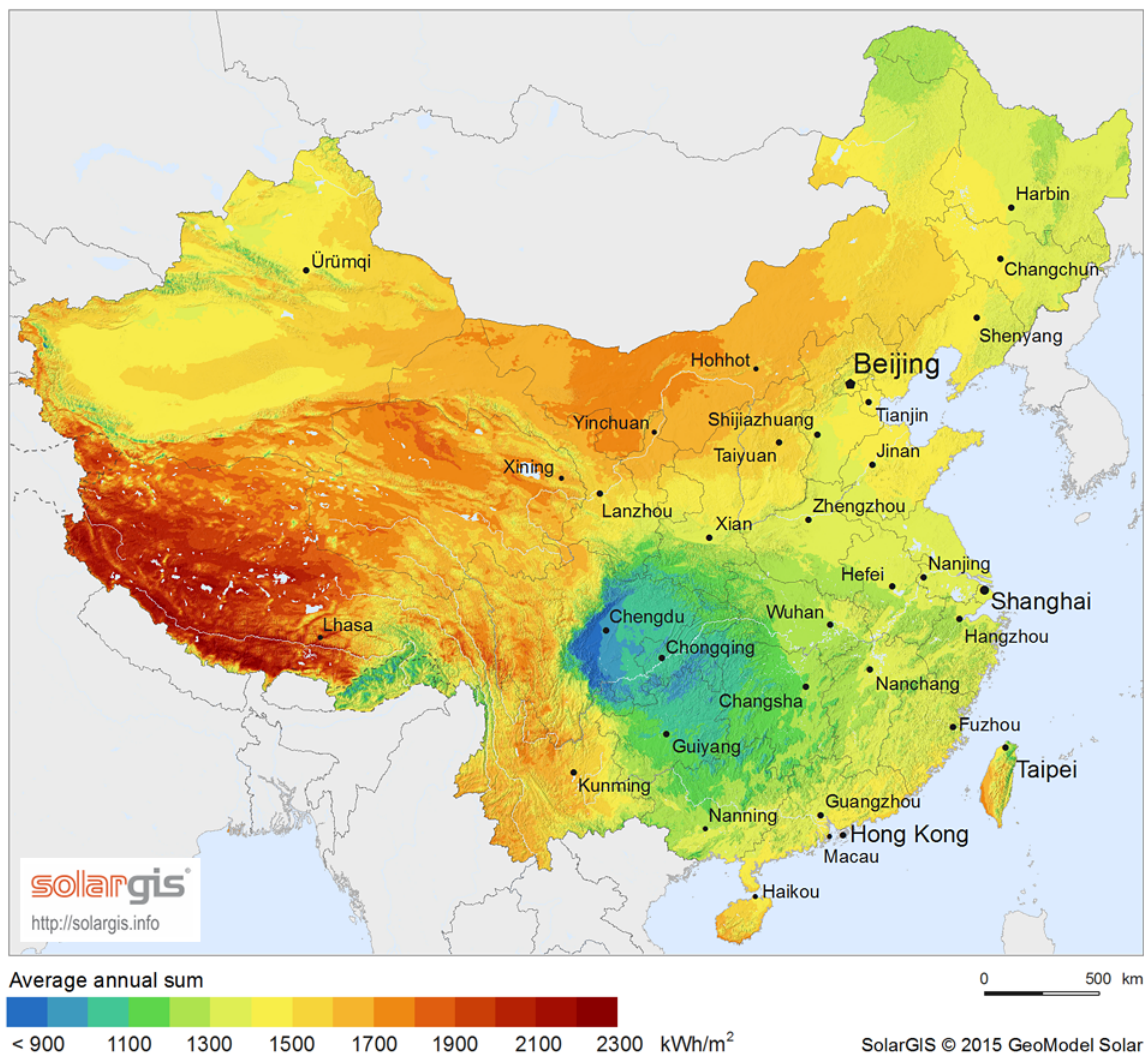


Figura 2.6: Irradiação global horizontal no território chinês.

Fonte: (SOLARGIS, 2016). Nesta figura é mostrada a irradiação solar global horizontal sobre o território chinês, sendo a escala dada em kWh/m^2 , onde quanto mais forte o tom da cor, maior a incidência solar.

havia a possibilidade de produzir energia remunerada através do mecanismo FiT estabelecido (tarifa + bônus fixado) ou para venda direta - *premium option* - ao mercado livre local (CAMPOCCIA et al., 2014) da energia produzida por sistemas fotovoltaicos. Foi estabelecida a garantia de pagamento da energia gerada maior que o preço praticado no mercado, sendo que o valor deste bônus dependia da tecnologia empregada. Os custos necessários para manter este sistema de suporte e incentivo são incluídos na composição dos custos da eletricidade e, portanto, assumidos pela sociedade como um todo (BURGOS-PAYÁN et al., 2013).

Com o desempenho obtido com acelerado desenvolvimento do segmento solar fotovoltaico, uma nova meta foi estabelecida pelo governo - implantação de 500 MW por

ano (SAHU, 2015). Porém devido a uma série de barreiras como questões políticas e administrativas, o mercado encontrou dificuldades de cumprir 100 MW de sistemas instalados ao longo de 2009 (SAHU, 2015). A partir disto, muitos empreendimentos foram cancelados ou postergados devido às incertezas que surgiram. Os incentivos não foram suficientes para manter a taxa de crescimento da energia solar e eólica, porque o custo de eletricidade proveniente destas energias renováveis é alto, sendo equivalente ao custo da energia a partir de combustíveis fósseis. Com isto o governo espanhol tentou minimizar os custos através do lançamento de títulos para rolar a dívida, no entanto, a Espanha suspendeu os subsídios para projetos de energia renovável para ajudar a reduzir o déficit orçamentário e controlar os empréstimos do sistema de energia apoiados pelo Estado, que atingiram 24 bilhões de euros. Portanto, em vez de transferir o déficit tarifário para os consumidores, o governo obrigou as concessionárias a mantê-lo em seus balanços como dívida estatal (SAHU, 2015). O consumidor, em princípio, pagaria a dívida por meio de aumentos graduais nas contas de energia elétrica, mas os governos sucessores têm impedido de sobrecarregar os consumidores residenciais e empresas durante a pior crise econômica em décadas, que iniciou-se em 2008 (GALLEGO-CASTILLO; VICTORIA, 2015) (SAHU, 2015).

Atualmente está sendo discutido um modelo baseado no acúmulo de créditos - sistema *net metering* (GALLEGO-CASTILLO; VICTORIA, 2015) - para restabelecer a implantação de empreendimentos de geração distribuída.

Algumas características técnicas do território espanhol apresentam os seguintes índices:

- Extensão territorial: 504.782 km²;
- Irradiação global horizontal: até 1.950 kWh/m² de média anual, referência figura 2.7.

2.3.5 Microgeração distribuída nos Estados Unidos - EUA

Segundo Sahu (2015), em 2009 os Estados Unidos - EUA - tinham aproximadamente 11% do total de energia elétrica distribuída proveniente de fontes renováveis e a solar fotovoltaica crescia a uma taxa anual de 77%. No final de 2012, os EUA atingiram 7,2 GW de capacidade instalada de empreendimentos de solar fotovoltaica. Entre 2011 e 2012 o segmento residencial teve uma redução do custo médio de instalação de 20%, de US\$ 6,16/Wp para US\$ 5,04/Wp, em função do aumento da demanda de mercado (SAHU, 2015).

Foi implantado pelo governo o *Modified Accelerated Cost Recovery System*, que continuou impulsionando o crescimento do segmento solar fotovoltaico que trouxe maior credibilidade aos investidores e acesso às linhas de financiamento sob garantias do governo federal. As conexões de sistemas fotovoltaicos passaram a ter prioridade de acesso à rede (*fast track*), que proporcionaram redução dos custos de projetos e estudos de viabilidade.

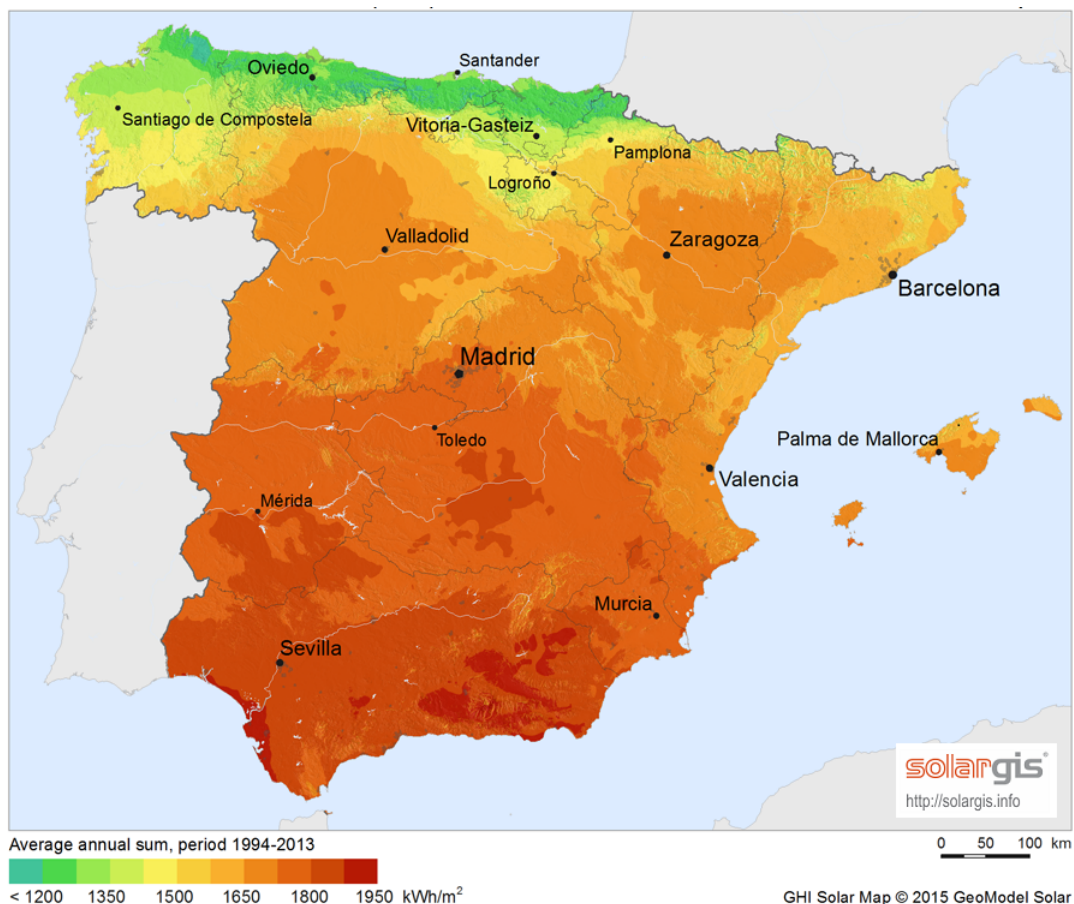


Figura 2.7: Irradiação global horizontal no território espanhol.
Fonte: (SOLARGIS, 2016). Nesta figura é mostrada a irradiação solar global horizontal sobre o território espanhol, sendo a escala dada em kWh/m^2 , onde quanto mais forte o tom da cor, maior a incidência solar.

Já o *Local Solar Permitting* foi outra medida adotada que contribuiu para o setor fotovoltaico com a simplificação do processo de conexão, o que varia de estado para estado americano.

Já o financiamento proveniente de terceiros, regulamentado pelo *power purchase agreements*, também foi outro fator que contribuiu para o crescimento da solar fotovoltaica, principalmente em 2013 com mais de 12.000 MW instalados. Outra política implementada foi a *net metering* e, segundo Sahu (2015), permitiu a inclusão de vários empreendimentos residenciais e comerciais que se beneficiaram com a redução de faturas de energia, além da criação de empregos, novos investimentos e receita para o país.

Em 2005 foi implantado o *Investment Tax Credit*, que tornou-se uma importante política para o mercado americano de solar fotovoltaica até 2012, quando foi finalizado. A atuação do *Investment Tax Credit* ocorreu sobre a redução das taxas sobre aquisição de equipamentos e instalações, incentivando a atuação de investidores individuais e empresas privadas (SAHU, 2015). Esta ação também promoveu a indústria americana, que em 2012

contava com mais de 600 fábricas relacionadas ao setor.

A política *renewable portfolio standards* - RPS¹ foi adotada em 29 estados em 2012 e fez com que a participação de energias renováveis passassem de 17% para 31% em apenas um ano na energia distribuída pelas concessionárias locais (SAHU, 2015).

O aumento contínuo da capacidade instalada de solar fotovoltaica contribuiu para a redução dos custos de implantação de sistemas residenciais, comerciais e de escala industrial, fazendo com que o departamento de energia americano (US Department of Energy) estipulasse uma nova meta: reduzir o custo de instalação de sistemas de geração fotovoltaicos em 75% até 2020 e atingir 10.000.000 de unidades no mesmo ano (SAHU, 2015). Segundo o mesmo autor, entre 22% e 27% das residências americanas estão aptas a receber sistemas solares fotovoltaicos.

O governo americano implantou em 2015 uma série de medidas para atender às metas de redução da emissão de gases de efeito estufa e para ajustar a matriz energética dos Estados Unidos de forma a reduzir a dependência da importação de petróleo (AMERICAN, 2014). Esta estratégia determina a redução da dependência de petróleo externo, utilização mais racional do petróleo extraído em território americano, desenvolvimento de tecnologias para sequestro e captura de carbono, incentivos às energias limpas, além de incentivos à implantação de projetos de eficiência energética e desenvolvimento de biocombustíveis (AMERICAN, 2014).

Diante deste cenário cada estado norte-americano define sua própria política de incentivo à energia renovável e combina características de diferentes iniciativas, baseadas em *net metering* e fortes incentivos fiscais. No estado de Nova Jersey, por exemplo, são aplicadas políticas definidas pelo governo federal e incentivos do próprio estado: *renewable portfolio standard* - RPS, incentivos fiscais federais e subsídios do próprio estado para aquisição de equipamentos (TIMILSINA; KURDGELASHVILI; NARBEL, 2012).

Algumas características técnicas do território norte-americano apresentam os seguintes índices:

- Extensão territorial: 9.371.174 km^2 ;
- Irradiação global horizontal: até 2.100 kWh/m^2 de média anual, referência figura 2.8.

2.3.6 Microgeração distribuída no Brasil

A microgeração distribuída no Brasil é um fato recente - 2012, comparado a outros países que possuem legislação regulamentadora há pelo menos uma década. Em abril de

¹RPS pode ser compreendido como o percentual definido pelo governo, através de seu órgão regulador, de energia renovável que deve ser absorvido pelas concessionárias de energia. Algo similar ao certificado de energia renovável, como normalmente é conhecido nos países europeus (TIMILSINA; KURDGELASHVILI; NARBEL, 2012)

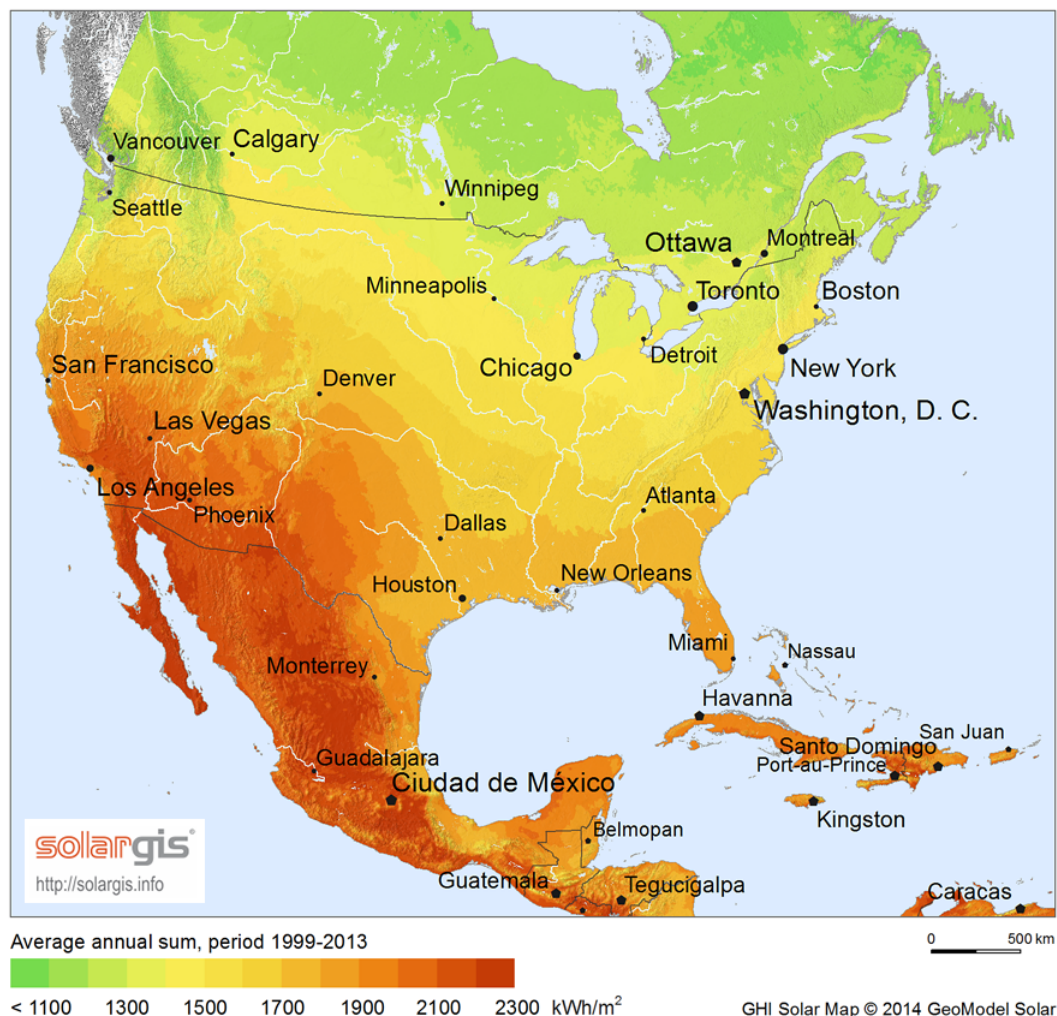


Figura 2.8: Irradiação global horizontal no território norte-americano. Fonte: (SOLARGIS, 2016). Nesta figura é mostrada a irradiação solar global horizontal sobre o território norte-americano, sendo a escala dada em kWh/m^2 , onde quanto mais forte o tom da cor, maior a incidência solar.

2012 foi publicada a Resolução n°482 da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, que regulamentou a conexão de microgeradores ao sistema elétrico brasileiro e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, permitindo que o consumidor instale pequenos geradores, tais como painéis solares fotovoltaicos e microturbinas eólicas, entre outros, em sua unidade consumidora e troque energia com a distribuidora local com objetivo de reduzir o valor da sua fatura de energia elétrica - sistema de geração e compensação de energia (CASTRO, 2016). Esta resolução foi complementada pela Resolução n°687 da ANEEL publicada em 2015, que trouxe alguns ajustes na tentativa de promover maior impulso ao segmento.

O conceito formal dado pela resolução n°687 da ANEEL (ANEEL, 2015) para micro e minigeração distribuída é:

- Microgeração distribuída: de acordo com o texto da resolução (ANEEL, 2015) temos que *“central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”*.
- Minigeração distribuída: de acordo com o texto da resolução (ANEEL, 2015) define que *“central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”*.

Já a caracterização do modelo de tarifação dá-se pelo texto (ANEEL, 2012):

- O sistema de compensação de energia elétrica é aquele em que *“a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora”*.

Segundo as novas regras definidas pela nova Resolução nº687 da ANEEL, com vigência a partir de março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, sendo 3 MW para a fonte hídrica, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para reduzir a fatura dos meses seguintes. De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo proprietário situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma concessionária distribuidora de energia (esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”, onde consumidor poderá usar os créditos para abater a fatura de outros imóveis cuja conta esteja sob sua titularidade, mesmo em outros locais.). Esta determinação da resolução caracteriza como modelo de tarifação *net metering* (CAMPOCCIA et al., 2014).

Outros ajustes validados pela nova resolução:

- O prazo para o consumidor utilizar os créditos com a sobra de energia fornecida para a distribuidora passa para cinco anos;

- Possibilidade de instalação de geração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras - os condomínios podem fazer a compensação de forma conjunta das contas de suas unidades;
- Criação da figura da “geração compartilhada”, que permite que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados (formação de consórcios);
- Revisão dos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora, sendo estabelecidas regras que simplificam o processo. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 *kW* foi reduzido para 34 dias.

Também como iniciativa dos órgãos brasileiros foi emitida em 2015 pelo Ministério de Minas e Energia a portaria 538/2015 (MME, 2015a), que estabelece o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD (MME, 2015b), que tem o objetivo de incentivar a expansão da geração distribuída de energia elétrica com fontes renováveis em residências, instalações industriais e comerciais, escolas técnicas e universidades federais, hospitais e edifícios públicos (CASTRO, 2016). O ProGD também busca incentivar a atuação dos agentes vendedores de energia de empreendimentos de geração distribuída, estabelecer os valores de referência específicos (VRE) para geração distribuída de grande porte e seus índices de atualização, além do estudo para permitir venda no Mercado Livre, através do Ambiente de Contratação Livre (ACL) da energia gerada distribuídamente (MME, 2015b).

Para este último o ProGD (MME, 2015a) estabeleceu um grupo de trabalho (GT) formado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para acompanhar ações e propor aprimoramentos legais, regulatórios e tributários de estímulo à geração distribuída. Atualmente, está em andamento um estudo de mecanismo simplificado para comercialização de excedentes de geração distribuída no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Ainda em 2015, foi emitido pelo Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) o Convênio ICMS 16/2015 (CONFAZ, 2015), que isenta o pagamento de tributo estadual - ICMS² - sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída, como a solar fotovoltaica. Nessa modalidade, o tributo é aplicado apenas sobre a energia que o consumidor receber da rede elétrica, descontando a eletricidade que for devolvida ao sistema elétrico.

²ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços: trata-se de um imposto estadual, que define a alíquota incidente sobre cada produto ou serviço ofertado. É um imposto que atribuído diretamente ao consumidor final.

O convênio determina que o consumidor seja tributado pelo ICMS apenas o excedente consumido. Por exemplo, uma residência que consome 200 *kWh* ao mês e que produza 120*kWh*, recolherá ICMS apenas sobre 80*kWh*. Isso visa tornar a geração distribuída mais viável para os consumidores, que pagam imposto somente sobre a energia que não devolverem ao sistema. Até 2016, vinte estados da federação, além do Distrito Federal, aderiram ao Convênio 16 (ANEEL, 2016d)

O governo federal e órgãos do setor vêm trabalhando para estimular o crescimento da Geração Distribuída, aquela que ocorre próxima dos consumidores, nos centros de carga, podendo ser gerada pelo próprio consumidor.

Desde a publicação da resolução em 2012 até janeiro de 2017, foram instaladas 7.610 centrais geradoras (MME, 2017). Este desempenho, ainda modesto, pode ser atribuído à regulamentação não totalmente definida para estabelecer regras claras entre o microprodutor de energia e a concessionária. O que é esperado que seja a nova resolução (ANEEL, 2015) ocupe esta lacuna e facilite tal relação. Em janeiro de 2017 a ANEEL registrou 7.610 conexões (MME, 2017).

Segundo a ANEEL é previsto que até 2024 cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras passem a produzir sua própria energia, totalizando 4,5 gigawatts (GW) de potência instalada (ANEEL, 2016a).

Já segundo o ProGD (MME, 2015b) o potencial do setor de geração distribuída no Brasil até 2030 é de:

- Investimento de 100 milhões de reais;
- Adesão de 2,7 milhões unidades consumidoras;
- Geração de 48 milhões de *MWh*;
- Redução na emissão de 29 milhões de toneladas de CO_2 .

As características técnicas do território brasileiro em relação ao que influencia no desempenho de sistemas de geração fotovoltaicos apresentam os seguintes índices:

- Extensão territorial: 8.514.877 km^2 ;
- Irradiação global horizontal: até 2.300 kWh/m^2 de média anual, referência figura 2.9;
- Potencial técnico fotovoltaico residencial: de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014) o potencial de geração é 2,3 vezes maior que o consumo³. O estudo EPE (2014) deixa claro que a área não é um fator limitante para a massiva inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos no país.

³O potencial fotovoltaico residencial é de 287.505 *GWh/ano* contra um consumo residencial em 2013 de 124.896 *GWh/ano* (EPE, 2014).

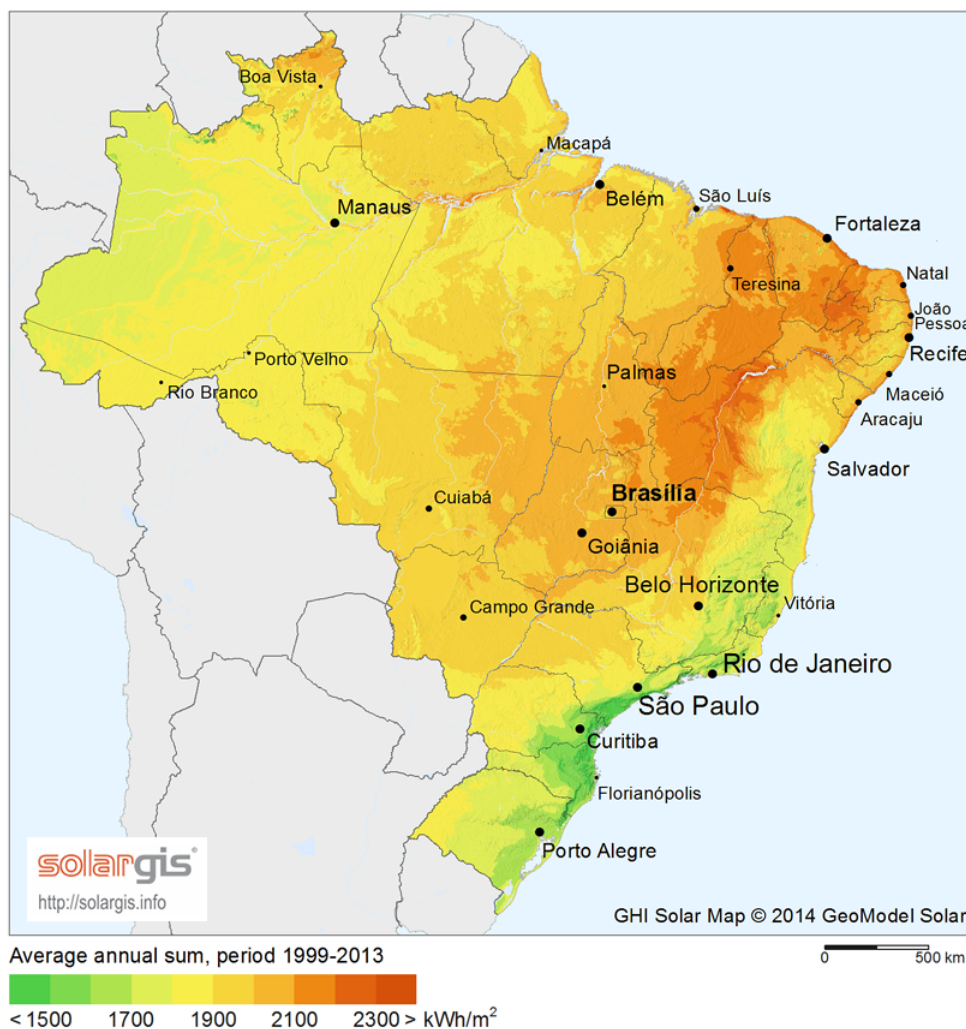


Figura 2.9: Irradiação global horizontal no território brasileiro. Fonte referência (SOLARGIS, 2016). Nesta figura é mostrada a irradiação solar global horizontal sobre o território brasileiro, sendo a escala dada em kWh/m^2 , onde quanto mais forte o tom da cor, maior a incidência solar.

2.4 Discussão sobre os modelos de remuneração do microprodutor de energia

Com as informações relatadas neste capítulo sobre a forma como diferentes países vêm tratando a microgeração distribuída constata-se que:

- O modelo *feed-in tariff* - FiT tem se mostrado o mais difundido e adotado como política principal de fomento à geração de energia a partir de fontes renováveis, seja biomassa, eólica ou solar fotovoltaica (HUANTELER, 2014). Especificamente sobre solar fotovoltaica os dados da tabela 2.1 comprovam esta constatação.

Tabela 2.1: Aplicação de políticas de incentivo à geração fotovoltaica pelos mercados mundiais.

Política	Índice de adoção (%)
<i>Feed-in tariff</i> - FIT	61%
<i>Renewable portfolio standard</i> - RPS	4%
Subsídios e incentivos fiscais	21%
Auto-consumo	12%
<i>Net metering</i>	2%

Aplicação de diferentes políticas de incentivo à geração de energia fotovoltaica solar pelos mercados mundiais. Fonte: (IEA, 2014).

- As características ambientais, sob o ponto de vista de disponibilidade de recursos, são importantes mas não fundamentais para a implantação e desenvolvimento da geração de energia solar fotovoltaica, haja vista o caso alemão, principalmente, onde as condições climáticas não são tão favoráveis quanto em outros países, como pode ser observado na tabela 2.2.
- O modelo adotado pelo Brasil ainda não apresentou resultados satisfatórios, dada a evolução apresentada em quatro anos de vigência da legislação para o setor. Atualmente somente 0,01% da matriz energética nacional (EPE, 2016a), o que corresponde a 0,062 TWh, são provenientes de sistemas fotovoltaicos.
- Percebe-se pela descrição das políticas adotadas nos países analisados que o fator relevante para desenvolvimento de qualquer setor, e aqui especificamente, geração de energia por fonte solar fotovoltaica, depende da estratégia definida por cada governo através de seus órgãos regulamentadores (IEA, 2014), com metas claras, métodos adequados, envolvimento da sociedade e monitoramento constante dos efeitos das medidas implementadas.

2.5 Modelo de tarifação atual no Brasil

O objetivo desta seção é descrever brevemente sobre o modelo tarifário praticado atualmente no Brasil. A tarifa de energia elétrica é o preço definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL que deve ser pago pelos consumidores finais de energia elétrica (ANEEL, 2016c). As tarifas são calculadas para uma concessionária de distribuição ou para uma concessionária de transmissão. A tarifa calculada para as distribuidoras são as tarifas de distribuição, que é o valor cobrado ao consumidor final e as tarifas de uso dos sistema elétricos de distribuição. Já a tarifa calculada para as transmissoras é a tarifa de uso dos sistema elétricos de transmissão.

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços (concessionárias de distribuição e transmissão) receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar

Tabela 2.2: Quadro-resumo dos dados geográficos e de produção de energia fotovoltaica entre países.

País	Território (km^2)	População ($\times 1.000$)	Irradiação solar (kWh/m^2)	Produção de energia (TWh)	Renda per capita ($US\$$)
Alemanha	357.022	81,3	1.200	28,0	39.700
Austrália	7.692.000	23,2	2.300	1,5	43.300
Brasil	8.514.877	198,4	2.300	0,042	12.100
China	9.596.961	1.350,0	1.600	5,2	9.300
Espanha	504.782	46,8	1.950	11,9	31.100
EUA	9.371.174	314,0	2.100	15,0	50.700

Quadro-resumo dos dados geográficos e de produção de energia fotovoltaica entre os países Alemanha, Austrália, Brasil, Espanha e Estados Unidos. Fonte das informações foram: população e produção de energia no relatório da referência (OBSERV'ER, 2013); irradiação solar nos mapas da referência (SOLARGIS, 2016); território e renda per capita (NATGEO, 2015).

investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade (ANEEL, 2016c). Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas.

A tarifa de distribuição é composta por duas partes:

- Parcela A: envolve os custos incorridos pela concessionárias distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais previstos em legislação específica. Trata-se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, fogem ao controle ou gestão da distribuidora. Os itens que compõe a Parcela A são: custo de aquisição de energia, custo com transporte de energia e os encargos setoriais (ANEEL, 2016c).
- Parcela B: envolve os custos operacionais, as chamadas receitas irrecuperáveis, a remuneração de capital e a depreciação. Os custos de Parcela B são revisados a cada 4 anos, a depender do que consta do contrato de concessão ou permissão. A esse processo é dado o nome de Revisão Tarifária. No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante contrato de concessão ou permissão. A esse processo denomina-se Reajuste Tarifário (ANEEL, 2016c).

Além disto, há o regime de bandeiras tarifárias implantado a partir de 2015. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha e indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada kWh consumido.

O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, que cobre todos os estados brasileiros, exceto o estado de Roraima que não está conectado ao sistema.

Uma forma de analisar o impacto de determinada instalação geradora de energia sobre o preço da energia final, assim como analisar sua viabilidade financeira, é através do conceito de custo nivelado. Segundo EPE (2016b) e EPE (2014), o custo nivelado de energia, do Inglês *LCOE - Levelised Cost of Electricity* representa o custo total para produzir um MWh de eletricidade, levando em consideração os custos de investimento e de geração (operação, manutenção e consumo de combustível), a vida útil do empreendimento e uma taxa de desconto que reflita os interesses de remuneração do capital dos investidores. Os custos nivelados servem para comparar tecnologias durante a seleção de investimentos no planejamento de longo prazo da expansão da geração elétrica.

2.6 Revisão teórica sobre os indicadores de viabilidade financeira

Como este trabalho trata de um empreendimento com características bastante peculiares, cabe uma revisão dos conceitos dos principais indicadores utilizados para orientar o possível microprodutor de energia quanto à viabilidade financeira do negócio para tomada de decisão sobre investir ou não na instalação, no caso, um SGD. Na pesquisa bibliográfica foram encontrados alguns destes indicadores que melhor subsidiam esta decisão e aqui estão apresentados:

- Tempo para recuperação do investimento (DEGEN, 2009) ou simplesmente *payback* simples (t_{RI}): é baseado na projeção do fluxo de caixa do empreendimento e consiste no cálculo da relação entre o investimento total e o saldo operacional de caixa médio nos períodos futuros⁴. Sua formulação é dada pela equação 2.1. Basicamente, é o tempo necessário para que o valor aplicado no investimento seja recuperado ou ainda, é o tempo para que as entradas de caixa não corrigidas sejam iguais ao investimento inicial. Aqui foi calculado do formato mais simples que não leva em

⁴Saldo operacional de caixa médio é dado pela média das diferenças entre as entradas e os custos de cada um dos períodos definidos para análise do empreendimento

conta o dinheiro no tempo. Portanto, quanto menor o tempo de retorno, melhor o investimento.

$$t_{RI} = \frac{I_T}{S_{OM}} \quad (2.1)$$

na qual,

I_T é o investimento total no empreendimento,

S_{OM} representa o saldo operacional de caixa médio anual ao longo da vida útil do sistema de geração (valor obtido de entradas menos as saídas de caixa durante o período).

- Valor presente líquido - *VPL* (DEGEN, 2009): é a diferença no momento presente entre a projeção dos ganhos a serem obtidos no projeto e seus custos relacionados, inclusive o capital investido, aplicando a taxa de desconto, representada pela equação 2.2. São considerados economicamente viáveis os projetos que apresentam o saldo positivo ($VPL > 0$), ou seja, a remuneração do investimento é superior à taxa de desconto requerida pelo risco do negócio, neste caso um SGD. *VPL* igual a zero ($VPL = 0$) indica que a remuneração do investimento é igual à taxa de desconto requerida. Já o *VPL* menor do que zero ($VPL < 0$) mostra que a remuneração do investimento é menor que a taxa de desconto requerida, portanto não atinge aquilo que é esperado por quem realiza o investimento, que aqui é o microprodutor de energia.

$$VPL = -I_i + \frac{S_{01}}{(1 + T_d)^1} + \frac{S_{02}}{(1 + T_d)^2} + \frac{S_{03}}{(1 + T_d)^3} + \frac{S_{04}}{(1 + T_d)^4} + \dots + \frac{S_{p_f}}{(1 + T_d)^{p_f}} \quad (2.2)$$

onde,

I_i representa o investimento inicial no empreendimento,

S representa o saldo operacional de caixa, do período 0 até o período n ,

p_f período ou intervalo de análise,

T_d é a taxa de desconto requerida pelo risco do negócio.

- Taxa interna de retorno - *TIR* (DEGEN, 2009): é a taxa (t_{ir}) que determina a remuneração do investimento em um empreendimento. Em outras palavras, representa a taxa necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respectivos retornos futuros ou saldos de caixa gerados em cada período ($VPL = 0$), como demonstrado na equação 2.3. Seu valor é obtido através do método polinomial de aproximações sucessivas. Como ferramentas de análise, a taxa interna de retorno deve ser comparada à taxa de desconto requerida pelo risco do negócio, desta forma quanto mais superior for, maior é a remuneração do investimento. Este

índice possibilita uma melhor condição de avaliação da viabilidade do investimento.

$$0 = -I_i + \frac{S_{01}}{(1 + t_{ir})^1} + \frac{S_{02}}{(1 + t_{ir})^2} + \frac{S_{03}}{(1 + t_{ir})^3} + \frac{S_{04}}{(1 + t_{ir})^4} + \dots + \frac{S_{p_f}}{(1 + t_{ir})^{p_f}} \quad (2.3)$$

onde,

I_i representa o investimento inicial no empreendimento,

S representa o saldo operacional de caixa, do período 0 até o período n ,

p_f período ou intervalo de análise.

Com estes indicadores, *payback*, valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR), é possível determinar uma referência técnica e realizar a análise da viabilidade da instalação do SGD sob qualquer cenário, além daquele aqui proposto. Vale ressaltar alguns conceitos para melhor entendimento e interpretação dos resultados:

- A taxa de juros sem risco é a taxa de juros que o empreendedor, no caso aqui proposto o microprodutor de energia, obtém ao aplicar o mesmo valor do investimento no SGD em ativos financeiros seguros ou com baixo risco de não receber (DEGEN, 2009).
- O prêmio pelo risco é a diferença entre a taxa de juros sem risco e a taxa de desconto aceita pelo microprodutor de energia como risco adicional que o empreendimento representa (DEGEN, 2009).
- A taxa de desconto utilizada para determinar o valor presente do investimento no empreendimento é a soma da taxa de juros sem risco mais o prêmio pelo risco (DEGEN, 2009).

Revisão da Literatura Especificada - Fundamentação Teórica do Tema: Cenário brasileiro de energia elétrica

3.1 Introdução

O formato atual de remuneração adotado pelo governo brasileiro e regulamentado pelas Resoluções da ANEEL n° 482 de 2012, complementada pela resolução n° 687 de 2015, ainda não foi capaz de alavancar e tornar a microgeração distribuída atraente pelo ponto de vista financeiro para o público, compreendido principalmente pelos consumidores residenciais comuns. Tomando-se como base a evolução da microgeração no período de vigência da Resolução n° 482 da ANEEL de 2012, pode-se considerar que o mecanismo adotado pelo Brasil ainda está distante de atingir o êxito esperado. Os números da ANEEL indicam que até janeiro de 2017 (MME, 2017) havia 7.610 conexões de geração distribuída no país, isto num universo de mais de 70 milhões de consumidores. Deste total de empreendimentos instalados, 72% estão em residências. Como referência para comparação tem-se a Alemanha que, somente em 2015, teve mais de 47 mil novos sistemas fotovoltaicos instalados e cerca de 18% deles têm potência de até 10 kWp e 13% entre 10 kWp e 100 kWp (FRAUNHOFER, 2016).

Tais resoluções determinam as condições gerais para a implantação de sistemas de minigeração e microgeração distribuída, bem como o formato da compensação da energia gerada e injetada pelo microprodutor - *net metering*, ou seja, ocorrerá pela geração de créditos pela energia ativa injetada no sistema elétrico e terão validade por 60 meses.

Daí a proposta aqui apresentada passa a ser uma alternativa à regulamentação atual brasileira e que pode ser adaptada para aplicação em quaisquer mercados de outros países.

3.2 Viabilidade técnica

Os recursos naturais estão distribuídos de forma não homogênea pelo mundo, assim cada região tem potencial diferenciado para diferentes tipos de geração e para algumas

delas tecnologias específicas devem ser desenvolvidas. Porém, no caso específico de SGD de energia fotovoltaica, os sistemas são basicamente os mesmos (VILLALVA; GAZOLI, 2012) (RODRIGUEZ, 2002) retratados na figura esquemática 3.1, descrita a seguir:

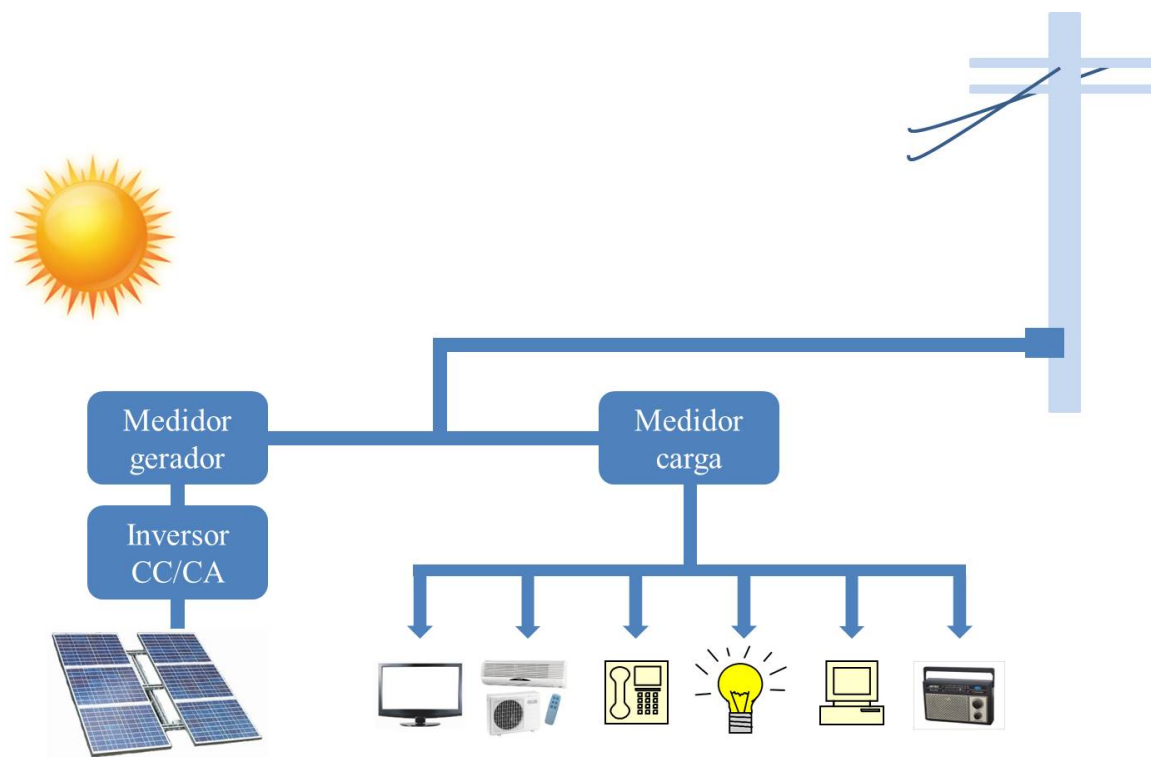


Figura 3.1: Componentes de um sistema de geração distribuído - SGD em uma unidade produção residencial.

Componentes de um sistema de geração distribuído - SGD em uma unidade produção residencial. Nesta figura tem-se a representação simplificada da configuração de um SGD, no qual pode-se identificar os componentes de geração: placas fotovoltaicas, inversor CC/CA (corrente contínua para corrente alternada, medidor do volume de energia gerada; os componentes de carga da unidade de produção considerando uma residência: equipamentos eletroeletrônicos diversos (televisão, telefone, iluminação, dentre outros) e o respectivo medidor de consumo; barras de conexão e interligação à rede elétrica da concessionária.

- Painéis fotovoltaicos - atualmente há duas tecnologias que apresentam maior penetração no mercado (TAO; YU, 2015): as placas fotovoltaicas de silício e as placas *thin film* ou filme fino. A primeira tecnologia é a mais difundida, considerando que a tecnologia de fabricação já está bem desenvolvida e sua matéria-prima - silício - é abundante. Apresenta maior eficiência e, por este motivo, ainda é a mais aplicada a sistemas de geração de menor porte. Já a tecnologia *thin film* é mais recente, caracteriza-se pelo depósito de material fotovoltaico - silício e outros - sobre uma base, chamada de substrato, sua eficiência é menor quando comparada às placas de silício.

- Conversores eletrônicos de potência (CEP) - geralmente há um CEP CC-CC (corrente contínua para corrente contínua) que executa algoritmos que garantem que as placas fotovoltaicas operem apenas no ponto de máxima potência, além de manter a tensão do barramento CC constante e num valor adequado para que o outro CEP, tipo inversor *grid-tie*, injete corrente senoidal com defasagem controlada em relação à tensão do sistema elétrico de distribuição. A adequada especificação do conversor depende principalmente da potência gerada, do tipo de painel e de seu arranjo de ligação e conexão.
- Caixas de *string* - trata-se de caixa de conexões, protegida contra intempéries, que concentra os cabos elétricos que interligam os módulos dos painéis fotovoltaicos.
- Componentes de proteção, manobra e medição - componentes que são interligados para garantir que seja possível seccionar de forma segura os circuitos para intervenção de manutenção e dispositivos de proteção que atuam automaticamente para garantir a integridade do SGD e das pessoas que o operam, além de garantir que eventuais falhas no SGD interfira na operação de outras instalações da rede elétrica. Também inclui um medidor de energia, cuja especificação depende do sistema de tarifação empregado (medição da energia total ou medição da diferença entre consumo e geração, por exemplo).
- Suportes mecânicos - o projeto e montagem para cada instalação é específico, pois deve levar em conta as formas construtivas da instalação e o posicionamento das placas para garantir que operem durante o dia com o máximo fluxo luminoso possível, específico da localização geográfica e da incidência solar para aquele ponto.

Aqui são relacionados alguns fatores que afetam negativamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos são: luminosidade, onde regiões sombreadas por prédios, por exemplo, ou que naturalmente recebam pouca radiação solar (altas latitudes); temperatura elevada, que impacta diretamente na eficiência das células fotovoltaicas quando operam nesta condição (FRANKLIN; SANTANA; CERQUEIRA, 2014). Em cenários diferentes dos citados os SGD fotovoltaicos podem ser utilizados, até mesmo em regiões ou países que não possuem radiação solar abundante, como é o caso da Alemanha cuja radiação média está na faixa de $900 - 1.250 \text{ kWh/m}^2$ (PEREIRA et al., 2006), valor significativamente mais baixo que no Brasil, cuja mesma grandeza encontra-se entre $4.200 - 6.700 \text{ kWh/m}^2$ (PEREIRA et al., 2006) (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Estima-se que na Alemanha o valor total da potência instalada até fevereiro de 2015 baseada em sistema fotovoltaicos (SGD e usinas fotovoltaicas de maior porte) seja de $39,55 \text{ GW}$, de acordo com dados do Fraunhofer ISE (FRAUNHOFER, 2014) num país de área de 357.022 km^2 , enquanto no Brasil, país que possui área de $8.514.877 \text{ km}^2$ (24 vezes maior que da Alemanha), a potência instalada total de sistemas de mini e microgeração é de $16,5 \text{ MW}$, sendo $13,3 \text{ MW}$ provenientes de sistemas fotovoltaicos (EPE, 2016a). Salienta-se que a opção brasileira por

adiar investimentos em energia fotovoltaica se dá pelo fato de possuir uma outra fonte renovável, que permite a geração de energia elétrica mais barata e em grandes quantidades, que é a hidroelétrica. Em 2014 a participação de energia renovável na matriz brasileira foi de 39,4%, ante 13,2% no mundo em 2012 (EPE, 2016a). O potencial solar brasileiro começa a ser explorado a partir do momento em que os leilões de energia, organizados pela CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, passam a comprar energia a um preço maior (preço de venda na época do leilão (agosto de 2015) = R\$ 301,83 /MWh; preço de venda atualizado em janeiro de 2017 = R\$ 331,62 /MWh - dados do 7º Leilão de Energia de Reserva publicado no Edital 008/2015 da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (CCEE, 2017b)) para novos empreendimentos de geração fotovoltaica. Os leilões realizados no Brasil destinados exclusivamente à geração de energia solar fotovoltaica foram realizados entre os anos de 2014 e 2015 (CCEE, 2017b). Ressalta-se que os leilões de energia são direcionados para usinas de grande porte, que por sua vez demandam grandes extensões territoriais. Em áreas urbanas, locais de grande densidade de instalações e elevado consumo energético, apenas os pequenos SGD são viáveis tecnicamente, devido à limitação de área.

3.3 Condições brasileiras

O mercado potencial para aplicação de sistemas de geração fotovoltaicos em áreas urbanas no Brasil é relevante visto sua considerável disponibilidade de recurso energético solar (PEREIRA et al., 2006) (EPE, 2014) e apresentado nas figuras 3.2 e 3.3, que apresentam a irradiação solar sobre o território brasileiro, além da figura 3.4 que apresenta potencial de geração atrelado à ocupação territorial pela população (consumo residencial). Os mapas de irradiação solar em um plano inclinado no valor da latitude local apresentados no atlas (PEREIRA et al., 2006) demonstram tanto a possibilidade de utilização de painéis fotovoltaicos por todo o país quanto a variação sazonal ao longo do ano.

Sistemas fotovoltaicos podem contribuir para a capacidade máxima de uma rede, no caso do pico de demanda ocorrer no período diurno, além claro de permitir a redução do nível de geração de fontes de energia base - no caso brasileiro, as usinas hidroelétricas. Outro fator importante para essa análise é a comparação entre os valores de pico de carga no inverno e no verão. Quanto maior a demanda no verão em comparação com o período de inverno, maior a possibilidade de a carga coincidir com a disponibilidade do recurso solar (PEREIRA et al., 2006) (ver figura 3.3). Em regiões comerciais com altas cargas de ar-condicionado no horário do meio-dia em geral possuem curvas de demanda em boa sincronia com a radiação solar (PEREIRA et al., 2006).

O mapa apresentado na figura 3.4 apresenta o potencial de geração de energia disponível em telhados residenciais (EPE, 2014) com a utilização de fonte fotovoltaica. As informações deste mapa mostram que os maiores potenciais de geração, em termos absolutos, estão nas regiões mais povoadas do país, onde uma possível menor irradiação é

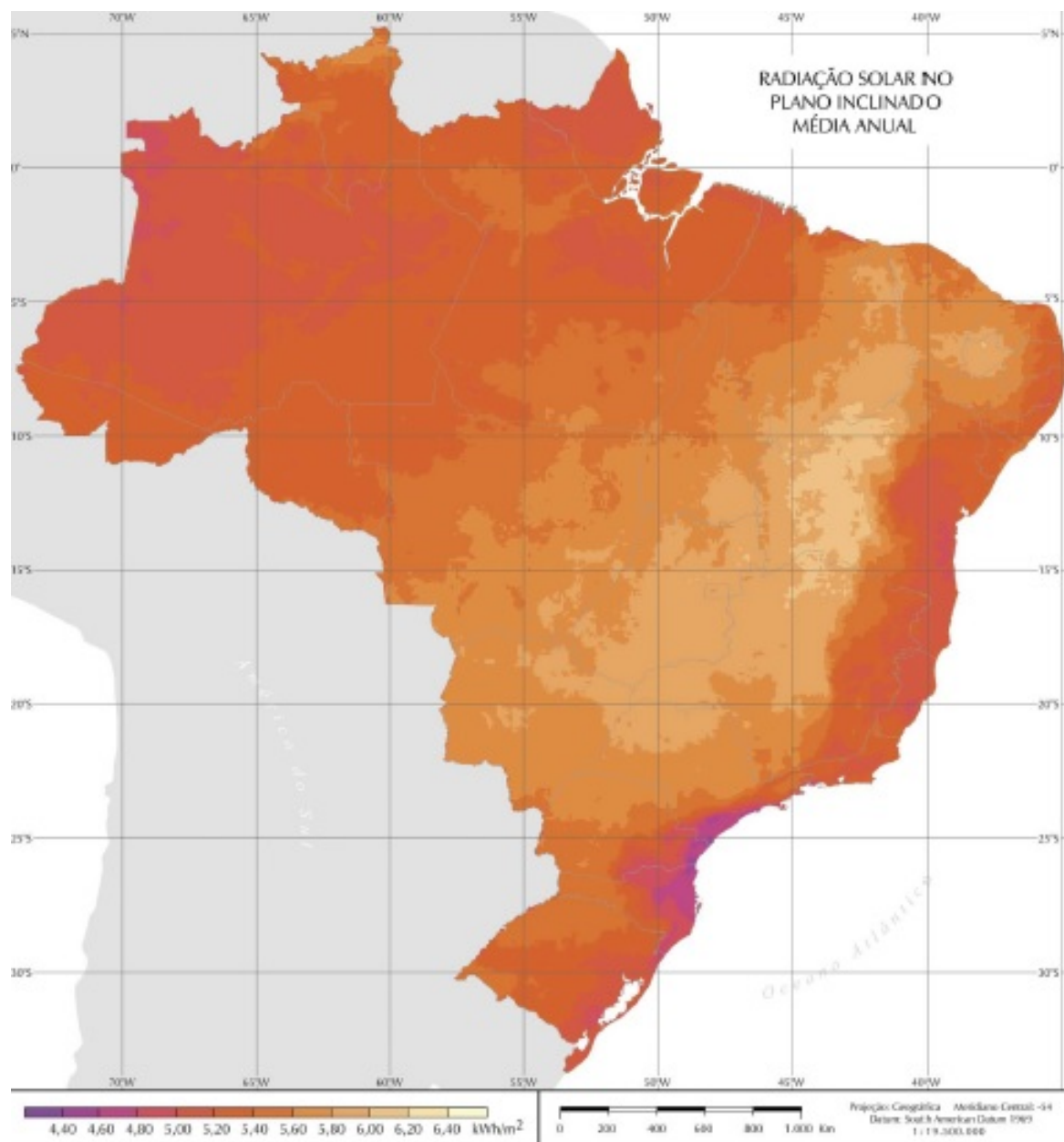


Figura 3.2: Radiação Solar no Brasil - Média Anual.

Fonte: (PEREIRA et al., 2006). O mapa desta figura apresenta a média anual de radiação solar no território brasileiro em plano inclinado, ou seja, na condição mais otimizada considerando o ângulo de incidência relativo à posição no globo terrestre. A escala é dada em kWh/m^2 e quanto mais claro o tom da cor, maior a incidência de radiação solar.

compensada pelo maior número de domicílios e, conseqüentemente, maior área de telhados propensos à instalação de sistemas fotovoltaicos (EPE, 2014).

Segundo relatório da EPE (2014), o potencial técnico de geração em todo Brasil é de $287.505 GWh/ano$, sendo que o consumo residencial em 2013 foi de $124.896 GWh$, ou seja, considerando todo o país o potencial é 2,3 vezes maior que o consumo. Portanto

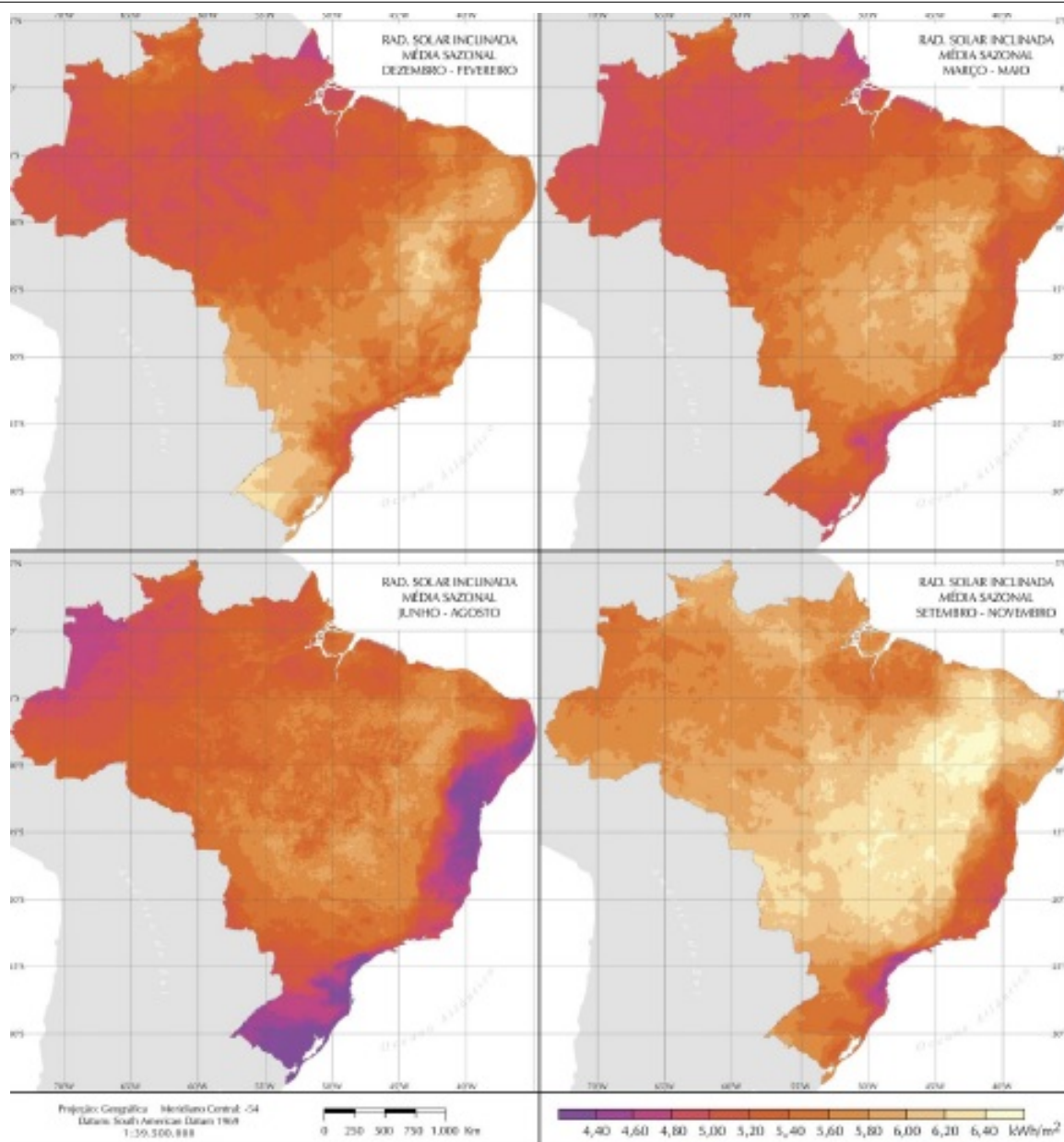


Figura 3.3: Radiação Solar no Brasil - Média Sazonal.

Fonte: (PEREIRA et al., 2006). O mapa desta figura apresenta a média sazonal de radiação solar no território brasileiro em plano inclinado, ou seja, na condição mais otimizada considerando o ângulo de incidência relativo à posição no globo terrestre em cada período do ano. A escala é dada em kWh/m^2 e quanto mais claro o tom da cor, maior a incidência de radiação solar.

este relatório da EPE deixa claro que a área não é o fator preponderante para a inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos no país, e sim a relação entre os níveis de irradiação solar e a ocupação territorial pela população.

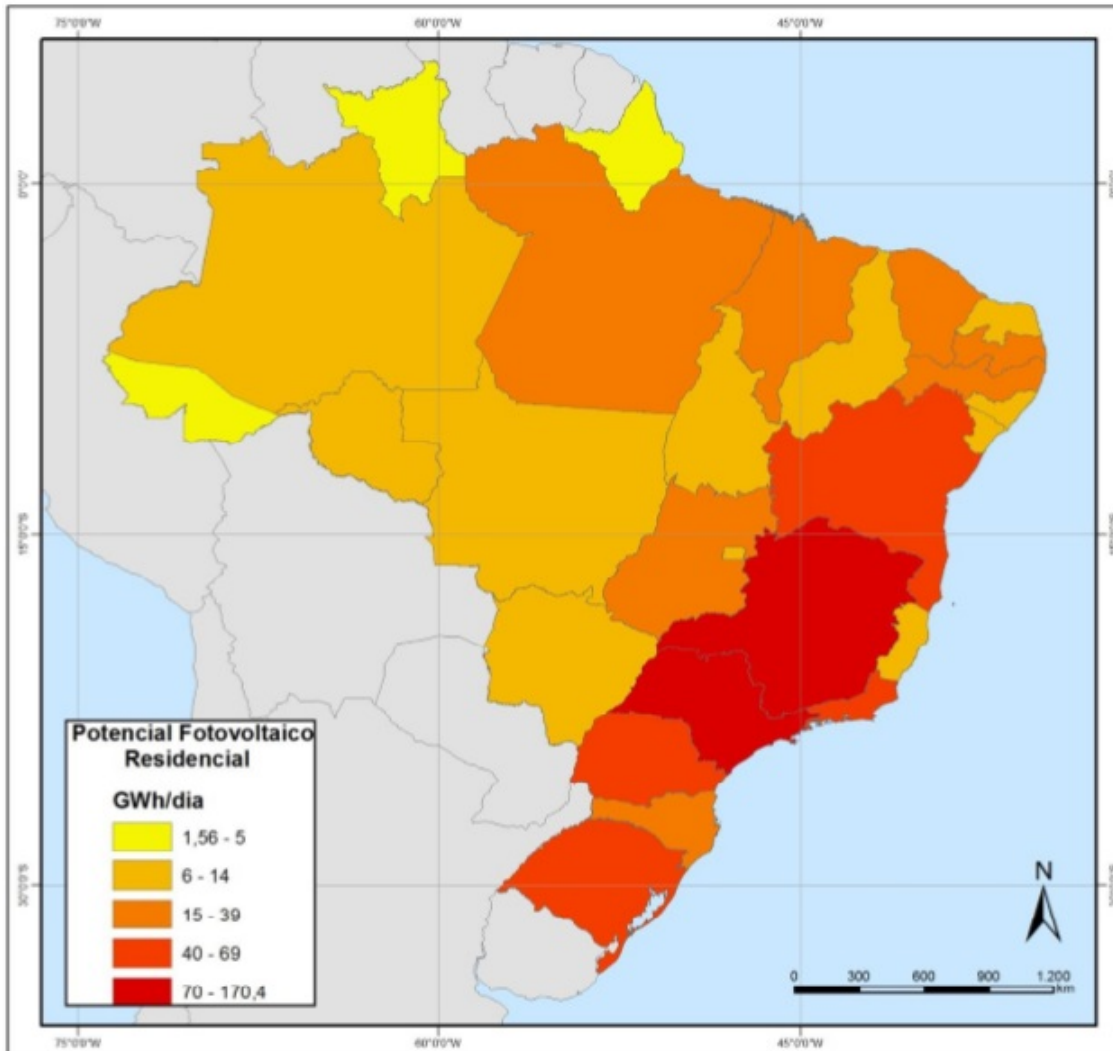


Figura 3.4: Potencial técnico de geração fotovoltaica em telhados residenciais. Fonte: (EPE, 2014). O mapa desta figura apresenta o potencial técnico de geração de energia por fonte fotovoltaica nos telhados residenciais em cada estado brasileiro. A escala é dada em *GWh/dia* e quanto mais escuro o tom da cor, maior o potencial de geração.

3.4 Viabilidades econômica e ambiental

A avaliação da viabilidade de um SGD fotovoltaica não pode se limitar apenas à análise da capacidade de geração do SGD e do seu custo absoluto, já que os custos das principais fontes de geração da região e os impactos ambiental e social devem ser levados em consideração. A questão social é tratada na seção 3.7, enquanto uma abordagem sobre custos e impacto ambiental é brevemente realizada na presente seção.

Considerando como exemplo a Alemanha, país que possui baixa radiação solar, mas cujas principais fontes de geração são poluentes, como carvão mineral (combustível fóssil), ou energia proveniente das usinas nucleares, investiu com sucesso em fontes renováveis como

eólica e solar fotovoltaica. Especificamente naquele país (ELETRONUCLEAR, 2014), houve uma decisão política após o acidente nuclear na Usina de Fukushima, no Japão, em 2011. O programa de desativação das usinas nucleares foi intensificado, sendo necessário buscar alternativas entre o aumento da geração por combustíveis fósseis (carvão) e fortalecimento de energias renováveis (eólica e solar).

O Brasil tem a sua matriz de energia elétrica (ver gráfico da figura 3.6) essencialmente à base de fontes renováveis, como é mostrado detalhadamente no gráfico da figura 3.5. Do total, a maior parte cabe à geração hidroelétrica 64,0%, segundo o relatório do Balanço Energético Nacional de 2016 - ano base 2015 (EPE, 2016a), que concentrou a maior parte dos investimentos em empreendimentos de geração durante várias décadas.

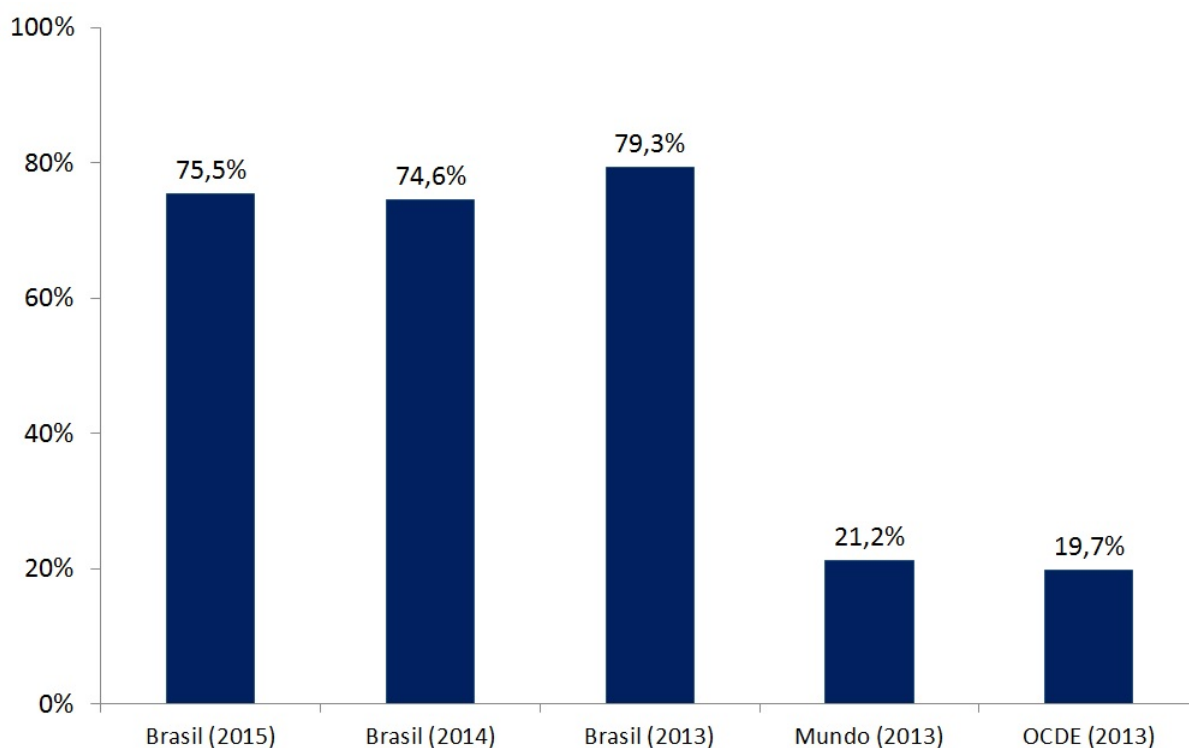


Figura 3.5: Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira.

Fonte: (EPE, 2016a). Neste gráfico é demonstrado o percentual de participação de energias renováveis (hidráulica + biomassa + eólica + solar fotovoltaica) na matriz elétrica brasileira, entre os anos de 2013 e 2015, comparado com matriz mundial e países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico), ambos com dados de 2013.

Para evitar racionamento de energia elétrica em longos períodos de seca, como ocorreu em 2001¹, o país começou a investir na construção de usinas termoelétricas como energia

¹Em junho de 2001, o governo federal implantou rigoroso programa de racionamento para evitar um colapso na oferta de energia elétrica em grande parte do território nacional. Tanto pela intensidade quanto pela abrangência, o racionamento de 2001 foi o maior da história do país, perdurando até fevereiro de 2002 (ONS, 2002).

de reserva, a qual deveria ser empregada nos períodos em que as fontes utilizadas normalmente não fossem suficientes para suprir a demanda - no gráfico da figura 3.7 pode-se constatar o aumento da participação das termoeletricas na matriz elétrica brasileira.

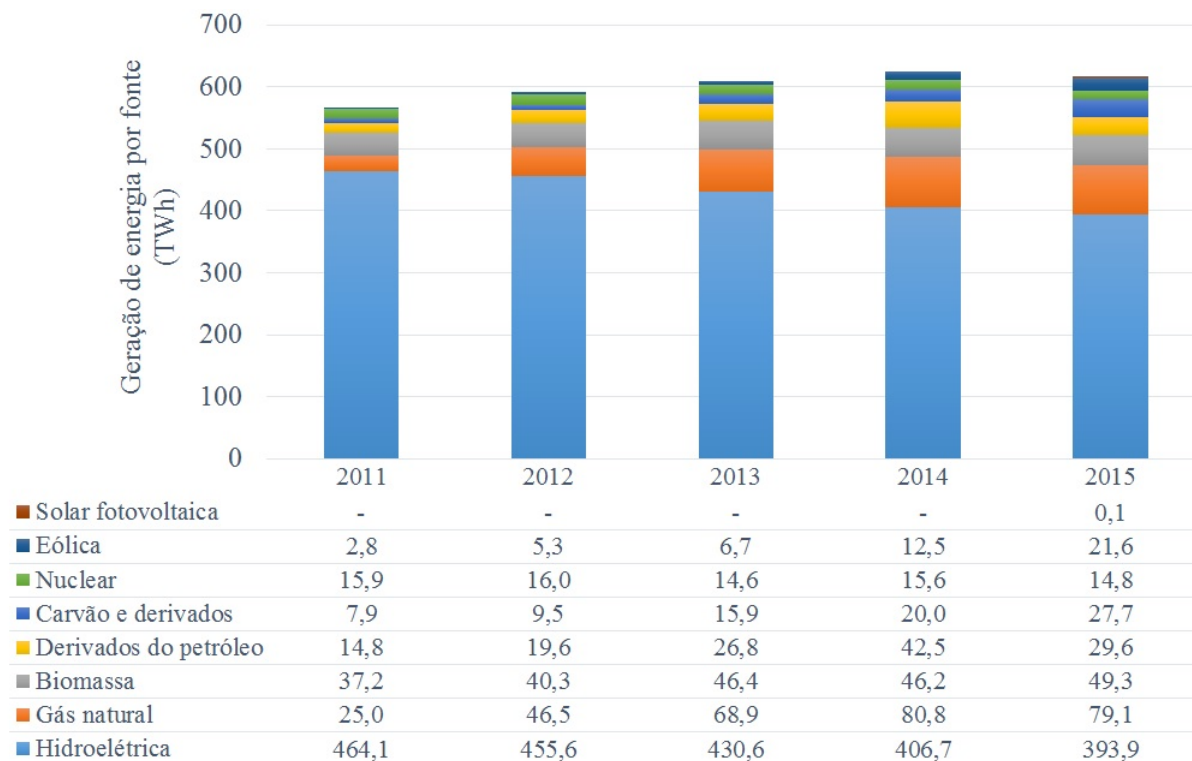


Figura 3.6: Geração de energia no Brasil por fonte.

Fonte referência (EPE, 2016a). Neste gráfico é demonstrada a participação em volume de energia gerada (em terawatt-hora *TWh*) das fontes que integram o sistema elétrico brasileiro. A sequência de aparecimento no gráfico de baixo para cima é: hidroelétrica, gás natural, biomassa, derivados do petróleo, carvão e derivados, nuclear, eólica e solar fotovoltaica. Sobre esta última ressalta-se que trata de toda energia gerada por este tipo de fonte, e não somente de microgeração.

As usinas termoeletricas são contratadas no Brasil em leilões específicos para energia de reserva, cujos preços são significativamente mais caros que a energia hidrelétrica (CASTRO et al., 2014), valores que são sempre pagos pelo consumidor final residencial, comercial ou industrial através do rateio inserido no preço final da energia. Para os consumidores residenciais isto ocorre conforme descrito na seção 2.5, através do regime de bandeiras tarifárias. O impacto da geração das termoeletricas no custo da energia no Brasil pode ser observado a partir do relatório de Castro et al. (2014), baseado em dados do leilão de energia A – 5 de 2014. Este relatório diz que o preço médio das termoeletricas flexíveis foi de $R\$362/MWh$, enquanto o preço médio da geração do sistema como todo, incluindo a geração hidroelétrica e termoeletricas não flexíveis, foi de $R\$79,27/MWh$. Entenda-se por geração flexível aquela utilizada para compensar alterações provenientes da hidrologia de um determinado período. Portanto, é claro o impacto da geração à base de combustíveis

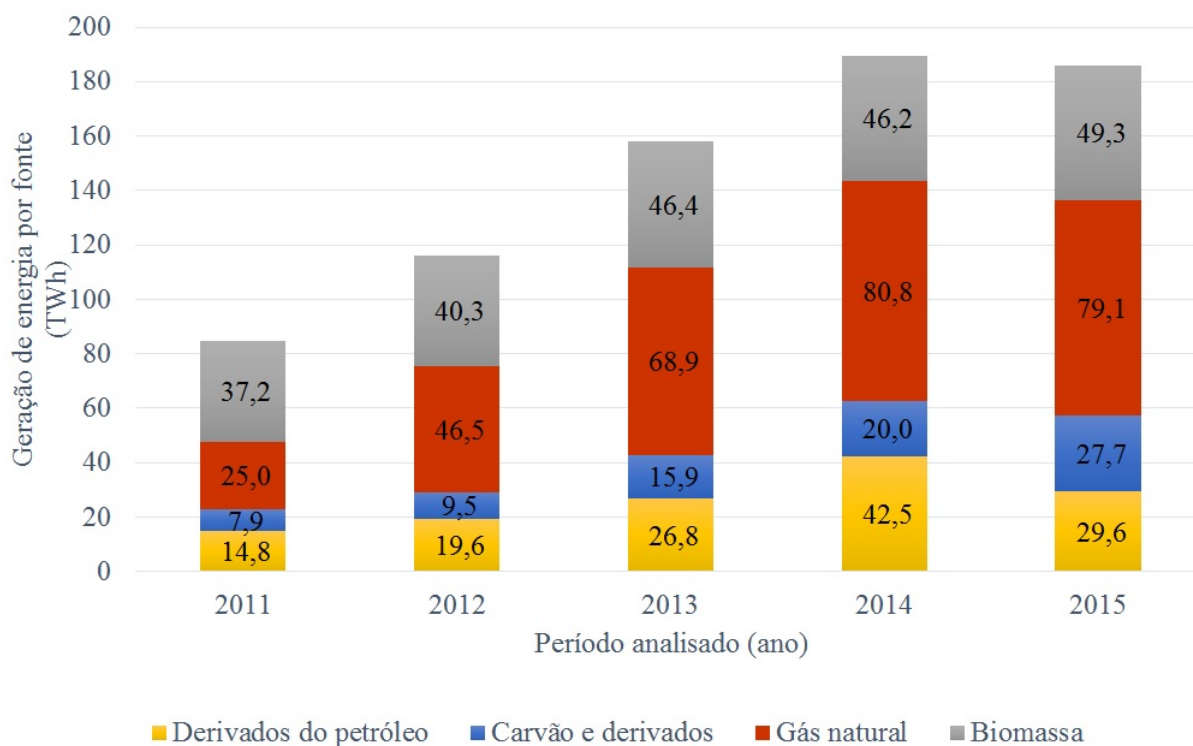


Figura 3.7: Geração de energia no Brasil por termoeletricas.

Fonte referência (EPE, 2016a). Neste gráfico é demonstrada a participação em volume de energia gerada (em terawatt-hora *TWh*) de termoeletricas. A sequência de aparecimento no gráfico de baixo para cima é: derivados do petróleo, carvão e derivados, gás natural e biomassa.

fósseis na formação do preço da energia no mercado brasileiro e que, inevitavelmente, atinge a todos consumidores cativos. A remuneração das termoeletricas é garantida e respaldada pela agência reguladora e o seu custo rateado pela sociedade (CASTRO et al., 2014). Os consumidores brasileiros, são, portanto, os garantidores de que as corporações proprietárias de empreendimentos termelétricos operarão sempre com o lucro que os seus proprietários julguem adequado para manterem-se investindo no setor.

No gráfico representado na figura 3.8 tem-se o custo nivelado para os diferentes combustíveis para as termoeletricas instaladas no Brasil. Esta é uma outra forma para se analisar o impacto da geração térmica no preço da energia para o consumidor final.

Dentre os diversos tipos de termoeletricas aquelas que causam menor impacto ambiental são as que utilizam gás natural e biomassa. O Brasil vem contratando nos últimos anos mais dessas fontes, porém as usinas baseadas em carvão e em outros combustíveis fósseis ainda tem grande capacidade instalada e são utilizadas sempre que necessário. Dados obtidos no relatório do BEN 2015 (EPE, 2016a) indicam aumento da oferta de energia proveniente do carvão (aumento de 9,4% em 2014 referente a 2013). Ainda segundo o BEN 2015 (EPE, 2016a), a geração de energia elétrica a partir de fontes não renováveis representou 26,9% do total nacional em 2014, contra 23,3% em 2013. Na tabela 3.1

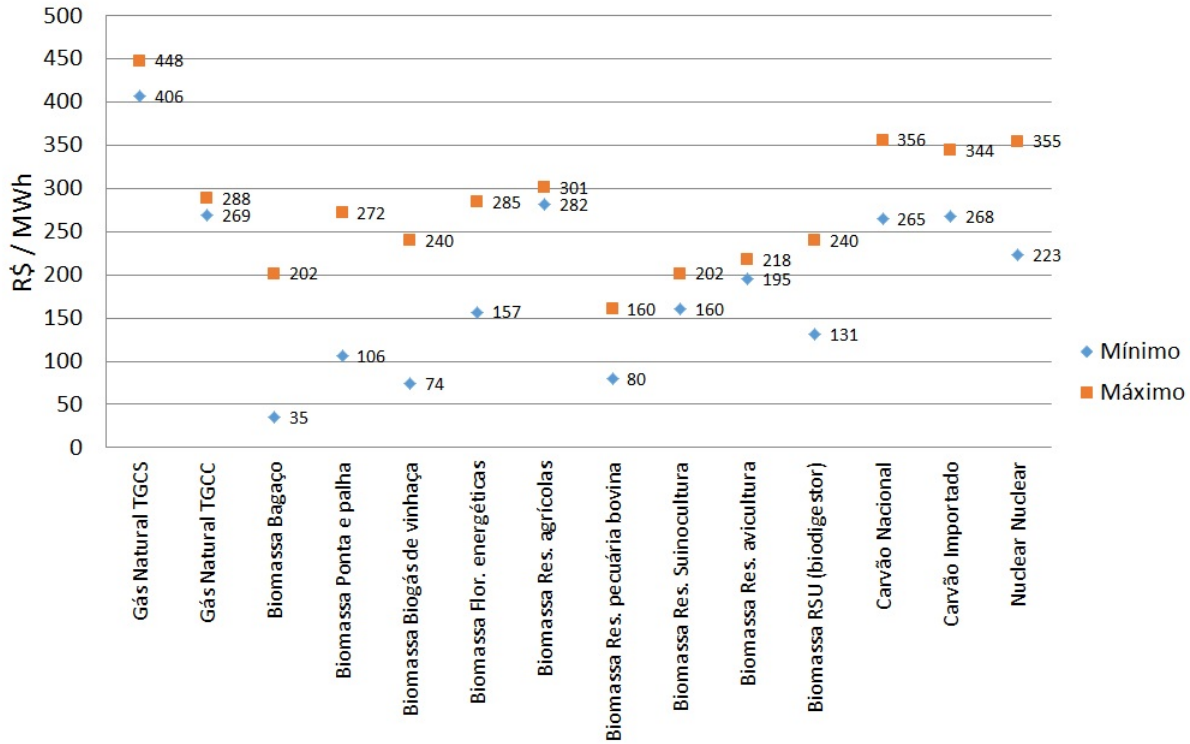


Figura 3.8: Custo nivelado por fonte de energia.

Fonte: (EPE, 2016b). Neste gráfico é demonstrado o custo nivelado da energia em reais por megawatt-hora de sistemas de geração instalados no Brasil.

tem-se a composição da matriz elétrica brasileira (EPE, 2016a). Consta-se a partir destas informações que a participação do segmento solar fotovoltaica é nula e que a energia derivada de fontes fósseis - derivados do petróleo, carvão e seus derivados - é crescente nos últimos anos.

Nos gráficos representados pelas figuras 3.6, 3.9 e 3.10 é possível observar o comportamento da matriz elétrica no Brasil nos últimos cinco anos, entre 2011 e 2015. A esta análise deve-se considerar dois fatores que influenciam diretamente em sua conclusão: primeiro a crise hídrica (ANA, 2015) que afetou consideravelmente a capacidade de geração das hidroelétricas; segundo, a crise econômica pela qual o país encontra-se desde 2014 e mais profundamente a partir de 2015. No gráfico da figura 3.6 observa-se a redução da participação da fonte hidroelétrica que em volume de geração (*TWh*) diminuiu 15% (de 464,1 *TWh* em 2011 para 393,0 *TWh* em 2015), aumento das termoeletricas, tanto a partir de fontes consideradas limpas, como gás natural, ou renováveis, como biomassa - aumento de 107% (de 62,2 *TWh* em 2011 para 128,4 *TWh* em 2015), quanto das fontes que agredem o meio ambiente como derivados do petróleo e carvão - aumento de 152% (de 22,7 *TWh* em 2011 para 57,3 *TWh* em 2015). A fonte nuclear manteve-se estável, com uma redução de 7% nos últimos cinco anos (de 15,9 *TWh* em 2011 para 14,8 *TWh* em 2015). Já as fontes eólica e solar fotovoltaica tiveram um crescimento de

Tabela 3.1: Distribuição da matriz elétrica brasileira.

Fonte de energia	2011	2012	2013	2014	2015
Hidroelétrica	81,8%	76,9%	70,6%	65,2%	64,0%
Gás Natural	4,4%	7,9%	11,3%	13,0%	12,9%
Biomassa	6,6%	6,8%	7,6%	7,4%	8,0%
Derivados do Petróleo	2,6%	3,3%	4,4%	6,8%	4,8%
Carvão e Derivados	1,4%	1,6%	2,6%	3,2%	4,5%
Nuclear	2,8%	2,7%	2,4%	2,5%	2,4%
Eólica	0,5%	0,9%	1,1%	2,0%	3,5%
Solar Fotovoltaica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
Oferta Total (TWh)	567,7	592,8	609,9	624,3	615,9

Fonte: (EPE, 2016a). Distribuição da matriz elétrica brasileira em valores percentuais referentes ao volume gerado anualmente por cada uma das fontes.

662% (de 2,8 TWh em 2011 para 21,7 TWh em 2015), sendo que a relação entre elas é extremamente desproporcional: 99,87% de eólica e 0,13% de solar fotovoltaica.

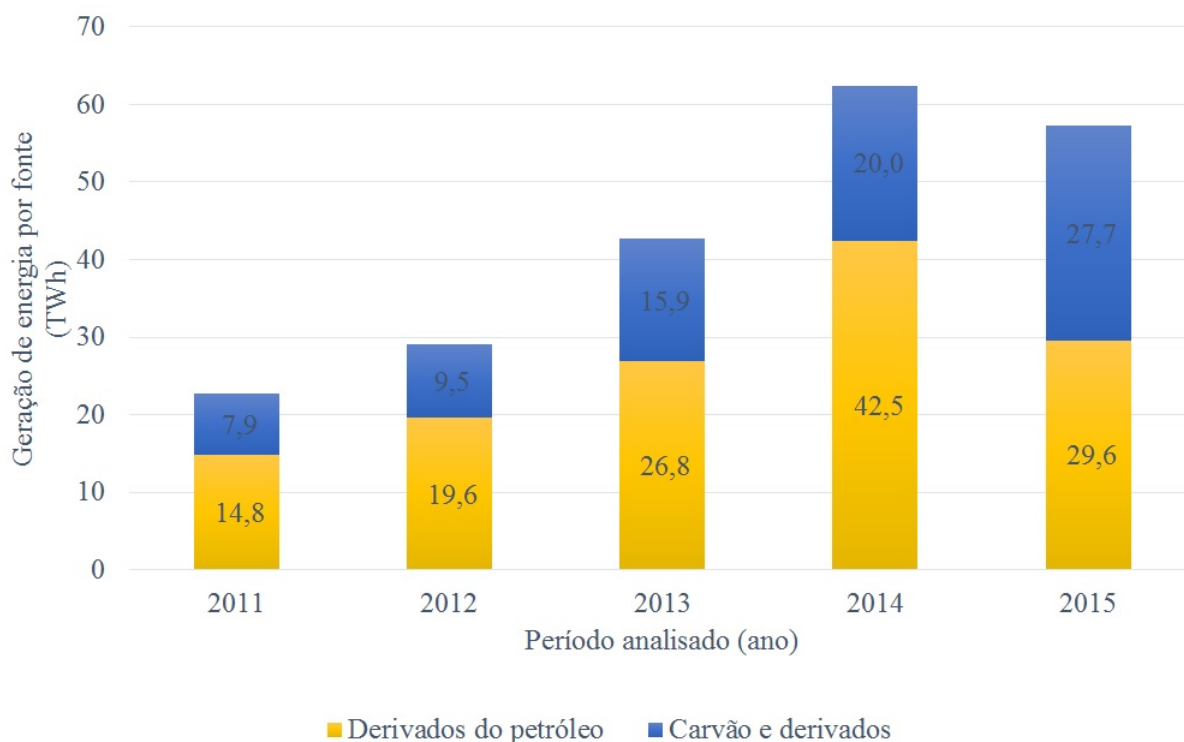


Figura 3.9: Geração de energia no Brasil por termoeletricas a partir de combustíveis fósseis.

Fonte referência (EPE, 2016a). Neste gráfico é demonstrada a participação em volume de energia gerada (em terawatt-hora TWh) de termoeletricas a partir das fontes de combustíveis fósseis, onerosas e contribuem para o aumento de gases tóxicos na atmosfera. A sequência de aparecimento no gráfico de baixo para cima é: derivados do petróleo, carvão e derivados.

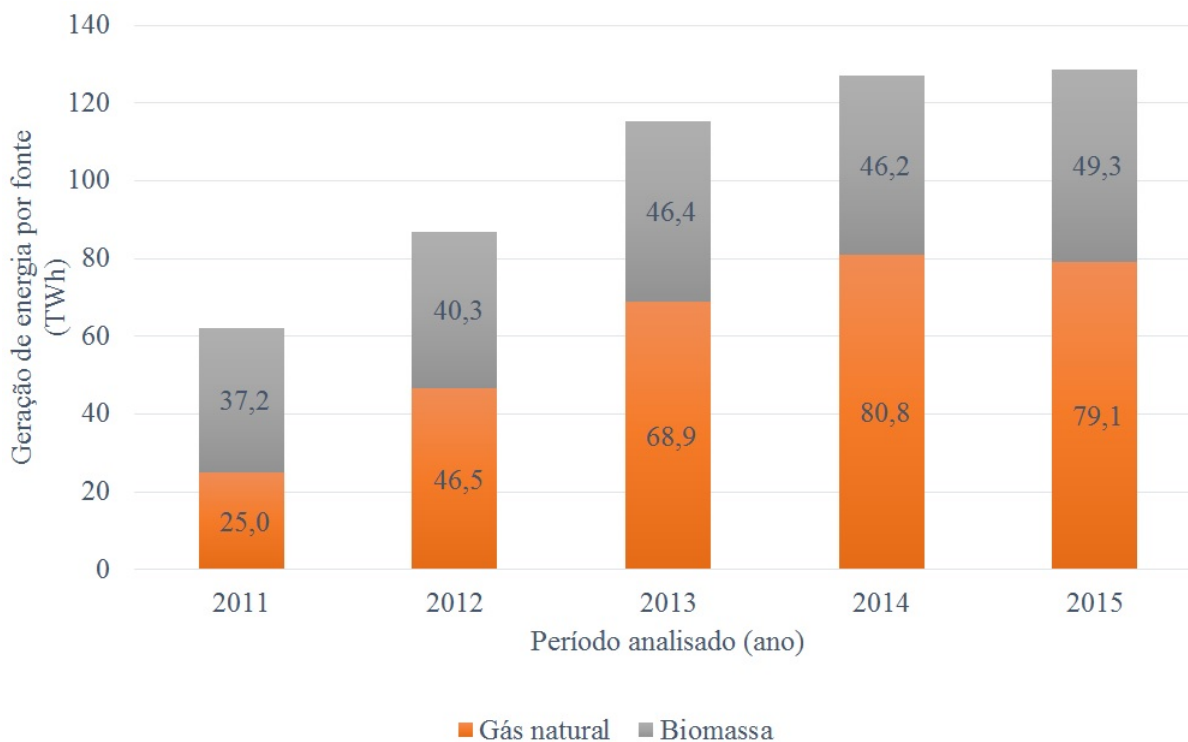


Figura 3.10: Geração de energia no Brasil por termoeletricas a partir de fontes renováveis ou consideradas limpas.

Fonte referência (EPE, 2016a). Neste gráfico é demonstrada a participação em volume de energia gerada (em terawatt-hora *TWh*) de termoeletricas a partir de combustíveis provenientes de fontes renováveis ou limpas, como são considerados gás natural e biomassa. A seqüência de aparecimento no gráfico de baixo para cima é: gás natural, biomassa.

3.5 Formação do preço da energia elétrica no Brasil

No Brasil, o preço da energia elétrica (CASTRO et al., 2014) no Mercado de Curto Prazo (MCP) é determinado a partir do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD)², cuja base é o Custo Marginal de Operação (CMO)³, gerado a partir dos modelos ma-

²Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, segundo a (CCEE, 2017a) é definido como: “O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP). Apurado semanalmente pela CCEE, por submercado e por patamar de carga, o PLD é limitado por um preço mínimo e por um preço máximo, estabelecidos anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).”

³Custo Marginal de Operação - CMO, segundo a (CCEE, 2017a), é definido a partir de: “Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.”

temáticos utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para definir a programação de operação do sistema. O PLD é definido semanalmente e é limitado por um preço mínimo e máximo definidos anualmente pela ANEEL (CCEE, 2017a) (CASTRO et al., 2014). Para 2016 foram definidos pela ANEEL os valores de $R\$ 422,56/MWh$ e $R\$ 30,25/MWh$. A base da comercialização de energia no atacado adotada no Brasil não é um mercado de energia do dia seguinte, trata-se de um mercado de contratos e não de energia de longo prazo, em que os agentes consumidores precisam garantir 100% da contratação de seu consumo (CASTRO et al., 2014). No mercado de energia elétrica regulado os preços das tarifas são definidos e atualizados de forma que contratos de longo prazo sejam sempre lucrativos, o que não ocorre em outros setores no qual a livre concorrência é definidora dos preços e das características dos produtos a serem comercializados, restando ao consumidor optar por um fornecedor de acordo com critérios próprios e pessoais, mas no mercado de energia de pequeno porte só há concorrência no período da concessão, que duram décadas, porém somente grandes consumidores contam com a possibilidade de a qualquer instante decidirem por conta própria qual será a empresa fornecedora de sua energia, pagando adicionalmente as tarifas pelos usos dos sistemas de transmissão e distribuição. A lucratividade dos contratos de longo prazo é assegurada considerando os riscos naturais de variação do consumo, aumentos de custos não programados (maior custos de insumos e combustíveis ou de manutenções inadvertidas), porém há nos contratos períodos específicos para revisão tarifária que contemplam os referidos aumentos de custos para manutenção das taxas de lucros em valores que sejam adequados aos interesses empresariais.

Especificamente sobre definição do cálculo tarifário da geração, de acordo com a ANEEL (ANEEL, 2016b) a Receita Anual de Geração (RAG) é o valor em Reais a que o agente gerador tem direito pela disponibilização da garantia física, sendo a RAG composta pelos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização do empreendimento, reajustada anualmente em julho, além de sofrer revisão a cada cinco anos.

Fica claro no gráfico da figura 3.11 (CCEE, 2016)⁴ e no gráfico da figura 3.12 o impacto da geração à base de combustíveis fósseis na formação do preço da energia no mercado brasileiro e que, inevitavelmente, atinge a todos consumidores cativos. Portanto a remuneração dos geradores da energia “contaminada” pelas termelétricas é garantido e respaldado pela agência reguladora e o seu custo rateado pela sociedade.

⁴Valores de PLD obtidos a partir da média entre os submercados ordenados por região: Sudeste e Centro Oeste, Sul, Norte e Nordeste

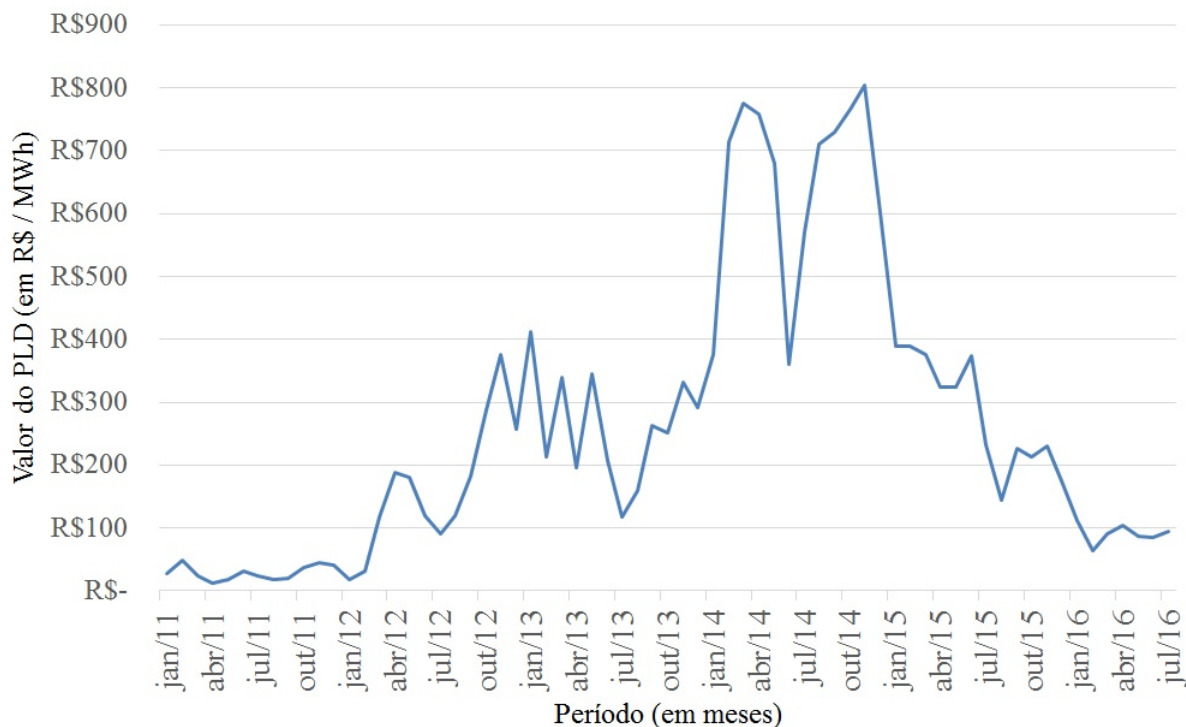


Figura 3.11: Evolução do Preço Líquido das Diferenças - PLD.

Fonte: (CCEE, 2016). Neste gráfico é demonstrado o valor mensal do PLD entre janeiro/2011 e julho/2016. Através do valor do PLD é possível identificar os períodos de maior influência da energia proveniente de fontes de geração mais onerosas que acabam impactando no valor de mercado. Os picos ocorridos no ano de 2014 devem-se à entrada em operação das termelétricas para suprir a deficiência das fontes hídricas, decorrentes da queda do nível dos principais reservatórios do país.

3.6 Fomento à indústria local e à geração de novos empregos

Em dois dos mercados com maior tradição em investimento em energias renováveis, Espanha e Alemanha, apresentam números relevantes sobre o efeito deste segmento na indústria local e, conseqüentemente, na geração de empregos. No auge dos investimentos em fontes renováveis de energia, a Espanha empregou mais de 75 mil trabalhadores (BURGOS-PAYÁN et al., 2013) e, mesmo após a crise econômica de 2008, estes números ainda são significativos (acima de 50 mil trabalhadores). Como parâmetro de comparação, o setor de energias renováveis ofertou mais empregos que setores tradicionais como indústria da pesca e indústria de calçados.

Já na Alemanha foi estimado que o número de empregos voltados para este segmento industrial ultrapassaria os 300 mil até 2020, o que acabou ocorrendo em 2010, quando atingiu 367,4 mil empregos na indústria de energias renováveis (BURGOS-PAYÁN et al.,

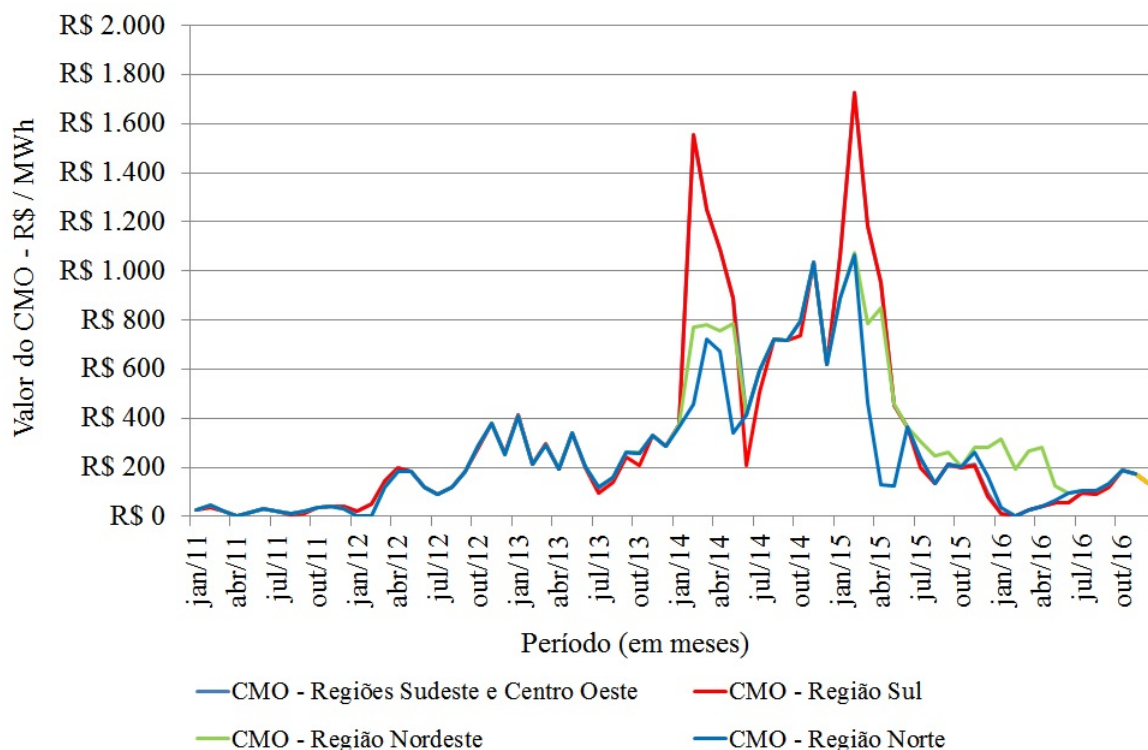


Figura 3.12: Evolução do Custo Marginal de Operação - CMO.

Fonte: (AESTIETê, 2017). Neste gráfico é demonstrado o valor mensal do CMO entre janeiro/2011 e dezembro/2016 para cada submercado de energia no Brasil, definido a partir de suas regiões. Através do valor do CMO é possível identificar os períodos de maior influência da energia proveniente de fontes de geração mais onerosas que acabam impactando no valor de mercado. Os picos ocorridos no ano de 2014 devem-se à entrada em operação das termoeletricas para suprir a deficiência das fontes hídricas, decorrentes da queda do nível dos principais reservatórios do país.

2013), destacando-se aí pequenas e médias empresas.

Nos Estados Unidos, em 2011, havia mais de 100 mil trabalhadores empregados diretamente somente no segmento de geração fotovoltaica, considerando que neste ano foram instalados 1.855 MW obtém-se uma média de 54 empregos para cada megawatt instalado de acordo com o estudo Perloti et al. (2012). Porém, este mesmo estudo pondera que estimativas de empregos gerados por *megawatt* (MW) instalado variam significativamente entre relatos encontrados na literatura e que, portanto, seria mais seguro verificar a mediana entre eles, a qual aponta para número de 30 empregos gerados para cada megawatt instalado (PERLOTTI et al., 2012). Lembrando ainda que mais de 25% destes empregos estão relacionados diretamente à produção de painéis fotovoltaicos e o restante está ligado à prestação de serviços.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014) a disponibilidade de equipamentos a custos razoáveis é condição essencial para realização de negócios. Equipamentos de medição e proteção elétrica tendem a ser simples e a não apresentar problemas,

levando em consideração que já há uma indústria nacional que atende à demanda interna. Porém, placas fotovoltaicas, inversores e outros equipamentos aplicados a outras fontes de energia no segmento de microgeração como aerogeradores de pequeno porte, motogeradores a biogás, unidades de cogeração de pequeno porte, ainda não apresentam indústria desenvolvida no Brasil e surge a necessidade de importação. Uma vez que inicialmente o movimento de importação tende a ser pequeno, a curto prazo não apresentaria maiores problemas, porém a longo prazo, considerando que a geração distribuída venha se tornar uma realidade de fato, pode ser necessário reavaliar o modelo de fornecimento de equipamentos.

3.7 Fomento ao empreendedorismo

Tomando a premissa que a proposta desta dissertação de mestrado busca uma alternativa para aqueles que desejam investir no mercado financeiro ou mesmo em um empreendimento que torne-se uma fonte de renda adicional à renda principal, pode-se considerar que o SGD seria mais uma opção e atuaria, nesta condição, como estímulo ao empreendedorismo. Este trabalho portanto, propõe uma nova estratégia para incentivo ao empreendedorismo na classe média no setor de geração de energia elétrica através de pagamento de tarifas por kWh gerado que sejam calculados considerando um lucro sobre o investimento da mesma ordem de grandeza de investimento típico da referida classe. No Brasil os dados (AMOROS; BOSMA, 2016) trazem o seguinte:

- Estima-se que em 2015, 52 milhões de brasileiros com idade entre 18 e 64 anos estavam envolvidos na criação ou manutenção de algum empreendimento.
- Comparado à taxa de 2002 houve um aumento significativo de empreendedores - mais de 85%. Em 2002, 21% da população entre 18 e 64 anos participavam de alguma iniciativa de empreendimento, ao passo que em 2015 este índice saltou para 39% do mesmo grupo populacional.
- Quanto à renda destes empreendedores, 6,2% tem renda entre seis e nove salários mínimos e 3,6%, renda superior a nove salários mínimos, sendo esta última parcela - aproximadamente 1,9 milhão de pessoas - aquela que estaria mais propensa a investir em um SGD, considerando que este seja uma alternativa aos investimentos comuns do mercado financeiro.

3.8 Discussão sobre o capítulo

Neste capítulo é possível relacionar algumas das justificativas que fazem que o tema seja relevante para a sociedade, desde o impacto ambiental provocado por fontes de geração de energia baseadas em combustíveis fósseis, assim como o benefício proporcionado pela

ampliação do uso de energias renováveis. Expõe a “aptidão” brasileira para várias fontes de energia renovável, inclusive a solar fotovoltaica, mas também expõe a estratégia para o setor que, até o momento, não tem se demonstrado tão relevante, o que pode ser constatado pelo fato de que somente no ano de 2016 foi incluída no relatório do Balanço Energético Nacional (EPE, 2016a), mesmo assim com percentual de 0,01% da geração total de energia elétrica, o que indica sua baixa influência no setor energético nacional de eletricidade.

Aqui também são abordados os benefícios econômicos, através da possibilidade de ampliação da indústria e de suas consequências para o mercado: desenvolvimento de pesquisa e soluções que atendam às características locais, ampliação do emprego e renda, e claro, os benefícios sociais decorrentes do desenvolvimento econômico como distribuição de renda e fomento ao empreendedorismo.

Também pode-se verificar que a sociedade brasileira já arca com custos elevados de energia, decorrentes do aumento de geração proveniente de termoelétricas a combustíveis fósseis, implementadas para suprir a demanda em períodos de baixa hidrologia, o que nos últimos teve sua utilização acentuada em função, justamente, do baixo nível dos reservatórios.

Métodos e Técnicas da Pesquisa

4.1 Introdução

Neste capítulo é demonstrado como a proposta deste trabalho para uma nova metodologia de cálculo da remuneração dos microprodutores de energia foi construída e como deve ocorrer sua aplicação. Trata-se de uma proposta geral, que pode ser aplicada a qualquer país ou mercado. Como exercício foi elaborada uma proposta adequada às condições brasileiras, de forma que o conceito possa ser validado.

Este trabalho propõe uma nova estratégia para incentivo ao empreendedorismo por consumidores residenciais no setor de geração de energia elétrica através de pagamento de tarifas por *kWh* gerado que sejam calculadas considerando o lucro (COUTURE; GAGNON, 2010) sobre o investimento da mesma ordem de grandeza de investimento típico da referida classe. Alguns dos benefícios esperados com a adoção deste modelo de tarifação são:

- Fomento ao empreendedorismo - de acordo com o *Global Entrepreneurship Monitor 2013 Global Report* (AMOROS; BOSMA, 2014), a percepção da população sobre identificação de oportunidades e de sua capacidade de empreendedorismo é maior em países com baixo índice de desenvolvimento (60% e 69%, respectivamente) e declina a medida em que o desempenho econômico é maior - nos países em desenvolvimento (42% e 53%) e nas economias desenvolvidas (33% e 40%).
- Descentralização dos investimentos e do lucro - o setor de geração passa a contar com uma enorme quantidade de pequenos investidores donos dos seus próprios empreendimentos de geração e que passam a ter uma renda familiar adicional, proveniente do lucro obtido a partir da geração de energia.
- Menores perdas na rede elétrica - sendo a geração feita diretamente nas proximidades do ponto de consumo então a potência elétrica não flui por grandes distâncias, isto

minimiza as perdas por efeito *joule* e, conseqüentemente, faz com que o sistema elétrico inteiro opere com maior eficiência.

4.2 Proposta geral

A proposta elaborada para a política de remuneração tem como requisitos para enquadramento do empreendimento:

- Enquadramento na regulamentação: a definição do que pode ser chamado de micro e minigeração varia de país para país, seguindo suas políticas implantadas para este setor. Aqui foi tomado como critério a definição da política atual brasileira através da resolução da ANEEL n° 482 de 2012 (ANEEL, 2012) e resolução da ANEEL n° 687 de 2015 (ANEEL, 2015) onde SGD são os empreendimentos de microgeração distribuída, caracterizado por central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 *kW* e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, bem como minigeração distribuída, caracterizado por central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 *kW* e menor ou igual a 3 *MW* para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 *MW* para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para efeito desta dissertação, foi adotado o termo microgeração para denominar os sistemas de geração distribuída, uma vez que a ordem de grandeza do foco - consumidores residenciais - enquadra-se na definição regulamentada para esta classificação.
- Potência padrão: para consumidores residenciais é determinada potência instalada de até 10 *kWp* (EPE, 2012). Isto considerando que para cada 1 *kWp* são necessários aproximadamente 6,5 *m*² (KYOCERA, 2016) de área disponível para instalação de uma sistema fotovoltaico.
- Limitação da potência padrão: conforme estabelecido na resolução da ANEEL n° 482 de 2012 (ANEEL, 2012), vale ressaltar que uma limitação à potência instalada do sistema de geração deve ser estabelecida de forma a viabilizar tecnicamente e sem acarretar em custos adicionais excessivos a adequação da rede de distribuição da concessionária de energia. Portanto, esta limitação é dada pelo porte da unidade de consumo, conforme estabelecido na resolução da ANEEL n° 687 de 2015 (ANEEL, 2015).

Já para validação da proposta de política de remuneração foi estabelecido por este trabalho as seguintes premissas:

- Custo típico do SGD (EPE, 2012): para o exercício desta proposta foram considerados os valores típicos de custo de um SGD, levando em conta os custos com o projeto, necessário para especificar, detalhar e elaborar documentação exigida pela regulamentação; implantação, que trata da instalação dos equipamentos, possíveis adequações de infraestrutura e testes iniciais; operação e manutenção, que considerando um sistema fotovoltaico cujos equipamentos são estáticos, requer interferências mínimas durante a vida útil do empreendimento. O custo típico global (EPE, 2012) para sistemas residenciais é:
 - potência de até 6 kWp é de $US\$ 3,50/Wp$, ou $R\$ 11,20/Wp$;
 - para potência entre de 6 kWp e 10 kWp , $US\$ 3,15/Wp$, ou $R\$ 10,08/Wp$;
 - já para potências entre 10 kWp e 100 kWp , o valor típico é de $US\$ 2,70/Wp$, ou $R\$ 8,64/Wp$.

Portanto o custo típico total para um SGD é de $R\$ 13,024/Wp$, considerando os custos com a instalação original mencionado acima - $R\$ 11,200/Wp$ - mais o custo do inversor - $R\$ 1,824/Wp$ - que deve ser substituído após o décimo ano de operação do SGD (EPE, 2012). Como efeito de comparação foram analisadas as informações do relatório da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE (PERLOTTI et al., 2012) a respeito desta questão. Nele foi identificado que o custo da instalação conforme descrito acima é de $R\$ 12,968/Wp$. Em ambos foram considerados os custos de nacionalização dos equipamentos.

Mesmo que estes ainda sejam de 2012, eles foram novamente utilizados no relatório da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2014), e aplicando-se o ajuste decorrente da variação cambial, chega-se aos valores apresentados acima. Sendo, então adotados os custos típicos da primeira referência, em virtude de se tratar de valores muito próximos, assim como serem provenientes de instituições reconhecidas no cenário nacional. Tais valores adotados são valores médios e pode ocorrer alguma variação em função da irradiação solar em cada região ou localidade específica, ou seja, onde há maior irradiação solar será necessário menor quantidade de placas, onde houver menor irradiação precisará de mais placas. Esta diferença é desprezada na análise, cabendo a realização de um estudo particular para definir o valor da tarifa para uma área de concessão de energia específica.

As taxas de câmbio consideradas foram: $US\$ 1,00 = R\$ 3,20$ e $1,00 \text{ euro} = R\$ 3,60$.

- Vida útil do SGD: foi considerado que o prazo de vida útil global do SGD seja de 20 anos, exceto o inversor, para o qual considera-se dez anos (EPE, 2012). Este período é o valor mais comum encontrado em publicações que abordam este tema. Mas levando-se em conta que esta referência provém de uma instituição nacional

reconhecida, a qual baseou-se também em referências reconhecidas, fica estabelecido neste trabalho o período acima determinado. O custo típico do inversor é de $US\$ 0,57/Wp$, ou $R\$ 1,82/Wp$ (taxa de câmbio utilizada - $US\$ 1,00 = R\$ 3,20$).

- Estimativa de energia gerada: a energia gerada é obtida através do produto da potência de pico especificada para o SGD, montante de horas de operação em função da sua vida útil do SGD e período diário de exposição à irradiação (em horas), sua eficiência em número percentual definida como *performance ratio* (CAMPOCCIA et al., 2014) (NAKABAYASHI, 2014) (SMA, 2016) e sua perda de eficiência natural (CAMPOCCIA et al., 2014) (NAKABAYASHI, 2014), também em percentual e correlacionada com o tempo de operação. A equação que define a estimativa de energia gerada é apresentada na seção 4.2.1.
- Ganhos de investimento típico: aqui são identificados e selecionados investimentos típicos do mercado financeiro, que servirão de base e referência para determinar a remuneração do capital investido pelo microprodutor de energia em um SGD através da disponibilização desta energia para a concessionária, ou seja, venda da energia produzida para o sistema elétrico. Ressalta-se neste trabalho que em virtude da característica de “imobilização” do recurso aportado para o empreendimento, ou seja, sua liquidez é baixa e o mesmo não pode, a princípio, ser revertido ao investidor, os investimentos de referência a serem adotados devem ser classificados como investimentos conservadores, de baixo risco (DEGEN, 2009) (FREITAS; HOLLANDA, 2015) com retorno financeiro de longo prazo.
- Cálculo da tarifa: o seu valor deve primordialmente de acordo com esta proposta garantir a remuneração do microprodutor de energia (COUTURE; GAGNON, 2010) compatível com o melhor dos investimentos selecionados. Trata-se de uma variação do modelo *feed-in tariff* (COUTURE; GAGNON, 2010) onde o valor da energia não é determinado pelo mercado e sim pela equivalência com o rendimento proveniente de um investimento financeiro típico com o objetivo de estimular o investimento de pequenos investidores que tradicionalmente investem no mercado em investimentos de baixo risco.

O cálculo da tarifa de remuneração da energia produzida por um microgerador, dado em $R\$/kWh$, parte da determinação do valor inicial de venda de toda energia produzida pelo SGD no seu primeiro trimestre de operação - tarifa base. Esta tarifa base leva em consideração duas componentes: a primeira é baseada no capital investido para instalação do SGD, nos custos previstos para operação e manutenção dos equipamentos, no custo com a energia a ser consumida pela residência que abriga o SGD e na expectativa de geração de energia ao longo de sua vida útil; já a segunda é baseada na expectativa de rendimento do capital investido para aquisição e instalação do SGD e que tem como referência o investimento de melhor desempenho do mercado financeiro de baixo risco. As equações que definem a tarifa base são apresentadas na seção 4.2.1.

A partir do segundo trimestre de operação do SGD, passa a valer a regra de ajuste desta proposta, que é a implementação de uma análise trimestral para comparar a rentabilidade acumulada de cada investimento desde o momento da instalação e início da operação do SGD, sendo optado por aquele que apresenta maior valor acumulado, com o valor da tarifa de remuneração ajustada. O período trimestral foi definido com o objetivo de manter o máximo alinhamento possível, tanto para mais quanto para menos, entre a rentabilidade do melhor investimento e a tarifa de energia praticada naquele mesmo período pelo microprodutor. Vale lembrar que este mesmo período - trimestre - coincide com aquele adotado na Alemanha, conforme referência (CAMPOCCIA et al., 2014) para ajuste de suas tarifas de remuneração. A diferença entre o valor obtido com o rendimento é comparado com o valor previsto de geração obtido a partir das premissas técnicas estabelecidas acima, sendo então ajustada a tarifa de energia a ser considerada para o período atual de geração. Nesta condição pode-se dizer que a tarifa ajustada permite que ocorra a maximização do rendimento financeiro em relação às opções selecionadas no mercado, desde que o nível de geração da instalação siga o valor previsto a partir dos requisitos e premissas estabelecidos. Nesta proposta, são levantados todos os custos previstos para existência e operação do SGD e são referentes ao período de vida útil do SGD, assim como a estimativa de energia produzida também refere-se ao mesmo período. Portanto, o cálculo da tarifa de remuneração é a relação entre custo e energia produzida, adicionada à parcela de retorno - taxa de desconto (DEGEN, 2009) - referente ao investimento do mercado financeiro de baixo risco, que será o lucro do microprodutor.

Ressalta-se novamente que esta proposta considera a venda de toda energia produzida pelo SGD, ou seja, o microprodutor investidor entrega ao sistema elétrico da concessionária toda energia produzida, independentemente de seu consumo como usuário de energia elétrica. Portanto, ele assume dois papéis simultaneamente: o de microprodutor de energia e o de consumidor de energia. Importante lembrar que o custo da energia consumida é considerado na análise de viabilidade financeira do empreendimento. Para isto, a configuração do SGD deve ser prevista conforme representado na figura 4.1, onde E_p é a energia total produzida pelo SGD, E_c é a energia consumida pela unidade de produção, quando no papel de usuário do sistema e por fim, E_d que é a diferença de fluxo de energia pelo ponto de conexão que dependerá dos fatores técnicos de geração momentânea.

4.2.1 Definição do algoritmo para determinação da tarifa base de remuneração

Aqui é apresentada a descrição das etapas e da formulação para determinação da tarifa de partida do SGD ou tarifa base, a qual leva em consideração os parâmetros relacionados na tabela 4.1. Esta tarifa é aplicada tanto como referência para remuneração do microprodutor de energia pela energia entregue nos três primeiros meses de operação do sistema, quanto para análise de viabilidade financeira do empreendimento. A proposta,

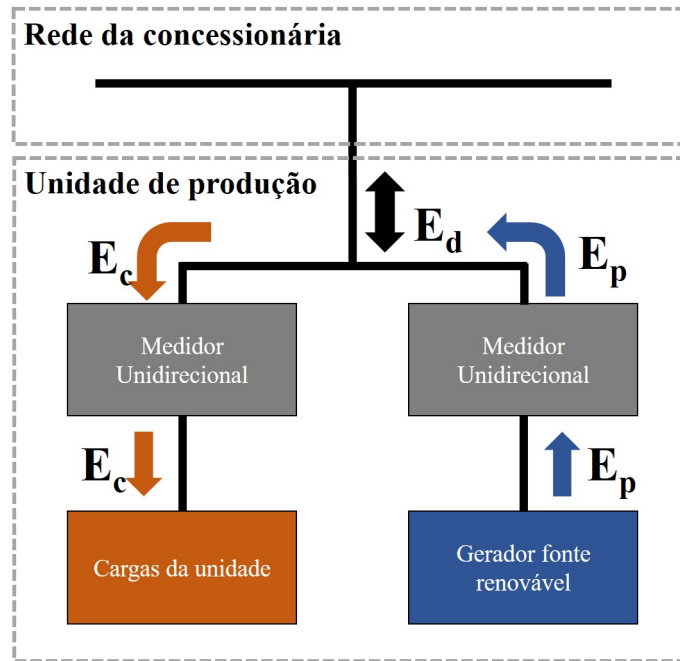


Figura 4.1: Arranjo medição de energia da proposta deste trabalho.

Nesta figura tem-se a representação de uma unidade de produção com sua respectiva carga, onde para cada uma delas há um medidor de energia unidirecional independente. Ainda pode-se identificar o sentido do fluxo de energia do gerador para o sistema (E_p), do sistema para o consumidor (E_c), e o fluxo bidirecional (E_d) que depende da relação entre os dois primeiros.

propriamente dita, considera todos os custos envolvidos com SGD: projeto, aquisição dos equipamentos, instalação, adequações de estrutura, operação e manutenção ao longo da vida útil dos equipamentos.

A partir daqui é feito o detalhamento a respeito da definição e método de cálculo para cada um dos componentes aplicados para determinação da tarifa base, a qual de acordo com a proposta deste trabalho, deve ser aquela aplicada aos primeiros três meses de operação do SGD:

- Potência padrão (P): é a aquela também denominada potência de pico disponibilizada nos terminais dos módulos fotovoltaicos, dada em kWp , a qual é a base para o dimensionamento de todo sistema.
- *Performance ratio* (PR): é uma medida da qualidade de uma instalação fotovoltaica que é independente da localização e, portanto, frequentemente utilizada como um fator de qualidade (SMA, 2016). A *Performance ratio* é indicada em percentual e descreve a relação entre as saídas energéticas reais e teóricas da instalação fotovoltaica. Assim, mostra a proporção da energia que está realmente disponível para a rede após dedução da perda de energia (por exemplo, devido a perdas térmicas e perdas de condução) e do consumo de energia para a operação. O valor comumente adotado atualmente é 80% (SMA, 2016).

Tabela 4.1: Parâmetros para cálculo da tarifa de remuneração do SGD.

Seq.	Etapa	Descrição
1	Potência padrão	Valor estabelecido de potência disponibilizada pelos módulos fotovoltaicos
2	Capital de implantação do SGD	Custos com contratação de projeto, implantação (componentes e serviço de instalação)
3	Custo de operação e manutenção	Custos de operação e manutenção durante a vida útil do SGD
4	Custo do consumo de energia	Custo do consumo de energia da residência como unidade consumidora
5	Vida útil do SGD	Vida útil em horas típica do SGD em questão ou em anos
6	Estimativa de energia gerada	Estimativa da energia gerada durante a vida útil do SGD
7	Ganhos de investimento típicos	Rendimento financeiro esperado que seria possível com investimento de mesmo valor no mercado financeiro com características conservadoras
8	Taxas e impostos	Valores de impostos sobre a venda de energia e taxas para conexão do SGD à rede se houver

Nesta tabela tem-se a definição dos termos a serem aplicados na equação de cálculo da tarifa base de remuneração da energia produzida pelo SGD.

- Rendimento do inversor ($\eta_{inversor}$): esta variável trata especificamente do rendimento do inversor de frequência aplicado para realizar a conversão entre a energia disponibilizada pelos módulos fotovoltaicos e a conexão com a rede do sistema elétrico. O valor típico de rendimento para um inversor de alto desempenho é de 90% (SMA, 2016).
- Perda de eficiência natural do SGD ($p_{natural}$): é a perda, dada em valores percentuais, de rendimento do SGD à medida do seu tempo de operação. Normalmente, de acordo com a literatura, o valor encontrado é 0,8% *ao ano* (CAMPOCCIA et al., 2014) (NAKABAYASHI, 2014).
- Tempo de irradiação solar (h_{regiao}): é o tempo médio diário (dado em horas) de exposição de uma determinada localidade ou região à irradiação solar. É o que caracteriza a aptidão local para geração de energia fotovoltaica. Aqui foram tomados como referências as informações do Atlas Solarimétrico do Brasil (TIBA, 2000).

A partir das variáveis determinadas acima pode-se então definir a fórmula para cálculo da expectativa de energia gerada no primeiro mês de operação do SGD (E_{mes1}). Segue a

equação:

$$E_{mes1} = \frac{P \times h_{regiao} \times 365 \times PR \times \eta_{inversor}}{12} \quad (4.1)$$

onde,

P - potência padrão, dada em kWp ,

h_{regiao} - tempo de irradiação solar, em *horas*,

PR - *performance ratio*,

$\eta_{inversor}$ - rendimento do inversor,

365 - número de dias em um ano,

12 - número de meses em um ano.

Agora passa-se à etapa para determinar a remuneração financeira esperada para o SGD no primeiro mês de operação. Ele é composto pelo capital investido para implantação do SGD e de seus custos operacionais, além do custo da energia consumida pelo microprodutor como unidade consumidora durante toda vida útil do SGD. Seguem os conceitos das variáveis:

- Capital de implantação do SGD (C_p): é o valor investido com contratação de projeto, implantação (componentes e serviço de instalação do SGD), dado em reais ($R\$$), que envolve projeto estrutural e elétrico, aquisição dos equipamentos e serviço de instalação.
- Custo típico do SGD (C_{tipico}): é o valor que foi considerado para implantação do SGD dado em $R\$/kWp$ e seu detalhamento encontra-se na seção 4.2, dado em reais ($R\$$). É a base para cálculo de C_p .
- Custo de operação e manutenção ($C_{O\&M}$): são os custos relacionados à operação e à manutenção do SGD durante sua vida útil, dado em reais ($R\$$).
- Taxa de operação e manutenção ($t_{O\&M}$): é o valor percentual típico correlacionado ao valor do investimento feito em um SGD. Os valores normalmente encontrados na literatura estão em torno de 1% ao ano (CAMPOCCIA et al., 2014) (GRIESER; SUNAK; MADLENER, 2015) do valor total investido.
- Custo do consumo de energia da residência ($C_{consumo}$): é o valor referente ao consumo de energia pelo microprodutor tendo sua residência como unidade consumidora, dado em reais.
- Custo típico da energia ($C_{energiatipico}$): é o valor típico da energia fornecida pelas concessionárias locais aos consumidores residenciais (dada em $R\$/kWh$).
- Vida útil do SGD (V_u): é período de vida útil do SGD dada em *anos*, para o qual é esperado que o sistema opere dentro de condições satisfatórias de disponibilidade e rendimento.

- Taxa de desconto (T_d): encontra-se definida na seção 2.6 do capítulo 2 e é a taxa utilizada para determinar o valor presente do investimento no empreendimento sendo obtida realizando-se a soma da taxa de juros sem risco e do prêmio pelo risco (DEGEN, 2009).
- Tarifa base (T_{base}): é o valor da tarifa de remuneração de energia a ser paga ao microprodutor no primeiro mês de operação do SGD (dada em $R\$/kWh$).

Portanto baseado nos conceitos apresentados acima, seguem as equações que definem a forma de cálculo para a remuneração esperada para o SGD em seu primeiro mês de operação.

O capital para implantação do SGD (C_p) é dado por:

$$C_p = C_{tipico} \times P \quad (4.2)$$

onde,

C_{tipico} - é o custo típico dos equipamentos do SGD (em $R\$/kWp$),
 P - potência padrão, dada em kWp .

Os custos de operação e manutenção ($C_{O\&M}$) do sistema de geração é dado pela equação:

$$C_{O\&M} = C_p \times t_{O\&M} \times V_u + C_{inversor} \quad (4.3)$$

onde,

C_p - é o capital para implantação do SGD (em reais),
 $t_{O\&M}$ - é a taxa de operação e manutenção (em percentual),
 $C_{inversor}$ - é o custo do segundo inversor, cuja previsão de substituição é para após o décimo ano de operação,
 V_u - é a vida útil do SGD (em anos).

Já o custo com a energia consumida $C_{consumo}$ durante a vida útil do SGD pela residência que o abriga é dada pela equação:

$$C_{consumo} = E_{mes1} \times V_u \times 12 \times C_{energiatipico} \quad (4.4)$$

onde,

E_{mes1} - energia mensal gerada pelo SGD durante o primeiro ano de operação, dada em kWh ,
 V_u - é a vida útil do SGD (em anos),
 12 - número de meses em um ano,
 $C_{energiatipico}$ - custo típico da energia fornecida aos consumidores pela concessionária local (em $R\$/kWh$).

A partir das equações 4.2, 4.3 e 4.4 pode-se finalmente definir a remuneração mensal do SGD em seu primeiro mês R_{mes1} . Acrescenta-se aqui também o custo previsto de depreciação do equipamento e de sua instalação ¹. Segue sua equação:

$$R_{mes1} = \frac{C_p + C_{O\&M} + C_{consumo} + C_{depreciacao}}{V_u \times 12} + C_p \times T_d^{\frac{1}{12}} \quad (4.5)$$

onde,

C_p - é o capital para implantação do SGD (em reais),

$C_{O\&M}$ - é o custo de operação e manutenção durante a vida útil do SGD (em reais),

$C_{consumo}$ - é o custo da energia consumida durante a vida útil do SGD pela residência que o abriga (em reais),

$C_{depreciacao}$ - é o custo de depreciação da instalação e equipamentos,

V_u - é a vida útil do SGD (em anos),

12 - número de meses em um ano,

T_d - a taxa de desconto anual (em percentual).

A parcela $C_p \times T_d^{\frac{1}{12}}$ refere-se à remuneração do capital empregado no SGD caso este mesmo recurso fosse aplicado em um investimento do mercado financeiro.

Por fim, o modelo que determina a tarifa base T_{base} , a qual é a principal referência de análise desta proposta de remuneração, é baseado no conceito de custo nivelado (EPE, 2016b). A partir da tarifa base são feitas as análises de viabilidade financeira do empreendimento e é aplicado o modelo de reajuste correlacionado ao melhor rendimento do mercado financeiro. Sua definição matemática está representada pela equação abaixo:

$$T_{base} = \frac{R_{mes1}}{E_{mes1}} \quad (4.6)$$

onde,

R_{mes1} - é a remuneração do SGD no primeiro mês de operação, correspondente à expectativa de geração de energia (em reais),

E_{mes1} - energia mensal gerada pelo SGD durante o primeiro ano de operação, dada em kWh .

Esta tarifa base é utilizada como principal parâmetro para aplicação da análise de viabilidade financeira do empreendimento de microgeração distribuída, além, claro, de ser a referência para a comparação com os investimentos do mercado financeiro.

Para a análise de viabilidade financeira do empreendimento é elaborado o fluxo de caixa (DEGEN, 2009) representado na tabela 4.2 de forma simplificada:

Neste fluxo de caixa são definidos:

- P - é o período mínimo de análise do fluxo de caixa, aqui definido em anos. É iniciado

¹Depreciação: o custo de depreciação da instalação deve ser provisionado, de forma que no final da vida útil do empreendimento haja recurso disponível para o reinvestimento.

Tabela 4.2: Fluxo de caixa simplificado para análise de viabilidade financeira de um sistema de geração distribuída - SGD.

Período	P0	P1	P2	P3	P4	P...	P20
Receita		+R1	+R2	+R3	+R4	+R...	+R20
Investimento	-I						
Custos		-C1	-C2	-C3	-C4	-C...	-C20

Fluxo de caixa simplificado para análise de viabilidade financeira, onde: P - é o período mínimo de análise do fluxo de caixa, aqui definido em anos. É iniciado em 0, quando ocorre o período pré-operacional ou de investimento (DEGEN, 2009), seguindo do período de operação, compreendido entre os períodos 1 a 20; I - corresponde ao montante disponibilizado para o investimento na aquisição e implantação do SGD. Tratando-se de um desembolso, aparece com o sinal negativo representando saída de recursos do caixa; R - é a receita proveniente da venda da energia gerada pelo microprodutor para o sistema elétrico. Surge com sinal positivo, já que se trata de entrada de recursos; C - é a soma de todos os custos inerentes à operação do SGD, sendo formado por custo da energia consumida pela residência que abriga o SGD, custos de operação e manutenção do sistema e a depreciação dos equipamentos. Também é apresentado com sinal negativo pois trata-se de saída de recursos do caixa.

em 0, quando ocorre o período pré-operacional ou de investimento (DEGEN, 2009), seguindo do período de operação, compreendido entre os períodos 1 a 20, tomando a expectativa de vida útil do SGD de 20 anos (EPE, 2012).

- I - corresponde ao montante disponibilizado para o investimento na aquisição e implantação do SGD. Tratando-se de um desembolso, aparece com o sinal negativo representando saída de recursos do caixa.
- R - é a receita proveniente da venda da energia gerada pelo microprodutor para o sistema elétrico. Seu cálculo leva em consideração a expectativa de geração de energia anual, a perda de rendimento natural do SGD, a tarifa de energia reajustada conforme indicador financeiro de referência. Surge com sinal positivo, já que se trata de entrada de recursos.
- C - é a soma de todos os custos inerentes à operação do SGD, sendo formado por custo da energia consumida pela residência que abriga o SGD, custos de operação e manutenção do sistema e a depreciação dos equipamentos. Também é apresentado com sinal negativo pois trata-se de saída de recursos do caixa.

4.2.2 Definição do algoritmo para determinação da tarifa de remuneração reajustada

Portanto, do segundo trimestre em diante de operação do SGD deve ocorrer a correção a cada três meses da tarifa de venda reajustada T_{ajus} da energia produzida - kWh - pelo microprodutor e segue a função matemática dada pela equação:

$$T_{ajus_n} = T_{ajus_{n-1}}^{i_{max}} \quad (4.7)$$

onde,

n - é o trimestre atual cuja tarifa deve ser corrigida,

i_{max} - índice de reajuste baseado na taxa de rendimento da aplicação de melhor desempenho no trimestre anterior.

O índice de reajuste da tarifa (i_{max}) de energia vendida é dado pela equação:

$$i_{max} = MAX(i_j \Big|_{j=1,2,\dots,m}) \quad (4.8)$$

onde,

i_j - é a taxa de rendimento para cada uma das aplicações do mercado financeiro avaliadas,

m - é o número total de investimentos em aplicações do mercado financeiro selecionados como referência para reajuste da tarifa de energia.

Ressalta-se que esta proposta define uma tarifa base para determinadas condições técnicas a ser aplicada a todos empreendimentos de SGD que sejam instalados dentro de um mesmo período. Seu ajuste ocorre a partir da data de entrada e acoplamento ao sistema elétrico. Ou seja, para cada novo sistema implantado e conectado à rede, deve haver sua vinculação à tarifa definida para aquele período a partir do método proposto. Portanto, a tarifa deve ser única para vários SGD. Sugere-se que o número de investimentos de referência seja de pelo menos três, de forma que haja de fato uma garantia ao microprodutor de remuneração do seu investimento, já que este é um dos objetivos desta proposta para fomentar a implantação da microgeração.

Foram realizadas simulações do algoritmo utilizando as bases atuais do mercado financeiro e aplicadas para determinação do *payback*, da taxa interna de retorno e valor presente líquido. Os resultados estão demonstrados no capítulo 5.

4.3 Proposta geral adaptada às condições brasileira

Esta proposta traz o apelo de ser uma alternativa de investimento para proteção de capital, típicos da classe média brasileira ², e ao mesmo tempo permitir que um consumidor de energia, atualmente limitado pela regulamentação estabelecida na Resolução n°482 da ANEEL de 2012 (ANEEL, 2012) e na Resolução n°687 de 2016 (ANEEL, 2015), tenha maior incentivo para inserir-se como agente atuante no mercado de energia local.

A proposta adaptada ao cenário brasileiro é formada a partir da proposta geral apresentada na seção 4.2 onde a remuneração do microprodutor de energia busca garantir o

²A classe média considerada neste trabalho abrange as classes: alta classe média, baixa classe alta e alta classe alta, segundo a Secretaria de Assuntos Estratégicos do Governo Federal (SAE, 2016).

lucro (COUTURE; GAGNON, 2010) com a geração de energia através da equiparação entre o valor do capital imobilizado na instalação de um SGD e o rendimento que seria obtido com a aplicação deste mesmo valor em um investimento típico do mercado financeiro brasileiro como: investimento em títulos de renda fixa, investimento em caderneta de poupança, investimento de bolsa de valores, além de outras referências como dólar comercial, por exemplo, mas todos dentro da faixa de valores equivalente ao aporte necessário para aquisição e instalação de um SGD.

Mais uma vez, ressalta-se que levando-se em conta que o sistema de geração, quando instalado, torna-se um bem imobilizado de baixa liquidez, estas características também devem ser encontradas nos investimentos selecionados como referência. Portanto as características dos investimentos a serem selecionados como referência para remuneração da microprodutor pela energia entregue ao sistema são: investimentos que aceitem capital em um montante semelhante àquele que seria aportado para um SGD; que tenham as características de investimento ditos conservadores, de baixo risco; que exijam um tempo elevado de carência para retorno financeiro. Sobre estas características pode-se questionar a seleção do índice da bolsa de valores - Ibovespa - uma vez que naturalmente é um investimento de risco mais elevado e de maior volatilidade. Porém há duas observações a respeito: primeiro, existem opções de investimento na bolsa de valores que agrupam ações de empresas com histórico que se aproxima do comportamento de investimentos conservadores, esta seria uma possibilidade, ainda assim com certo risco; segundo, analisando o comportamento destes investimentos nos últimos 20 anos é comprovada esta volatilidade do mercado de ações, ou seja, em alguns momentos ocorre uma elevação muito rápida e curta, em outros uma queda acentuada, porém esta característica é importante para debate dos casos investigados e para validação do algoritmo de reajuste, ambos apresentados no capítulo 5. Os investimentos a serem considerados na aplicação da proposta devem ser debatidos pela sociedade, sendo que em outros países os investimentos serão completamente distintos dos utilizados nos casos investigados e isso é contemplado pela proposta deste trabalho.

Foi realizado uma comparação, demonstrada no gráfico da figura 4.2, entre os indicadores de renda fixa, poupança, bolsa de valores e dólar comercial, junto com a inflação oficial, cujas séries históricas de 20 anos encontram-se disponíveis, de maneira a subsidiar a definição do método de remuneração do capital investido em um SGD. Percebe-se a partir desta comparação que tais investimentos típicos, nesta proposta, podem ser usados como referência para determinar a remuneração do microprodutor de energia. No entanto há outros investimentos no mercado atual que podem ter a função de referência como: letras do tesouro nacional, letras do mercado imobiliário e letras do agronegócio, os quais apresentam as características já mencionadas nesta seção compatíveis para a finalidade da proposta.

Como um dos objetivos desta proposta é proteger e dar garantias ao microprodutor de sua remuneração sugere-se que sejam selecionados pelo menos três investimentos de

referência para reajuste da tarifa. Portanto, uma vez definidos os índices de referência, o valor da energia passa a ser regulado não mais pelo mercado de energia (COUTURE; GAGNON, 2010) e sim pela evolução do melhor investimento típico.

Já o reajuste de acordo com a proposta deste trabalho ocorre trimestralmente, enquanto a legislação brasileira prevê que o repasse ao consumidor ocorra anualmente. Isto pode gerar a necessidade de absorção por parte da concessionária dos custos decorrentes do reajuste trimestral para o microprodutor de energia e a possibilidade de repasse anual. Desta forma, as duas condições serão analisadas no capítulo 5.

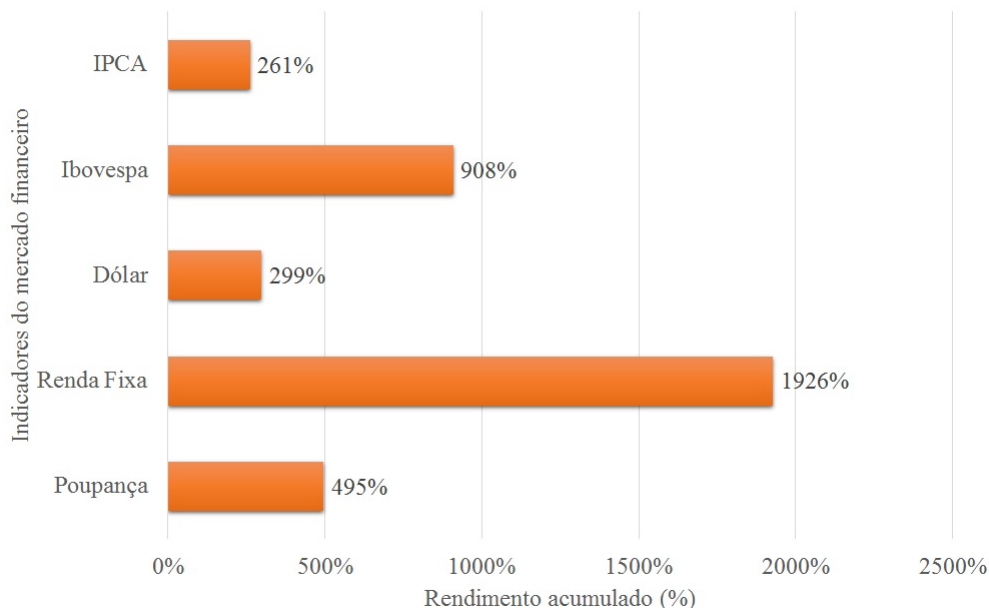


Figura 4.2: Comportamento dos Indicadores Financeiros - Valores Brutos dos Rendimentos.

Neste gráfico são apresentados os valores brutos, sem desconto de impostos, dos investimentos do mercado financeiro Ibovespa (principal indicador da bolsa de valores de São Paulo) (INVESTING.COM, 2016), Dólar (variação do dólar comercial) (UOLECONOMIA, 2016), Renda Fixa (investimento em fundos de renda fixa) (CETIP, 2016) e Poupança (investimento mais popular) (BCB, 2016b), além da evolução da inflação oficial do Brasil, dada pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA (BCB, 2016a). Os dados considerados entre o período de janeiro/1996 a dezembro/2015.

Uma questão que deve ser abordada: nesta condição o custo da energia proveniente da microgeração dar-se-ia pelo rateio entre a sociedade (CASTRO et al., 2014) (CAMPOCCIA et al., 2014) do montante destinado à remuneração do SGD com uma tarifa *premium*. Destaca-se que esta é uma prática comum, principalmente nos países que adotam políticas similares (CAMPOCCIA et al., 2014) (COUTURE; GAGNON, 2010), como caminho para operacionalizar suas estratégias para viabilizar a participação de energias renováveis nas respectivas matrizes energéticas e, conseqüentemente, cumprir outros ob-

jetivos, por exemplo atingir as metas de redução da emissão de gases que contribuem para o efeito estufa. Sugere-se que a metodologia empregada no Brasil para formação do preço da energia (CASTRO et al., 2014), Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), seja adaptada e utilizada como mecanismo de rateio de custo da energia oriundo da remuneração dos sistemas de microgeração entre a sociedade (consumidores), além do próprio regime de bandeiras tarifárias 2.5, adotado para remunerar a energia proveniente principalmente das termoeletricas instaladas para suprir a deficiência do sistema de geração em períodos hídricos menos favoráveis.

4.4 Discussão do capítulo

Neste capítulo foram sintetizadas as justificativas e os benefícios proporcionados pelas energias renováveis provenientes de sistemas de geração distribuída. O objetivo principal é a definição e apresentação da proposta geral de tarifação para a venda da energia produzida por um microprodutor, deixando claros os requisitos técnicos e as etapas para definição do empreendimento, além das regras para cálculo e reajuste da tarifa de venda: potência padrão, custo do SGD, vida útil do empreendimento, estimativa de energia gerada, ganhos de investimentos típicos, taxas e impostos, eficiência do sistema e, por fim, a formulação dos algoritmos para a tarifa base e de seu reajuste.

Aqui também está apresentado o arranjo dos medidores de energia, de forma que esteja adequado ao modelo de tarifação proposto: toda energia gerada pelo SGD é injetada no sistema elétrico da concessionária.

Foi definida a partir da proposta geral uma proposta específica para aplicação no Brasil que, posteriormente, foi utilizada como base de uma simulação que permite visualizar os efeitos e comportamento da tarifa de venda sustentada por dados reais do mercado financeiro local.

Sobre os indicadores financeiros, a análise da base de dados do mercado e a comparação entre eles indicam que a taxa de rendimento em renda fixa supera com alguma vantagem os demais investimentos considerados para validação do algoritmo. Isto não impede que outros indicadores possam ser considerados numa eventual adoção desta política como exemplo letras do tesouro nacional, que atualmente são os investimentos que mais se aproximam do modelo proposto (baixíssimo risco, longo período), além das letras do mercado imobiliário e letras relacionadas ao agronegócio. Importante ressaltar que, a princípio, deve-se buscar investimentos de baixo risco, que melhor caracterizam o investimento em um SGD.

Um fator relevante que deve ser evidenciado é a imobilização do capital investimento em um SGD e, além disto, o vínculo que fica atrelado ao ponto de instalação, não ao microprodutor. Sobre esta questão já há algumas análises sobre o impacto da microgeração no mercado imobiliário na Austrália (SIMPSON; CLIFTONY, 2015), que pode proporcionar um aumento do valor do imóvel em função de já possuir um SGD instalado,

mas ainda não há uma conclusão clara. Além do fato de que esta questão - valorização de imóvel - apresenta uma grande variabilidade de difícil identificação.

Análise e Resultados da Pesquisa

5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados da análise de viabilidade econômica de um SGD a partir da proposta aqui estabelecida, obtidos a partir do cálculo da tarifa base de partida do SGD (tarifa do primeiro trimestre) e da elaboração do fluxo de caixa, do tempo de recuperação do investimento, do valor presente líquido e da taxa interna de retorno, conforme descrito no capítulo 4.

Também são apresentados os resultados da simulação da aplicação do algoritmo de ajuste da tarifa de energia, tomando os dados históricos do mercado de investimentos e financeiro dos últimos 20 anos, entre 1996 e 2015, conforme relatado no capítulo 4.

Da mesma forma foi realizada uma simulação com uma base de dados menor e mais recente - ano de 2015 - com o objetivo de comparar os valores que seriam praticados para remuneração do SGD com aqueles praticados no mercado de varejo.

Foram definidas como premissas aquelas estabelecidas na tabela 5.1.

A irradiação solar média foi obtida através das informações contidas no Atlas Solar (TIBA, 2000), entre o valores mínimo (4 *horas*) e máximo (8 *horas*) observados. O critério para determinar o valor premissado foi o posicionamento das cidades mais populosas e de maior concentração demográfica, identificados na figura 5.1 do mapa de irradiação solar. Através deste mapa verifica-se que as regiões que abrigam tais cidades têm irradiação média de 6 *horas* diárias, valor adotado para consideração da incidência média para cálculo do valor da energia base empregado nas simulações dos casos investigados.

Tabela 5.1: Definição de valores das variáveis para análise financeira.

Variável	Valor	Observação
Potência SGD	5 <i>kWp</i>	Valor para um sistema típico
Custo do projeto e instalação	R\$ 13,024/ <i>Wp</i> (EPE, 2012)	1 dólar = 3,20 real
Custo do inversor de reposição	R\$ 1,824/ <i>Wp</i> (EPE, 2012)	1 dólar = 3,20 real
Vida útil da instalação	20 anos (EPE, 2012)	
Vida útil do inversor	10 anos (EPE, 2012)	
Custo de operação e manutenção	1% ao ano (CAMPOCCIA et al., 2014) (GRIESER; SUNAK; MADLENER, 2015)	Referente ao capital total investido
Perda de produtividade	0,8% a cada ano (CAMPOCCIA et al., 2014) (NAKABAYASHI, 2014)	Referente à geração de energia do SGD
<i>Performance Ratio</i>	80% (CAMPOCCIA et al., 2014) (NAKABAYASHI, 2014) (SMA, 2016)	Referente à potência de pico dos módulos fotovoltaicos
Irradiação solar média	6 <i>horas / dia</i> (TIBA, 2000)	Valor observado no território brasileiro
Eficiência do inversor	90% (SMA, 2016)	Referente à capacidade nominal do inversor
Custo da energia	R\$ 0,6267/ <i>kWh</i> (ANEEL, 2016d)	Valor médio residencial
Impostos e Taxas	9,25%	Conforme legislação para PIS / COFINS, não foi considerado ICMS ¹
Taxa de desconto	4,22% ao ano, desconsiderada a inflação	Valor médio ² dos últimos 6 anos de acordo com o gráfico da figura 4.2

Valores atribuídos às variáveis para realização das simulações e análise da viabilidade financeira do empreendimento em SGD.

¹A incidência do ICMS ocorre sobre o consumo bruto de eletricidade proveniente da distribuidora e tarifa diretamente o consumidor final (EPE, 2014).

²Valor médio do ganho real obtido com investimento em renda fixa entre os anos de 2010 e 2015, os quais apresentaram menor desvio em relação ao valor médio.

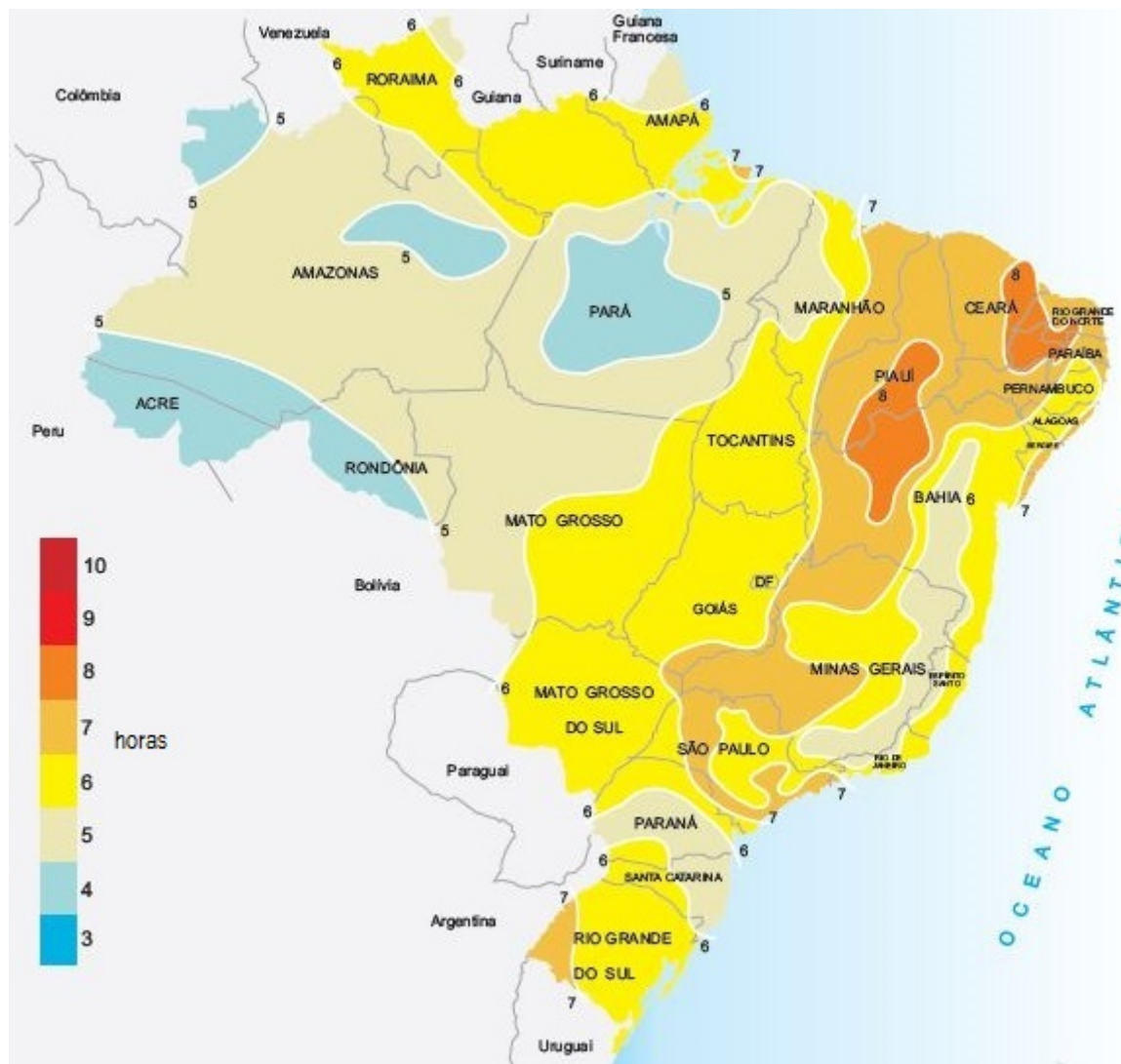


Figura 5.1: Irradiação solar média - Brasil.

Fonte referência (TIBA, 2000). Neste mapa observa-se o número de horas médio anual de irradiação solar sobre o território brasileiro. A escala é dada em *horas* e quanto mais forte o tom da cor (do azul para o vermelho), maior é incidência solar. Nota-se que a região Nordeste apresenta as maiores médias de horas de irradiação. Destacam-se também os estados das regiões Centro-Oeste: Goiás, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso, parcialmente; Sudeste: principalmente Minas Gerais e São Paulo; Tocantins, na região Norte; Rio Grande do Sul, na região Sul.

5.2 Premissas para análise da viabilidade do investimento

A análise da viabilidade financeira para qualquer empreendimento é vital para tomada de decisão por parte do empreendedor. No caso do SGD não pode ser diferente, princi-

palmente em virtude do caráter de negócio proposto neste trabalho, onde a remuneração busca a equivalência às aplicações em investimentos do mercado financeiro.

Cabe uma avaliação criteriosa uma vez que o capital será imobilizado por um longo período em uma instalação que trará como resultados objetivos a remuneração mensal sobre a energia produzida e entregue ao sistema elétrico. Outros benefícios como valorização do imóvel (SIMPSON; CLIFTONY, 2015), por exemplo, são subjetivos e de difícil medição.

Sobre os critérios para análise da viabilidade financeira do investimento foram considerados indicadores como tempo de retorno (*payback*), Valor Presente Líquido - VPL e Taxa Interna de Retorno - TIR, cuja análise teórica encontra-se na seção 2.6 do capítulo 2.

5.2.1 Premissas para análise da viabilidade financeira baseada no modelo atual

Para o modelo de compensação de créditos adotado atualmente no Brasil, adotou-se como receita o valor equivalente à energia consumida e que seria paga à concessionária distribuidora. Este valor monetário que deixaria de ser pago foi considerado como receita no fluxo de caixa e, com isto, calculado os indicadores de *payback*, VPL e TIR para o modelo atual, partindo da premissa que o SGD tenha sido dimensionado para fornecer um volume de energia igual ao volume de energia consumido pelo microdutor, ou seja, que este gerador não injete energia excedente e, conseqüentemente, ocasione a ocorrência de créditos. Porém, em função da perda de rendimento do sistema fotovoltaico decorrente da sua vida útil, ao longo dos anos ocorrerá um consumo de energia proveniente do sistema elétrico que será necessário para complementar a necessidade da residência. Como regra, toda a simulação levou em consideração o Convênio 16/2015 (CONFAZ, 2015).

O valor da tarifa adotado para esta simulação foi baseado na média das tarifas praticadas atualmente pelas concessionárias distribuidoras de energia para consumidores residenciais. Os demais dados são os mesmos detalhados na tabela 5.1 desta seção, inclusive os custos com operação e manutenção do SGD.

5.2.2 Premissas para análise da viabilidade financeira baseada no modelo proposto

Para o modelo de tarifação proposto neste trabalho adotou-se como receita a venda da energia produzida utilizando a tarifa base de partida do SGD. Este valor monetário foi considerado como receita no fluxo de caixa e, com isto, calculado os indicadores de *payback*, VPL e TIR para o modelo proposto, partindo da premissa que o SGD tenha sido dimensionado para fornecer todo o volume de energia gerado pelo microdutor ao sistema elétrico conforme seção 4.2 do capítulo 4, e não pela diferença ou excedente entre geração e consumo da unidade de produção.

Os demais dados são os mesmos detalhados na tabela 5.1 deste capítulo, inclusive a demonstração dos custos com operação e manutenção do SGD.

5.3 Análise da viabilidade do investimento

A partir das premissas estabelecidas na seção 5.2 foram realizadas algumas simulações para análise de viabilidade financeira do investimento em um Sistema de Geração Distribuída - SGD sob as regras do modelo atual implantado no Brasil e sob as regras propostas neste trabalho. Os resultados são apresentados nas subseções seguintes.

5.3.1 Análise de viabilidade sob condições padrão

São estabelecidas como condições padrão àquelas previstas na tabela 5.1 definidas como premissas. Os resultados obtidos estão representados na tabela 5.2 e são tomados como referência para as demais análises subseqüentes.

Tabela 5.2: Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual.

Indicador	Modelo Proposto	Regulamentação Atual
<i>Payback</i>	12 anos	18 anos
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 26.157	-R\$ 13.252
Taxa Interna de Retorno (TIR)	8,05%	0,92%

Comparação dos resultados obtidos para modelo proposto e para o modelo da regulamentação atual sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

Com os resultados da tabela 5.2 pode-se verificar que o *payback* de um SGD aplicando esta proposta apresenta uma significativa diferença comparada ao modelo atual de geração de créditos - 12 anos frente a um *payback* acima de 18 anos. Porém, quando analisados VPL e TIR o modelo atual mostra-se inviável. Os valores resultantes foram obtidos a uma tarifa inicial de energia R\$1.497/MWh, a partir da aplicação da equação 4.6 da seção 4.2.1, tomando como premissas os dados da tabela 5.1, já com impostos. Os resultados obtidos estão representados nos gráficos das figuras 5.2 e 5.3, que retratam o fluxo de caixa do empreendimento em microgeração para o modelo proposto neste trabalho e para o modelo atual, respectivamente, nos quais os pontos em que ocorre a recuperação do investimento é identificado pela interceptação da linha azul sobre o eixo das abscissas.

Sobre a análise da tarifa base, o valor obtido de R\$1.497/MWh apresenta-se acima dos valores dos custos nivelados para a geração proveniente de termoeletricas como já demonstrado na seção 3.4 e novamente apresentados na tabela 5.3. O custo da tarifa base é 3,3 vezes maior que o custo da termoeletrica mais cara, à base de turbinas a gás natural com ciclo simples (TGCS).

Outra comparação realizada foi com os valores obtidos do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) e Custo Marginal de Operação (CMO) em seus valores médios ao longo do ano de 2014, onde ocorreu maior frequência de operação das termoeletricas em função da crise hídrica (ANA, 2015) que afetou o nível de vários reservatórios no país. Nesta comparação as relações são: 2,3 vezes maior que o PLD médio; 2,0 vezes maior que CMO médio.

Lembrando que em todos os parâmetros a comparação foi realizada com valores de custo para grandes volumes de geração, sendo que a tarifa base é calculada para um sistema de geração distribuída de baixa potência - 5 kWp - utilizado como referência padrão.

Outro fator a ser considerado é a perspectiva de redução dos custos de equipamentos e instalação decorrentes do aumento da demanda esperada pelo avanço da microgeração. Este fato foi observado em outros países (SAHU, 2015), como Estados Unidos e Alemanha. Além da projeção elaborada por (EPE, 2014) de redução de custos de sistemas fotovoltaicos residenciais em mais de 40% em função do aumento da aplicação e, conseqüentemente, da produção de energia por esta fonte até 2020. Tomando esta projeção como premissa, a tarifa base passaria de $R\$1,497/kWh$ para $R\$1,174/kWh$, ou seja, uma redução de 22%. Como consequência desta redução do valor de instalação tem-se que o resultado de *payback* é reduzido em aproximadamente dezoito meses, e os de VPL e TIR praticamente mantém-se sem alterações quando comparados àqueles valores demonstrados na tabela 5.2.

Tabela 5.3: Comparação da tarifa base do modelo proposto com valores dos custos nivelados para termoeletricas.

Tipo de fonte	Tipo de combustível	Valor ($R\$ /MWh$)
Termoeletrica	Gás Natural TGCS	448
Termoeletrica	Gás Natural TGCC	288
Termoeletrica	Biomassa	301
Termoeletrica	Carvão Nacional	356
Termoeletrica	Carvão Importado	344
Termoeletrica	Nuclear Nuclear	355
PLD	-	654
CMO	-	741
Solar fotovoltaica	Tarifa base	1.497

Comparação do resultado obtido para a tarifa base na condição padrão estabelecida para modelo proposto com os valores dos custos nivelados para energia gerada por termoeletricas no Brasil. Fonte dos dados de termoeletricas: (EPE, 2016b).

Em relação ao VPL, tem-se uma informação extremamente relevante observando o resultado do modelo atual, que apresentou valor negativo ($-R\$ 13.252$, ou seja $VPL < 0$). Isto caracteriza inviabilidade do negócio de acordo com os conceitos citados na seção 2.6

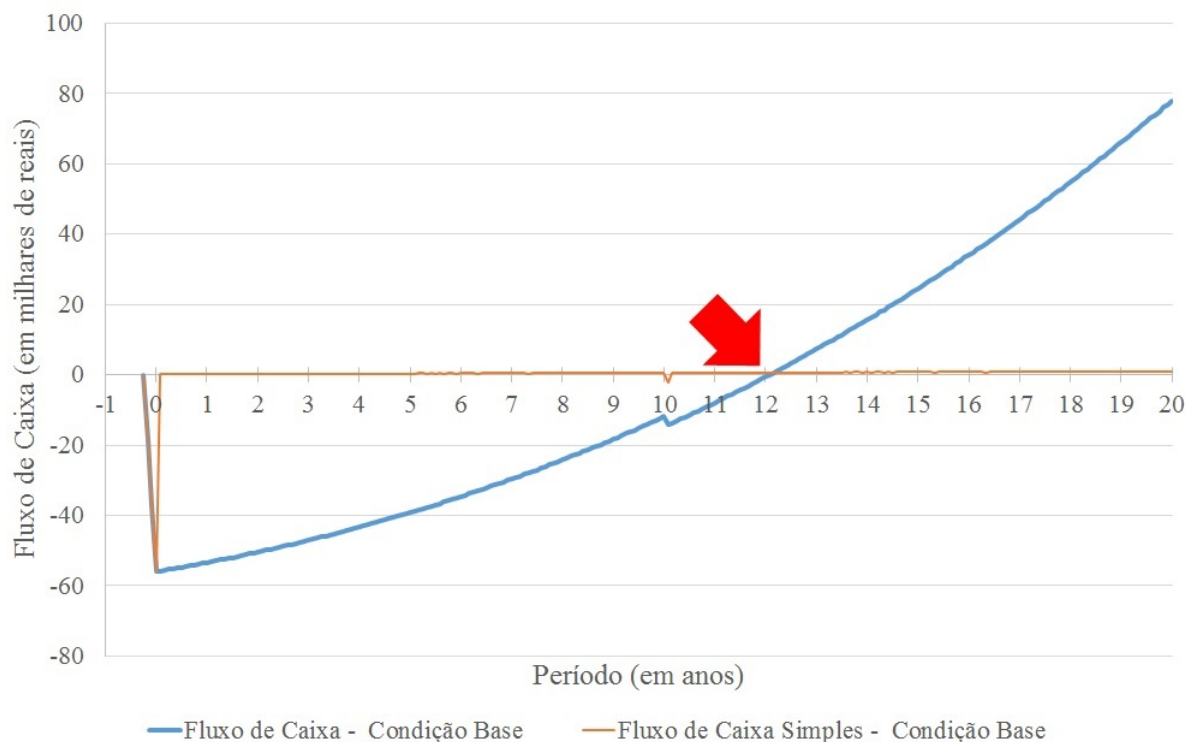


Figura 5.2: Ciclo de Vida Econômico de Sistema de Geração Distribuída - SGD - Modelo Proposto.

O gráfico representa o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho. A linha cor laranja indica o fluxo de caixa simples (em milhares de reais) ano a ano e a linha azul o fluxo de caixa acumulado (também em milhares de reais) ano a ano. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o ponto 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas (sinalizado no gráfico pela seta vermelha), que indica o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback*. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

do capítulo 2. Provavelmente deve-se ao fato que a remuneração do microprodutor, no modelo atual, é limitada ao valor da tarifa como consumidor, determinado pelo mercado e pela agência reguladora - ANEEL - e os custos, como os de operação e manutenção do SGD, não estão incorporados neste cálculo.

O VPL encontrado para o modelo proposto (R\$ 26.157) está adequado, considerando os mesmos conceitos da seção 2.6 do capítulo 2.

Para finalizar esta etapa da análise, tem-se a TIR, cujos valores apresentados demonstram que o modelo proposto oferece melhores condições, 8,05%, quando comparado valor mínimo esperado pela taxa de desconto, que é 4,22%.

Portanto, o resultado geral indica que a proposta deste trabalho apresenta viabilidade

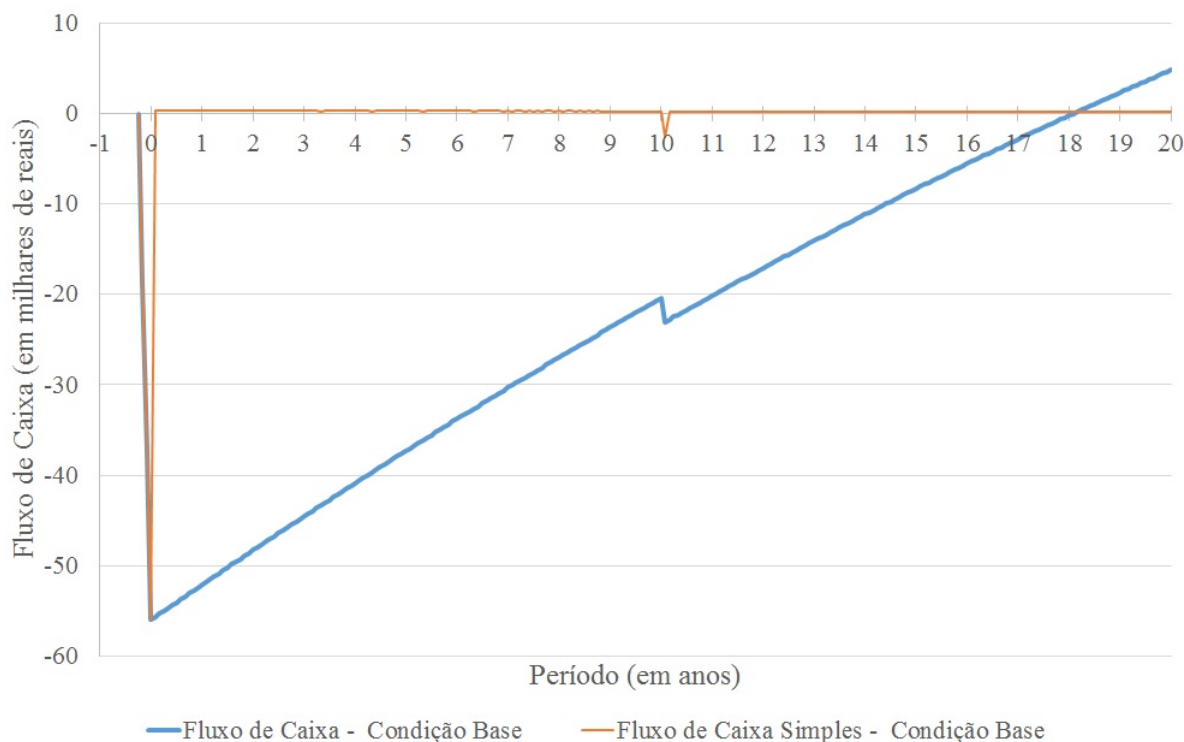


Figura 5.3: Ciclo de Vida Econômico de Sistema de Geração Distribuída - SGD - Modelo Atual de Remuneração.

O gráfico representa o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com o modelo atual adotado no Brasil para remuneração da energia gerada por um SGD. A linha cor laranja indica o fluxo de caixa simples (em milhares de reais) ano a ano e a linha azul o fluxo de caixa acumulado (também em milhares de reais) ano a ano. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o ponto 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas (sinalizado no gráfico pela seta vermelha), que indica o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback*. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

financeira superior ao modelo em vigor atualmente sob as condições ditas padrão. Em ambos foi aplicada uma taxa de desconto de 4,22% referente ao ganho financeiro a ser obtido com o investimento, já descontada a inflação. Reforçando que o modelo atual demonstrou nesta análise não ser viável financeiramente.

Para a obtenção dos resultados da regulamentação atual, foram adotadas as premissas de: consumo mensal da unidade produtora igual à energia produzida pelo SGD no primeiro mês de operação, ou seja, haverá desembolso para pagamento da diferença entre produção e consumo, proveniente da perda natural de rendimento do SGD; o valor financeiro correspondente ao volume de energia consumido pela unidade foi considerado como receita na análise do fluxo de caixa.

5.3.2 Análise de viabilidade considerando reajuste trimestral *versus* reajuste anual para o modelo proposto

Foi realizada uma simulação para a análise de viabilidade do sistema de geração distribuída tomando as mesmas premissas técnicas da tabela 5.1, porém aqui está considerado que o reajuste da tarifa paga ao microprodutor pela energia entregue ao sistema ocorrerá anualmente, conforme regulamentação atual brasileira para reajustes, sendo comparada ao resultado obtido com o reajuste trimestral, proposto neste trabalho.

Os resultados podem ser observados na tabela 5.4 a seguir, assim como no gráfico da figura 5.4.

Tabela 5.4: Comparação dos resultados para modelo proposto com reajuste trimestral e com reajuste anual.

Indicador	Reajuste Trimestral	Reajuste Anual
<i>Payback</i>	12 anos	12 anos e 3 meses
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 26.157	R\$ 23.155
Taxa Interna de Retorno (TIR)	8,05%	7,63%

Comparação dos resultados obtidos para modelo proposto com reajuste trimestral e para o modelo proposto com reajuste anual sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

A seguir tem-se uma breve análise entre os resultados obtidos, onde pode-se destacar:

- O modelo proposto com reajuste trimestral apresentou leve aumento do *payback* - três meses a mais - comparado ao resultado com reajuste trimestral. A princípio, não é uma diferença relevante, visto o tempo de vida útil da instalação (20 anos).
- Os parâmetros de VPL e TIR, assim como para o *payback*, também apresentaram uma perda do modelo com reajuste anual em relação ao de reajuste trimestral.
- Tomando como base a TIR obtida com o reajuste trimestral, 8,05% durante a vida útil do empreendimento, isso equivale a uma média aritmética de 0,4025% ao ano. A diferença entre os resultados obtidos é de 0,42%, ou seja, há um defasamento de um ano no rendimento esperado do investimento feito no sistema de geração distribuído comparado ao investimento financeiro utilizado como referência para cálculo do reajuste. Portanto, pode-se dizer que o reajuste anual fragiliza ou reduz a atratividade do sistema de geração distribuída.

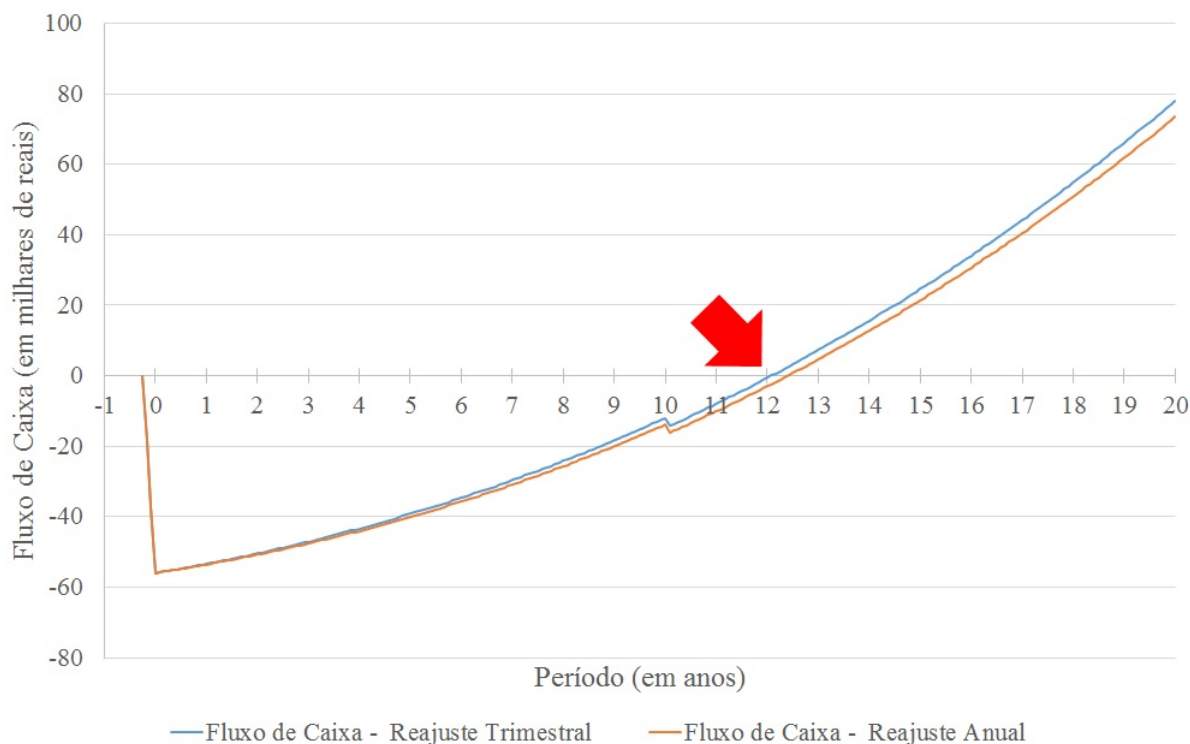


Figura 5.4: Ciclo de Vida Econômico de Sistema de Geração Distribuída - SGD - Comparação entre Modelo Atual de Remuneração com reajuste anual e reajuste trimestral. O gráfico representa o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com o modelo atual adotado no Brasil para remuneração da energia gerada por um SGD. A linha cor laranja indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para o modelo com reajuste anual e a linha azul o fluxo de caixa acumulado (também em milhares de reais) ano a ano para o modelo com reajuste trimestral. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o ponto 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o início da operação do SGD; os pontos de intersecção entre o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas (sinalizado no gráfico pela seta vermelha), que indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback*. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

5.3.3 Análise de sensibilidade considerando variação do período diário de irradiação solar e seu impacto no volume de energia gerada

Aqui foi realizada uma nova simulação tomando a mesma metodologia da seção 5.3.1, porém alterando o índice de irradiação para o valor mínimo e máximo encontrados no mapa da figura 5.1, onde em quase toda região Norte do Brasil tem-se a média de 4 horas de irradiação solar e no interior da região Nordeste, 8 horas de irradiação solar. Entre estes dois extremos adotou-se o valor de 6 horas de irradiação solar, considerado na análise

sob condições padrão.

Os resultados podem ser observados nos gráficos das figuras 5.5 para a modelo proposto e 5.6 para o modelo atual. Em ambos a linha amarela representa o fluxo de caixa acumulado do empreendimento considerando 4 horas de irradiação solar, a linha azul para 6 horas de irradiação solar e por fim a linha verde para 8 horas de irradiação solar. A intersecção de cada uma delas com o eixo das abscissas representa o momento em que ocorre a recuperação do investimento - *payback*. Na tabela 5.5 segue um quadro resumo dos resultados obtidos.

Tabela 5.5: Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual variando o tempo de irradiação solar.

Tempo Irradiação	Indicador	Modelo Proposto	Regulamentação Atual
4 horas	<i>Payback</i>	18 anos e 6 meses	acima de 20 anos
	VPL	-R\$ 17.058	-R\$ 30.652
	TIR	1,26%	-4,39%
6 horas	<i>Payback</i>	12 anos	18 anos
	VPL	R\$ 26.157	-R\$ 13.252
	TIR	8,05%	0,92%
8 horas	<i>Payback</i>	8 anos e 6 meses	12 anos e 2 meses
	VPL	R\$ 69.373	R\$ 4.148
	TIR	13,42%	5,18%

Comparação dos resultados obtidos para modelo proposto e para o modelo da regulamentação atual sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, mantendo dados da tabela 5.1, exceto o tempo de irradiação solar, que varia de 4 horas a 8 horas. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

A partir da tabela 5.5 tem-se a seguinte análise observando os critérios $Payback < Vida\ útil$, $VPL > 0$ e $TIR > Taxa\ de\ desconto$ que determinam a viabilidade do empreendimento:

- Somente o modelo proposto para as condições de irradiação solar de 6 e de 8 horas e modelo atual para 8 horas de irradiação apresentam indicadores viáveis financeiramente.
- O modelo proposto não atende aos requisitos de VPL e TIR para a condição de 4 de horas de irradiação.
- O modelo proposto é atraente para as condições de 6 e 8 horas de irradiação solar.
- O modelo atual não atende aos requisitos sob as condições de 4 e 6 horas de irradiação solar.

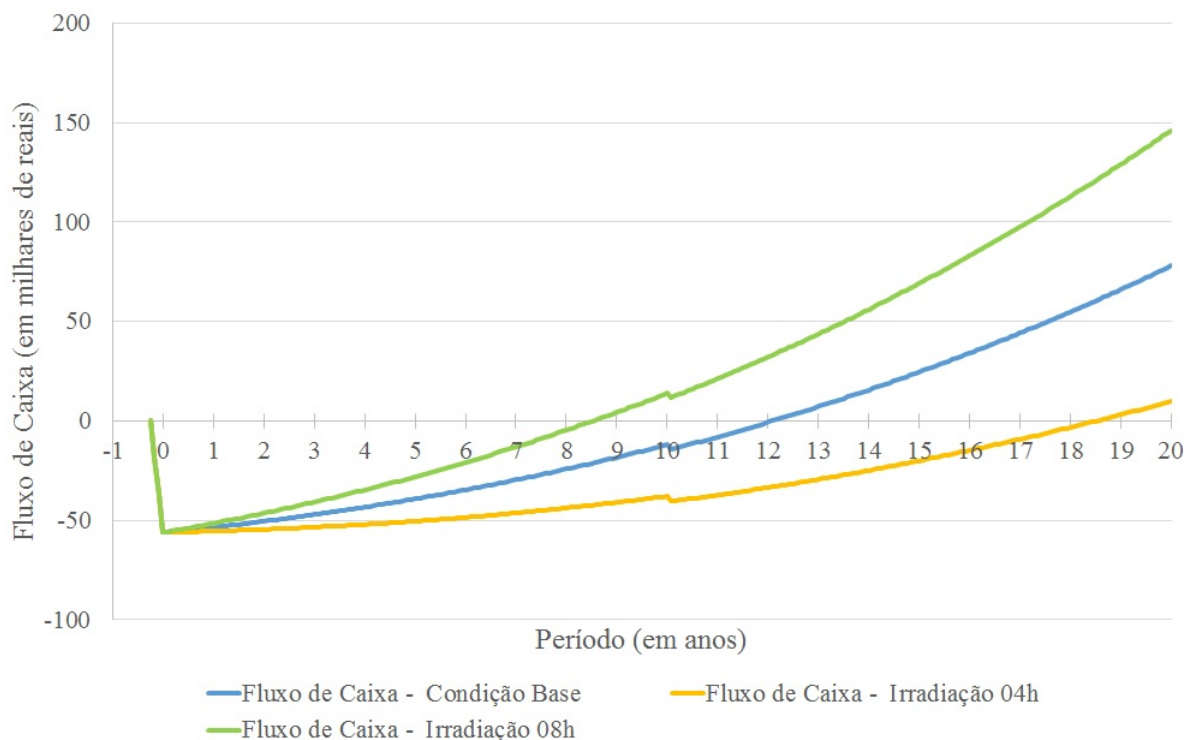


Figura 5.5: Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando período de irradiação solar - Modelo Proposto.

O gráfico representa o fluxo de caixa acumulado durante o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho, variando-se o período de irradiação solar entre os valores mínimo (4 horas) e máximo (8 horas) para o território brasileiro (TIBA, 2000). A linha cor laranja indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 4 horas de irradiação solar; a linha cor azul indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 6 horas de irradiação solar; a linha cor verde indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 8 horas de irradiação solar. Os pontos principais deste gráfico são: ponto -0.25 indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento e o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

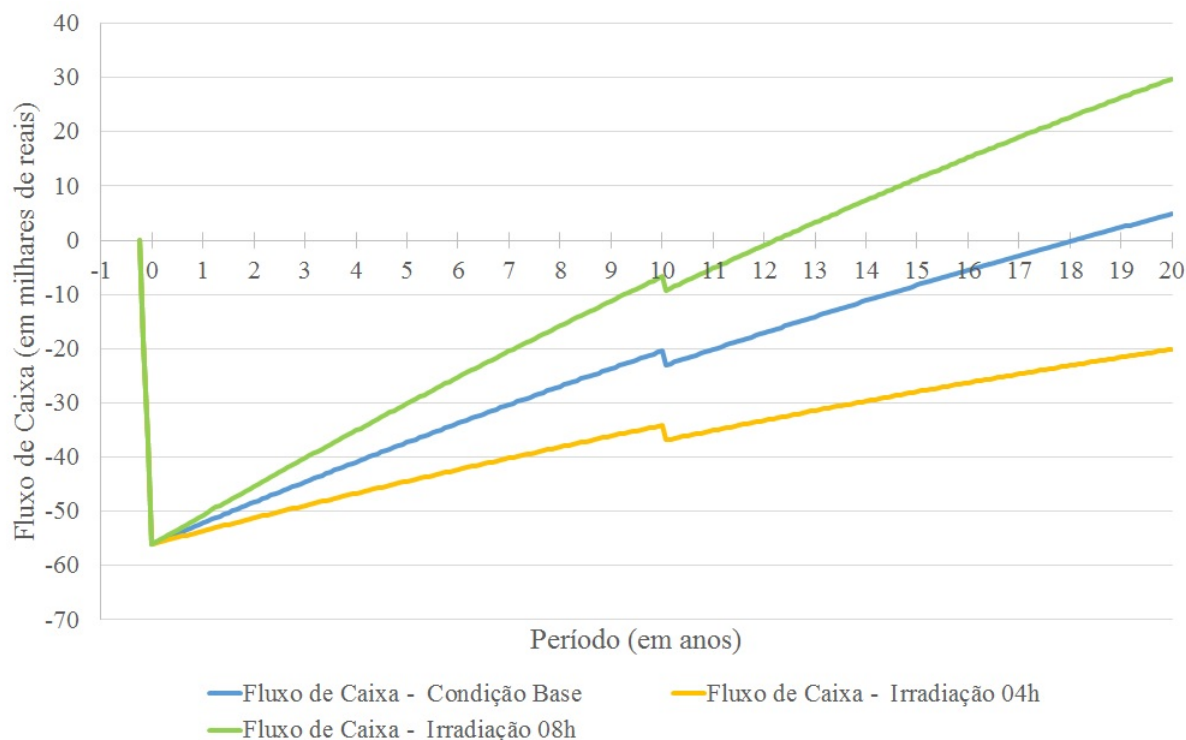


Figura 5.6: Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando período de irradiação solar - Regulamentação Atual.

O gráfico representa o fluxo de caixa acumulado durante o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com o modelo atual de remuneração da energia gerada por um SGD apresentado neste trabalho, variando-se o período de irradiação solar entre os valores mínimo (4 horas) e máximo (8 horas) para o território brasileiro (TIBA, 2000). A linha cor laranja indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 4 horas de irradiação solar; a linha cor azul indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 6 horas de irradiação solar; a linha cor verde indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 8 horas de irradiação solar. Os pontos principais deste gráfico são: ponto -0.25 indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para o aquisição e implantação do investimento, assim como o momento de início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

5.3.4 Análise de sensibilidade considerando variação da potência instalada

Já nesta seção foi realizada uma nova simulação tomando a mesma metodologia da seção 5.3.1, porém alterando a potência da instalação para um valor mínimo (4 *kW*) e máximo (10 *kW*) da classificação de sistemas residenciais de microgeração dentro da faixa proposta no relatório da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (EPE, 2012). Entre estes dois extremos manteve-se o valor de 5 *kW* de potência instalada, considerado na análise sob condições padrão.

Os resultados podem ser observados nos gráficos das figuras 5.7 para a modelo proposto e 5.8 para o modelo atual. Em ambos a linha amarela representa o fluxo de caixa acumulado do empreendimento considerando 4 *kW* de potência instalada, a linha azul para 5 *kW* de potência instalada e por fim a linha verde para 10 *kW* de potência instalada. A intersecção de cada uma delas com o eixo das abscissas representa o momento em que ocorre a recuperação do investimento - *payback*. Na tabela segue um quadro resumo dos resultados obtidos.

Tabela 5.6: Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual variando a potência instalada.

Potência Instalada	Indicador	Modelo Proposto	Regulamentação Atual
4 <i>kW</i>	<i>Payback</i>	12 anos	18 anos e 2 meses
	VPL	R\$ 20.926	-R\$ 10.895
	TIR	8,05%	0,84%
5 <i>kW</i>	<i>Payback</i>	12 anos	18 anos
	VPL	R\$ 26.157	-R\$ 13.252
	TIR	8,05%	0,92%
10 <i>kW</i>	<i>Payback</i>	10 anos e 9 meses	15 anos e 7 meses
	VPL	R\$ 72.637	-R\$ 13.789
	TIR	9,91%	2,36%

Comparação dos resultados obtidos para modelo proposto e para o modelo da regulamentação atual sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, mantendo dados da tabela 5.1, exceto a potência instalada, que varia de 4 *kWp* a 10 *kWp*. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

A partir da tabela 5.6 tem-se a seguinte análise, lembrando os critérios $Payback < Vida\ útil$, $VPL > 0$ e $TIR > Taxa\ de\ desconto$ que determinam a viabilidade do empreendimento:

- Para ambos modelos, proposto e atual, os indicadores VPL e TIR para as potências instaladas de 4 *kWp* e 5 *kWp* são exatamente os mesmos, conforme esperado. Já para a potência de 10 *kWp* foram ligeiramente menores comparados aos de menor potência em função do menor investimento decorrente do também menor custo típico (proveniente da escala).

- Os resultados de VPL para os dois modelos são diretamente proporcionais ao investimento realizado para implantação do SGD.
- O modelo proposto é viável financeiramente para qualquer potência dentro da faixa estabelecida, entre 4 e 10 kWp .
- O modelo atual apesar do *payback* abaixo da vida útil esperada para os equipamentos que compõem o SGD, não atende aos requisitos VPL e TIR para qualquer das potências de pico estabelecidas.

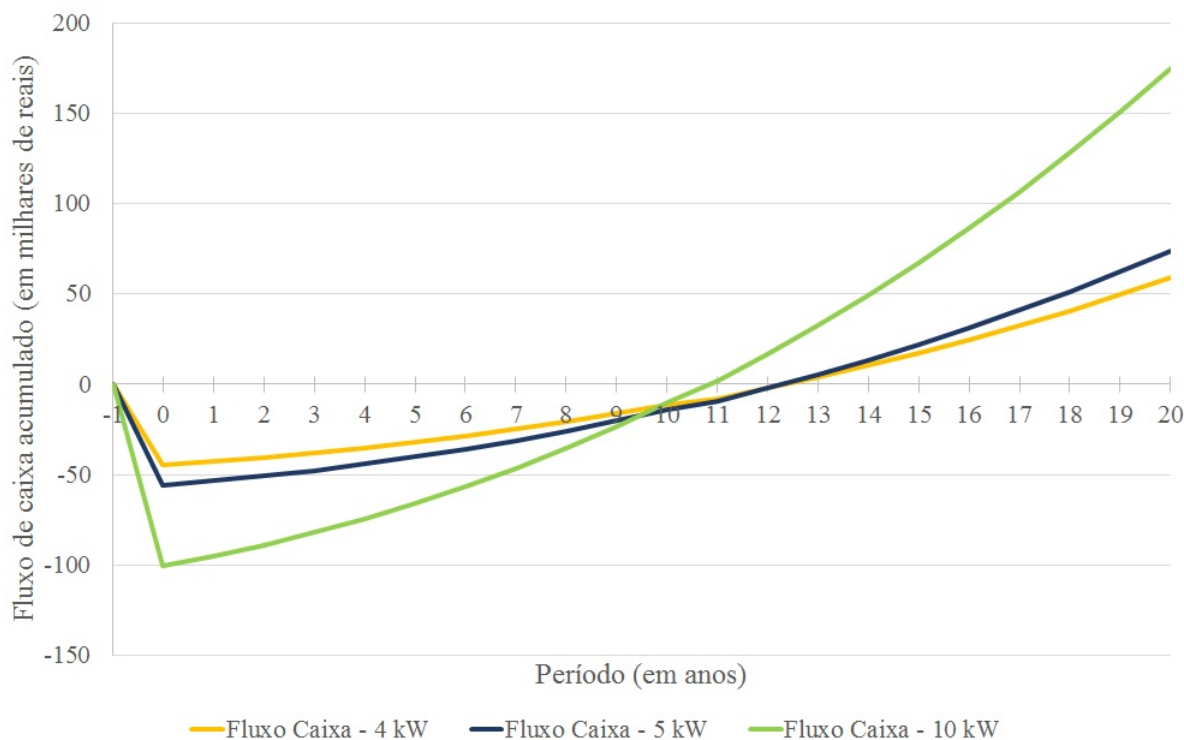


Figura 5.7: Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando a potência instalada - Modelo Proposto.

O gráfico representa o fluxo de caixa acumulado durante o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho, variando-se a potência instalada entre os valores mínimo ($4 kWp$) e máximo ($10 kWp$) dentro da faixa que caracteriza instalação residencial (EPE, 2012). A linha cor laranja indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para $4 kWp$ de potência instalada; a linha cor azul indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para $5 kWp$ de potência instalada; a linha cor verde indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para $10 kWp$ de potência instalada. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para o aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

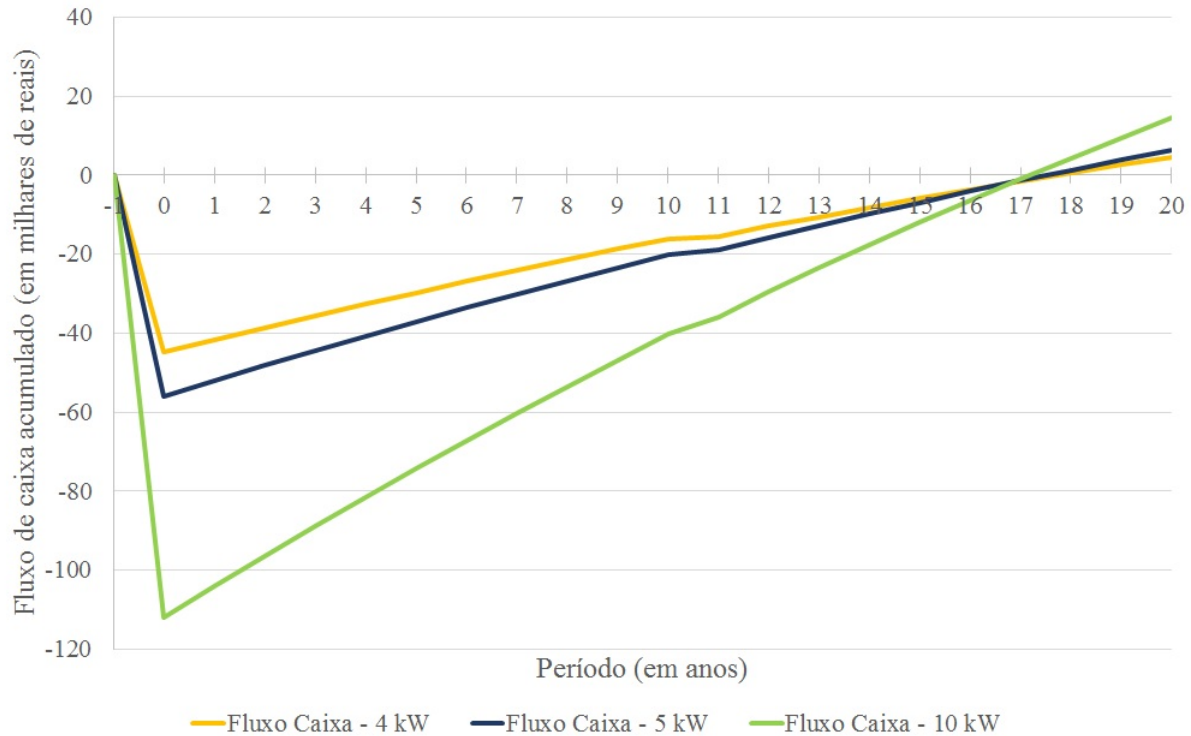


Figura 5.8: Fluxo de caixa acumulado para sistema de geração distribuída - SGD - variando a potência instalada - Regulamentação Atual.

O gráfico representa o fluxo de caixa acumulado durante o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com o modelo atual de remuneração da energia gerada por um SGD apresentado neste trabalho, variando-se a potência instalada entre os valores mínimo (4 kWp) e máximo (10 kWp) dentro da faixa que caracteriza instalação residencial (EPE, 2012). A linha cor laranja indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 4 kWp de potência instalada; a linha cor azul indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 5 kWp de potência instalada; a linha cor verde indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para 10 kWp de potência instalada. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD, assim como; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para o aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

5.3.5 Análise de sensibilidade considerando variações do sistema e impacto no volume de energia gerada

A partir da condição base de referência para análise de viabilidade financeira do empreendimento foi feita uma nova simulação, considerando possíveis fatores que possam interferir na condição de operação do SGD, como variação da intensidade irradiação solar, variação do tempo de irradiação solar, paradas provocadas por falhas no equipamento ou em parte de seus componentes, enfim de vários fatores externos e internos ao SGD que interferem de alguma forma no seu resultado - geração de energia tanto para mais quanto para menos. Diante disto esta simulação considera variações de -10% a $+10\%$ na energia entregue ao sistema elétrico. Os resultados estão apresentados nos gráficos das figuras 5.9 para o modelo proposto e 5.10 para o modelo da regulamentação atual.

Tabela 5.7: Comparação dos resultados para modelo proposto e modelo da regulamentação atual variando a energia gerada.

Variação Energia	Indicador	Modelo Proposto	Regulamentação Atual
-10%	<i>Payback</i>	13 anos e 6 meses	acima de 20 anos
	VPL	R\$ 13.193	-R\$ 18.472
	TIR	6,23%	-0,52%
-5%	<i>Payback</i>	12 anos e 9 meses	19 anos e 6 meses
	VPL	R\$ 19.675	-R\$ 15.862
	TIR	7,15%	0,21%
0%	<i>Payback</i>	12 anos	18 anos
	VPL	R\$ 26.157	-R\$ 13.252
	TIR	8,05%	0,92%
+5%	<i>Payback</i>	11 anos e 5 meses	16 anos e 10 meses
	VPL	R\$ 32.640	-R\$ 10.642
	TIR	8,91%	1,60%
+10%	<i>Payback</i>	10 anos e 10 meses	15 anos e 9 meses
	VPL	R\$ 39.122	-R\$ 8.032
	TIR	9,75%	2,27%

Comparação dos resultados obtidos para modelo proposto e para o modelo da regulamentação atual sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, mantendo dados da tabela 5.1, exceto a energia gerada, que varia de menos 10% a mais 10% do volume da condição base. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

A partir da tabela 5.7 tem-se a seguinte análise, lembrando os critérios $Payback < Vida\ útil$, $VPL > 0$ e $TIR > Taxa\ de\ desconto$ que determinam a viabilidade do empreendimento:

- O modelo proposto apresenta viabilidade financeira dentro da faixa de variação da energia gerada sob todos os critérios de verificação - *payback*, VPL e TIR.

- O modelo da regulamentação atual apresenta uma leve melhora no indicador *payback* para as condições de menos 5% a mais 10% de geração, que passa a ser menor que a vida útil do SGD, porém os demais, VPL e TIR, continuam não atendendo aos requisitos estabelecidos

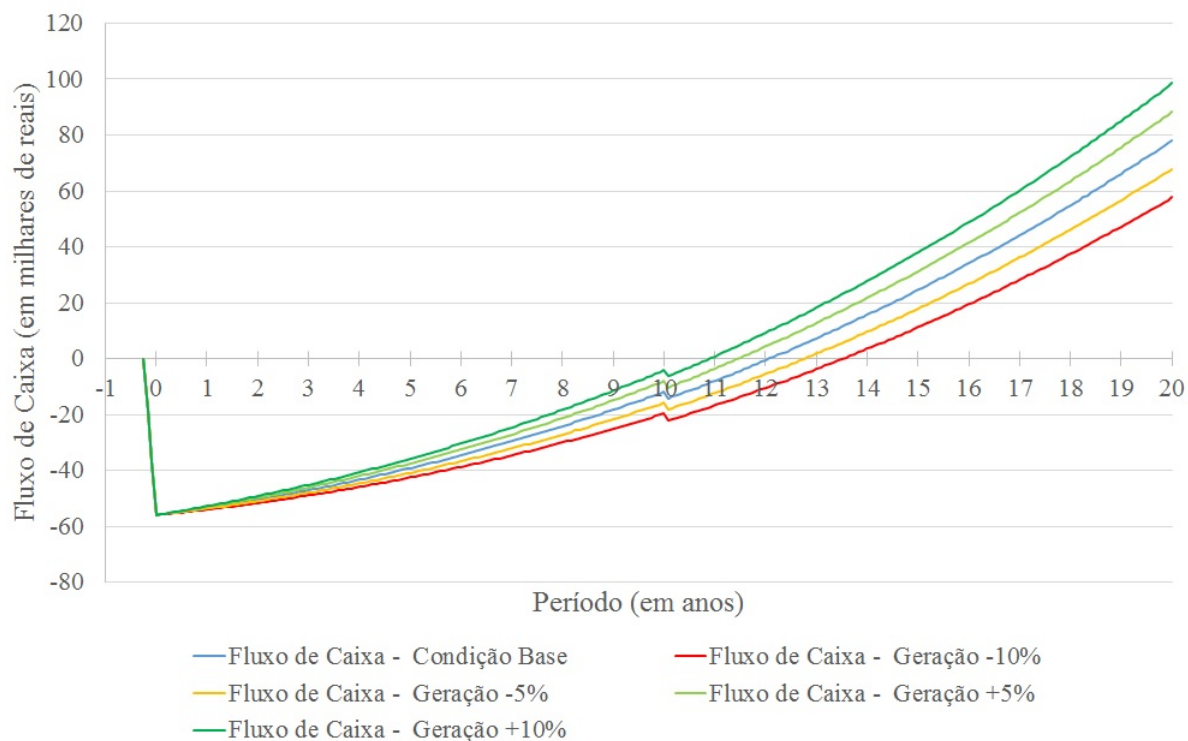


Figura 5.9: Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Modelo Proposto.

O gráfico representa o fluxo de caixa acumulado durante o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho, a partir da variação das condições definidas como padrão na tabela 5.1. A linha cor vermelha indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para -10% de energia gerada acumulada; a linha cor laranja indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para -5% de energia gerada acumulada; a linha cor azul indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para a condição estabelecida como padrão de energia gerada acumulada; a linha cor verde claro indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para $+5\%$ de energia gerada acumulada; a linha cor verde escuro indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para $+10\%$ de energia gerada acumulada. Os pontos principais deste gráfico são: ponto -0.25 indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o ponto 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

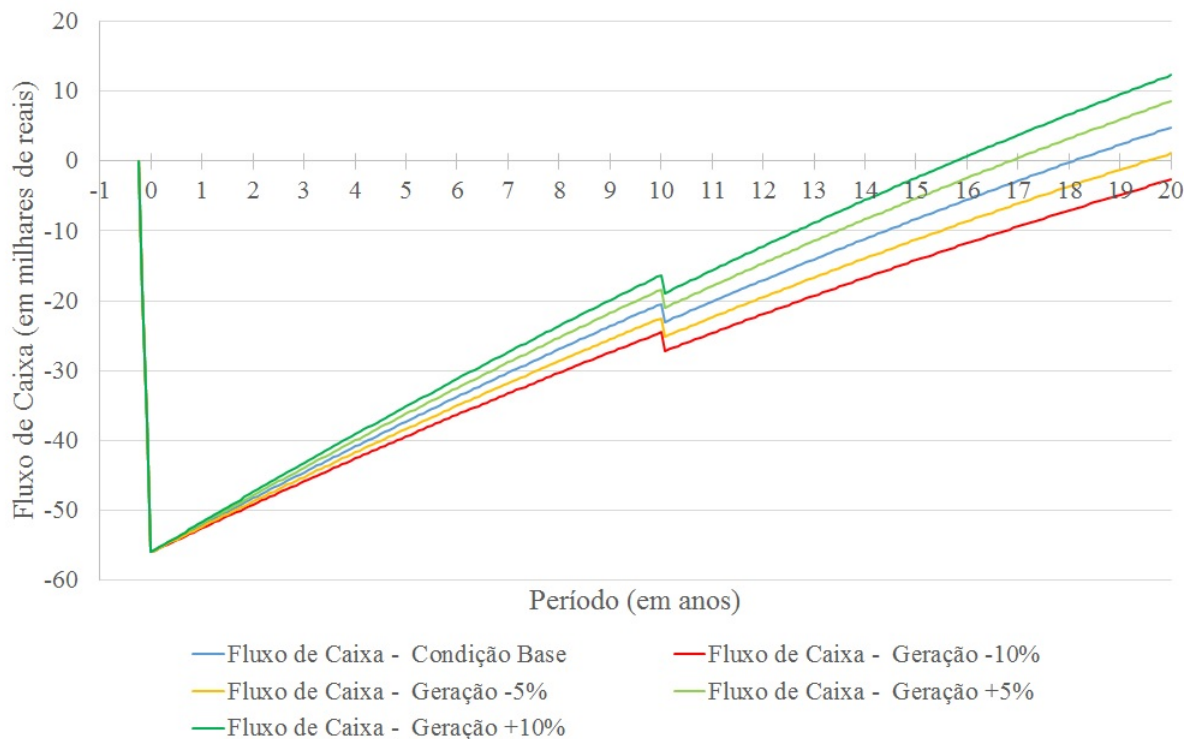


Figura 5.10: Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Regulamentação Atual.

O gráfico representa o fluxo de caixa acumulado durante o ciclo de vida econômico do SGD de acordo com o modelo atual de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho, a partir da variação das condições definidas como padrão na tabela 5.1. A linha cor vermelha indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para -10% de energia gerada acumulada; a linha cor laranja indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para -5% de energia gerada acumulada; a linha cor azul indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para a condição estabelecida como padrão de energia gerada acumulada; a linha cor verde claro indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para $+5\%$ de energia gerada acumulada; a linha cor verde escuro indica o fluxo de caixa acumulado (em milhares de reais) ano a ano para $+10\%$ de energia gerada acumulada. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o ponto 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o ponto do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

5.4 Simulação para validação do algoritmo de ajuste da tarifa

Para validação da proposta apresentada foi elaborada uma simulação com dados reais do mercado financeiro brasileiro, mostrado na figura 4.2. O comportamento dos últimos 20 anos, entre 1996 e 2015, dos investimentos poupança, renda fixa, bolsa de valores (índice Ibovespa), além do dólar comercial, foi utilizado como referência para tomada de decisão e validação do algoritmo. Ressaltando que estes investimentos e aí, principalmente, dólar comercial e bolsa de valores foram incorporados ao exercício para validação do algoritmo em função justamente de seus históricos de grandes variações ou oscilações, não sendo estes índices aplicáveis numa possível implementação da presente proposta. Este período foi definido pela expectativa atual de vida útil da instalação de um SGD. A partir disto foi aplicada a correção da inflação oficial - índice do IPCA (Índice de Preços para Consumidor Amplo) - ao valor estimado para aquisição e instalação de um SGD típico, assim como à tarifa base, conforme premissas definidas na tabela 5.1. Diante disto a equação de correção da tarifa - equação 4.7 apresentada na seção 4.2.2 - foi adequada para os casos investigados dentro do cenário brasileiro e representada agora pela equação 5.1, na qual tem-se a tarifa ajustada T_{ajus} , devendo ser aplicada a cada trimestre para seu reajuste.

$$T_{ajus_n} = T_{ajus_{n-1}}^{i_{max}} \quad (5.1)$$

onde,

n - é o trimestre atual cuja tarifa deve ser corrigida,

i_{max} - índice de reajuste baseado na taxa de rendimento da aplicação de melhor desempenho no trimestre anterior.

Sendo, portanto, o índice de reajuste i_{max} dado por:

$$i_{max} = MAX(i_{RF}, i_{DC}, i_{PO}, i_{BO}) \quad (5.2)$$

onde,

i_{RF} - rendimento da aplicação renda fixa no trimestre $n - 1$,

i_{DC} - evolução do dólar comercial no trimestre $n - 1$,

i_{PO} - rendimento da aplicação poupança no trimestre $n - 1$,

i_{BO} - rendimento da aplicação bolsa de valores no trimestre $n - 1$.

Isto dá-se pela comparação entre o melhor investimento maximizado e a evolução da tarifa para que o retorno financeiro esperado pela geração de energia tenha condições de se equiparar com a taxa de remuneração dos investimentos de referência. Neste exercício para validação da proposta foram tomados como premissas os parâmetros da instalação do SGD relacionados na tabela 5.1.

5.4.1 Simulação da aplicação do algoritmo de reajuste para a proposta de tarifação brasileira - 20 anos

Esta simulação está baseada na equação 5.1 e os valores de referência de tarifa de energia e demais custos envolvidos foram transferidos para janeiro de 1996, aplicada a devida correção de inflação. Em seguida, foram realizadas simulações utilizando os indicadores financeiros reais já considerando o pagamento de impostos e demonstrados na tabela 5.8, para validação da proposta descrita no capítulo 4.

Tabela 5.8: Evolução Indicadores Financeiros de 1996 a 2015.

Indicador	Evolução 1996 - 2015
Renda Fixa - CDI	1039%
Bolsa de Valores - Ibovespa	704%
Caderneta de Poupança	495%
Dólar Comercial	299%
Inflação - IPCA	261%

As informações apresentadas nesta tabela foram obtidas a partir das referências Ibovespa (INVESTING.COM, 2016), Dólar (UOLECONOMIA, 2016), Renda Fixa (CETIP, 2016), Poupança (BCB, 2016b), além do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA (BCB, 2016a) e aplicado o desconto de impostos médio de 15% aos rendimentos dos investimentos Ibovespa e Renda Fixa, e imposto nulo para a Poupança, conforme definido pela legislação.

A análise da base de dados do mercado financeiro indica que, em valores acumulados, o rendimento em renda fixa supera com alguma vantagem os demais investimentos considerados: poupança, bolsa de valores, além da atualização do dólar comercial e da própria inflação. No gráfico da figura 5.11 é observado o resultado da maximização do investimento, em que a escolha do algoritmo observa sempre o melhor desempenho no mercado e no final tende a ser muito próxima ao valor máximo entre eles. Isto devido ao deslocamento temporal - três meses - entre a verificação do rendimento do investimento de melhor desempenho e sua aplicação à tarifa de energia vendida pelo microprodutor no trimestre seguinte. A linha do rendimento maximizado está levemente deslocada em relação às linhas dos investimentos, no caso CDI e Ibovespa.

Foram adicionados à tarifa os custos de operação e manutenção do SGD, bem como sua própria depreciação ao longo do tempo. Ambos nesta simulação tiveram seus valores atuais corrigidos para o ano de 1996, iniciando uma sequência que acompanha a inflação de todo período. No gráfico da figura 5.12 observa-se no montante total acumulado recebido pela energia gerada e vendida, as parcelas correspondentes à energia, aos custos de operação e manutenção e à depreciação do SGD.

No gráfico representado na figura 5.11, há um detalhe a ser observado o resultado da maximização do investimento, em que a definição do algoritmo opta sempre pelo melhor desempenho no mercado. Pode-se ver no detalhe o momento em que a referência passa a ser a linha cor laranja, que representa o investimento renda fixa, no lugar da linha cor

amarela, que representa o investimento na bolsa de valores. Conforme esperado, no final do período o valor acumulado da remuneração de energia tende a ser muito próximo ao valor máximo entre eles.

Outro fato observado no gráfico da mesma figura 5.11 é o deslocamento ou defasagem entre o investimento maximizado, representado pela linha de cor verde, e os investimentos de melhor desempenho (a linha do rendimento maximizado está levemente deslocada em relação às linhas dos investimentos). Isto deve-se à diferença temporal - três meses - entre a verificação do rendimento do investimento de melhor desempenho e sua aplicação à tarifa de energia vendida pelo microprodutor no trimestre seguinte.

Nota-se no mesmo gráfico da figura 5.11, depressões na linha de maximização do investimento decorrentes da variação da aplicação de referência para aquele período, no caso o índice da bolsa de valores. Nesta condição ocorre uma “inversão de receita”, ou seja, o microprodutor de energia passa a ser “devedor” para o sistema elétrico, uma vez que o rendimento acumulado pode sofrer perdas momentâneas até que seja restabelecido ou superado por outro índice, conforme determinado pelo algoritmo.

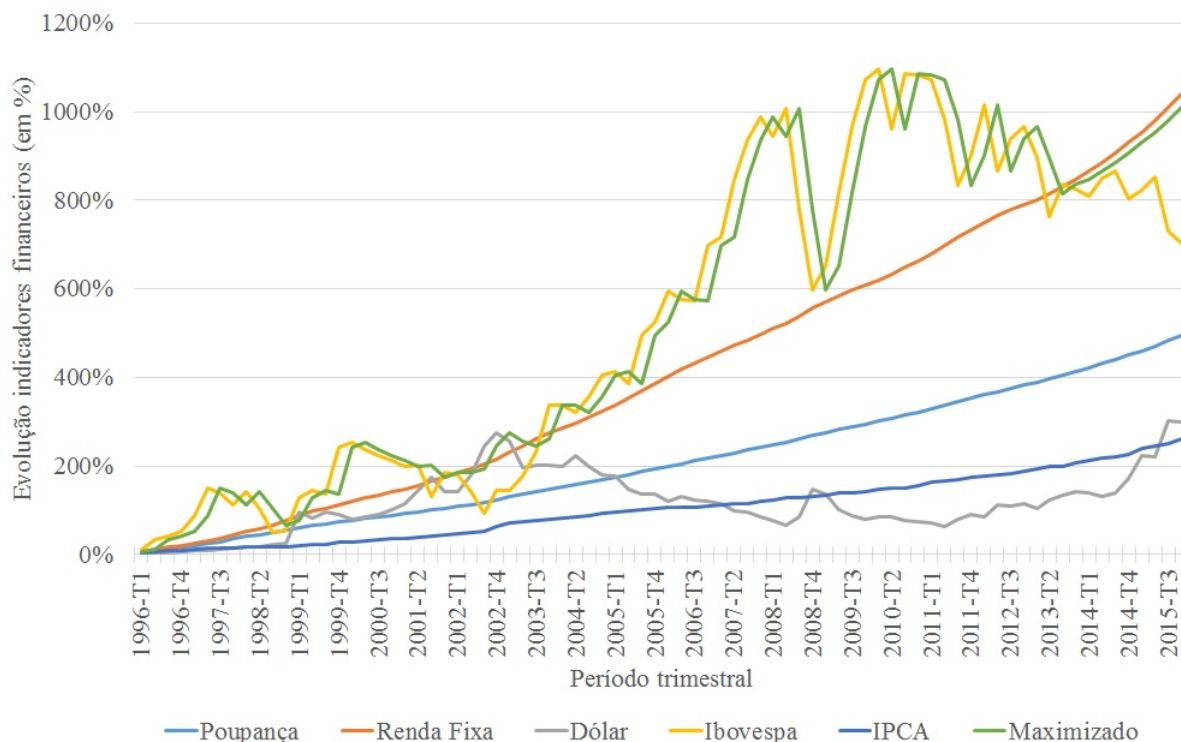


Figura 5.11: Evolução dos Indicadores Financeiros - 1996 a 2015.

Este gráfico retrata a evolução trimestral percentual dos indicadores dos investimentos selecionados do mercado financeiro: Poupança (BCB, 2016b), Renda Fixa (CETIP, 2016), Dólar Comercial (UOLECONOMIA, 2016), Ibovespa (bolsa de valores de São Paulo) (INVESTING.COM, 2016), além do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA (inflação oficial do Brasil) (BCB, 2016a) e da composição maximizada - representada pela linha verde, Maximizado - dos investimentos financeiros, resultante da análise por comparação do melhor desempenho acumulado entre eles a cada trimestre. No eixo das abscissas tem-se os períodos trimestrais desde o primeiro trimestre de 1996 - 1996 - T1 - até o último trimestre de 2015 - 2015 - T4. Já no eixo das ordenadas, tem-se o valor percentual acumulado para cada um dos indicadores financeiros.

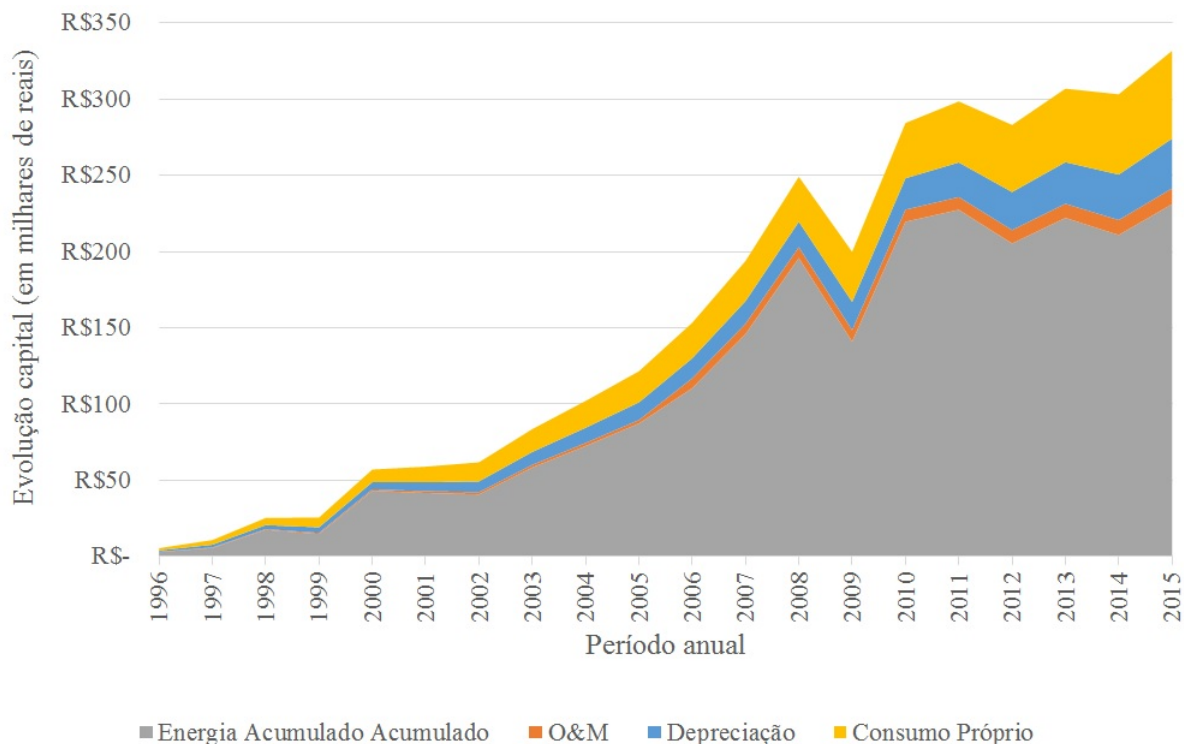


Figura 5.12: Simulação remuneração acumulada decomposta - 1996 a 2015.

O gráfico representa o resultado da simulação de um investimento em um Sistema de Geração Distribuída - SGD com base em valores atuais de custos de aquisição e implantação levados aos parâmetros de janeiro/1996. A área de cor cinza representa a remuneração acumulada pelo fornecimento de energia pelo SGD; a área de cor azul representa a depreciação do equipamento e seus componentes; a área de cor amarela representa o custo acumulado com o consumo próprio de energia; já a área de cor laranja representa os custos de operação e manutenção do SGD. No eixo das abscissas tem-se os períodos trimestrais desde o primeiro trimestre de 1996 - 1996 - $T1$ - até o último trimestre de 2015 - 2015 - $T4$. Já no eixo das ordenadas, tem-se o valor monetário acumulado em Reais brasileiros.

5.5 Análise do resultado da condição padrão comparada ao resultado obtido em outros países

Entende-se que o resultado obtido sobre a viabilidade do modelo proposto sob as condições chamadas aqui de padrão baseada em características brasileiras, quando analisado isoladamente, pode deixar dúvidas quanto a sua real aplicabilidade. Uma outra forma encontrada de confirmar a viabilidade da proposta deste trabalho, além dos casos analisados e simulações aqui apresentados, é através da comparação com o resultado de políticas semelhantes em outros países. Campoccia et al. (2014) disponibiliza informações em seu trabalho que aqui servem de referência para tal comparação (ver tabela 5.9).

Tabela 5.9: Comparação resultados modelo proposto com resultado de outros países.

País	Política	Potência (<i>kWp</i>)	<i>Payback</i> (<i>anos</i>)	VPL (<i>euros</i>)	TIR (%)
França	FiT	3	14	1.029	3,97
Alemanha	FiT+SC	3	17	1.092	3,83
Grécia	FiT	3	14	2.048	4,59
Itália	FiT	3	10	5.412	8,15
Inglaterra	FiT+SC	3	17	-535	2,56
Brasil	FiT	3	12	4.360	8,05
Brasil	NM	3	18	-2.270	0,84

Nesta tabela são apresentados os resultados obtidos para a condição padrão aplicada ao modelo proposto neste trabalho e ao modelo atual adotado no Brasil e podem ser comparados aos resultado da viabilidade financeira em alguns países (CAMPOCCIA et al., 2014) que já adotaram políticas de incentivo à microgeração de energia. Legenda: FiT - *feed-in tariff*; SC - *self consumption*; NM - *net metering*.

Com base nestas informações tem-se que o modelo proposto apresenta o segundo melhor desempenho nos três quesitos, *payback*, VPL e TIR, ficando atrás do modelo italiano. Além disto, pode-se confirmar que os resultados do modelo proposto estão alinhados com os resultados obtidos em outros mercados.

5.6 Análise de sensibilidade

Nesta seção busca-se aplicar o modelo proposto em condições mais próximas da realidade. Para tanto foram selecionados cinco municípios levando-se em consideração sua posição geográfica no mapa da Tiba (2000), da figura 5.1, além da informação dada por Pereira et al. (2006), onde são destacadas as regiões do norte do estado da Bahia e litoral de Santa Catarina, como as de maior e menor irradiação solar, respectivamente. Os municípios selecionados foram: Petrolina, em Pernambuco, e São João do Piauí, ambos situados numa região de maior insolação; Indaial, Santa Catarina, situado um numa

região de menor insolação; São Paulo, no estado de São Paulo, e Divinópolis, em Minas Gerais, ambos em posição intermediária. Para São Paulo também foi considerado o fato de ser uma cidade que possui as características de um grande centro urbano.

Os dados considerados de insolação foram obtidos a partir da localização destes municípios no Atlas Solarimétrico do Brasil (ver mapa da figura 5.13): Banco de Dados Terrestres (TIBA, 2000) e identificação do número de horas de insolação a partir do INMET (2017). Já os dados de irradiação foram obtidos em CRESESB (2014), através das coordenadas geográficas de cada município (ver tabela 5.10).

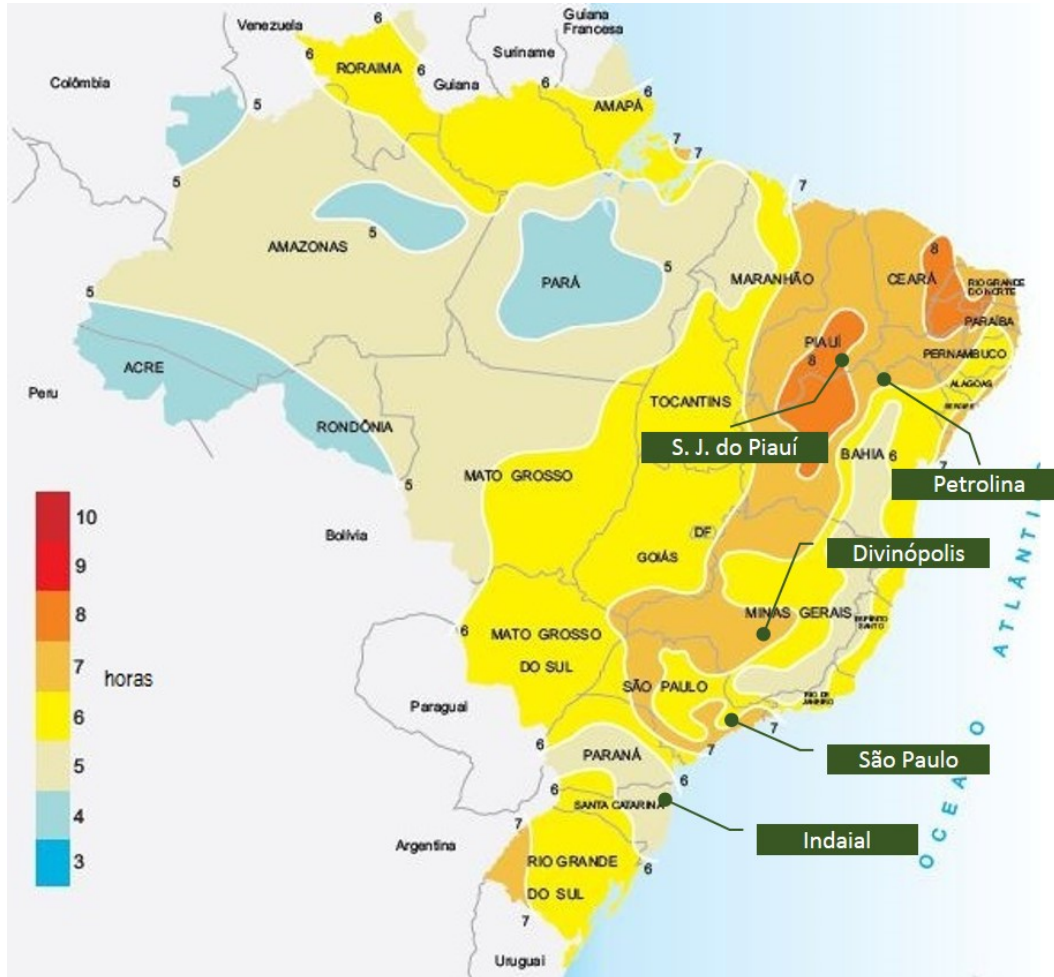


Figura 5.13: Localização dos municípios selecionados para os casos estudados. Fonte: (TIBA, 2000). O mapa desta figura apresenta as localidades selecionadas para os casos estudados no mapa de insolação diária, cuja unidade é dada em *horas*.

O cálculo da energia gerada a partir dos dados de insolação E_{gerada} em kWh é dado pela equação 5.3.

$$E_{gerada} = I_{irradiacao} \times \eta_{modulos} \times PR \times \eta_{inversor} \times A_{incidencia} \times P_{instalada} \times p_{natural} \quad (5.3)$$

Tabela 5.10: Coordenadas geográficas dos municípios estudados.

Município	Latitude	Longitude
Petrolina	9,388950 <i>Sul</i>	40,539745 <i>Oeste</i>
São João do Piauí	8,322752 <i>Sul</i>	42,250514 <i>Oeste</i>
Divinópolis	20,145069 <i>Sul</i>	44,891363 <i>Oeste</i>
São Paulo	23,547523 <i>Sul</i>	46,636546 <i>Oeste</i>
Indaial	26,898538 <i>Sul</i>	49,236971 <i>Oeste</i>

Fonte: (GOOGLE, 2017). Coordenadas geográficas das localidades definidas nos casos estudados e utilizadas no CRESESB (2014) para obtenção da irradiação solar.

onde,

$I_{irradiacao}$ - irradiação solar, dada em $\frac{kWh}{m^2 \times mes}$,

$\eta_{modulos}$ - eficiência dos módulos fotovoltaicos, em %,

PR - *performance ratio*,

$\eta_{inversor}$ - eficiência do inversor, em %,

$A_{incidencia}$ - área de incidência da irradiação, em m^2 .

$P_{instalada}$ - potência instalada, em kW ,

$p_{natural}$ - perda natural de rendimento dos módulos fotovoltaicos, em %.

Das variáveis relacionadas acima para cálculo da expectativa de energia gerada, destacam-se as formas de obtenção da irradiação, o que está descrito logo abaixo:

- A primeira forma de obtenção da irradiação, $I_{irradiacao}$, é proveniente da identificação e leitura do valor médio mensal de irradiação, dado em $MJ/(m^2 \times dia)$ disponível no atlas de Tiba (2000), porém com certa imprecisão em função do local de cada município não estar explícito no mapa. Este valor é convertido em $kWh/(m^2 \times dia)$ aplicando-se o fator de conversão de 0,277778, sendo multiplicado pelo número de dias do mês em questão para obtenção do valor mensal de energia incidente sobre àquela região.
- Já a segunda forma é através da obtenção das coordenadas de cada localidade ou município, feito através do aplicativo *Google Maps*. Os valores das coordenadas geográficas são lançados no sítio CRESESB (2014), o qual disponibiliza os valores de energia incidente médios mensais, em $kWh/(m^2 \times dia)$, pelo período desejado.

Considerando que há uma variabilidade natural dos fatores climáticos, os quais influenciam diretamente nos resultados das simulações dos casos estudados, optou-se por buscar o histórico de insolação de 20 anos (INMET, 2017) de cada município analisado nos estudos e projetado este mesmo histórico à análise de viabilidade financeira multiplicado por fator de ajuste, descrito na equação 5.4, o que determinará a energia ajustada - $E_{ajustada}$.

$$E_{ajustada} = E_{gerada} \times \frac{I_{insolacao-mes}}{I_{insolacao-media}} \quad (5.4)$$

onde,

E_{gerada} - energia mensal gerada pelo SGD, dada em kWh ,

$I_{insolacao-mes}$ - insolação do mês obtido no banco de dados INMET (2017), dado em horas (h), por exemplo mês de janeiro,

$I_{insolacao-media}$ - insolação média dos meses obtidos no banco de dados INMET (2017), dado em horas (h), por exemplo média dos valores obtidos em todos os meses de janeiro.

5.6.1 Caso 1: Petrolina - Pernambuco

Aqui foi realizada uma nova simulação tomando a mesma metodologia descrita logo acima, na seção 5.6, considerando os dados do município de Petrolina (ver tabela 5.11), em Pernambuco, na divisa com o estado da Bahia.

Tabela 5.11: Dados de insolação e irradiação em Petrolina - PE.

Mês	Insolação	Insolação	Insolação	Irradiação	
	Média (h)	Máxima (h)	Mínima (h)	A ($kWh/m^2.mes$)	B ($kWh/m^2.mes$)
jan	248	316	124	172	165
fev	227	287	180	156	176
mar	247	318	161	172	170
abr	245	297	177	150	155
mai	233	287	153	138	161
jun	229	267	174	117	146
jul	251	311	221	138	156
ago	277	307	233	155	169
set	284	304	260	167	165
out	292	319	245	189	181
nov	267	336	188	183	164
dez	262	317	210	172	163

Fontes: (TIBA, 2000) e (CRESESB, 2014). Nesta tabela são apresentados os dados utilizados para cálculo da estimativa de energia gerada em Petrolina - PE. Os resultados mensais da coluna "Irradiação A" são provenientes dos dados de Tiba (2000) e os da coluna "Irradiação B" são de CRESESB (2014).

Os resultados podem ser observados no gráfico da figura 5.14 para a modelo proposto. A linha azul representa o fluxo de caixa acumulado do empreendimento considerando os dados de irradiação solar do atlas de Tiba (2000), já a linha vermelha considera os dados de irradiação solar disponíveis em CRESESB (2014). A intersecção de cada uma

delas com o eixo das abscissas representa o momento em que ocorre a recuperação do investimento - *payback*. Na tabela 5.12 segue um quadro resumo dos resultados obtidos.

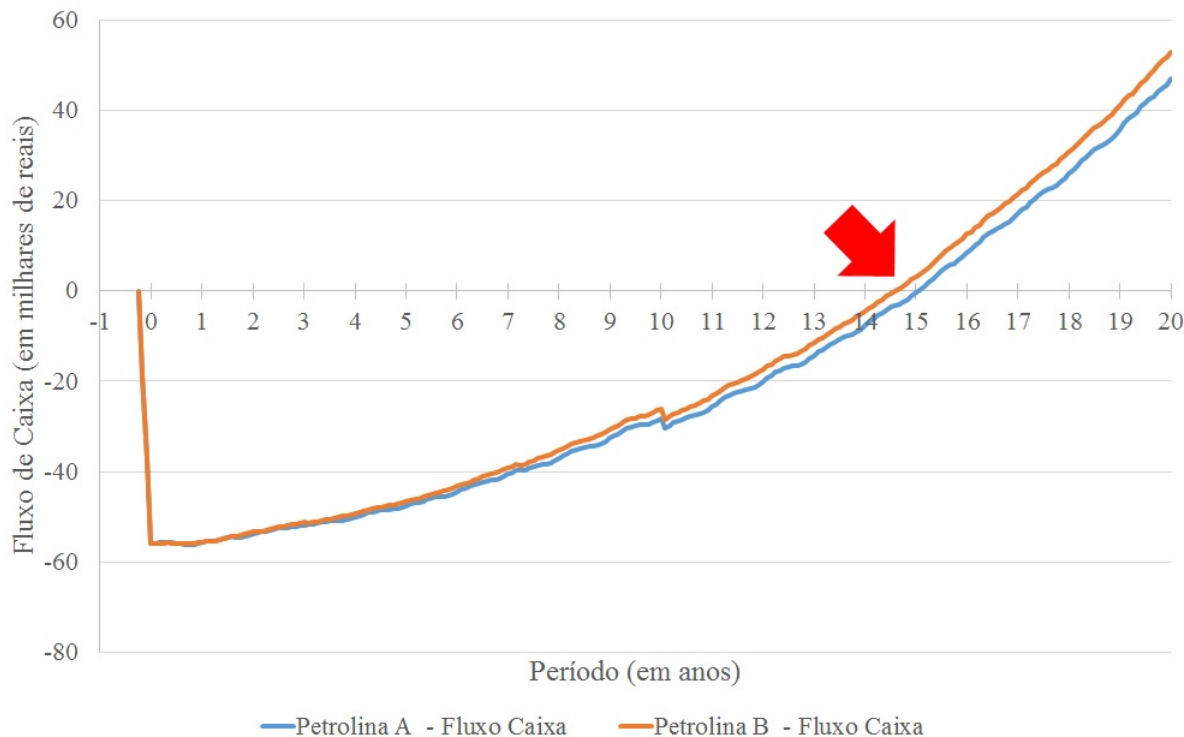


Figura 5.14: Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Petrolina.

O gráfico compara os resultados da simulação da evolução do fluxo de caixa acumulado para um SGD instalado em Petrolina, Pernambuco, com os dados obtidos através de Tiba (2000) (linha Petrolina A) e de CRESESB (2014) (linha Petrolina B), de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em que ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

Em Petrolina, o SGD apresenta-se viável com os dados das duas fontes seguindo os critérios previamente definidos: $payback < 20 \text{ anos}$, $VPL > 0$ e $TIR > \text{taxa de desconto}$.

Tabela 5.12: Resultado da simulação para o município de Petrolina.

Indicador	Dados de Tiba (2000)	Dados de CRESESB (2014)
<i>Payback</i>	<i>15 anos</i>	<i>14 anos e 7 meses</i>
Valor Presente Líquido (VPL)	<i>R\$ 6.764</i>	<i>R\$ 8.396</i>
Taxa Interna de Retorno (TIR)	<i>4,92%</i>	<i>5,44%</i>

Comparação dos resultados obtidos do modelo proposto sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1, instalado em Petrolina. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

5.6.2 Caso 2: São João do Piauí - Piauí

Aqui foi realizada uma nova simulação tomando a mesma metodologia descrita logo acima, na seção 5.6, considerando os dados do município de São João do Piauí (ver tabela 5.13), em Piauí, próximo à divisa com o estado da Bahia.

Tabela 5.13: Dados de insolação e irradiação em São João do Piauí - PI.

Mês	Insolação	Insolação	Insolação	Irradiação	Irradiação
	Média (h)	Máxima (h)	Mínima (h)	A ($kWh/m^2.mes$)	B ($kWh/m^2.mes$)
jan	207	297	106	155	156
fev	188	287	140	156	137
mar	215	287	151	155	164
abr	239	292	158	150	158
mai	258	313	183	155	159
jun	274	306	183	133	149
jul	294	325	183	155	182
ago	312	334	183	155	206
set	304	328	183	167	194
out	287	334	183	172	186
nov	243	297	173	167	172
dez	234	296	168	172	158

Fontes: (TIBA, 2000) e (CRESESB, 2014). Nesta tabela são apresentados os dados utilizados para cálculo da estimativa de energia gerada em São João do Piauí - PI. Os resultados mensais da coluna "Irradiação A" são provenientes dos dados de Tiba (2000) e os da coluna "Irradiação B" são de CRESESB (2014).

Os resultados podem ser observados no gráfico da figura 5.15 para a modelo proposto. A linha azul representa o fluxo de caixa acumulado do empreendimento considerando os dados de irradiação solar do atlas de Tiba (2000), já a linha vermelha considera os dados de irradiação solar disponíveis em CRESESB (2014). A intersecção de cada uma delas com o eixo das abscissas representa o momento em que ocorre a recuperação do investimento - *payback*. Na tabela 5.14 segue um quadro resumo dos resultados obtidos.

Tabela 5.14: Resultado da simulação para o município de São João do Piauí.

Indicador	Dados de Tiba (2000)	Dados de CRESESB (2014)
<i>Payback</i>	15 anos e 1 mes	14 anos
Valor Presente Líquido (VPL)	R\$ 3.893	R\$ 11.177
Taxa Interna de Retorno (TIR)	4,81%	5,85%

Comparação dos resultados obtidos do modelo proposto sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1, instalado em São João do Piauí. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

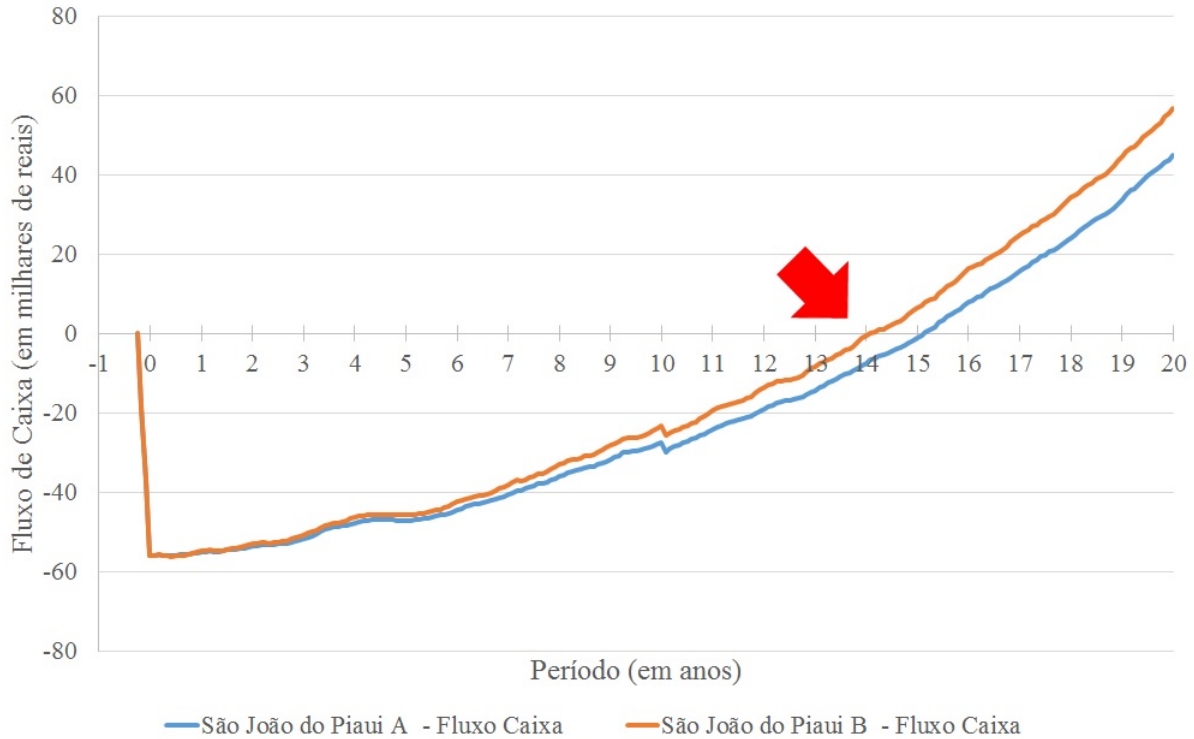


Figura 5.15: Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - São João do Piauí.

O gráfico compara os resultados da simulação da evolução do fluxo de caixa acumulado para um SGD instalado em São João do Piauí, Piauí, com os dados obtidos através de Tiba (2000) (linha São João do Piauí A) e de CRESESB (2014) (linha São João do Piauí B), de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

Em São João do Piauí, o SGD apresenta-se viável com os dados das duas fontes seguindo os critérios previamente definidos: $payback < 20 \text{ anos}$, $VPL > 0$ e $TIR > \text{taxa de desconto}$.

5.6.3 Caso 3: Divinópolis - Minas Gerais

Aqui foi realizada uma nova simulação tomando a mesma metodologia descrita logo acima, na seção 5.6, considerando os dados do município de Divinópolis (ver tabela 5.15), em Minas Gerais, região central do estado.

Tabela 5.15: Dados de insolação e irradiação em Divinópolis - MG.

Mês	Insolação	Insolação	Insolação	Irradiação	Irradiação
	Média (h)	Máxima (h)	Mínima (h)	A ($kWh/m^2.mes$)	B ($kWh/m^2.mes$)
jan	183	307	85	138	161
fev	196	245	105	140	149
mar	181	245	111	138	167
abr	217	279	171	133	153
mai	219	263	176	121	166
jun	212	243	177	100	151
jul	232	277	192	121	171
ago	249	291	185	121	176
set	212	264	131	133	152
out	201	265	144	155	161
nov	163	219	107	133	149
dez	157	219	113	138	156

Fontes: (TIBA, 2000) e (CRESESB, 2014). Nesta tabela são apresentados os dados utilizados para cálculo da estimativa de energia gerada em Divinópolis - MG. Os resultados mensais da coluna "Irradiação A" são provenientes dos dados de Tiba (2000) e os da coluna "Irradiação B" são de CRESESB (2014), de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

Os resultados podem ser observados no gráfico da figura 5.16 para a modelo proposto. A linha azul representa o fluxo de caixa acumulado do empreendimento considerando os dados de irradiação solar do atlas de Tiba (2000), já a linha vermelha considera os dados de irradiação solar disponíveis em CRESESB (2014). A intersecção de cada uma delas com o eixo das abscissas representa o momento em que ocorre a recuperação do investimento - *payback*. Na tabela 5.16 segue um quadro resumo dos resultados obtidos.

Em Divinópolis, o SGD não se apresenta viável com os dados de VPL e TIR obtidos a partir de Tiba (2000), porém com os dados de CRESESB (2014) o resultado atende aos requisitos de viabilidade financeira, seguindo os critérios previamente definidos: *payback* < 20 anos, *VPL* > 0 e *TIR* $>$ taxa de desconto.

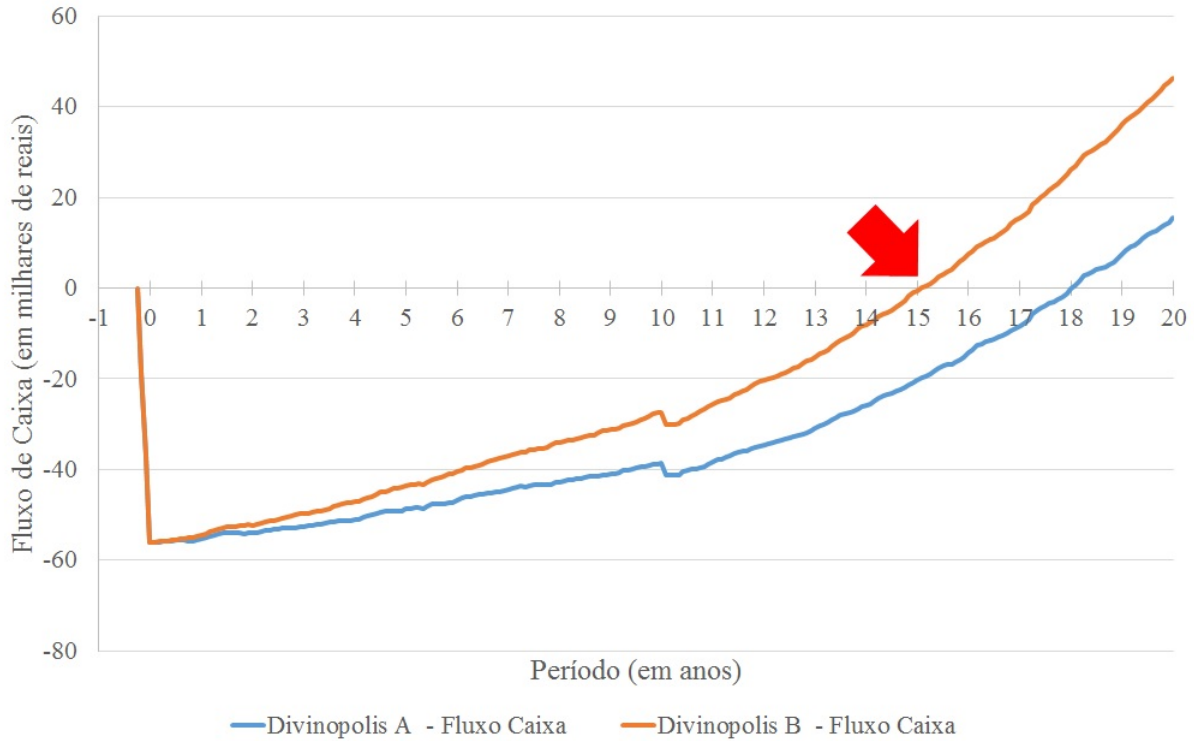


Figura 5.16: Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Divinópolis.

O gráfico compara os resultados da simulação da evolução do fluxo de caixa acumulado para um SGD instalado em Divinópolis, Minas Gerais, com os dados obtidos através de Tiba (2000) (linha Divinópolis A) e de CRESESB (2014) (linha Divinópolis B), de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de interseção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

Tabela 5.16: Resultado da simulação para o município de Divinópolis.

Indicador	Dados de Tiba (2000)	Dados de CRESESB (2014)
<i>Payback</i>	18 anos	15 anos
Valor Presente Líquido (VPL)	-R\$ 14.299	R\$ 5.154
Taxa Interna de Retorno (TIR)	1,84%	5,01%

Comparação dos resultados obtidos do modelo proposto sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1, instalado em Divinópolis. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

5.6.4 Caso 4: São Paulo - São Paulo

Aqui foi realizada uma nova simulação tomando a mesma metodologia descrita logo acima, na seção 5.6, considerando os dados do município de São Paulo (ver tabela 5.17), em São Paulo.

Tabela 5.17: Dados de insolação e irradiação em São Paulo - SP.

Mês	Insolação	Insolação	Insolação	Irradiação	Irradiação
	Média (h)	Máxima (h)	Mínima (h)	A (kWh/m ² .mes)	B (kWh/m ² .mes)
jan	144	265	92	138	127
fev	163	234	127	124	134
mar	170	234	67	121	129
abr	179	234	144	100	121
mai	157	205	116	86	121
jun	152	206	110	83	113
jul	168	239	134	86	127
ago	193	259	158	103	135
set	162	208	102	100	119
out	162	229	101	138	122
nov	151	186	94	133	138
dez	161	226	91	138	126

Fontes: (TIBA, 2000) e (CRESESB, 2014). Nesta tabela são apresentados os dados utilizados para cálculo da estimativa de energia gerada em São Paulo - SP. Os resultados mensais da coluna "Irradiação A" são provenientes dos dados de Tiba (2000) e os da coluna "Irradiação B" são de CRESESB (2014).

Os resultados podem ser observados no gráfico da figura 5.17 para a modelo proposto. A linha azul representa o fluxo de caixa acumulado do empreendimento considerando os dados de irradiação solar do atlas de Tiba (2000), já a linha vermelha considera os dados de irradiação solar disponíveis em CRESESB (2014). A intersecção de cada uma delas com o eixo das abscissas representa o momento em que ocorre a recuperação do investimento - *payback*. Na tabela 5.18 segue um quadro resumo dos resultados obtidos.

Tabela 5.18: Resultado da simulação para o município de São Paulo.

Indicador	Dados de Tiba (2000)	Dados de CRESESB (2014)
<i>Payback</i>	<i>acima de 20 anos</i>	<i>18 anos e 4 meses</i>
Valor Presente Líquido (VPL)	<i>-R\$ 20.606</i>	<i>-R\$ 17.465</i>
Taxa Interna de Retorno (TIR)	<i>-0,71%</i>	<i>1,17%</i>

Comparação dos resultados obtidos do modelo proposto sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1, instalado em São Paulo. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

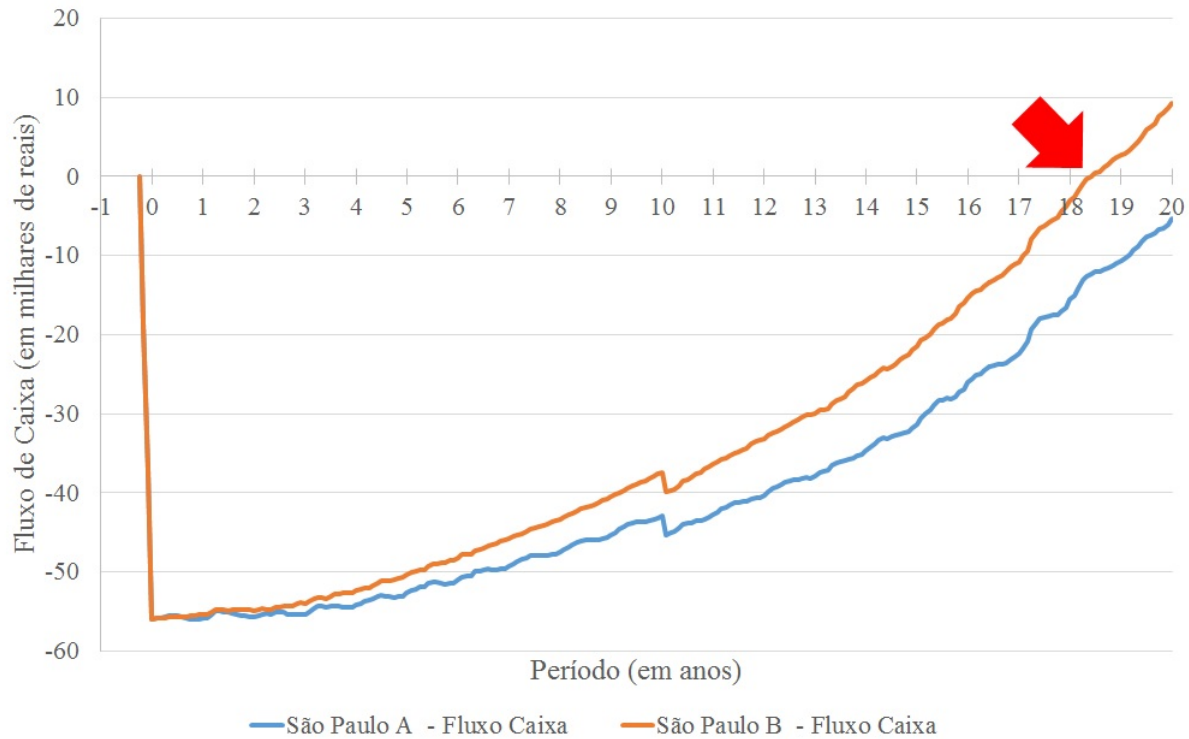


Figura 5.17: Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - São Paulo.

O gráfico compara os resultados da simulação da evolução do fluxo de caixa acumulado para um SGD instalado em São Paulo, São Paulo, com os dados obtidos através de Tiba (2000) (linha São Paulo A) e de CRESESB (2014) (linha São Paulo B), de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para o aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abcissas, indicam o momento em ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abcissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

Em São Paulo, o SGD apresenta-se inviável com os dados das duas fontes seguindo os critérios previamente definidos, exceto no resultado de *payback* com os dados de CRESESB (2014). Relembrando os critérios: $payback < 20 \text{ anos}$, $VPL > 0$ e $TIR > \text{taxa de desconto}$.

5.6.5 Caso 5: Indaial - Santa Catarina

Aqui foi realizada uma nova simulação tomando a mesma metodologia descrita logo acima, na seção 5.6, considerando os dados do município de Indaial (ver tabela 5.19), em Santa Catarina.

Tabela 5.19: Dados de insolação e irradiação em Indaial - SC.

Mês	Insolação	Insolação	Insolação	Irradiação	Irradiação
	Média (h)	Máxima (h)	Mínima (h)	A (kWh/m ² .mes)	B (kWh/m ² .mes)
jan	151	192	110	155	144
fev	138	176	70	124	137
mar	158	225	95	121	145
abr	140	198	91	100	136
mai	137	177	89	86	130
jun	115	152	86	67	114
jul	123	178	75	86	124
ago	132	180	76	86	124
set	104	151	44	100	114
out	94	145	27	138	139
nov	118	182	55	150	149
dez	119	171	74	155	144

Fontes: (TIBA, 2000) e (CRESESB, 2014). Nesta tabela São apresentados os dados utilizados para cálculo da estimativa de energia gerada em Indaial - SC. Os resultados mensais da coluna "Irradiação A" são provenientes dos dados de Tiba (2000) e os da coluna "Irradiação B" são de CRESESB (2014).

Os resultados podem ser observados no gráfico da figura 5.18 para a modelo proposto. A linha azul representa o fluxo de caixa acumulado do empreendimento considerando os dados de irradiação solar do atlas de Tiba (2000), já a linha vermelha considera os dados de irradiação solar disponíveis em CRESESB (2014). A intersecção de cada uma delas com o eixo das abscissas representa o momento em que ocorre a recuperação do investimento - *payback*. Na tabela 5.20 segue um quadro resumo dos resultados obtidos.

Tabela 5.20: Resultado da simulação para o município de Indaial.

Indicador	Dados de Tiba (2000)	Dados de CRESESB (2014)
<i>Payback</i>	<i>acima de 20 anos</i>	<i>17 anos e 2 meses</i>
Valor Presente Líquido (VPL)	<i>-R\$ 25.168</i>	<i>-R\$ 12.252</i>
Taxa Interna de Retorno (TIR)	<i>-0,31%</i>	<i>2,11%</i>

Comparação dos resultados obtidos do modelo proposto sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1, instalado em Indaial. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

Em Indaial, o SGD apresenta-se inviável com os dados das duas fontes seguindo os

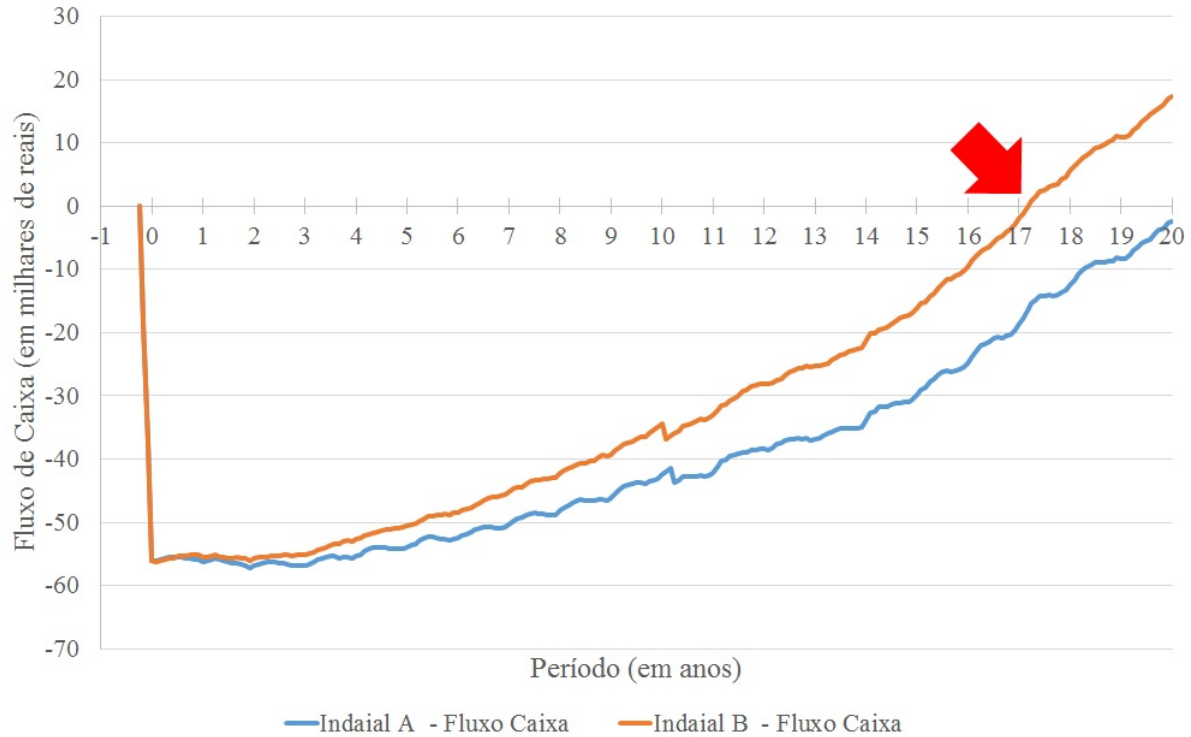


Figura 5.18: Fluxo de caixa acumulado para um sistema de geração distribuída - SGD - Indaial.

O gráfico compara os resultados da simulação da evolução do fluxo de caixa acumulado para um SGD instalado em Indaial, Santa Catarina, com os dados obtidos através de Tiba (2000) (linha Indaial A) e de CRESESB (2014) (linha Indaial B), de acordo com a proposta de remuneração da energia gerada por um SGD apresentada neste trabalho. Os pontos principais deste gráfico são: ponto $-0,25$ indica o momento da tomada de decisão em realizar o investimento em um SGD; o momento 0 indica o momento de desembolso dos recursos para a aquisição e implantação do investimento, assim como o momento do início da operação do SGD; o ponto de intersecção entre as linhas que representam o fluxo de caixa acumulado e o eixo das abscissas, indicam o momento em que ocorre o retorno do investimento, ou *payback* para cada uma das situações. As escalas estão definidas como: eixo das abscissas em anos; eixo das ordenadas em valores monetários de milhares de Reais brasileiros.

critérios previamente definidos, exceto no resultado de *payback* com os dados de CRESESB (2014). Relembrando os critérios: $payback < 20 \text{ anos}$, $VPL > 0$ e $TIR > \text{taxa de desconto}$.

5.7 Discussão dos resultados

A análise dos resultados demonstra a diferença, sob o ponto de vista financeiro (*pay-back*, VPL e TIR), entre as duas políticas aplicadas ao fomento da microgeração, *net metering* e *feed'in tariff*, ficando evidente a vantagem desta última sobre o sistema de compensação e geração de créditos.

O modelo proposto demonstrou-se viável na grande parte das simulações realizadas, exceto na condição em que o tempo de exposição à irradiação solar é reduzido (4 horas). Pode-se concluir que em certas regiões do território brasileiro (como as regiões onde estão localizadas Indaial e São Paulo) apresentadas no mapa da figura 5.1, a aplicação de SGD não é viável.

O modelo adotado pela regulamentação atual do Brasil não demonstrou-se viável financeiramente sob nenhum aspecto, mesmo em condições de máxima irradiação solar (8 horas). Esta constatação deve-se aos resultados obtidos para o VPL e TIR nas simulações realizadas, onde sempre apresentaram índices insatisfatórios.

Sobre a efetividade do algoritmo de reajuste, fica comprovado que o resultado é satisfatório através da simulação de 20 anos, seção 5.4, na qual a remuneração acumulada para o SGD acompanhou o melhor dos investimentos de mercado em cada um dos períodos trimestrais.

O resultado dos casos estudados mostram que as localidades em regiões que apresentam maior insolação e maior irradiação solar tendem a se aproximar da condição padrão, prevista na proposta deste trabalho. Isto pode ser verificado no gráfico da figura 5.19.

Os municípios que se encontram numa região que tem o mesmo valor de insolação médio apresentaram resultados diferentes, por exemplo os municípios de Petrolina e São João do Piauí. Isto se deve a:

- Os dados de insolação, de acordo com INMET (2017), são específicos e disponibilizam os dados da estação de cada localidade.
- Os dados de irradiação disponibilizados por Tiba (2000) são obtidos com certa imprecisão em função do local de cada município não estar explícito no mapa.
- Os dados de irradiação disponibilizados por CRESESB (2014) apresentam-se mais precisos, pois são provenientes de estações de medição instaladas em cada município analisado.

No caso da implementação da proposta deste trabalho, deve-se realizá-la por zonas de concessão ou áreas com potencial fotovoltaico similar, assim o custo do projeto definido no item 2 da tabela 4.1 para uma mesma potência padrão é refinado com um estudo local (tipicamente ocorrem variações quanto à quantidade de placas, fixações mecânicas e cabeamento), bem como variações quanto à expectativa do volume de energia gerada, definida no item 6 da tabela 4.1, assim garante-se que maior quantidade de localidades

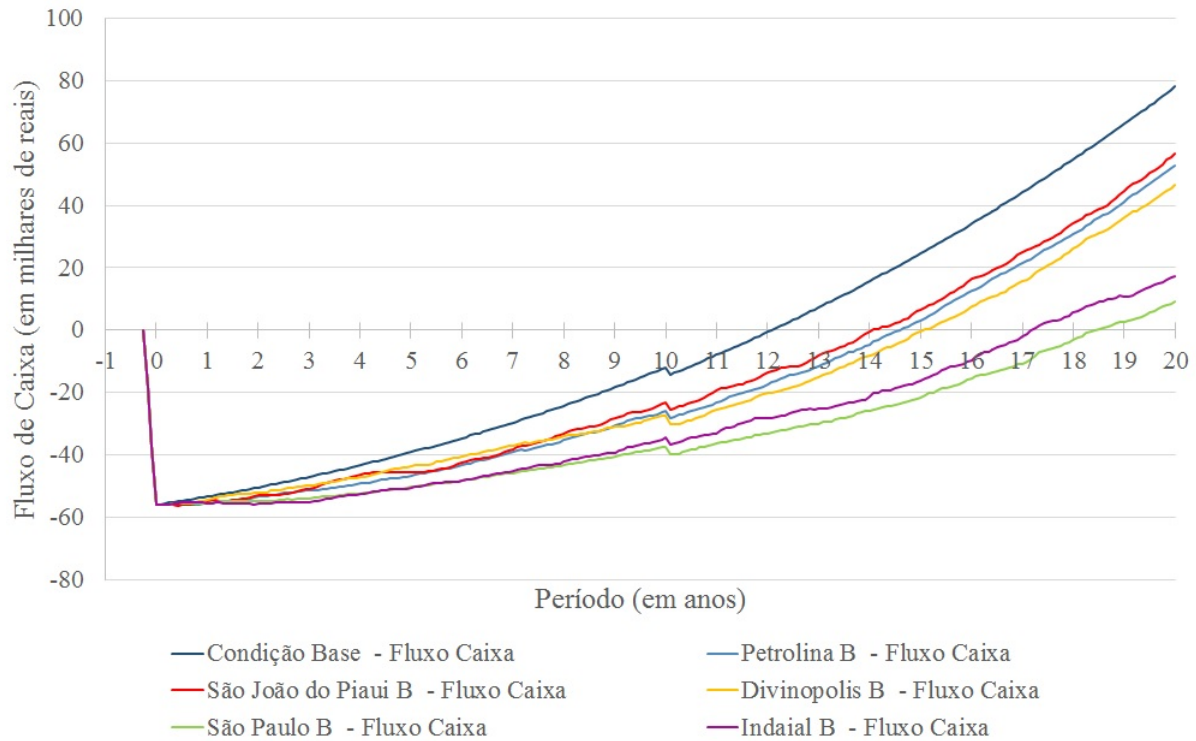


Figura 5.19: Fluxo de caixa acumulado para análise dos casos estudados.

O gráfico compara os resultados da simulação da evolução do fluxo de caixa acumulado para um SGD instalado nas localidades selecionadas para os casos estudados com base no resultado da expectativa de geração de energia a partir dos dados de CRESESB (2014) com o resultado obtido para a condição padrão para o modelo proposto neste trabalho.

tenham o mesmo lucro, porém isso significa que o valor da tarifa poderá ser maior que aquele encontrado utilizando fatores médios. A discussão deve ser feita para se definir um limite aceito, já que um grande volume de energia, mais onerosa, proveniente de SGD for disponibilizada na rede, o consumidor final arcará com um incremento na tarifa de energia.

A consolidação dos resultados obtidos através dos casos estudados é apresentada na tabela:

Tabela 5.21: Consolidação dos resultados obtidos a partir das simulações realizadas nos casos estudados.

Município	Indicador	Dados de Tiba (2000)	Dados de CRESESB (2014)
Petrolina/PE	<i>Payback</i>	15 anos	14 anos e 7 meses
	VPL	R\$ 4.764	R\$ 8.396
	TIR	4,92%	5,44%
S. J. Piauí/PI	<i>Payback</i>	15 anos e 1 mes	14 anos
	VPL	R\$ 3.893	R\$ 11.177
	TIR	4,81%	5,85%
Divinópolis/MG	<i>Payback</i>	18 anos	15 anos
	VPL	-R\$ 14.299	R\$ 5.154
	TIR	1,84%	5,01%
São Paulo/SP	<i>Payback</i>	acima de 20 anos	18 anos e 4 meses
	VPL	-R\$ 20.606	-R\$ 17.465
	TIR	-0,71%	1,17%
Indaial/SC	<i>Payback</i>	acima de 20 anos	17 anos e 2 meses
	VPL	-R\$ 25.168	-R\$ 12.252
	TIR	-0,31%	2,11%

Consolidação dos resultados obtidos do modelo proposto sobre a viabilidade financeira do empreendimento em SGD, conforme dados da tabela 5.1, instalado nas localidades selecionadas para os casos estudados. Legenda: cor azul indica que parâmetro atende ao critério de viabilidade; cor vermelha, não atende.

Capítulo 6

Conclusões

Com base nos resultados obtidos através das várias simulações, análises de viabilidade financeira e casos estudados neste trabalho, pode-se concluir que:

1. Os resultados de viabilidade financeira dos casos estudados para o modelo proposto de remuneração do microprodutor de energia indicam que, ao final da vida útil da instalação, os ganhos são similares aos ganhos que seriam obtidos caso o investimento fosse aplicado no mercado financeiro, especificamente nos investimentos selecionados como referência. Isto valida o algoritmo desenvolvido para esta proposta.
2. A viabilidade financeira de um SGD com o modelo proposto nesta dissertação torna-se mais atrativa quando comparada ao modelo atual adotado no Brasil - compensação de energia ou *net metering* - parâmetro observado através do tempo de retorno do investimento (*payback*), análise do valor presente líquido (VPL) e taxa interna de retorno (TIR). Porém a avaliação da viabilidade de um SGD fotovoltaica não pode se limitar apenas à análise da capacidade de geração do SGD e do seu custo absoluto, já que os custos das principais fontes de geração da região e os impactos ambientais e sociais devem ser levados em consideração.
3. Os resultados de viabilidade financeira, *payback*, VPL e TIR dos casos estudados, considerando o modelo proposto de remuneração do microprodutor de energia, são similares aos resultados obtidos em mercados ou países que adotam a política *feed-in tariff*. Portanto, o modelo proposto está dentro de parâmetros aceitáveis por sociedades que definiram como estratégia investir em geração de energia por solar fotovoltaica.
4. Os casos estudados, para aplicação no Brasil, indicam que regiões com irradiação solar abaixo da média não se mostraram viáveis financeiramente. Isto poderia ser atenuado com a definição de uma tarifa base específica por região ou área de concessão, adequando o investimento necessário para implantação do SGD às carac-

terísticas mais particulares destas regiões. Ainda assim, em situações onde o desvio padrão da irradiação seja alto, não haveria garantia do retorno esperado.

5. Os dados de irradiação solar disponibilizados por CRESESB (2014) apresentaram-se mais apropriados que os dados disponibilizados por Tiba (2000). Isto deve-se à maior granularidade da primeira referência, o que permite cálculos mais acurados e, conseqüentemente, uma análise mais precisa dos resultados.

Como principal contribuição para a sociedade pode-se destacar que ocorre neste momento uma discussão promovida pelo Ministério de Minas e Energia - MME - através do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (MME, 2015b), que formou um grupo de trabalho liderado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE - com o objetivo de avaliar novas opções que contribuam para fomentar a implantação da microgeração distribuída no país. Portanto, o modelo proposto nesta dissertação pode ser considerado neste debate como uma possibilidade.

Nesta dissertação são identificadas algumas oportunidades de pesquisa que, neste momento, fogem ao seu propósito principal definido. Pode-se relacionar algumas citadas logo abaixo:

- Elaborar uma fórmula para definir o preço da energia para o consumidor final incluindo a entrada da geração distribuída no sistema de distribuição de energia.
- Elaborar uma proposta para operacionalizar o pagamento aos microprodutores de energia, envolvendo neste caso as concessionárias de energia.
- Validar o modelo proposto para aplicação em outras fontes de geração renovável aderentes à microgeração distribuída, seja eólica, biomassa dentre outras.
- Realizar a análise de viabilidade financeira considerando outros investimentos disponíveis no mercado financeiro como letras do tesouro nacional, por exemplo.
- Definir a tarifa base para regiões específicas ou área de concessão das maiores distribuidoras de energia elétrica, considerando que parâmetros técnicos como irradiação solar para uma região de menor extensão proporcionariam um melhor dimensionamento do SGD e, conseqüentemente, um custo de implantação mais acurado.

Referências

AESTIETê. *Histórico Custo Marginal de Operação - CMO*. 2017. Disponível em <http://www.aestiete.com.br/comercializacao>. Acessado em 10/01/2017. Histórico Custo Marginal de Operação - CMO.

AMERICAN, G. *Advancing American Energy - The White House*. 2014. Disponível em <https://www.whitehouse.gov/energy/securing-american-energy>. Acessado em 15/09/2015. Relatório elaborado pelo Government American.

AMOROS, J. E.; BOSMA, N. *Global Entrepreneurship Monitor 2013 Global Report*. [S.l.], 2014. Relatório elaborado pela Global Entrepreneurship Research Association.

AMOROS, J. E.; BOSMA, N. *Empreendedorismo no Brasil 2015 - Relatório Executivo*. [S.l.], 2016. Relatório elaborado pela Global Entrepreneurship Research Association.

ANA. *ANA divulga publicação Especial sobre a Crise Hídrica*. 2015. Disponível em <http://www2.ana.gov.br/Paginas/imprensa>. Acessado em 10/01/2017. Agência Nacional de Águas - ANA.

ANEEL. *Resolução Normativa número 482 de 2012 da ANEEL*. 2012. Resolução elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

ANEEL. *Resolução Normativa número 687 de 2015 da ANEEL*. 2015. Resolução elaborada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

ANEEL. *Atualização dados sobre SGD*. 2016. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acessado em 15/09/2016. Relatório elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

ANEEL. *Cálculo Tarifário e Metodologias*. 2016. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/>. Acessado em 23/04/2016. Relatório elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

ANEEL. *Entendendo a tarifa*. 2016. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa>. Acessado em 07/12/2016.

ANEEL. *Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão*. 2016. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>. Acessado em 31/10/2016. Relatório elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

- BCB. *Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA*. 2016. Disponível em <https://www3.bcb.gov.br/sgspub/consultarvalores>. Acessado em 01/02/2016. Dados disponibilizados pelo Banco Central do Brasil - BCB.
- BCB. *Rentabilidade da Caderneta de Poupança*. 2016. Disponível em <https://www3.bcb.gov.br/sgspub/consultarvalores>. Acessado em 01/02/2016. Dados disponibilizados pelo Banco Central do Brasil - BCB.
- BULL, G.; GROVES, J. The democratization of production. In: INTERNATIONAL SOCIETY FOR TECHNOLOGY IN EDUCATION. *Learning and Leading with Technology*. [S.l.], 2009. p. 36–37.
- BURGOS-PAYÁN, M. et al. Costs and benefits of the renewable production of electricity in Spain. v. 56, p. 259–270, 2013.
- CAMPOCCIA, A. et al. An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Solar Energy*, v. 107, p. 530–543, 2014.
- CASTRO, N. de et al. *A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro*. Rio de Janeiro, 2014. Grupo de Estudos do Setor Elétrico.
- CASTRO, R. *Geração Distribuída de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/workshops/ccee1.pdf>. Acessado em 07/01/2017.
- CCEE. *Preço Médio na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2016. Disponível em <http://www.ccee.org.br>. Acessado em 07/08/2016. Relatório elaborado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
- CCEE. *Preços*. 2017. Disponível em <https://www.ccee.org.br>. Acessado em 10/01/2017. Como a CCEE atua em Preços.
- CCEE. *Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Contrato*. 2017. Disponível em <http://www.ccee.org.br>. Acessado em 28/01/2017. Relatório elaborado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.
- CETIP. *Rentabilidade da Renda Fixa*. 2016. Disponível em <https://www.cetip.com.br/renda-fixa/estatisticas>. Acessado em 01/02/2016. Dados disponibilizados pelo CETIP.
- CONFAZ. *Convênio ICMS 16/2015*. 2015. Disponível em <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios>. Acessado em 15/01/2017.
- COUTURE, T.; GAGNON, Y. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, v. 38, p. 955–965, 2010.
- CRESESB. *Cálculo de Irradiação*. 2014. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/>. Acessado em 04/01/2017.

- DEGEN, R. J. *O Empreendedor: empreender como opção de carreira*. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.
- ELETRONUCLEAR. *Panorama da Energia Nuclear no Mundo*. Rio de Janeiro, 2014. Estudo realizado pela Eletronuclear - Gerência de Planejamento Estratégico.
- EPE. *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira*. Rio de Janeiro, 2012. Estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.
- EPE. *Nota Técnica DEA 19/2014: Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos*. 2014. Disponível em [http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série Estudos de Energia/DEA 19 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos VF \(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20Inserção%20da%20Geração%20Fotovoltaica%20Distribuída%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20(Revisada).pdf). Acessado em 14/01/2017.
- EPE. *Balanco Energético Nacional 2016 - ano base 2015*. Rio de Janeiro, 2016. Balanço realizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.
- EPE. *Energia Termelétrica: Gás natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. [S.l.: s.n.], 2016. Disponível em [http://www.epe.gov.br/Documents/Energia Termelétrica - Online 13maio2016.pdf](http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Termelétrica%20-%20Online%2013maio2016.pdf). Acessado em 07/01/2017.
- FRANKLIN, T. S.; SANTANA, E. S. de; CERQUEIRA, J. J. F. Fuzzy and pi controllers in pumping water system using photovoltaic electric generation. *IEEE American Latin*, v. 12, p. 1049–1054, 2014.
- FRAUNHOFER. *Power Generation in Germany - Electricity Production and Spot-Prices in Germany 2014*. Germany, 2014. Estudo realizado pelo Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems - ISE.
- FRAUNHOFER. *Photovoltaics Report*. Freiburg, 2016. Estudo realizado pelo Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems - ISE.
- FREITAS, B. M. R. de; HOLLANDA, L. *Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor Micro e Minigeração no Brasil : Viabilidade Econômica e Entraves do Setor*. [S.l.], 2015. Relatório elaborado pela FGV Energia.
- GALLEGO-CASTILLO, C.; VICTORIA, M. Cost-free feed-in tariffs for renewable energy deployment in Spain. *Renewable Energy*, v. 81, p. 411–420, 2015.
- GLEMAREC WILSON RICKERSON, O. W. Y. *Transforming on-grid renewable energy markets*. New York, 2012. Relatório elaborado pela United Nations Development Programme.
- GOOGLE. *Google Maps*. 2017. Disponível em aplicativo Google Maps em <https://www.google.com.br/maps>. Acessado em 15/01/2017.
- GRIESER, B.; SUNAK, Y.; MADLENER, R. Economics of small wind turbines in urban settings: An empirical investigation for Germany. *Renewable Energy*, v. 78, p. 334–350, 2015.

- HUANTELER, J. International support for feed'in tariffs in developing countries - a review and analysis of proposed mechanisms. *Energy Reviews*, v. 39, p. 857–873, 2014.
- IEA. *Solar Photovoltaic Energy*. [S.l.], 2014. Relatório elaborado pela International Energy Agency - IEA.
- IEA. *Energy and Air Pollution - World Energy Outlook - Special Report 2016*. Paris, 2016. Relatório elaborado pela International Energy Agency - IEA.
- INMET. *Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa*. 2017. Disponível em <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>. Acessado em 04/01/2017 conforme disponibilizado pelo Instituto Nacional de Meteorologia - INMET.
- INVESTING.COM. *Rentabilidade da Ibovespa*. 2016. Disponível em <http://br.investing.com/indices/bovespa-historical-data>. Acessado em 01/02/2016. Dados disponibilizados pelo Investing.com.
- KWON, T. hyeong. Rent and rent-seeking in renewable energy support policies: Feed-in tariff vs. renewable portfolio standard. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 44, p. 676–681, 2015.
- KYOCERA. *Kyocera Data Sheet*. 2016. Disponível em <http://www.kyocera.com.br>. Acessado em 15/11/2016. Data Sheet Kyocera.
- MME. *Portaria nº 538 - Ministério de Minas e Energia*. 2015. Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2015538mme.pdf>. Acessado em 14/01/2017.
- MME. *Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica*. 2015. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3013891/15.12.2015+Apresenta>Acessado em 07/01/2017.
- MME. *Notícias do Ministério de Minas e Energia*. 2017. Disponível em <http://www.mme.gov.br/web/guest/paginainicial/outrasnoticias>. Acessado em 14/02/2017.
- MOTA, C. The rise of personal fabrication. *Proceedings of the 8th ACM conference on Creativity and cognition*, p. 279–287, 2011.
- NAKABAYASHI, R. *Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições Atuais e Perspectivas Futuras*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, dezembro 2014.
- NATGEO, N. G. S. *National Geographic Atlas of the World*. 2015. Disponível em aplicativo World Atlas by National Geographic. 10th Edition.
- OBSERV'ER. *La production d'Electricité d'origine renouvelable dans le monde*. 2013. Disponível em <http://www.energies-renouvelables.org/observ-er>. Acessado em 18/09/2016. Relatório elaborado pelo Observ'ER e pela Fondation Xnergies pour le Monde.

- ONS. *Informativo do Operador Nacional do Sistema - ONS - Fim do Racionamento*. 2002. Disponível em <http://www.ons.org.br/>. Acessado em 10/10/2015. Informação disponibilizada pelo Operador Nacional do Sistema.
- PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos, 2006.
- PERLOTTI, E. et al. *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira*. São Paulo, 2012. Estudo elaborado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE.
- RODRIGUEZ, C. R. C. *Mecanismos Regulatorios, Tarifarios e Economicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, julho 2002.
- SAE, S. de Assuntos Estratégicos do G. F. *Distribuição da classe média*. 2016. Disponível em <http://www.sae.gov.br>. Acessado em 01/09/2016. Informação disponibilizado pela Secretaria de Assuntos Estratégicos do Governo Federal - SAE.
- SAHU, B. K. A study on global solar pv energy developments and policies with special focus on the top ten solar pv power producing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 43, p. 621–634, 2015.
- SIMPSON, G.; CLIFTONY, J. The emperor and the cowboys: The role of government policy and industry in the adoption of domestic solar microgeneration systems. *Energy Policy*, v. 81, p. 141–151, 2015.
- SMA. *Performance ratio - Quality factor for the PV plant*. 2016. Disponível em <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11>. Acessado em 31/10/2016. Relatório elaborado pela SMA Solar Technology AG.
- SOLARGIS. *Mapas de Irradiação Solar*. 2016. Disponível em <http://solargis.info/>. Acessado em 15/09/2016.
- TAO, J.; YU, S. Review on feasible recycling pathways and technologies of solar photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 141, p. 108–124, 2015.
- TIBA, C. *Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Terrestres*. [S.l.], 2000.
- TIMILSINA, G. R.; KURDGELASHVILI, L.; NARBEL, P. A. Solar energy: Markets, economics and policies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 16, p. 449–465, 2012.
- UOLECONOMIA. *Historico Dolar Americano Comercial*. 2016. Disponível em <http://economia.uol.com.br/cotacoes/cambio/dolar-comercial-estados-unidos/?historico>. Acessado em 01/02/2016. Dados disponibilizados pelo UOLEconomia.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica*. 1. ed. São Paulo: Editora Etica, 2012.

Apêndice

A.1 Certificado

A partir dos resultados preliminares desta dissertação foi elaborado o artigo intitulado PROPOSTA PARA INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM MICROEMPREEN-
DIMENTOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CONSUMIDORES RESIDENCIAIS,
o qual foi submetido e apresentado no VI Workshop PTI e II Simpósio Internacional
SIINTEC, realizado no SENAI CIMATEC, Salvador, entre 20 e 21 de Outubro de 2016.



Figura A.1: Certificado VI Workshop PTI e II Simpósio Internacional SIINTEC.