



**A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA  
COMO ALTERNATIVA PARA A CRISE ENERGÉTICA  
NACIONAL: MODELO DE EXPANSÃO ACELERADA  
ATRAVÉS DE SUBSÍDIOS ECONOMICAMENTE  
JUSTIFICADOS**

**VÍTOR AUGUSTO DE SOUZA MOTA**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO  
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Brasília, fevereiro de 2015**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA  
COMO ALTERNATIVA PARA A CRISE ENERGÉTICA  
NACIONAL: MODELO DE EXPANSÃO ACELERADA  
ATRAVÉS DE SUBSÍDIOS ECONOMICAMENTE  
JUSTIFICADOS**

**VITOR AUGUSTO DE SOUZA MOTA**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE  
DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A  
OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.**

**APROVADO POR:**

---

**MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)**

---

**RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB  
(EXAMINADOR INTERNO)**

---

**DANIEL VIEIRA, MPhil, Aneel  
(EXAMINADOR EXTERNO)**

**BRASÍLIA, 20 DE FEVEREIRO DE 2015**

## FICHA CATALOGRÁFICA

MOTA, VÍTOR AUGUSTO DE SOUZA

A Energia Solar Fotovoltaica Distribuída Como Alternativa Para a Crise Energética Nacional: Modelo de Expansão Acelerada Através de Subsídios Economicamente Justificados [Distrito Federal] 2015.

xviii, 175p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista – Universidade de Brasília.

Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica

1.Energia Solar Fotovoltaica Distribuída

2.Usinas Termelétricas

3.Crise Energética Nacional

4.Subsídios

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

MOTA, V. A. S. (2015). A Energia Solar Fotovoltaica Distribuída Como Alternativa Para a Crise Energética Nacional: Modelo de Expansão Acelerada Através de Subsídios Economicamente Justificados. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 175p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Vítor Augusto de Souza Mota.

TÍTULO: A Energia Solar Fotovoltaica Distribuída Como Alternativa Para A Crise Energética Nacional: Modelo de Expansão Acelerada Através de Subsídios Economicamente Justificados.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2015

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

---

Vítor Augusto de Souza Mota  
Rua 01, Chácara 10 Casa 5A, SHVP  
72.005-150 Brasília – DF – Brasil.

# AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Carlos e Irene, por todo o apoio, paciência e amor que tiveram para formar a pessoa que sou hoje, e por terem propiciado sempre o melhor que puderam, inclusive a educação, acadêmica e não acadêmica, que estarão presentes comigo para sempre.

Agradeço também aos meus irmãos, João Pedro, Marco e Sofia, por todos os momentos vividos. À Nete, por todos os cuidados nesses quase 15 anos de convivência.

Agradeço também à minha vó Maria, tios, primos, amigos e à minha namorada, Sofia, que junto com a família, preenchem o vazio que uma grade horária não pode preencher.

Agradeço aos professores Marco Aurélio Gonçalves Oliveira e Rafael Amaral Shayani, por aceitarem ser meus orientadores e também pelas ideias, sugestões e conhecimentos transmitidos.

Agradeço à engenheira Helena Magalhães Mian, pela atenção e paciência para tirar dúvidas e revisar o trabalho escrito, apontando erros, e fazendo várias sugestões para a melhoria do trabalho escrito.

Agradeço ao engenheiro Daniel Vieira, pela disponibilidade e pelas ideias para obter dados importantes do trabalho.

Agradeço às empresas *Axitec; Brs Energia; Compact Cia; Ener Comercio e Serviços de Energias Renovaveis Ltda; Enerbras - Energias Renováveis; Neosolar Energia; PEON; Solenerg Engenharia e Comércio Ltda; Sunedison do Brasil; Sustenergyn Energia Solar Ltda; Tropical e Voltaica*, pelas informações prestadas, que permitiram estimar importantes valores de mercado e também o mercado fotovoltaico sob uma ótica empresarial.

Agradeço à Aneel, pelas informações passadas através dos pedidos de informação que executei.

Agradeço também ao país, por ter possibilitado e custeado a minha experiência de intercâmbio, que teve impacto na escolha do tema do trabalho e também abriu para mim várias portas ao redor do mundo, e aumentou meu autoconhecimento.

*“Estamos sempre nos preparando  
para viver e não vivemos”*

*Ralph Waldo Emerson*

## RESUMO

O mundo vive um período bastante interessante no que diz respeito à utilização de energia. Há poucas décadas, os governos passaram a se preocupar com os impactos ambientais causados pela utilização das fontes energéticas até então escolhidas. Há uma tendência mundial de eletrificação de setores ainda não eletrificados como o setor dos transportes, dentre outros. Neste sentido, a mudança de comportamento e a busca de fontes alternativas para a geração de energia elétrica se mostra indispensável. Dentre as alternativas encontradas, a energia solar fotovoltaica vem apresentando um crescimento notável em vários países devido à adoção de mecanismos de apoio a esta tecnologia. O mesmo crescimento não é uma verdade ainda no Brasil, justamente pelos mecanismos de apoio adotados serem menos agressivos do que os de outros países. Isso pode ser explicado em parte, pelo fato de o Brasil não ter a mesma motivação para incentivar massivamente a tecnologia fotovoltaica, visto que a maior parte de sua matriz é baseada na energia produzida pelas hidroelétricas, e, portanto, renovável. Mas em períodos de crise hídrica, como os vividos pelo país no início do século XXI e recentemente nos anos de 2013 e 2014, a geração de energia elétrica do país se mostra extremamente dependente de formas poluentes e caras, como as termelétricas. Ainda, devido à redução da oferta de energia, o mercado reage e os preços sobem bastante, gerando gastos extras (com a contratação dessa energia e com outros serviços relacionados), que depois são repassados aos consumidores de energia elétrica e contribuintes. Com este cenário em mente, este trabalho analisa o gasto necessário para contratar energia (e gastos relacionados) em 2013 e 2014 e faz uma comparação com uma alternativa baseada em geração fotovoltaica distribuída por alguns estados do país, utilizando como incentivo financeiro um montante igual ao gasto mencionado. É então demonstrado que do ponto de vista energético, optar por incentivar massivamente a tecnologia fotovoltaica distribuída, é uma opção mais viável economicamente (dentre outras vantagens), do que basear a geração de emergência na tecnologia termelétrica.

# ABSTRACT

The World is experiencing a very interesting period regarding the use of energy. Only a few decades ago, governments started to worry about the environmental impacts caused by the use of the energy sources previously chosen. There is a tendency of electrification of sectors, like the transportation one. In this context, a behavior change and the search for alternative ways to generate electricity are imperative. Among the alternatives found, the solar photovoltaic is showing a notable growth in several countries due to the adoption of support mechanisms to this technology. The same growth cannot yet be seen in Brazil, since the support mechanisms adopted in the country are less aggressive than the ones adopted elsewhere, among other issues present in the country. A possible cause to this, is that Brazil doesn't have the same drivers to heavily support the photovoltaic technology since the greatest amount of electricity produced comes from renewable sources, mainly hydroelectric power plants. But during a water crises period, like the one experienced in the last decade and recently in 2013 and 2014, the electricity generation in the country is very dependent on pollutant and expensive sources of generation such as the fossil fueled plants. Beside, due to the reduction in the total electricity supply, the market reacts causing price rises, which represents extra expenses that later are passed on to the electricity consumers and also to the tax payers. With this in mind, this paper work analyses the expenses with the electricity generation, for the years 2013 and 2014 and makes a comparison with an alternative of small photovoltaic plants spread around the country in the same period, using as support budget an amount equal to the calculated expenses. It is then, demonstrated that heavily supporting the distributed photovoltaic energy is a better and cheaper solution, from the energetic point of view, among other advantages, than using the fossil fueled power plants as the second main source of electricity generation.

# LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Oferta Total de energia primária mundial por fonte em Mtep. Período 1971-2011.....	5
Figura 2.2 – Geração total de energia elétrica no mundo em TWh, por fonte. Período 1971-2011.....	6
Figura 2.3 – Participação de fontes renováveis na matriz energética do Brasil e do mundo.....	8
Figura 2.4 – Participação de cada fonte na oferta interna total brasileira.....	8
Figura 2.5 – Oferta Total de energia primária interna no Brasil, por fonte em Mtep. Período 1970-2013.....	9
Figura 2.6 – Percentual de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Comparativo entre o Brasil e o mundo.....	10
Figura 2.7 – Divisão da geração de energia elétrica por fonte.....	10
Figura 2.8 – Irradiação horizontal global no mundo.....	11
Figura 2.9 – Evolução da participação das células do tipo filme fino, por tipo de célula utilizada.....	14
Figura 2.10 – Evolução da Eficiência Energética das Células Solares.....	14
Figura 2.11 – Comparação entre uma parte limpa e uma parte empoeirada de um módulo.....	17
Figura 2.12 – Comparativo da adoção das FiT com os demais mecanismos de apoio.....	20
Figura 2.13 – Evolução do custo das instalações (€/Wp) e da capacidade total instalada (MWp) na Alemanha.....	27
Figura 2.14 – Evolução do custo da energia elétrica na Alemanha (c€/kWh).....	28
Figura 2.15 – Evolução anual das instalações na Europa, por país.....	31
Figura 2.16 – Evolução anual das instalações na Bélgica.....	38
Figura 2.17 – Recordes anuais de instalação 2008 - 2013.....	40
Figura 3.1 – Usinas FV em operação no Brasil.....	55
Figura 3.2 – Saída de dados do programa SunData.....	63
Figura 3.3 – Parte da tabela com valores para a classe residencial.....	66
Figura 3.4 – Cálculo do percentual mensal de PIS/PASEP e COFINS.....	67
Figura 3.5 – Planilha com dados do mercado, filtrada para apresentar os dados referentes a julho de 2014.....	69
Figura 3.6 – Curva de carga de uma residência, contrastada com a.....	72
curva de produção de um sistema fotovoltaico com 700 Wp instalados.....	72
Figura 3.7 – Influência da produção de um sistema fotovoltaico conectado à rede na curva de carga de uma edificação pública (comercial).....	72
Figura 3.8 – Parte do questionário aplicado às empresas.....	78
Figura 3.9 – Rendimento da poupança para o período de 12 meses (nov 2013 – out 2014).....	80
Figura 3.10 – Link de acesso fornecido pela Aneel, contendo os dados referentes às revisões e reajustes.....	83
Figura 3.11 – Demonstração da ausência de planilhas de cálculo para a revisão extraordinária de algumas distribuidoras.....	84
Figura 3.12 – Recuperação de dados a partir de notas técnicas futuras.....	85

Figura 3.13 – Demonstração de um caso de coincidência de ausência de planilhas de cálculo para a revisão extraordinária seguida de revisão tarifária referentes a CEPISA.	85
Figura 3.14 – Diminuição da energia hidrelétrica e aumento da energia termelétrica do SIN. Período 2012-2013. ....	89
Figura 4.1 – Distribuição do mercado por tipo de instalação, utilizando dados disponíveis em 01/11/2014. ....	96
Figura 4.2 – Distribuição do mercado por quantidade de potência instalada por grupo, utilizando dados disponíveis em 01/11/2014. ....	97
Figura 4.3 – Opinião das empresas em relação à existência de novas medidas de incentivo a GDFV em 2015. ....	135
Figura 4.4 – Enquete sobre as principais barreiras ao desenvolvimento da GDFV no país. ....	135
Figura A-1 – Questionário aplicado às empresas, desenvolvido na plataforma QuestionPro. ....	173

# LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Evolução do valor das FiT na Alemanha, para instalações em telhados com potência de até 10 kWp (c€/kWh).....	28
Tabela 2.2 – Etapas do processo de solicitação de acesso.....	45
Tabela 2.3 – Preço da energia por kWh e alíquota de ICMS para as demais classes de consumo do Distrito Federal. ....	47
Tabela 3.1 – Principais causas de indisponibilidade de sistemas fotovoltaicos. ....	59
Tabela 3.2 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos por classe energética. ....	61
Tabela 3.3 – Informações mescladas dos módulos selecionados e determinação de um módulo padrão. ....	61
Tabela 3.4 – Variação do custo da energia da classe A4 – Comercial / Industrial com o aumento da demanda e do montante de energia utilizado. ....	70
Tabela 3.5 – Custos para instalações fotovoltaicas e eólicas em dólares. (Atualizado em agosto de 2013).....	76
Tabela 3.6 – Valores de TIR e payback na Itália para IFVs de 3 a 100 kWp calculados com custos e incentivos, ao fim de cada ano. Período 2008-2012. ....	79
Tabela 3.7 – Taxa SELIC acumulada no período de 12 meses (2012, 2013 e 2014).....	81
Tabela 3.8 – Comparação da variação do custo de aquisição de energia 2013-2014.....	86
Tabela 3.9 – Comparação da variação do custo de aquisição de energia entre o reajuste de 2013 e a RTE. ....	86
Tabela 3.10 – Custo de aquisição de energia na revisão tarifaria de 2012 (período anterior à RTE). ....	87
Tabela 3.11 – Dados obtidos para a distribuidora CEB. ....	87
Tabela 4.1 – Percentual por estado do número de instalações sob a RN nº 482 em 01/11/2014.....	93
Tabela 4.2 – Percentual por estado do número de instalações sob a RN nº 482 em 16/10/2014.....	94
Tabela 4.3 – Divisão das instalações em grupos. Dados de 01/11/2014. ....	95
Tabela 4.4 – Potência total instalada de cada grupo. Dados de 01/11/2014. ....	97
Tabela 4.3 – Potência total instalada de cada grupo. Dados de 01/11/2014. ....	98
Tabela 4.5 – Combinação da eficiência com o fator de desempenho. ....	98
Tabela 4.6 – Determinação da IGIM por estado. ....	99
Tabela 4.7 – Irradiação global inclinada média por estado (diária e anual).....	101
Tabela 4.8 – Número de módulos por instalação. ....	102
Tabela 4.9 – Energia produzida por instalações típicas no ano inicial.....	102
Tabela 4.10 – Ranking de produção energética normalizada em relação ao RN. ....	103
Tabela 4.11 – Energia produzida por instalações típicas nos primeiros dois anos.....	104
Tabela 4.12 – Total de energia produzida por instalações típicas ao longo de 25 anos (vida útil linear). ....	104
Tabela 4.13 – Alíquotas nominais e efetivas de ICMS por estado para consumos mensais de 300 kWh e 450 kWh. ....	106

Tabela 4.14 – Alíquotas cobradas por estado para consumos mensais de 300 kWh e 450 kWh. ....	107
Tabela 4.15 – Preços da energia por estado, para as classes comercial e residencial. .	108
Tabela 4.16 – Comparação entre valores percentuais de venda de energia e de compra da rede.....	109
Tabela 4.17 – Comparação por estado dos valores econômicos de venda da energia gerada.....	110
Tabela 4.18 – Valores de receita extra anual para os estados RN, RJ e DF.....	111
Tabela 4.19 – Receita anual média de uma instalação de 3 kWp por estado. ....	112
Tabela 4.20 – Receita anual média de instalações de 25 kWp e 400 kWp por estado. ....	113
Tabela 4.21 – Custo de instalações típicas (3 kWp, 25 kWp e 400 kWp). ....	113
Tabela 4.22 – Custo anual de O&M para as instalações de 3 kWp, 25 kWp e 400 kWp. ....	114
Tabela 4.23 – VPL e TIR por estado para uma instalação de 3kWp.....	115
Tabela 4.24 – VPL, TIR e Payback por estado com subsídios (3 kWp). ....	116
Tabela 4.25 – VPL, TIR e Payback por estado (25 kWp). ....	117
Tabela 4.26 – VPL, TIR e Payback por estado com subsídios (25 kWp). ....	118
Tabela 4.27 – VPL, TIR e Payback por estado (400 kWp). ....	118
Tabela 4.28 – VPL, TIR e Payback por estado com subsídios (400 kWp). ....	119
Tabela 4.29 – Determinação do fator Y. ....	120
Tabela 4.30 – Determinação do acréscimo de energia termelétrica contratada. ....	120
Tabela 4.31 – Determinação do custo de incremento da energia termelétrica. ....	121
Tabela 4.32 – O gasto com energia como um percentual do gasto total em 2013 e 2014. ....	121
Tabela 4.33 – Gastos extras e subtotais acumulados, levando em conta todos os fatores (transmissão, encargos, etc) nos períodos 2012-2013 e 2013-2014. ....	122
Tabela 4.34 – Contratos de compra e venda de energia em 2014 para a concessionária CPFL Paulista. ....	123
Tabela 4.35 – Valores finais de gasto extra e custo de acréscimo entre os períodos 2012-2013 e 2013-2014, considerando os 21,2 bilhões repassados pelo governo. ....	124
Tabela 4.36 – Definição de valores médios de subsídio necessário para cada grupo. .	125
Tabela 4.37 – Definição de valores médios de subsídio necessário por kWp.....	125
Tabela 4.38 – Potência instalada possível com todo o subsídio.....	126
Tabela 4.39 – Distribuição da potência por estado e grupo.....	126
Tabela 4.40 – Produção energética das IFVs, cenário conservador. ....	127
Tabela 4.41 – Produção energética das IFVs, cenário moderado.....	128
Tabela 4.42 – Produção energética das IFVs, cenário otimista.....	129
Tabela 4.43 – Comparação entre a produção de energia da GDFV com o montante contratado nos últimos dois períodos de reajuste / revisão. ....	130
Tabela A-1 – Usinas fotovoltaicas em operação no Brasil operando sob a RN nº 482.	161
Tabela A-2 – Lista de módulos poli cristalinos ranking A testados pelo INMETRO..	167
Tabela A-3 – Compilação de dados de preços médios e número de unidades consumidoras por distribuidora. ....	170
Tabela A-4 – Compilação de dados das distribuidoras - contratação de energia e gastos (RTE, 2013 e 2014). ....	171
Tabela A-5 – Compilação de dados do ONS referentes à geração de energia. ....	172

# LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

## TERMOS TÉCNICOS E SIGLAS

Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
BAPV	Building-Applied Photovoltaics
BIPV	Building-Integrated Photovoltaics
cé	Centavo de Euro
CGFV	Centrais de Geração Fotovoltaica
CIGS	Cobre-Índio-Gálio-Selênio
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
€	Euro
FiT	Feed-in Tariffs
GFV	Geração Fotovoltaica
GDFV	Geração Fotovoltaica Distribuída
GWp	Gigawatt Pico
GWh	Gigawatt-hora
¥	Iene Japonês
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IFV	Instalação Fotovoltaica
IGIM	Irradiação Global Inclinada Média
KWp	Kilowatt Pico
KWh	Kilowatt-hora
MTEP	Mega Tonelada Equivalente de Petróleo
MWp	Megawatt Pico
MWh	Megawatt-hora
O&M	Operação e Manutenção
PFV	Painel Fotovoltaico
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PIS	Programa de Integração Social
R\$	Real
RPS	Renewable Portfolio Standards
RN nº 482	Resolução Normativa nº 482
RTE	Revisão Tarifária Extraordinária

a-Si	Silício amorfo
M-Si	Silício Monocristalino
P-Si	Silício Policristalino
TIR	Taxa Interna de Retorno
CdTe	Telureto de Cádmio
TWp	Terawatt Pico
TWh	Terawatt-hora
VPL	Valor Presente Líquido
Wp	Watt Pico

#### **LISTA DE ESTADOS MENCIONADOS**

BA	Bahia
CE	Ceará
DF	Distrito Federal
ES	Espírito Santo
GO	Goiás
MG	Minas Gerais
MS	Mato Grosso do Sul
MT	Mato Grosso
PB	Paraíba
PE	Pernambuco
PR	Paraná
RJ	Rio de Janeiro
RN	Rio Grande do Norte
RS	Rio Grande do Sul
SC	Santa Catarina
SP	São Paulo
TO	Tocantins

## **LISTA DE CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO**

AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A
AME	Amazonas Distribuidora de Energia S/A
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A
BOAVISTA	Boa Vista Energia S/A
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
CEAL	Companhia Energética de Alagoas
CEB-DIS	CEB Distribuição S/A
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CELESC-DIS	Celesc Distribuição S.A
CELG-D	Celg Distribuição S.A
CELPA	Centrais Elétricas do Pará S/A
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A
CEPISA	Companhia Energética do Piauí
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.
CFLO	Companhia Força e Luz do Oeste
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL JAGUARI	Companhia Jaguari de Energia
CPFL LESTE PAULISTA	Companhia Leste Paulista de Energia
CPFLMococa	Companhia Luz e Força de Mococa
CPFLSantaCruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz
CPFLSulPaulista	Companhia Sul Paulista de Energia
CPFL-Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz

CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
DMED	DME Distribuição S.A
EBO	Energisa Borborema Distribuidora de Energia S.A
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S/A
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S/A
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços S/A
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
ESSE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A
IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda
JARI	Jari Celulose, Papel e Embalagens S.A
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S/A
MUXENERGIA	Muxfeldt Marin & Cia. Ltda
RGE	Rio Grande Energia S/A
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda

# SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 Motivação .....	2
1.2 Objetivos do trabalho .....	2
1.3 Estrutura do Trabalho .....	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	4
2.1 Contexto energético atual: oferta e fontes utilizadas .....	4
2.1.2. Contexto energético mundial .....	4
2.1.2. Contexto energético nacional .....	7
2.2 A Energia Solar Fotovoltaica .....	11
2.2.1 Introdução .....	11
2.2.2 Incidência de energia solar no mundo .....	11
2.2.3 A conversão da energia solar em energia elétrica .....	12
2.2.4 Células solares: tipos e tecnologias .....	12
2.2.5 Demais equipamentos de uma IFV .....	15
2.2.6 Manutenção de instalações fotovoltaicas .....	16
2.3 Análise dos mercados internacionais e os incentivos utilizados .....	18
2.3.1 Feed-in Tariffs .....	18
2.3.2 Subsídios de Capital Direto .....	20
2.3.3 Renewable Portfolio Standards - RPS .....	21
2.3.4 Redução de Impostos .....	22
2.3.5 Esquemas de Compensação de Energia Elétrica .....	22
2.3.6 Requerimentos para Edifícios Sustentáveis .....	23
2.3.7 Incentivos Baseados no Mercado .....	24
2.3.8 Análise do mercado alemão .....	24
2.3.9 Análise do mercado italiano .....	29
2.3.10 Breve análise do mercado estado-unidense .....	32
2.3.11 Breve análise do mercado japonês .....	34
2.3.11 Breve análise do mercado belga .....	35
2.3.12 Breve análise do mercado chinês .....	39
2.4 Análise do Mercado Brasileiro .....	42
2.4.1 Resolução Normativa Aneel nº 482/2012 .....	43

2.4.2 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.....	44
2.4.3 Barreiras ao desenvolvimento da GDFV no Brasil.....	46
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	51
3.1 Métodos de comparação de opções de investimento.....	51
3.1.1 <i>Payback</i> simples e descontado.....	52
3.1.2 Valor presente líquido.....	53
3.1.3 Taxa interna de retorno.....	54
3.2 Métodos para a determinação de um padrão de expansão do mercado FV brasileiro.....	54
3.2.1 Percentual de instalações por estado.....	55
3.2.2 Determinação dos tipos de instalação para base de cálculo.....	56
3.2.3 Determinação da partilha do mercado.....	57
3.3 Cálculo da energia gerada pelas instalações.....	58
3.3.1 Determinação da taxa de desempenho do sistema.....	58
3.3.2 Definição dos parâmetros do módulo FV utilizado.....	59
3.3.3 Método para a determinação da irradiação global inclinada média por estado (IGIM) e quantidade de energia produzida.....	62
3.4 Receitas e despesas de instalações fotovoltaicas.....	65
3.4.1 Determinação das receitas ao longo da vida útil.....	65
3.4.2 Determinação das despesas ao longo da vida útil.....	76
3.4.3 Determinação custo de uma IFV.....	77
3.5 Determinação de valores atrativos de TIR, <i>Payback</i> e VPL para a determinação do subsídio necessário para uma IFV.....	78
3.6 Métodos para a determinação do custos adicional de contratação de energia devido à utilização das termelétricas convencionais e outras fontes, como fontes emergenciais de energia elétrica para os últimos dois períodos de reajustes / revisões tarifárias.....	82
3.6.1 Procedimento para a obtenção de dados.....	83
3.6.2 Escolha da abordagem a ser utilizada.....	84
3.6.3 Obtenção dos dados.....	86
3.6.4 Determinação do gasto extra de aquisição.....	88
3.6.5 Determinação do acréscimo de energia termelétrica e custo referente à este acréscimo.....	90
3.6.6 Transformação de gastos com compra de energia em gastos totais.....	91
3.7 Determinação da potência instalada e energia gerada possíveis utilizando o gasto necessário para a diferença de demanda energética dos últimos dois períodos de reajustes / rvisões, como subsídio a GDFV.....	91

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	93
4.1 Padrão de distribuição das instalações FV .....	93
4.1.1 Percentual de instalações por estado .....	93
4.1.2 Tipos de instalação para a base de cálculo .....	95
4.1.3 Partilha do mercado com base nos grupos definidos .....	96
4.2 Energia gerada pelas instalações fotovoltaicas .....	97
4.2.1 Desempenho do sistema e padrão de módulo FV utilizado .....	97
4.2.2 Irradiação global inclinada média (IGIM) por estado .....	98
4.2.3 A energia anual gerada pelas instalações típicas.....	101
4.3 Receitas e despesas das instalações fotovoltaicas.....	105
4.3.1 Receitas das instalações .....	105
4.3.2 Despesas das instalações .....	113
4.4 Cálculo do VPL, TIR e Payback.....	115
4.5 Análise dos gastos devido à substituição de parte das hidrelétricas nos dois últimos ciclos de revisões e reajustes tarifários .....	119
4.6 Comparação da contratação termelétrica com a geração fotovoltaica distribuída .....	125
4.7 Análise de modelos de incentivo .....	132
4.8 Outros resultados do questionário enviado às empresas.....	134
5. CONCLUSÕES E SUSGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	137
5.1 Conclusões e tendências para o mercado Inernacional.....	137
5.2 Conclusões para o mercado brasileiro .....	137
5.3 Contribuições do Trabalho.....	141
5.4 Sugestões Para Trabalhos Futuros .....	141
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	142
ANEXOS .....	161

# 1. INTRODUÇÃO

A demanda global de energia cresce ano após ano. Nesse contexto, torna-se insustentável basear a produção de energia em combustíveis fósseis. Somado a isto, já é do conhecimento de todos os governos, que vários dos modelos de produção de energia a partir de combustíveis fósseis são extremamente poluentes, agindo de maneira ativa para diversos problemas atuais, como por exemplo o aquecimento global.

Essa nova conscientização em conjunto com metas definidas pelo Protocolo de Kyoto, têm feito com que os governos encontrem maneiras de serem mais eficientes e menos poluentes. Para este último quesito, ressalta-se a quantidade de incentivos para o desenvolvimento e adoção de fontes renováveis de energia, em especial a eólica e a solar fotovoltaica (foco deste trabalho). De fato, para que uma atividade econômica se desenvolva, é necessário que o mercado possibilite investimentos que garantam um retorno financeiro adequado, para permitir a atração de capital. Quando isto não é possível, os incentivos governamentais se mostram necessários.

Em relação à energia solar fotovoltaica, diversos países já adotaram mecanismos de incentivo que se demonstraram suficientes para atrair, em um cenário de curto prazo, investidores para o setor. Entre eles, pode-se incluir a Alemanha e a Itália, considerados pioneiros no setor. Nesses países, a produção de energia solar já é capaz de suprir uma parcela considerável da demanda (IEA-PVPS, 2014a). Ressalta-se também, a adoção de incentivos por parte da China, dos Estados Unidos e do Japão, que são os maiores consumidores de energia elétrica, e desde 2013 já apresentam um crescimento considerável.

A China por exemplo, que é o maior poluidor mundial (IEA, 2014), possui metas de larga expansão, pretendendo, em um cenário otimista, ter a energia solar fotovoltaica como a responsável pela produção de 40% de sua demanda de energia elétrica para o ano de 2050 (IEA-PVPS, 2014c). Possivelmente, outros países seguirão este caminho, tirando proveito da evolução tecnológica e queda de preços provocadas pelo investimento em pesquisa e desenvolvimento por parte da China e de outros líderes mundiais no setor.

O Brasil, por utilizar massivamente usinas hidrelétricas para a produção de energia elétrica, possui uma matriz majoritariamente renovável. Assim, o país não se vê tão

motivado em incentivar massivamente a utilização de outras fontes renováveis, que são mais caras. Como mecanismo pioneiro de incentivo à energia solar fotovoltaica, o Brasil adotou em abril de 2012, através da Resolução Normativa Nº 482, da Aneel, um mecanismo de incentivo conhecido como *net metering*, permitindo que consumidores de energia elétrica produzam sua própria energia, e injetem o excedente na rede, recebendo créditos por isto. Contudo, o desenvolvimento do mercado têm sido bastante lento.

## **1.1 MOTIVAÇÃO**

Este trabalho surgiu de uma combinação de fatores. A realização de um intercâmbio na Bélgica em 2012/2013 possibilitou que a observação do rápido desenvolvimento da energia solar fotovoltaica (distribuída e concentrada) vivido por países do continente europeu naquele período. Posteriormente, foi possível verificar um cenário de início de desenvolvimento do setor fotovoltaico no Brasil (bastante lento se comparado a outros mercados), somado a uma redução no fornecimento de energia hidrelétrica, em parte substituída por termelétricas, caras e poluentes.

Tendo em mente este cenário, decidi efetuar uma comparação entre as duas formas de geração para tentar mostrar que o incentivo à tecnologia fotovoltaica distribuída pode ser economicamente viável, pois apenas o fato de ser uma forma de geração menos nociva ao meio ambiente, não é o suficiente para atrair subsídios necessários para o desenvolvimento da tecnologia no Brasil.

## **1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO**

Avaliar economicamente a possibilidade da adoção massiva da energia solar fotovoltaica (em especial a distribuída), como opção às termelétricas para suprir a demanda durante a crise energética e atuar ativamente para garantir a segurança energética do país, suprindo uma energia mais segura e mais barata para o país.

Para isto, construir um modelo de expansão acelerado (com o uso de subsídios) do mercado de energia solar FV, baseado em seu estado atual, executar uma pesquisa de mercado para precificar essa expansão e, também, determinar os custos necessários para suprir a demanda crescente nos anos de 2013 e 2014 com energia termelétrica.

Por fim, utilizar esse montante de recursos como subsídio para o modelo de expansão para poder efetuar as devidas comparações de quantidade de energia termelétrica contratada pelas distribuidoras, e quantidade de energia solar fotovoltaica distribuída, que a mesma quantidade de dinheiro público (de consumidores e contribuintes) pode providenciar.

### **1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O Capítulo 2, apresenta uma revisão do contexto nacional e internacional de consumo e produção de energia. Revisa também, as principais tecnologias utilizadas para a produção de energia solar fotovoltaica, bem como faz uma revisão aprofundada dos mecanismos de incentivos (e seus efeitos) adotados pelos países mencionados anteriormente e por outros não mencionados. O capítulo se encerra com uma análise do mercado brasileiro, e do mecanismo de *net metering* adotado, mencionando alguns dos entraves existentes para o setor fotovoltaico no Brasil.

O Capítulo 3 apresenta todas as metodologias para a simulação do mercado mencionada anteriormente, para estimar o valor financeiro dos créditos de energia recebidos após a injeção de energia na rede e para estimar os gastos mencionados. Por fim, o Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos e fornece uma análise crítica para eles, fornecendo também conclusões importantes. Vários pontos da análise são feitos para 17 estados do Brasil, enriquecendo o trabalho e possibilitando maior precisão nos resultados obtidos.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

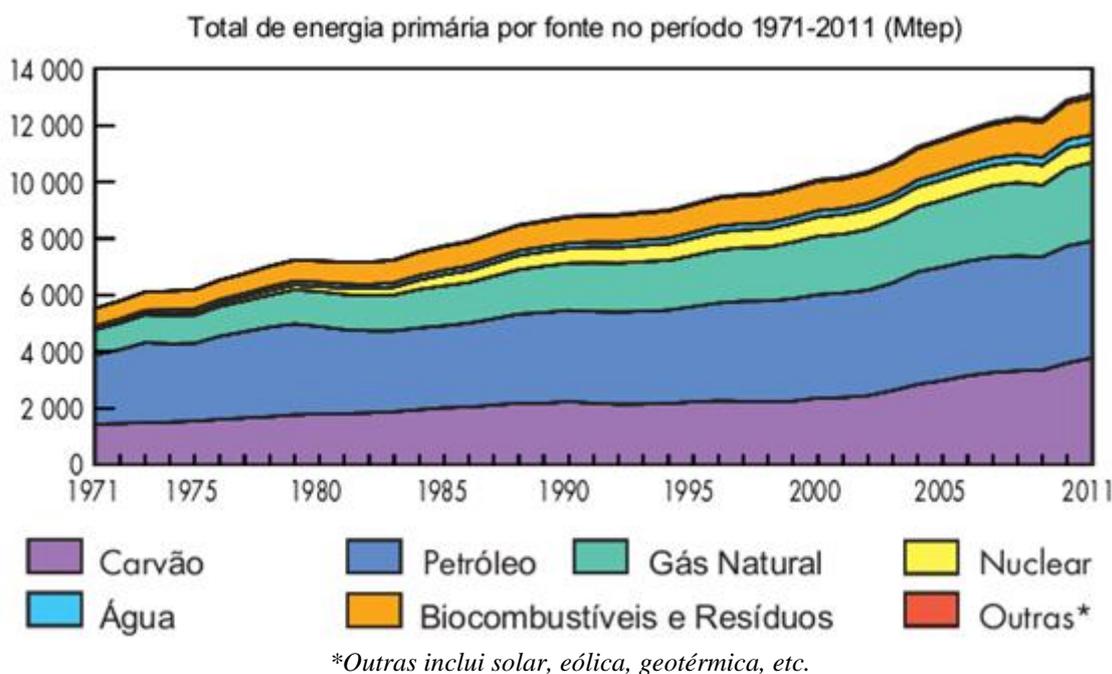
### 2.1 CONTEXTO ENERGÉTICO ATUAL: OFERTA E FONTES UTILIZADAS

#### 2.1.2. Contexto energético mundial

A sociedade atual se apresenta extremamente dependente de energia para o seu funcionamento. Por exemplo, necessita-se de energia para a locomoção, preparação de alimentos, iluminação, indústria, etc. A cada dia que passa, o mundo se torna mais industrializado e automatizado. Ainda, há muito tempo a humanidade apresenta um acelerado ritmo de crescimento populacional. Sendo assim, é natural que a demanda energética também cresça.

A energia representa a base da produção, seja ela a energia do nosso próprio corpo, ou a energia proveniente de uma outra fonte. Como diria o químico francês Antoine Laurent Lavoisier: *“Na natureza nada se cria, nada se perde, tudo se transforma”*. O que se chama de produção de energia, pode ser entendido como uma transformação. É possível transformar a energia armazenada em um material que possa ser encontrado na natureza, ou utilizar a energia proveniente de fenômenos naturais, (vento e luz solar, por exemplo), a fim de se obter uma outra forma de energia, que possa ser útil no dia a dia. À fonte encontrada na natureza dá-se o nome de primária, e à fonte transformada, de secundária.

O gráfico elaborado pela Agência Internacional de Energia – IEA (Figura 2.1) apresenta a evolução da oferta total de energia primária no mundo, separada por fonte. Os valores são representados em Mtep (mega tonelada equivalente de petróleo). Segundo a Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica, a *tep* é uma unidade de energia que é utilizada na comparação do poder calorífero de diferentes formas de energia com o petróleo, assim, uma *tep* corresponde à energia que se pode obter a partir de uma tonelada de petróleo padrão.



**Fonte:** IEA - International Energy Agency, 2013. *Key World Energy Statistics*. Disponível em: <[www.iea.org](http://www.iea.org)>. Acesso em: 21 ago 2014.

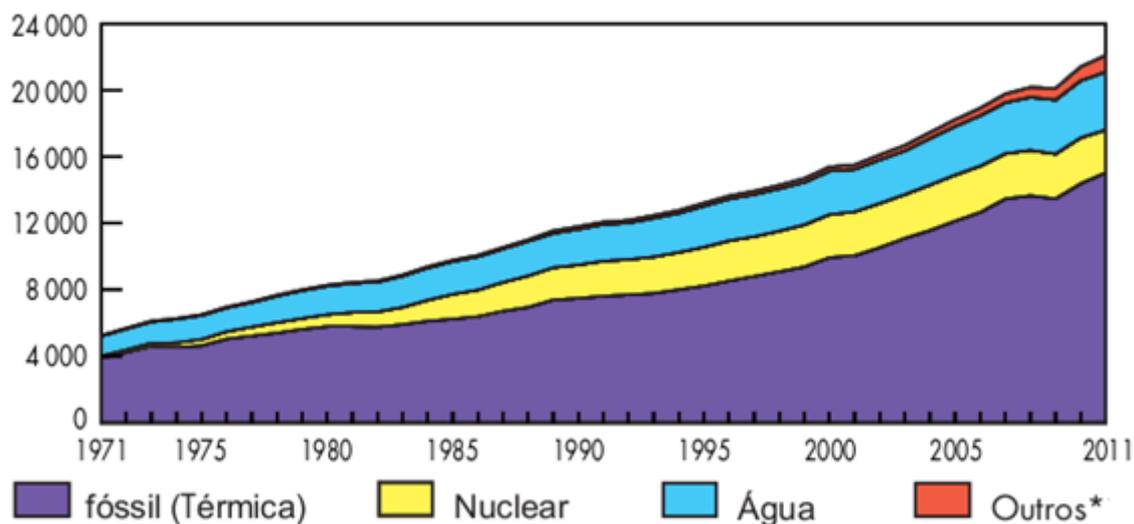
Figura 2.1 – Oferta Total de energia primária mundial por fonte em Mtep. Período 1971-2011.

A partir do gráfico da Figura 2.1, é possível perceber o aumento da oferta mundial de energia que, analisando de maneira simplificada, saltou de 6 Mtep para 13 Mtep em quatro décadas. Também, que as parcelas de contribuição das fontes nuclear e gás natural cresceram significativamente, e ainda, que as outras fontes (fontes alternativas) primárias representam uma participação ínfima.

Ainda com base na Figura 2.1, percebe-se claramente que no contexto mundial, a maior parte da energia primária é proveniente do carvão, petróleo e gás natural, que são combustíveis que poluem bastante o meio ambiente e não são renováveis. A parcela total de combustíveis não renováveis soma 87%. Essa é uma realidade bastante diferente do que se observa no contexto nacional, onde em 2013 esse valor foi de 59% (oferta interna), como será tratado posteriormente (EPE, 2014a).

Uma análise mais restrita, que contempla apenas a parcela da energia destinada à geração de energia elétrica é mostrada na Figura 2.2. Além da observação da crescente demanda de energia elétrica, que se mostra cada vez mais acentuada, é possível notar que nesse contexto, as fontes alternativas, em vermelho, estão adquirindo proporções cada vez mais expressivas, demonstrando uma taxa crescimento bastante elevada.

Geração de energia elétrica no mundo por combustível  
1971-2011(TWh)



\*Outros inclui solar, eólica, geotérmica, etc.

Fonte: IEA - International Energy Agency, 2013. *Key World Energy Statistics*. Disponível em: <[www.iea.org](http://www.iea.org)>. Acesso em: 21 ago 2014.

Figura 2.2 – Geração total de energia elétrica no mundo em TWh, por fonte. Período 1971-2011.

A geração de energia a partir de fontes nucleares se mostra bastante constante nas últimas duas décadas, demonstrando até uma leve redução, em oposição ao crescimento que se observou em décadas anteriores. Os desastres nucleares ocorridos no passado, como o de 1986 em Chernobyl na Ucrânia, ou ainda o mais recente, ocorrido em Fukushima no Japão (2011), desencorajam os governos a fomentar esta forma de geração, bem como aumentam significativamente os entraves burocráticos para a construção de novos reatores<sup>1</sup>. Não bastasse isso, há ainda problemas com a deposição dos resíduos nucleares. Os resíduos precisam ser depositados a centenas de metros abaixo do solo, e serem envolvidos por diversas camadas de aço e concreto, para garantir que, em vários anos, quando a radiação nuclear proveniente dos resíduos atingir a superfície, esteja à níveis considerados seguros para a humanidade<sup>2</sup>.

A geração a partir de combustíveis fósseis também demonstra um crescimento acentuado. Afinal, a geração a partir destes combustíveis é responsável por

<sup>1</sup> Citação oral do Pr. Peter Baeten, da Vrije Universiteit Brussel, Bélgica.

<sup>2</sup> Comentário baseado em aula prática da qual o autor participou, em visita à um reator nuclear na Bélgica.

aproximadamente 67% de toda a geração de energia elétrica. Reduzir a dependência destes combustíveis é um dos principais desafios que a humanidade enfrenta atualmente, isso porque estes combustíveis são bastante danosos ao meio ambiente, e em algum momento no futuro, se esgotarão. A expectativa é conseguir diminuir a utilização dos combustíveis fósseis ao passo que se amplia a geração a partir de fontes renováveis.

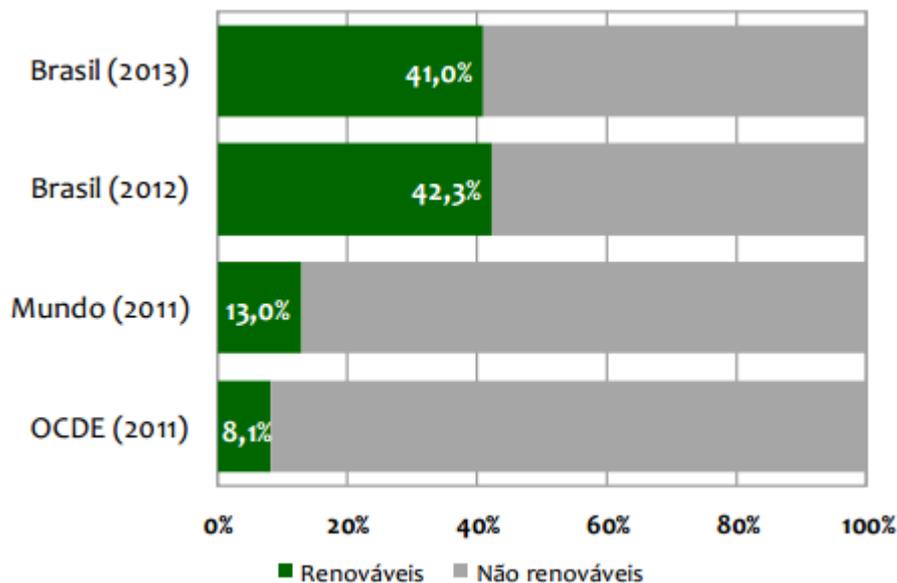
Por fim, a geração de energia elétrica a partir da água, feita nas usinas hidrelétricas, também tem demonstrado crescimento. Apesar do dano que possa representar ao ecossistema local, é uma fonte renovável de energia, e em geral se mostra uma excelente opção para suprir as necessidades energéticas do mundo, desde que sejam tomados os devidos cuidados, e que sejam executados estudos suficientes referentes ao ecossistema local para minimizar os danos ao meio ambiente. Possui larga implementação em países continentais, como Brasil, China, Canadá, Estados Unidos e Rússia, com a Noruega se destacando entre os países não continentais (IEA, 2013).

### **2.1.2. Contexto energético nacional**

O cenário energético nacional se diferencia bastante do padrão mundial. No Brasil, a participação de fontes renováveis na oferta interna (importações excluídas) total de energia primária é bem mais expressiva. Em 2013, esse valor foi de 41% (46,4% se as importações de energia forem consideradas) (EPE, 2014b). A seguir, a Figura 2.3 demonstra esse comparativo entre a realidade brasileira e a realidade mundial no quesito participação de fontes renováveis na matriz energética em percentual. A Figura 2.4 ilustra a participação de cada fonte na oferta interna total ao passo que a Figura 2.5 apresenta a evolução dessa oferta com o tempo, por fonte, em Mtep, assim como foi apresentado anteriormente para o cenário mundial.

É possível inferir do gráfico da Figura 2.5, que o Brasil é bastante dependente do petróleo, assim como o resto do mundo, no entanto, as fontes hidráulica e derivados de cana, que são fontes renováveis, assumem parcelas consideráveis na oferta. Já a dependência do carvão mineral, se demonstra bem menor em comparação ao padrão mundial, assim como a energia nuclear, que foi incluída junto às outras fontes, por representar uma parcela bastante pequena na produção.

Um comparativo entre os últimos dois anos e o padrão do mundo é mostrado na Figura 2.6 e a divisão da produção por fonte é mostrada na Figura 2.7. Lembrando que se está tratando de geração de energia elétrica.



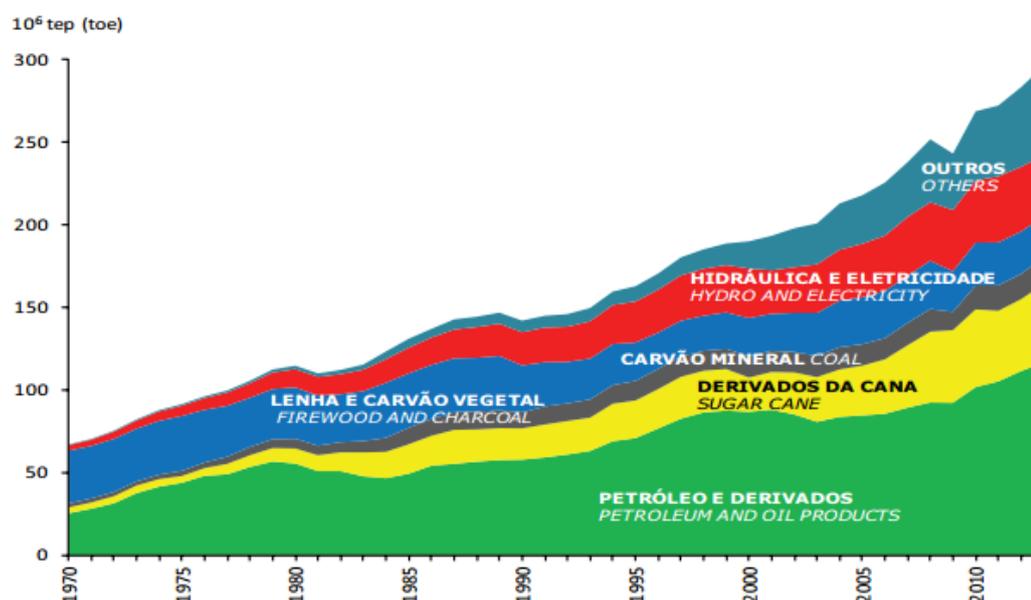
**Fonte:** EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014. *Relatório Síntese 2014 - Balanço Energético Nacional (ano base 2013)*. Disponível em: <www.epe.org.br>. Acesso em: 25 ago 2014.

Figura 2.3 – Participação de fontes renováveis na matriz energética do Brasil e do mundo.



**Fonte:** EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014. *Relatório Síntese 2014 - Balanço Energético Nacional (ano base 2013)*. Disponível em: <www.epe.org.br>. Acesso em: 25 ago 2014.

Figura 2.4 – Participação de cada fonte na oferta interna total brasileira.



**Fonte:** EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014. *Relatório Final 2014 - Balanço Energético Nacional (ano base 2013)*. Disponível em: <[www.epe.org.br](http://www.epe.org.br)>. Acesso em: 25 ago 2014.

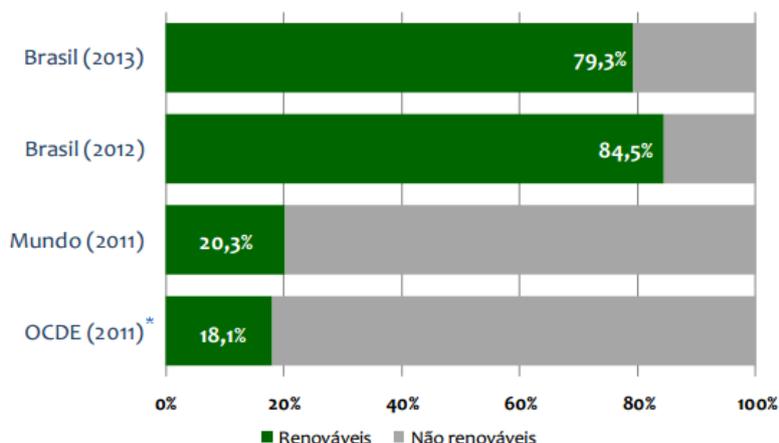
Figura 2.5 – Oferta Total de energia primária interna no Brasil, por fonte em Mtep. Período 1970-2013.

Analisando a Figura 2.6 é possível perceber que a geração brasileira, a partir de fontes renováveis, é aproximadamente quatro vezes maior do que a média mundial. A consequência disso é a geração de uma energia limpa, com lançamento de poucos gases nocivos ao meio ambiente.

No entanto, não é porque o cenário possui um comparativo bom, que seja o ideal. Do ponto de vista da sustentabilidade ambiental, o ideal seria ter uma matriz 100% renovável, e que produzisse o mínimo possível de poluição. É aí que entram as fontes alternativas de energia. No Brasil, a geração alternativa é representada basicamente pela geração eólica, que já soma 1,1% da produção total de energia elétrica, como se pode observar na Figura 2.7.

Uma análise específica da contribuição da geração solar fotovoltaica (GFV), não foi feita nesta seção, pois será feita em maior detalhe posteriormente. No entanto, é possível adiantar que no Brasil, a GFV representa atualmente uma parcela ínfima dessa geração, pois possui um custo maior que outras formas de geração, apresentando grandes

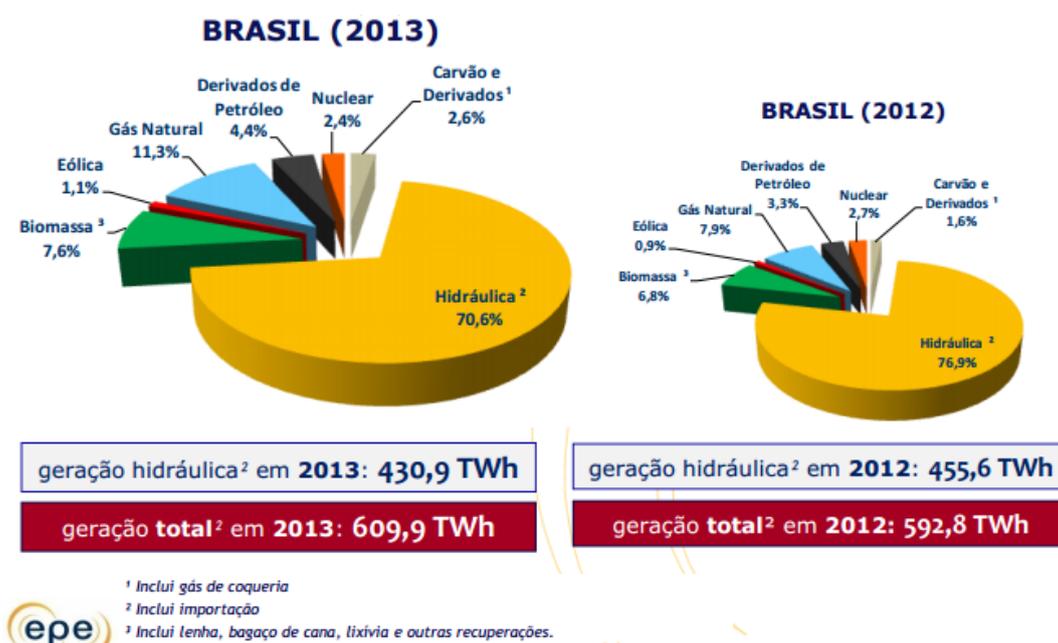
dificuldades para competir em um cenário de busca pelo menor preço, como acontece nos leilões energéticos que ocorrem no Brasil. Mas este cenário deve mudar nos próximos anos, com os leilões energéticos que acontecerão, pois o custo da GFV tem diminuído, além de que alguns dos leilões serão específicos para a GFV.



\*OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, formado por 34 países, incluindo os Estados Unidos, Canadá, México, Japão, Austrália e as maiores economias da Europa.

Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014. Relatório Síntese 2014 - Balanço Energético Nacional (ano base 2013). Disponível em: <www.epe.org.br>. Acesso em: 25 ago 2014.

Figura 2.6 – Percentual de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Comparativo entre o Brasil e o mundo.



Fonte: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2014. Relatório Síntese 2014 - Balanço Energético Nacional (ano base 2013). Disponível em: <www.epe.org.br>. Acesso em: 25 ago 2014.

Figura 2.7 – Divisão da geração de energia elétrica por fonte.

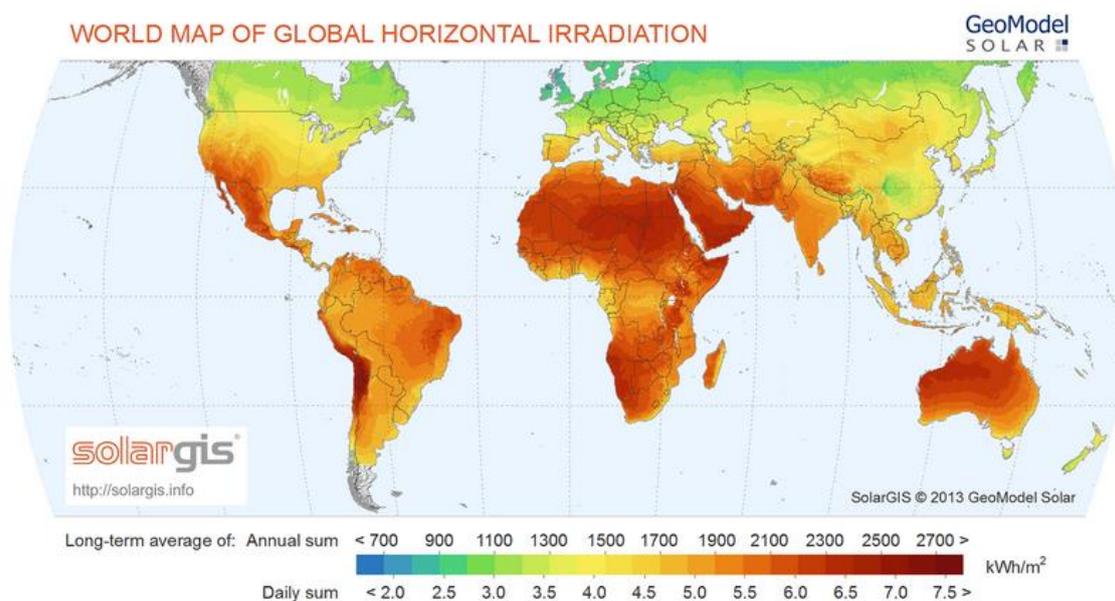
## 2.2 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 2.2.1 Introdução

Essa seção foi incluída, para situar o leitor que possivelmente ainda não teve contato com o tema, ou que, apesar de ter lido ou discutido sobre o assunto, não teve a oportunidade de lidar com a parte técnica da GFV. Será uma seção bastante sucinta, contemplando os temas mais importantes.

### 2.2.2 Incidência de energia solar no mundo

Devido ao formato do planeta Terra, bem como sua inclinação natural, a incidência solar varia de lugar para lugar. Países mais próximos à linha do equador, tendem a possuir uma incidência direta maior quando comparados a outros, e isso afeta diretamente a GFV. Mas outro fator determinante é a análise da irradiação difusa, isto é, a quantidade de horas por ano em que a irradiação é indireta, não atinge o solo diretamente (SOLARGIS, 2014). Países mais ao norte, como Bélgica e Inglaterra, possuem um inverno bastante nublado, reduzindo significativamente a quantidade de horas de irradiação direta no ano. Observando o mapa da Figura 2.8, pode-se dizer que o Brasil é bastante privilegiado, por sua posição geográfica



**Fonte:** SolarGIS © 2014 GeoModel Solar. Disponível em: <www.solargis.info>. Acesso em: 26 ago 2014.

Figura 2.8 – Irradiação horizontal global no mundo.

O modelo mais utilizado como base para análise de sistemas fotovoltaicos é o parâmetro da irradiação horizontal global, que representa o valor médio histórico da energia incidente por ano em uma superfície paralela ao solo do local e, portanto, a unidade é o kWh/m<sup>2</sup> por ano. Este parâmetro leva em consideração a irradiação direta e a difusa, sendo, portanto, a mais adequada para a GFV (SOLARGIS, 2014)<sup>3</sup>. O mapa ilustrado, na Figura 2.8, demonstra a irradiação horizontal global ao redor do mundo.

Para os cálculos a serem efetuados neste trabalho, será considerada a irradiação global inclinada, que se assemelha a irradiação horizontal global, mas leva em consideração os valores de inclinação para a recepção dos raios que maximizam a incidência de energia solar anual por m<sup>2</sup>. Segundo simulações efetuadas no programa SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito, através do programa Potencial Energético Solar, pode-se dizer que para o Brasil, a inclinação para essa incidência é maior e se aproxima do valor da latitude no local.

### **2.2.3 A conversão da energia solar em energia elétrica**

A energia solar sob forma luminosa, pode ser convertida em energia elétrica pelas chamadas células solares ou, quando associadas e montadas em uma estrutura, chamadas de painéis solares. Em geral, as células são feitas de material semicondutor, que possui elétrons livres na banda de valência. A luz solar é composta por fótons (pacotes de energia) que, quando incidem no material semicondutor, fornecem energia para o mesmo, fazendo com que elétrons saltem da banda de valência para a banda de condução. A esse efeito, dá-se o nome de efeito fotoelétrico. Esses elétrons são então submetidos à presença de um campo elétrico, que os faz se mover de maneira ordenada, formando uma corrente elétrica.

### **2.2.4 Células solares: tipos e tecnologias**

Como mencionado anteriormente, painéis solares fotovoltaicos (PFV), são formados pela associação de células solares. As células que em geral são pequenas, produzem em torno de 0,5V e uma pequena corrente elétrica, fazendo com que as associações se tornem necessárias. As associações se dão em série e em paralelo, sendo

---

<sup>3</sup> Fonte: <http://solargis.info/doc/solar-and-pv-data>

que, em série, têm-se um aumento proporcional no valor da tensão contínua produzida pelo painel, e a associação em paralelo provoca um aumento proporcional no valor da corrente elétrica produzida pelo mesmo. As associações são então montadas em uma estrutura que lhes ofereça proteção. Ao conjunto final dá-se o nome de módulo ou painel, como comentado anteriormente.

À associação de módulos, e dos demais equipamentos necessários para a conversão de tensão contínua em tensão alternada, dá-se o nome de instalação solar fotovoltaica (IFV). A potência de uma IFV é medida em watts-pico (Wp), e seus múltiplos (kWp, MWp, GWp, TWp)<sup>4</sup>, e representa a potência elétrica produzida pela instalação, em condições em que a incidência solar corresponde a 1000W/m<sup>2</sup>, a uma temperatura de 25°C.

As células que compõem os painéis se dividem em dois grupos, as do tipo pastilha e do tipo filme fino (*thin film*). Dentre as do tipo pastilha, os mais utilizados são os feitos à base de silício poli cristalino (P-Si) e monocristalino (M-Si). Já para as células do tipo filme fino, três tecnologias se destacam: os painéis de silício amorfo (*amorphous silicon*) (a-Si), os de telureto de cádmio (*cadmium telluride*) (CdTe), e os de cobre-índio-gálio-selênio (*copper indium gallium deselenide*) (CIGS). Os tipos de células estão explicados em maior detalhe a seguir.

A Figura 2.9 ilustra a evolução dos percentuais de participação no mercado, das células de filme fino, por tecnologia, e a Figura 2.10 a evolução da eficiência energética das células, ambos os tópicos, discutidos e comentados anteriormente.

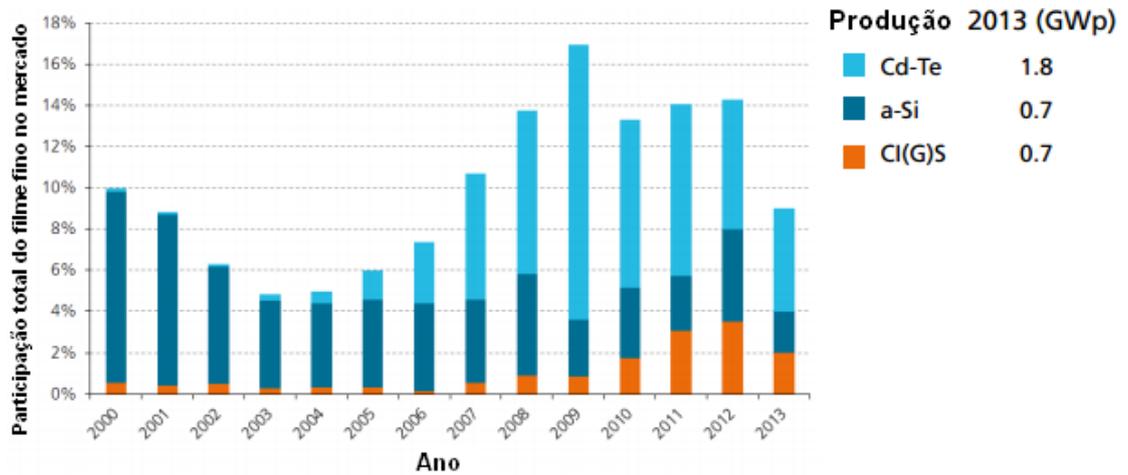
Infere-se ainda da Figura 2.9, que juntas, as células do tipo filme fino somavam 9% de participação no mercado ao fim de 2013, logo, as do tipo pastilha, isto é, as fabricadas de P-Si e M-Si, representavam aproximadamente 91% de toda a potência solar fotovoltaica instalada no mundo. As células de M-Si tendem a ser mais caras por serem formadas de um único pedaço homogêneo de silício, mas isso as torna mais eficientes que as células de P-Si, que são formadas por pedaços menores de silício de diferentes formatos. A eficiência recorde<sup>5</sup> atingida para as células mono cristalinas foi de 25% e

---

<sup>4</sup> 1 kWp (Quilowatt-pico) equivale a 10<sup>3</sup> Wp, 1 MWp (Megawatt-pico) equivale a 10<sup>6</sup> Wp, 1 GWp equivale a 10<sup>9</sup> Wp e 1 TWp equivale a 10<sup>12</sup> Wp.

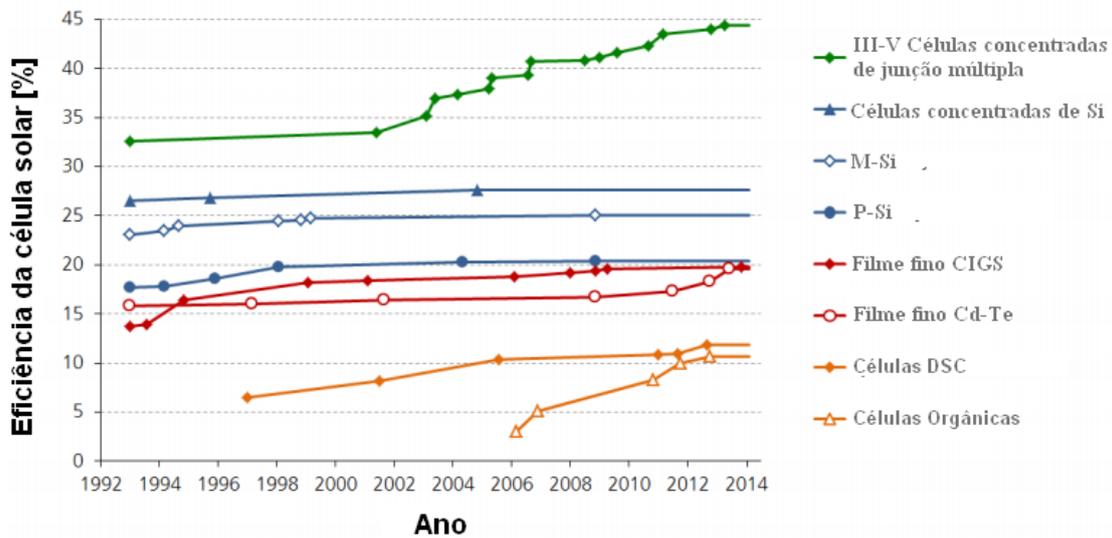
<sup>5</sup> Todas as eficiências recorde obtidas com as células do tipo pastilha e do tipo filme fino, se baseiam na incidência de luz solar não concentrada, e os dados foram obtidos da NREL – National Renewable Energy

para as células poli cristalinas, de 20.4%, considerando para ambos os casos, a incidência de luz solar não concentrada.



Fonte: Wikipedia. *Thin film solar cell* ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. *Photovoltaics Report - July 28, 2014*. Disponível em: < <http://www.ise.fraunhofer.de>>. Acesso em: 11 ago 2014.

Figura 2.9 – Evolução da participação das células do tipo filme fino, por tipo de célula utilizada.



Data: Solar Cell Efficiency Tables (Verions 1-43), Progress in PV: Research and Applications, 1993-2014. Graph: Simon Philipps, Fraunhofer ISE 2014

Fonte: ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. *Photovoltaics Report - July 28, 2014*. Disponível em: < <http://www.ise.fraunhofer.de>>. Acesso em: 11 ago 2014.

Figura 2.10 – Evolução da Eficiência Energética das Células Solares.

Laboratory. Disponível em: < [http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency\\_chart.jpg](http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg)>. Acesso em: 27 ago 2014.

As células de filme fino, como o próprio nome diz, são bem finas quando comparadas as tradicionais, o que reduz consideravelmente a quantidade de material utilizada na sua fabricação, reduzindo também o preço da produção e a eficiência da célula. A atual eficiência recorde obtida com uma célula feita de a-Si é de 13,4%, bem abaixo das obtidas com as células de M-Si e P-Si. Isso torna a tecnologia pouco competitiva e explica a pequena participação dessa tecnologia no mercado (2% aproximadamente). Ela é, porém, bastante empregada na área de eletrônica, para alimentar dispositivos como calculadoras por exemplo.

As células de CdTe são as únicas células de filme fino que oferecem competitividade econômica em custo/watt às células de M-Si e P-Si, o que explica a sua crescente participação no mercado, que já atinge aproximadamente 5% (Figura 2.9). O problema dessa tecnologia é o perigo de um possível vazamento de cádmio, que é tóxico. Isso pode vir a limitar a sua larga utilização. Até o presente momento, a eficiência máxima obtida com esse tipo de célula foi de 19%.

Por fim, as células de CIGS possuem uma eficiência máxima similar as células de CdTe (20.4%), não apresentam os riscos de intoxicação que as células de CdTe apresentam e são mais flexíveis. Em contra partida possuem um custo de produção um pouco mais elevado. Isso faz com que as tecnologias disputem diretamente por uma maior aceitação do mercado. Possivelmente, uma das tecnologias irá prevalecer no futuro. Atualmente as células de CIGS representam uma fatia de 2% do mercado (Figura 2.9), igual as células de a-Si, mas a tecnologia se mostra promissora.

Apesar de não terem sido mencionadas, muitas pesquisas têm sido feitas para o desenvolvimento de células orgânicas. Vários protótipos já foram criados, mas um problema generalizado de instabilidade em ambientes de temperatura variável tornam a sua aplicação inviável até o presente momento.

### **2.2.5 Demais equipamentos de uma IFV**

Uma IFV contém uma estrutura sobre a qual os conjuntos de PFV são montados. Para a geração fotovoltaica distribuída, o mais comum é que a estrutura seja colocada em telhados, mas, em situações desfavoráveis para este tipo de aplicação, encontram-se também estruturas montadas no chão. Já para as centrais de geração fotovoltaica (CGFV),

normalmente são utilizadas estruturas montadas no chão, uma vez que a área ocupada pela IFV é bastante grande.

Outro componente fundamental de uma IFV é o inversor (ou um conjunto deles). Os inversores são responsáveis por converter a tensão contínua gerada pelos painéis em tensão alternada a níveis de tensão local padrão; bem como são responsáveis por garantir a maior transferência de potência possível, através da variação de sua resistência. Após convertida, a energia gerada pode ser consumida localmente, ou alimentar o sistema interligado nacional (SIN). Para a conexão com o sistema no Brasil, é necessário seguir o descrito na Resolução Normativa nº 482 (RN nº 482), de 17 de abril de 2012, da Aneel, e na Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que descreve as minúcias técnicas do acesso de micro e mini geração distribuída.

No caso de estar conectado ao SIN, a IFV necessita de um medidor bidirecional, que faz as medições da energia injetada na rede e da energia consumida, a fim de possibilitar essa diferenciação. No Brasil, essa medição garante um crédito ou débito proporcional, de acordo com o modelo de compensação adotado e descrito na RN nº 482, que será tratada em maior detalhe posteriormente.

IFV isoladas necessitam de um armazenamento da energia elétrica produzida, evitando sua perda. Isso faz com que esse tipo de sistema requisite dois outros componentes, uma bateria e um controlador de carga. O controlador de carga é responsável por garantir a correta operação de carga e descarga da bateria e monitorá-la, a fim de que a mesma não se danifique. A bateria armazena a energia produzida.

Existem outros tipos de sistema, como os que utilizam concentradores de luz ou ainda que utilizam um sistema rotativo que garante uma incidência perpendicular dos raios solares na maior parte do tempo. Esses sistemas possuem uma eficiência energética maior, mas também elevam bastante o custo da instalação, devido aos equipamentos extras que necessitam. Eles demandam um estudo específico para estabelecer o seu custo benefício no local de instalação e não serão tratados em detalhe neste trabalho.

### **2.2.6 Manutenção de instalações fotovoltaicas**

Para manter a energia produzida por uma instalação e a degradação dos componentes dentro dos limites esperados é necessário a realização de manutenções

periódicas na instalação. Uma parte da manutenção consiste em manter a instalação limpa, eliminando a sujeira que se acumula no vidro do painel. Outra parte importante consiste em verificar o estado das conexões, analisando se permanecem firmes e se há corrosão. É necessário também monitorar os inversores para saber se estão operando corretamente. O restante da instalação pode ser verificada visualmente. A manutenção deve ser realizada por profissionais qualificados para evitar choques elétricos e queimaduras.

A Figura 2.11 demonstra um painel solar com poeira acumulada sobre o vidro. Neste estado, estima-se uma redução de 30% na quantidade de energia produzida. (CDT-CCC,2014).



**Fonte:** Projektentwicklung und Solartechnik GmbH. Disponível em: <<http://projekt-solartechnik.de>>. Acesso em: 3 nov 2014

Figura 2.11– Comparação entre uma parte limpa e uma parte empoeirada de um módulo.

## **2.3 ANÁLISE DOS MERCADOS INTERNACIONAIS E OS INCENTIVOS UTILIZADOS**

O desenvolvimento do mercado de GFV nos últimos dez anos foi movido por mecanismos e políticas de apoio para tentar reduzir a discrepância entre o valor da energia FV, quando comparada ao valor da geração de energia a partir de fontes convencionais. Os mecanismos adotados se desenvolveram de diversas maneiras, para suprir as necessidades locais, tentando cobrir as singularidades de cada local e a evolução do mercado em cada região. É por isso que não se pode dizer que há um modelo correto de suporte a se seguir, cada país ou região deve procurar a forma de incentivar a tecnologia de maneira a melhor atender suas necessidades.

A adoção de diferentes ferramentas de apoio por parte dos mercados, levou a um crescimento heterogêneo da GFV. Esta seção tem por objetivo analisar os principais mercados internacionais de energia solar fotovoltaica, observando não só o seu estado atual, mas também como se deu o seu desenvolvimento, incluindo as políticas de incentivo utilizadas. Primeiramente, faz-se uma análise dos principais mecanismos de apoio à GFV e em seguida é feita uma análise mais profunda dos mercados alemão e italiano, por serem mercados que já estão mais maduros, já em fase pós pico de crescimento. Em seguida, outros mercados emergentes são analisados de maneira mais superficial. E por fim, faz-se uma análise do mercado brasileiro.

### **2.3.1 Feed-in Tariffs**

Feed-in Tariffs (FiT) é o mecanismo de apoio a GFV mais amplamente utilizado e seu entendimento é bastante simples. A energia elétrica produzida por GFV é injetada na rede e paga a um preço pré-determinado e garantido ao longo de um tempo, fornecendo segurança aos investidores, e facilitando a análise de viabilidade do investimento. Em geral, os preços são realmente fixos, sendo que nem a inflação atua sobre eles. Sendo assim, considera-se que a energia produzida é injetada na rede ao invés de consumida localmente, uma vez que a energia é vendida a um preço mais elevado que o valor de compra da rede. Alemanha, Itália e Japão, dentre outros países, são exemplos onde esse mecanismo foi bastante adotado (IEA-PVPS, 2013a).

A sustentabilidade deste mecanismo pode se basear na utilização de verba dos impostos coletados, mas o que acontece na maioria dos casos é o pagamento, por parte de

todos os consumidores, de uma tarifa que vem cobrada na conta de energia elétrica. De modo a controlar o valor dessa tarifa paga pelos consumidores, pode-se limitar a verba anual disponível para o pagamento da energia gerada por parte dos produtores de energia FV, limitando também a quantidade de instalações que poderiam se beneficiar dessa tarifa, e gerando uma verdadeira corrida para novas instalações (baseada em um princípio de *first-in first-serve*<sup>6</sup>), se o investimento se mostrar viável.

Inicialmente, muitos países não impuseram limites à verba disponível, o que gerou um rápido crescimento do mercado, como na Alemanha, Itália, Espanha e Grécia (IEA-PVPS, 2013a). Nesses casos de verba não limitada é necessário fazer o controle do mercado de outra maneira. Considera-se que a explosão de mercado ocorrida em alguns países tenha se dado devido à discrepância entre o custo das instalações de GFV (que estavam e estão em forte declínio) e os valores de venda da energia FV gerada, as FiT. Os valores de venda não se adaptaram tão rapidamente ao declínio dos custos de novas instalações, propiciando um ambiente de investimentos de alta rentabilidade e provocando um crescimento desenfreado (IEA-PVPS, 2013a). Essas explosões de mercado foram observadas na Espanha em 2008, e Itália em 2011, por exemplo.

O método de aplicação das FiT pode ser diferente em cada país. Por exemplo, podem ser definidas no país inteiro (Espanha, Japão, Alemanha, etc.), em apenas algumas regiões do país (Austrália, Canadá, etc.) ou valorar mais uma parte do país em relação a outra, para fins compensativos, como passou a ocorrer na França a partir de 2011, onde até 20% a mais passou a ser pago para as instalações executadas no norte do país, onde a irradiação solar anual é menor (IEA-PVPS, 2013a). Alguns países como Alemanha e França já adotam correções mais frequentes (mensal) para o valor pago pela energia FV gerada, diminuindo a rentabilidade de novas instalações, propiciando um melhor controle do mercado e evitando explosões repentinas.

Dentro dessa categoria de FiT, se incluem os leilões realizados pelos governos para as CGFV. Neste caso, o governo estipula um montante de potência elétrica que deseja comprar, e um valor máximo que irá pagar pela geração da energia a partir dessa fonte. Diferentes agentes ou empresas competem apresentando propostas de geração. Vence quem propor o valor mais baixo para a venda futura de sua energia. Isso já vem ocorrendo no Brasil, mas, devido aos preços mais elevados quando comparada a outras

---

<sup>6</sup> Expressão bastante comum da língua inglesa que significa por ordem de chegada.

fontes, como a eólica, e de ambas terem de competir no mesmo leilão, a GFV só obteve sucesso no Leilão de Energia de Reserva de 2014, onde a GFV não teve que competir com outras fontes. O resultado do leilão, foi o acordo de instalação 889,6 MW em usinas, somando todos os projetos vencedores. Isso deve finalmente começar a alavancar a disseminação da tecnologia no país (EPE, 2014).

O processo de concessão pode ser também apenas administrativo e burocrático, ao invés de competitivo, como ocorreu na Espanha em um passado recente (IEA-PVPS, 2013a).

Em geral, as FiT continuam sendo o mais amplamente adotado mecanismo de suporte a GFV, tanto para a GDFV como para as CGFV. A Figura 2.12 apresenta um comparativo entre o percentual do mercado que se estabeleceu devido às FiT e o percentual que se estabeleceu com os demais mecanismos (que serão explicados nas próximas seções). À direita tem-se o cenário histórico, e à esquerda um cenário mais recente, considerando apenas o ano de 2012.



**Fonte:** IEA-PVPS – International Energy Agency Photovoltaic Systems Program, 2014. *Trends In Photovoltaic Applications 2013*. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org>>. Acesso em: 13 ago 2014.

Figura 2.12 – Comparativo da adoção das FiT com os demais mecanismos de apoio.

### 2.3.2 Subsídios de Capital Direto

A GFV é uma forma de geração com baixos custos de manutenção e que não possui custos com combustíveis, diferente da maior parte dos tipos de geração de energia elétrica. Contudo, o custo inicial é bastante elevado e representa uma enorme barreira para que o investimento se torne rentável. Sendo assim, alguns países adotaram ou adotam políticas que permitiram a redução desse custo inicial, tornando o investimento atrativo. É importante ressaltar que esse mecanismo de apoio pode beneficiar também instalações desconectadas da rede, isoladas ou não, ao contrário das FiT, que beneficia apenas os

produtores conectados à rede. Esse mecanismo de incentivo foi adotado no passado, em países como Bélgica, Japão e Estados Unidos (IEA-PVPS, 2013a).

### **2.3.3 Renewable Portfolio Standards - RPS<sup>7</sup>**

Este mecanismo pode ser entendido como uma meta imposta pelo governo às distribuidoras de energia elétrica, obrigando-as a apresentar um determinado percentual de energia produzida a partir de fontes renováveis em seu fornecimento total. É possível que elas próprias gerem essa energia, ou comprem certificados no mercado (conhecidos às vezes como *green certificates*<sup>8</sup>), de outros produtores. Países como Bélgica e Coréia do Sul utilizam este sistema, atribuindo uma determinada quantidade de certificados para cada MWh gerado (IEA-PVPS, 2013a). Um multiplicador pode ser utilizado para diferenciar a GFV das demais. É possível que apenas parte de um país adote esses mecanismos (como nos Estados Unidos), ou que seja adotado em todo o país, mas com diferenças entre as regiões, como acontece em Bruxelas na Bélgica, onde o número de *green certificates* concedido aos produtores varia, de modo a sempre oferecer uma taxa de retorno financeiro de 7%, diferentemente do que ocorre nas outras regiões do país (IEA-PVPS, 2013a).

O RPS é adotado em regiões onde a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis apresenta um percentual baixo, ou onde se tem uma meta clara a ser cumprida, como na União Europeia, cuja meta é atingir os 20-20-20 (20% de energia gerada a partir de fontes renováveis, 20% menos de geração de gases que causam efeito estufa e 20% a mais de eficiência energética em 2020). Esse cenário apresentaria aproximadamente 35% de energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis (os 20% mencionados anteriormente se referem à demanda total de energia) (IEA-PVPS, 2013a). É importante ressaltar que, apesar de tais metas existirem na União Europeia, cada país fica livre para adotar os incentivos que julgar mais eficientes para si.

---

<sup>7</sup> A expressão foi utilizada por falta de tradução equivalente na língua portuguesa. Uma possível tradução seria Políticas de Quota.

<sup>8</sup> Green Certificates podem ser entendidos como algo equivalente a créditos de carbono

### 2.3.4 Redução de Impostos

A Redução de Impostos pode ser considerada um mecanismo de suporte em sintonia aos Subsídios de Capital Direto, pois seu objetivo também é reduzir o custo inicial de uma nova instalação. Reduz-se um percentual (ou o total) do imposto que seria cobrado sobre os equipamentos utilizados para a instalação. Esse mecanismo depende fortemente da verba disponibilizada pelo governo e se mostra bastante influenciado pelo ambiente político e suas decisões, como ocorreu, por exemplo, nos Estados Unidos em 2012, quando a adoção de Redução de Impostos para a geração eólica foi definida em um debate político (IEA-PVPS, 2013a).

### 2.3.5 Esquemas de Compensação de Energia Elétrica

Muitos países já adotaram esquemas que permitem o consumo local da energia da GDFV. Esses esquemas são comumente chamados de consumo próprio, e *net-metering*<sup>9</sup>. Eles permitem que a energia gerada localmente seja utilizada, de forma a abater o valor da conta de energia paga pelo dono da instalação, no local da geração, ou até mesmo em uma outra propriedade do mesmo, como ocorre no Brasil e no México. Há vários modelos de compensação, sendo que alguns se baseiam na diferença de fluxo de energia (diminuído pelo consumo local), atribuindo um crédito de energia ao produtor, ao passo que outros fazem uma compensação com base econômica, mas a ideia é similar.

É importante ressaltar que no modelo de compensação em crédito de energia, se o produtor possuir créditos, se resguarda de possíveis alterações no preço da energia, enquanto puder utilizar os seus créditos para suprir sua demanda energética.

O modelo chamado de Consumo Próprio (puro), existe na Alemanha. Os produtores que adotam este modelo de incentivo consomem localmente a energia, e injetam os excessos na rede, se beneficiando das FiT. Antigamente, um bônus extra (denominado prêmio) era pago aos produtores que adotassem o consumo local de energia, mas com as consecutivas reduções no valor das FiT, e do constante declínio no custo das instalações, o bônus acabou sendo extinto para novas instalações.

---

<sup>9</sup> A expressão utilizada por falta de tradução equivalente na língua portuguesa. Uma possível tradução seria Políticas de Quota.

Os sistemas tradicionais de consumo próprio, como o descrito anteriormente, assumem que para ser compensada, isto é, ser contabilizada para gerar bônus, a energia produzida deve ser consumida em um intervalo de até quinze minutos.

O mecanismo de apoio denominado *net-metering*, permite que uma quantidade de energia injetada seja compensada em longos períodos, variando de um mês a vários anos. Assume-se que ao injetar energia elétrica ativa na rede, o produtor está emprestando a energia, e que posteriormente pode utilizá-la. Esse sistema existe em vários países e gerou em 2012 um rápido crescimento no número de instalações de GFV em países como a Dinamarca e Países Baixos (IEA-PVPS, 2013a).

O Brasil adotou este mecanismo em abril de 2012, permitindo uma compensação em até 3 anos após a injeção da energia na rede. As particularidades do modelo adotado no Brasil serão tratadas em maior detalhe mais adiante, na seção que tratará exclusivamente da RN nº 482.

Em 2012, observou-se um crescimento significativo da oposição de operadores de rede e distribuidoras locais à adoção do *Net-metering* (IEA-PVPS, 2013a). Há quem argumente que os benefícios trazidos pela GDFV à rede (como diminuição das perdas de transmissão por exemplo), cobrem os custos adicionais de reforço para suprir um fluxo local maior. Contudo, outros argumentam na direção contrária. Assim como ocorreu na região Flamenga da Bélgica no início de 2013, é possível que outros mercados adotem tarifas aos donos de instalações de GFV, para custear os reforços a rede, atrasando o desenvolvimento e competitividade da tecnologia em alguns países (IEA-PVPS, 2013a).

### **2.3.6 Requerimentos para Edifícios Sustentáveis**

Cerca 70% de todas as instalações de GFV ocorrem em edificações (prédios, casas, etc.), assim, este setor ocupa um papel importante no desenvolvimento e disseminação da GFV no mundo. Tornar obrigatórios alguns requerimentos básicos poderia ajudar esse desenvolvimento, como por exemplo, requerer que novas construções e reformas preparem as edificações para receber determinada quantidade de IFV e possuam uma inclinação de telhados adequada.

Ainda, poderia ser instituída uma lei, que obrigasse que parte da energia consumida pelo edifício seja proveniente de fontes renováveis. Na Coreia do Sul por exemplo, uma nova norma instituiu como obrigatório que novos edifícios públicos com

área térrea ocupada superior a 1000m<sup>2</sup>, gerem mais que 10% de sua própria energia, e que essa geração provenha de fontes renováveis (IEA-PVPS, 2013a).

Atualmente, perduram duas classificações quanto à geração dos edifícios sustentáveis, os Energia Quase Zero<sup>10</sup> (geram parte de sua energia, mas consomem uma parte da rede), e os de Energia Positiva<sup>11</sup> (produzem mais energia que consomem, fornecendo à rede) (IEA-PVPS, 2013a).

Há ainda, duas classificações quanto ao tipo de instalação executada nos edifícios. Adota-se a sigla BIPV<sup>12</sup> para os edifícios onde os materiais da GFV são utilizados em substituição a outros materiais (como vidros de janelas por exemplo), reduzindo o custo relativo total da instalação. Para instalações onde os materiais da instalação FV são incorporados em edifícios prontos (como instalações em telhado pronto por exemplo), adota-se a sigla BAPV<sup>13</sup> (IEA-PVPS, 2014e).

### **2.3.7 Incentivos Baseados no Mercado**

Esse mecanismo de apoio visa manter o mercado de energia ativo e é uma maneira de integrar a GFV ao mercado. Um exemplo de adoção foi o modelo de integração adotado pela Alemanha em 2012, que passou a limitar<sup>14</sup> a 90%, a quantidade da energia FV produzida que poderia se beneficiar das FiT, sendo que os 10% restantes deveriam ser consumidos localmente ou negociados no mercado de energia. Ainda, tornou possível ao produtor decidir se os seus 90% de energia se beneficiariam das FiT ou se seriam vendidos no mercado de energia, a um preço fixo, e com uma tarifa prêmio extra, tornando essa atividade rentável. Neste modelo, o produtor poderia transitar livremente entre utilizar o sistema das FiT, ou negociar sua energia no mercado (IEA-PVPS, 2013a).

### **2.3.8 Análise do mercado alemão**

Até o presente momento, o mercado alemão é o mais desenvolvido do planeta, somando até o final de 2013, uma capacidade instalada de 35.7 GWp, de um total de 134GWp instalados ao redor do mundo. Esses 35.7 GWp foram responsáveis pela geração

---

<sup>10</sup> Traduzido do inglês: Near Zero Energy Buildings

<sup>11</sup> Traduzido do inglês: Positive Energy Buildings

<sup>12</sup> BIPV – Building-Integrated Photovoltaics, do inglês, Instalações Integradas à Edifícios.

<sup>13</sup> BAPV – Building-Applied Photovoltaics, do inglês, Instalações Aplicadas à Edifícios.

<sup>14</sup> Apenas para instalações de 10kW a 1MW

de 29,7 TWh de energia no ano de 2013, o que representou 5,3% da demanda de energia elétrica na Alemanha, no ano em questão. Os dados são do Fraunhofer ISE<sup>15</sup>.

A transformação do setor energético é prioridade para a política econômica e ambiental alemã, que deseja produzir energia limpa, confiável e economicamente sustentável. O caminho para essa mudança foi aberto no ano de 2000, com a criação da lei alemã para as energias renováveis, o EEG - *Erneuerbare-Energien-Gesetz* (bastante conhecido em inglês como *German Renewable Energy Act*), um equivalente a RN nº 482 no Brasil.

O EEG instituiu as FiT, (já discutidas anteriormente), que propiciou um ambiente seguro de investimento, pois os produtores de energia FV (no começo, apenas GDFV) ganharam o direito de receber uma quantia fixa por kWh, por um período garantido de 20 anos. A sustentabilidade desse mecanismo se baseia no pagamento mensal de uma taxa (denominada sobretaxa EEG), por parte de todos os consumidores<sup>16</sup> de energia elétrica. Contudo nos anos 2000, o custo médio de uma instalação era de 5100 €/kWp<sup>17</sup>, como pode ser visto na Figura 2.13. Um elevado custo inicial impedia um crescimento acelerado da GDFV no país.

Com o passar dos anos, o custo das instalações apresentou um declínio constante, em conjunto com um também constante aumento no preço da energia elétrica. Isso culminou em uma verdadeira explosão no mercado, que apresentou um crescimento de aproximadamente 4GWp no ano de 2009, seguido por um crescimento de aproximadamente 7 GWp em 2010, como pode ser observado na Figura 2.13.

Diante dessa situação de crescimento desenfreado, o governo alemão se viu na necessidade de modificar o EEG. Então, foi introduzida em 2011, a Política do Corredor, que tornou possível fazer diminuições nos valores das FiT pagas às novas instalações, de acordo com a evolução do mercado. Inicialmente, o período entre duas atualizações no valor da tarifa era de até 6 meses, o que não evitou uma nova explosão no mercado, e como em 2010, 7 GWp foram instalados em 2011. Um mês marcante foi o de dezembro de 2011, onde aproximadamente 3GWp foram instalados (IEA-PVPS, 2013a). Em 2011

---

<sup>15</sup> Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (ou Fraunhofer ISE) é um instituto localizado em Freiburg, Alemanha, que executa pesquisas científicas e de engenharia, para todas as áreas que englobam energia solar.

<sup>16</sup> Antes de 2014, produtores que consumiam sua própria energia eram isentos da sobretaxa.

<sup>17</sup> €- Símbolo da moeda utilizada na União Europeia, o Euro.

também, o governo anunciou que encerraria a produção de energia nuclear até 2022 (IEA-PVPS, 2014d).

Apenas em setembro de 2012, a lei foi novamente modificada, instituindo um menor período de atualização da tarifa, que passou a ser mensal, mas com uma alteração de valor a cada 3 meses apenas. A demora de mudança (setembro de 2012), não evitou o terceiro ano seguido de crescimento de aproximadamente 7GWp. Ainda em 2012, cancelou-se o pagamento das FiT às novas instalações com capacidade superior a 10 MWp.

O objetivo do governo alemão, de limitar o crescimento anual à faixa de 2,5 a 3,5 GWp / ano, foi atingido em 2013, quando o crescimento total caiu para 3,3 GWp (IEA-PVPS, 2014d). Contudo, a diminuição da quantidade de instalações (somada ao declínio dos valores da instalação) culminou em dificuldades financeiras para empresas do setor, resultando no fechamento de várias empresas. As FiT estão programadas para acabar na Alemanha, quando uma capacidade total de 52GWp instalados for atingida.

Na última revisão do EEG, ocorrida em 1 de agosto de 2014, foram estabelecidas novas metas de aumento anual de capacidade (2,5GWp), metas a longo prazo da participação das energias renováveis no consumo total; (40% a 45% em 2025, 55% a 60% em 2035 e 80% em 2050), aumento no valor da sobretaxa EEG cobrado de todos os consumidores<sup>18</sup>, bem como estabeleceu que o valor das FiT pode diminuir ou aumentar para se cumprir a meta (BMW, 2014). As novas mudanças na EEG estimulam fortemente o consumo próprio.

Em suma, os números apresentados pela Alemanha são resultado de um cenário bastante confiável para investidores, poucos entraves burocráticos, custo de equipamentos / instalação em contínuo declínio, com profissionais bastante qualificados para executar as instalações; aumento do custo de energia elétrica (Figura 2.14) e auxílios controlados para se atingir as metas especificadas. Ainda, em pequenas instalações, o tempo de retorno do investimento varia de 0,7 a 2 anos (IEA-PVPS, 2014d), o que é bastante atrativo, dados os aproximadamente 25 anos de vida útil esperada para os

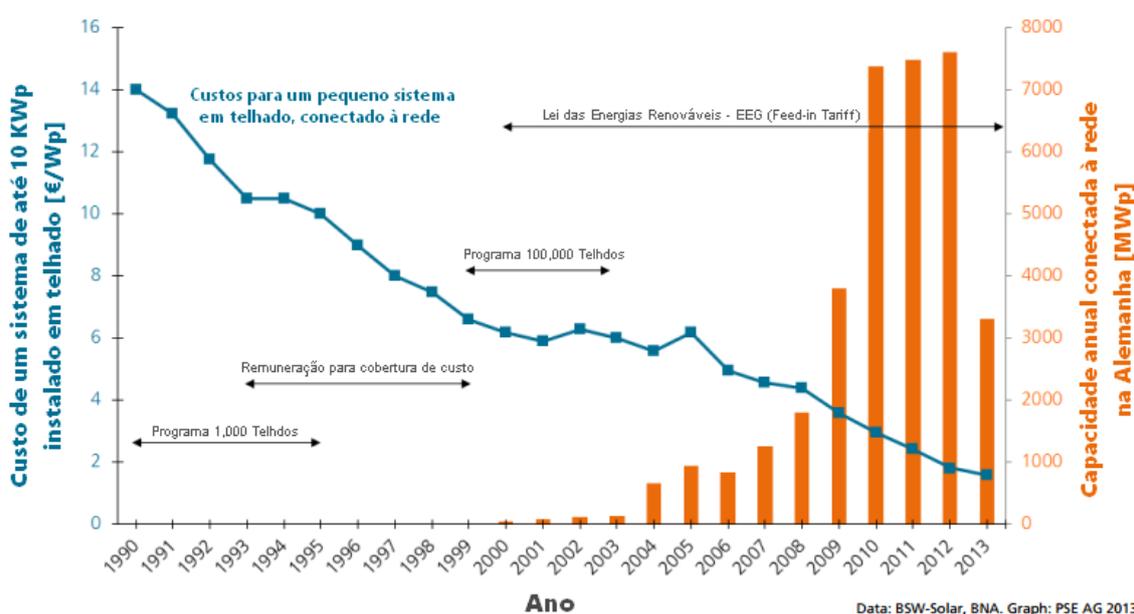
---

<sup>18</sup>A partir de agosto de 2014, produtores que já consumiam localmente a energia que produzem, continuam isentos da sobretaxa EEG. Novas instalações estarão isentas apenas se tiverem capacidade menor que 10 kWp, gerando menos de 10 MWh anuais. As demais terão que pagar um percentual crescente da taxa (30% até o final de 2015, 35% até o final de 2016 e 40% da sobretaxa EEG até o final de 2017, mantendo esses 40% para os próximos anos)

sistemas fotovoltaicos. Somados a tudo isso, há a forte confiança da população no modo de conduzir essa transformação do setor energético do país.

Devido ao alto grau de desenvolvimento do mercado, a maioria dos bancos oferecem empréstimos para investimentos comerciais e privados de GFV. A taxa de juros cobrada varia normalmente de 3% a 5 % (IEA-PVPS, 2014d). Os demais mecanismos utilizados na Alemanha, como por exemplo os incentivos à negociação de energia no mercado foram discutidos no tópico anterior.

A Figura 2.13 demonstra a evolução do custo de uma instalação padrão (menor que 10 kWp, montada em telhado), juntamente com a evolução da capacidade total instalada na Alemanha.



**Fonte:** ISE - Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. *Photovoltaics Report - July 28, 2014*. Disponível em: < <http://www.ise.fraunhofer.de>>. Acesso em: 11 ago 2014.

Figura 2.13 – Evolução do custo das instalações (€/Wp) e da capacidade total instalada (MWp) na Alemanha.

Na Figura 2.13 é possível perceber com clareza o impacto da EEG em conjunto com a redução dos preços. Note que anteriormente já havia alguns programas de suporte, mas o alto custo das instalações afugentava os investidores. Na Tabela 2.1 pode-se observar a evolução das FiT na Alemanha, até o início do ano de 2014, para sistemas montados em telhado com potência menor que 10 kWp.

É notável que o valor da tarifa cai constantemente, mas que outros fatores como a diminuição no custo dos sistemas (Figura 2.13) e aumento no preço da energia elétrica (Figura 2.14), fazem com que o ambiente continue rentável para novos investimentos.

Em 1º de setembro de 2014, o valor da tarifa já havia diminuído a 12.69<sup>19</sup> c€/kWh<sup>20</sup> (Federal Network Agency, 2014).

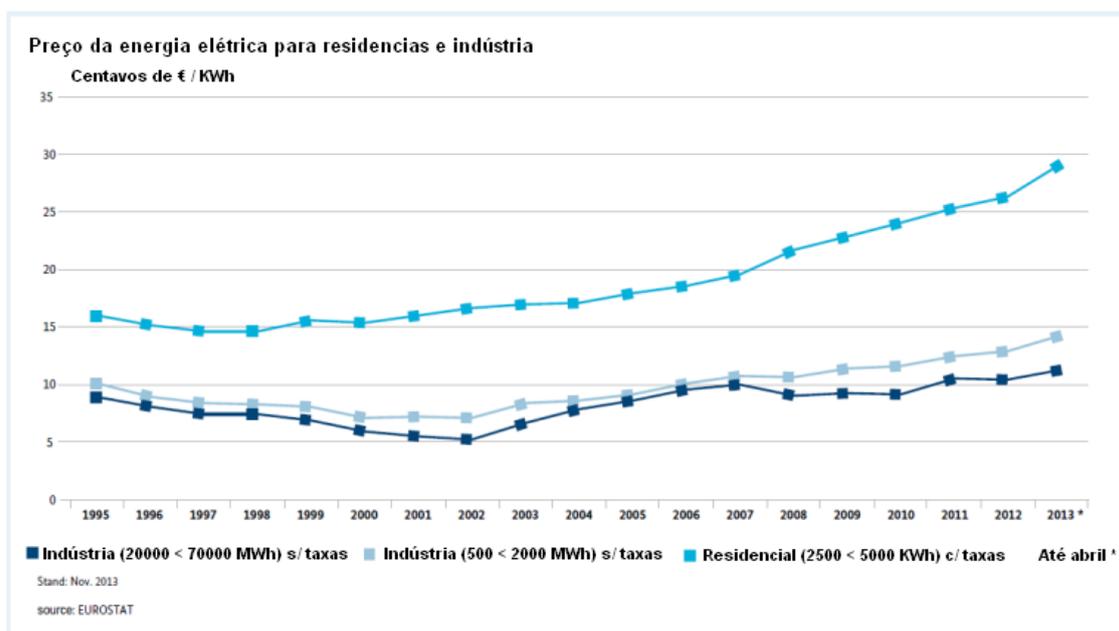
Como último comentário desta seção, pode-se mencionar que até o final de 2013, a estimativa é que o mercado FV na Alemanha foi responsável pela geração de algo entre 50 mil e 65 mil empregos de tempo integral.

Tabela 2.1 – Evolução do valor das FiT na Alemanha, para instalações em telhados com potência de até 10 kWp (c€/kWh).

Ano	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013*	2014*
Centavos de €/kWh	50,6	48,1	45,7	57,4	54,5	51,8	49,2	46,75	43,01	39,14	28,74	24,43	17,02	13,68

\* Ajustada por uma alteração mensal flexível de 1% a 2,8%

Fonte: IEA-PVPS - International Energy Agency Photovoltaic Systems Program. *National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2013*. Disponível em: < <http://iea-pvps.org>>. Acesso em: 27 ago 2014.



Fonte: BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Energiedaten: Gesamtausgabe, Stand April 2014*. Disponível em: < <http://www.bmwi.de>>. Acesso em: 17 set 2014.

Figura 2.14 – Evolução do custo da energia elétrica na Alemanha (c€/kWh).

<sup>19</sup>Dado retirado da tabela disponível em: [http://www.FederalNetworkAgency.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldungen/EEGVerg\\_2014\\_Aug-Sept.xls?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.FederalNetworkAgency.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Datenmeldungen/EEGVerg_2014_Aug-Sept.xls?__blob=publicationFile&v=1), acessada em 30 de setembro de 2014.

<sup>20</sup> c€ - Centavos de Euro

### 2.3.9 Análise do mercado italiano

Até o início do ano de 2013, o mercado italiano era o segundo maior mercado de energia solar FV do mundo, e detinha o recorde anual de potência instalada, que era de 9,3 GWp em 2011. Com o ritmo acelerado de crescimento apresentado pela China nos últimos anos, este recorde foi quebrado, e o mercado chinês ocupa hoje essa segunda posição, deixando o mercado italiano em terceiro. Mas ainda assim, em 2013, a Itália foi responsável 13% de toda a produção de energia FV da Europa, um percentual bastante expressivo (EPIA, 2014a).

Uma comparação mais justa seria analisar a participação da GFV na produção anual total de energia elétrica do país. Neste quesito, o mercado italiano assume a liderança, tendo, no ano de 2013, 7% de toda a sua energia elétrica gerada a partir de painéis solares (IEA-PVPS, 2014e).

Esse percentual foi conseguido através da adoção do mecanismo de remuneração aos produtores de energia solar FV que, assim como na Alemanha, estabeleceu um ambiente bastante amigável e lucrativo para os investidores. As remunerações tiveram início com a criação da chamada *il Primo Conto Energia*<sup>21</sup> (Primeira Conta de Energia), um equivalente a RN nº 482 no Brasil e a EEG na Alemanha. Entrando em funcionamento em 2006, a Primeira Conta de Energia passou a remunerar os produtores que consumissem sua energia localmente.

No início de 2007, as normas foram alteradas, dando origem a Segunda Conta de Energia, que estabeleceu o pagamento também de remuneração aos produtores que injetassem sua energia na rede, o mecanismo das FiT, que assim como na Alemanha, eram financiadas pelo pagamento repartido dentre todos os consumidores de energia elétrica e com vencimento de 20 anos. As alterações modificaram também os procedimentos para conectar a instalação à rede e para o aval de recebimento das remunerações, tornando-os bem menos burocráticos. Então, a partir de 2008 passou-se a observar elevados índices de crescimento.

Devido ao elevado índice de crescimento, instituiu-se em 2010 a Terceira Conta de Energia e em 2011 a Quarta Conta de Energia, que estabeleceram os novos valores de remuneração que seriam pagos às instalações que finalizassem a construção até 31 de

---

<sup>21</sup> *il Primo Conto Energia*, do italiano, “A Primeira Conta de Energia”.

dezembro de 2010 e 1º de maio de 2011, respectivamente (GSE, 2014). Ainda no ano de 2011, foi instituído um programa de *net-billing*<sup>22</sup> denominado *Scambio Sul Posto*<sup>23</sup>, exclusivamente para instalações menores que 200 kWp, que foi modificado em 2012 para incluir tarifas prêmio em complemento às FiT (IEA-PVPS, 2013a).

A diminuição no custo de módulos e demais equipamentos ocorreram em um ritmo bem mais acelerado do que as alterações no valor das instalações, criando um ambiente bastante lucrativo aos investidores, o que culminou na instalação dos 9,3 GWp apenas no ano de 2011, um recorde para a época (EPIA, 2014a).

Em julho de 2012, uma nova alteração na norma estabeleceu a Quinta Conta de Energia, que além de reduzir o valor das FiT para novas instalações, afim de acompanhar o decaimento do preço das instalações, estabeleceu também até quando novas instalações poderiam se cadastrar para se beneficiar do sistema das FiT pelos 20 anos prometidos. Esse prazo foi fixado para 31 dias após a data em que o valor de repasse das FiT atingisse 6,7 bilhões de euros por ano, isto é, quando os pagamentos mensais feito a todos os produtores cadastrados no programa, somados ao longo de um ano, somassem 6,7 bilhões de euros (GSE, 2014). Este montante foi definido devido ao fato de que este valor é pago de forma distribuída por todos os consumidores de energia elétrica, e um valor superior poderia se tornar abusivo e desproporcional.

Em junho de 2013, o valor topo foi atingido e o programa Conta de Energia foi encerrado, e com ele o mecanismo das FiT (IEA-PVPS, 2014e). Como resultado disso, bem como das reduções no valor das remunerações, adotadas em 2012, a quantidade de instalações caiu drasticamente em 2013, somando apenas 1,5 GWp contra 3,6 GWp em 2012 e 9,3GWp em 2011 (EPIA, 2014a).

Em março de 2013, o órgão italiano responsável pelos impostos (equivalente à Receita Federal no Brasil) anunciou a redução de 50% dos impostos sobre o custo das novas instalações FV menores que 20 kWp que adotem o consumo próprio e que tenham custado até 96.000 €. Uma redução para instalações maiores que 20 kWp está em discussão, bem como a diminuição dos entraves burocráticos para a autorização das instalações (IEA-PVPS, 2014e).

---

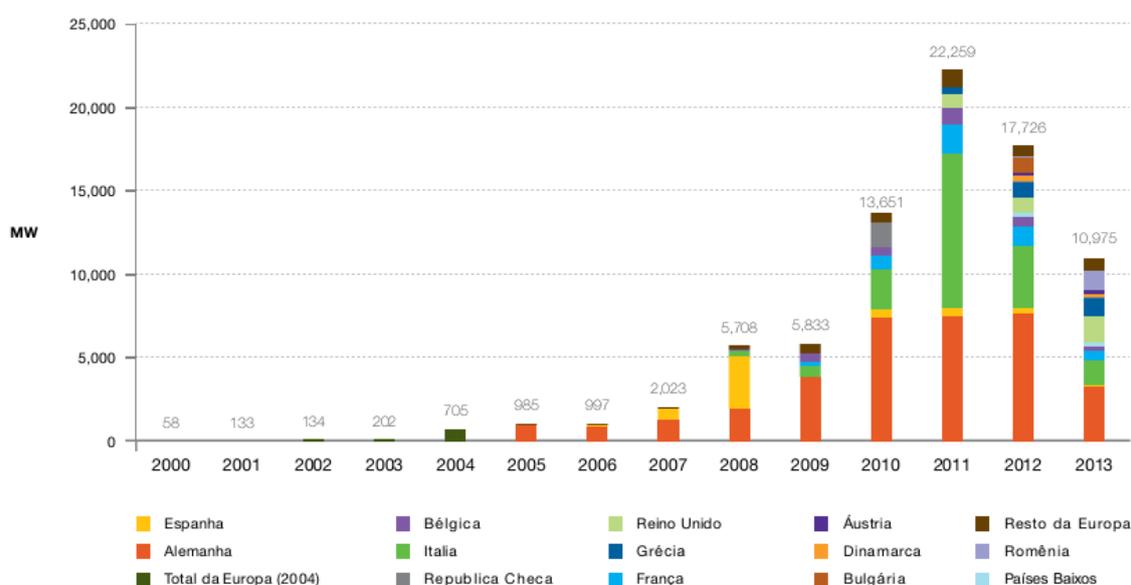
<sup>22</sup> O Net-billing é similar ao Net-metering, porém faz medições separadas de geração e consumo da rede, detalhando-as em separado na conta de energia.

<sup>23</sup> *Scambio Sul Posto*, do italiano, “no ponto de troca” referente ao ponto de troca de energia com a rede.

Em agosto de 2014, o governo italiano aprovou um decreto de lei introduzindo medidas retroativas em relação às FiT, que irão reduzir o valor pago aos produtores que haviam sido contemplados com 20 anos de pagamentos fixos (EPIA, 2014b). “Essa atitude prejudica o setor de energia FV mundial, a imagem da Europa e principalmente a imagem da Itália que pode passar a ser vista como um ambiente não seguro para investimentos” (EPIA, 2014b), pois algo que era dado como certo foi modificado. Ao redor do mundo, investidores podem começar a duvidar de incentivos a longo prazo, fornecidos aos investimentos em GFV, prejudicando o setor.

Vale a pena comentar que na Itália pouco mais da metade da capacidade de GFV instalada, corresponde às instalações integradas à edifícios, sendo aproximadamente 2,5 GWp de BIPV e 6,5 GWp de BAPV. O programa Conta de Energia, previa tarifas especiais para instalações do tipo BIPV, que apresentassem características inovadoras (IEA-PVPS, 2014e).

Em relação a financiamentos, existe na Itália uma linha específica para o financiamento de sistemas FV residenciais ou comerciais, de até 20 kWp. Os valores variam de 5.000 € a 70.000 € e visam cobrir todo o custo da instalação, incluindo impostos. A taxa de juros anual é fixa, de 6.75%, maior que na Alemanha. Contudo, os empréstimos podem ser pagos em várias parcelas, variando de 36 a 180 meses (IEA-PVPS, 2014e). Isso torna possível para muitas pessoas ou empresas, instalarem sistemas FV, mesmo que não possuam um capital imediato para investir.



**Fonte:** EPIA – European Photovoltaic Industry Association. *Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018*. Disponível em: < <http://epia.org> >. Acesso em: 9 jul 2014

Figura 2.15 – Evolução anual das instalações na Europa, por país.

Por fim, o custo total de incentivos à GFV somou 6,7 bilhões de euros em 2013 (IEA-PVPS, 2014e), valor inteiramente pago pelos consumidores de energia elétrica como discutido anteriormente. Isso se traduz em uma média de 112 euros pagos anualmente por cada contribuinte italiano (acima de 300 reais na cotação de 20 de setembro de 2014). Apesar de parecer uma quantia alta, devem-se analisar os benefícios que a GFV traz ao país. Estima-se uma economia anual de 9 bilhões de euros devido à redução da utilização das termelétricas, que a GFV pode prover.<sup>24</sup>

O custo por Wp instalado em aplicações padrão (residenciais em telhado, e inferiores a 10 kWp) finalizou o ano de 2013 entre 2 - 2,4 €, e o preço médio da energia elétrica para o setor residencial em torno de 18 c€/ kWh (IEA-PVPS, 2014e).

Na Figura 2.15, que demonstra a evolução anual das instalações de GFV na Europa, é possível observar em verde, a evolução italiana, que variou bastante a cada ano, devido às mudanças nas políticas de incentivo, como discutido anteriormente.

### **2.3.10 Breve análise do mercado estado-unidense**

De 2010 a 2013, o mercado de energia FV dos Estados Unidos apresentou um padrão de crescimento anual de 1GWp a mais que o ano anterior, apresentando uma evolução de crescimento de 0,9 MWp em 2010 a 4,8 MWp em 2013, que o posicionou como o terceiro mercado que mais cresceu no ano. Esse padrão levou o país a uma capacidade total instalada de 12 GWp até o fim de 2013, correspondente a 0,43% da demanda total de energia elétrica do país. Diferentemente da Alemanha e Itália, a maior parte do crescimento do mercado estado-unidense foi proveniente de CGFV (IEA-PVPS, 2014g).

A capacidade instalada continua concentrada em um pequeno número de estados, como Califórnia, Arizona e Nova Jersey, cada um com mais de 1 GWp instalado. No entanto, a tendência é de uma maior participação por parte dos outros estados, sendo que 15 deles já possuem mais de 100 MWp instalados, e 11 estados instalaram mais de 50 MWp apenas em 2013. Havia mais de 3,6 GWp de projetos em construção até fevereiro de 2014 (projetos com capacidade individual de pelo menos 1 MWp), logo, espera-se que

---

<sup>24</sup> Dados retirados da IEA-PVPS - International Energy Agency Photovoltaic Systems Program. *National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2013*

a quantidade de instalações em 2014 seja maior do que em 2013, e que mais estados ultrapassem os 100 MWp instalados (IEA-PVPS, 2014g).

Foram adotados nos Estados Unidos vários programas de incentivo, alguns para todo o país, como a redução de 30% dos impostos sobre os gastos com a instalação, outros para estados específicos, como as FiT, net-metering (43 estados), opções específicas de financiamentos, fundos de investimento e RPS. Essa heterogeneidade do mercado dificulta um pouco a sua análise (IEA-PVPS, 2014g).

Apesar de alguns dos programas de incentivo já não estarem mais em vigor ou terem sido reduzidos, vários projetos em construção já se qualificaram para receber benefícios. Ainda, foram definidas metas de RPS para 2014 que requerem um aumento da participação de fontes renováveis na produção de energia. Assim, espera-se que essa tendência em conjunto com a constante queda global do custo dos equipamentos para instalações FV continue impulsionando o mercado a números de crescimento ainda maiores no futuro próximo.

Após cinco anos de crescimento (2006-2010), 2013 foi o terceiro ano consecutivo em que a venda norte-americana de células e módulos solares diminuiu (IEA-PVPS, 2014g). A indústria norte-americana foi incapaz de acompanhar o crescimento do mercado, e principalmente os preços praticados por indústrias estrangeiras, em especial a chinesa. Isso levou à quebra de inúmeras empresas nesse ramo de fabricação de células e módulos solares. No entanto, outros setores como o de fabricação de inversores estão caminhando bem (95% das instalações executadas nos EUA em 2013 utilizaram inversores produzidos no país) (IEA-PVPS, 2014g).

Estima-se que 50.000 empregos no setor FV tenham sido no período entre 2010 e 2013 (48% em 2013), somando um total de 143.000 empregos já criados (IEA-PVPS, 2014g). Esse crescimento foi 10 vezes maior que o crescimento geral da economia, no mesmo período. O custo por Wp instalado em aplicações padrão (residenciais em telhado e inferiores a 10 kWp), finalizou o ano de 2013 em 4,59 U\$<sup>25</sup> e o preço médio da energia elétrica para o setor residencial em torno de 0,12 U\$ / kWh (IEA-PVPS, 2014g).

---

<sup>25</sup> U\$ - Dólar estado-unidense.

### 2.3.11 Breve análise do mercado japonês

Assim como o mercado estado-unidense, o mercado japonês encontra-se em seu momento de maior crescimento. Apenas no ano de 2013, o país instalou aproximadamente 6,9 GWp, bem distribuídos entre os setores residencial, comercial, industrial e centrais de geração (IEA-PVPS, 2014f), contra 1,3 GWp e 1,7 GWp em 2011 e 2012 respectivamente (EPIA, 2014a) o que posicionou o mercado japonês como o segundo que mais cresceu em 2013, atrás apenas da China (IEA-PVPS, 2014a). Até o fim de 2013, a capacidade total instalada no país era de 13,6 GWp, que correspondia a 1,4% da produção total de energia elétrica no país (IEA-PVPS, 2014f).

O elevadíssimo crescimento pode ser atribuído à adoção em julho de 2012, do sistema das *Feed-in Tariffs* (FiT). Desde a adoção do sistema até o final de 2013, 28,4 GWp de projetos foram aprovados para se beneficiarem das FiT, distribuídos em um total de aproximadamente 774 mil sistemas. Deste total, os 6,9 GWp mencionados anteriormente já estão em funcionamento, e o restante deve entrar em operação no futuro (IEA-PVPS, 2014f).

O impacto do programa das FiT foi além das expectativas e desencadeou um crescimento exponencial na quantidade de instalações de sistemas FV, abrindo um novo estágio de crescimento rumo a implementação massiva de sistemas FV no Japão. Desencadeou, também, uma expansão da indústria FV japonesa em vários setores (produção de células, módulos, inversores, etc.), mas que, ainda assim, não foi suficiente para suprir todo o aumento da demanda, tendo sido necessário a importação de módulos principalmente da China e Taiwan.

O crescimento do setor FV no Japão fez com que instituições financeiras como bancos (grandes e locais), fundos de investimento, seguradoras, etc., começassem a prover apoio financeiro para projetos de GFV, facilitando investimentos e aumentando ainda mais o crescimento.

Estima-se que o crescimento observado no ano de 2014 tenha sido de não menos que 6 ou 7 GWp, como no ano de 2013 (IEA-PVPS, 2014f). Em abril (2014), foi anunciada uma redução no valor das FiT pagas às novas instalações e o programa das FiT está agendado para acabar no fim daquele ano. Contudo, com a aprovação do novo Plano Básico de Energia, que categoriza a energia renovável como uma “*fonte de energia nacional, importante e de baixa produção de carbono*” e que demonstra que as intenções

do governo em continuar o ritmo acelerado de crescimento, pelo menos para o futuro breve; espera-se uma continuação do programa das FiT, bem como a redução do custo das instalações, crescimento ainda maior da indústria e possíveis novos incentivos que podem ser anunciados pelo governo.

Essa visão da importância da energia FV (e outras fontes renováveis) por parte do governo se fortaleceu após os acidentes ocorridos no Japão em 2011, o Grande Terremoto do Leste do Japão, que incluiu também um tsunami, bem como o acidente nuclear de Fukushima. Como consequência dos acidentes, várias usinas nucleares pararam de funcionar, obrigando o governo a ampliar o uso das termelétricas.

A dependência de combustíveis fósseis aumentou de 60% a 90%, aumentando também as emissões de CO<sub>2</sub> em 7,5% comparado a 2010 (IEA-PVPS, 2014f). Devido à importação dos combustíveis fósseis, a balança comercial japonesa ficou negativa em 2011 pela primeira vez em 31 anos. Todos esses fatores fizeram o governo enxergar na energia FV “uma fonte promissora, versátil e que pode contribuir para a segurança energética” (IEA-PVPS, 2014f).

Outras formas de incentivo existem em alguns locais no Japão, como por exemplo, subsídios para o investimento inicial, certificados de energia verde, redução de impostos, financiamentos a juros baixos, entre outros. O custo por Wp instalado em aplicações inferiores a 10 kWp finalizou o ano de 2013 em 413 ¥<sup>26</sup> (IEA-PVPS, 2014f) (aproximadamente 9 reais na cotação atual) e o preço médio da energia elétrica para o setor residencial, em torno de 26 ¥ / kWh (equivalente a 57 centavos por kWh) (IEA-PVPS, estimado, 2014e). Vale a pena citar também, que, apenas em 2013, o Japão gastou 876.000.000.000 ¥ em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias (IEA-PVPS, 2014f), o equivalente a 195 milhões de reais na cotação atual.

### **2.3.11 Breve análise do mercado belga**

Devido a separação da Bélgica em regiões, como se fossem estados com bastante autonomia, a análise do mercado belga se torna um pouco complexa, assim como a dos Estados Unidos, com normas que, as vezes são regionais, outrora nacionais. O país se

---

<sup>26</sup> ¥ - Iene, moeda japonesa. Taxa de câmbio aproximada de 0,022 R\$ em 25 de setembro de 2014.

divide em três regiões: a região da Valônia, a região Flamenga, e a região de Bruxelas. Apesar dessa separação, o mercado de energia é unificado, com um regulador para cada região e um regulador federal.

Até o fim de 2013 o setor residencial era responsável por 61% de toda a GFV do país somando aproximadamente 350.000 residências com um sistema FV instalado. Isso significa que ao final de 2013, a cada 13 residências belgas, uma possuía instalação FV (IEA-PVPS, 2013b). É um percentual impressionante, sem igual comparação no mundo. Porém, pelo fato das instalações residenciais serem geralmente pequenas (menores que 10 kWp), a capacidade instalada total equivale a 3 GWp, o que se traduz em 3,23% da demanda total de energia elétrica do país (IEA-PVPS, 2014b), o quarto maior percentual do mundo, atrás da Itália (7 %) (IEA-PVPS, 2014e), Grécia (6,67%) (HELAPCO, 2014) e Alemanha (5,3%) (ISE, 2014), que detêm percentuais menores de residências com instalações FV.

Em 2007, todas as três regiões da Bélgica adotaram o sistema do *net-metering* (apenas para instalações menores que 10 kWp), uma quota RPS que as distribuidoras de energia elétrica têm que cumprir e um sistema de compensação por créditos de energia verde (ou créditos de carbono), sendo as quotas e compensações diferentes para cada região. Os fundos para financiar os créditos provinham e continuam a provir, da cobrança de uma taxa extra na conta de energia elétrica dos consumidores, e são garantidos pelo operador de transmissão nacional. Foi ainda introduzida uma diminuição nos impostos cobrados sobre o custo das instalações, que foi retirada em dezembro de 2011 (IEA-PVPS, 2013b).

Sob tais mecanismos de incentivo, o mercado cresceu rapidamente nos últimos anos, na região Flamenga e na Valônia, especialmente devido a lenta adaptação desses mecanismos à queda acentuada dos preços dos sistemas FV, como discutido anteriormente para outros países. Isso culminou em uma grande quantidade de instalações na região Flamenga em 2009, 2010 e 2011, seguida por um crescimento rápido na região da Valônia em 2011 e 2012 (IEA-PVPS, 2013a), o que levou o país a sair de 109 MWp, ao fim de 2008, para 2,839 GWp ao fim de 2012, com um pico de crescimento ocorrendo em 2011, quando ambas as regiões estavam em crescimento acelerado e 1,087 GWp foram instalados apenas naquele ano, como pode ser observado na Figura 2.16.

Após essa explosão do mercado, a reação do governo foi de reduzir drasticamente os incentivos financeiros, para frear o mercado. De fato, se analisada em números, inicialmente essa redução se refletiu negativamente apenas na região Flamenga, onde o mercado estava mais maduro e correspondia a 80% do país. Na região, foram extintas, ao fim de 2011, as reduções dos impostos para as instalações e em janeiro e agosto ocorreram reduções drásticas no montante pago pelos créditos de energia verde (de 150€ a 90€ por MWh para instalações maiores que 250 kWp e de 210€ a 90€ por MWh para instalações menores que 10 kWp). Devido a instalações já em andamento antes da redução, 303 MWp foram instalados até a metade do ano, mas apenas 22 MWp foram instalados no segundo semestre (IEA-PVPS, 2013b).

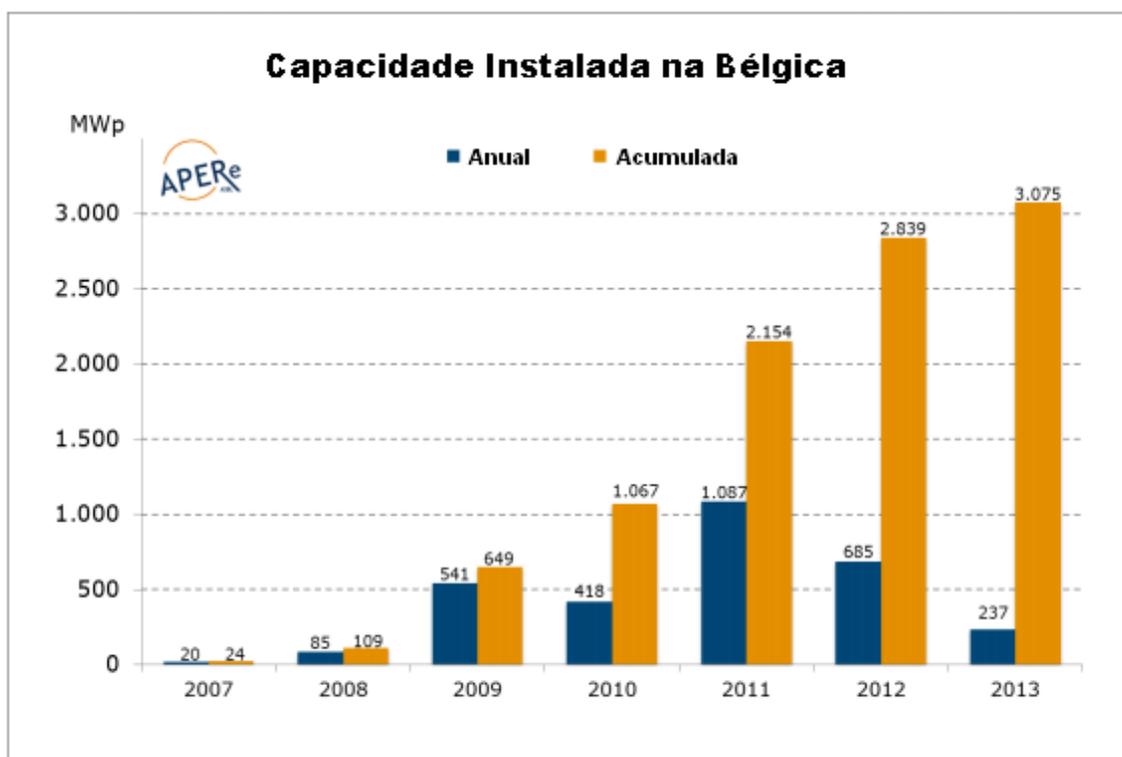
A mesma análise poderia ser feita para a região da Valônia (visto que uma redução nos valores pagos pelos créditos também diminuiu), mas devido a um atraso na implementação das reduções (abril e setembro) e ao custo das instalações estar ainda menor, criou-se um ambiente bastante favorável no início do ano, gerando uma verdadeira corrida para finalizar as instalações em andamento. Como a capacidade instalada na Valônia era pequena na época (257 MWp), o crescimento de 290 MWp daquele ano representou um crescimento superior a 100%. Este foi também um ano de sucesso para a região de Bruxelas, que garantia uma recuperação do investimento em sete anos (como discutido na sessão 2.3.3), e aumentou sua capacidade de 8,3 MWp para 18,1MWp (IEA-PVPS, 2013b). Posteriormente esse valor aumentou para 43MWp ao fim de 2013 (IEA-PVPS, 2014b).

No início de 2013, a região Flamenga introduziu uma taxa a ser paga pelos produtores de energia FV conectados à rede, para evitar a perda de receita de operadores de rede caso tenham que financiar futuros reforços da rede que possivelmente teriam de ser executados para acomodar sem prejuízos toda a GFV<sup>27</sup>. Somado a isso, novas reduções nos valores pagos pelos certificados fizeram com que o mercado crescesse muito pouco em 2013, atingindo apenas 237 MWp de crescimento, contra 685 MWp de 2012. A evolução da capacidade instalada no país pode ser visualizada na Figura 2.15, ou em maior detalhe na Figura 2.16. Em 2013 a taxa mencionada foi cancelada. A discussão

---

<sup>27</sup> Essa taxa se assemelha ao custo de disponibilidade cobrado no Brasil, contudo, no Brasil a cobrança é feita para todos os consumidores. Israel adota uma taxa similar à extinta na Bélgica, para os produtores de energia FV conectados à rede, visando custear reforços da rede e custos para equilibrar o sistema.

sobre a aplicabilidade da taxa é polêmica, pois há quem argumente que a GFV conectada à rede traz mais benefícios que prejuízos para o sistema.



**Fonte:** IEA-PVPS - International Energy Agency Photovoltaic Systems Program. *National Survey Report of PV Power Applications in Belgium 2013*. Disponível em: < <http://iea-pvps.org>>. Acesso em: 22 set 2014.

Figura 2.16 – Evolução anual das instalações na Bélgica.

De maneira resumida, a quantidade de instalações ocorridas na Bélgica em tão pouco tempo, se deu por um ambiente favorável a investimentos, devido aos demais incentivos introduzidos discutidos anteriormente e a constante queda no custo das instalações, que atualmente variam de 1,1 €/Wp para instalações maiores que 250 kWp a 1,8 €/Wp para instalações residenciais em topo de telhado, e menores que 10kWp. Como dados complementares, podemos citar que opções de financiamento estão disponíveis no país, com taxas que variam de 3 a 5% de juros anuais, que o preço da energia elétrica ao final de 2013 era de 19,3 c€/kWh, e que estima-se que o setor de GFV já tenha gerado até 7500 empregos no país, somando empregos diretos e indiretos (IEA-PVPS, 2014b).

### 2.3.12 Breve análise do mercado chinês

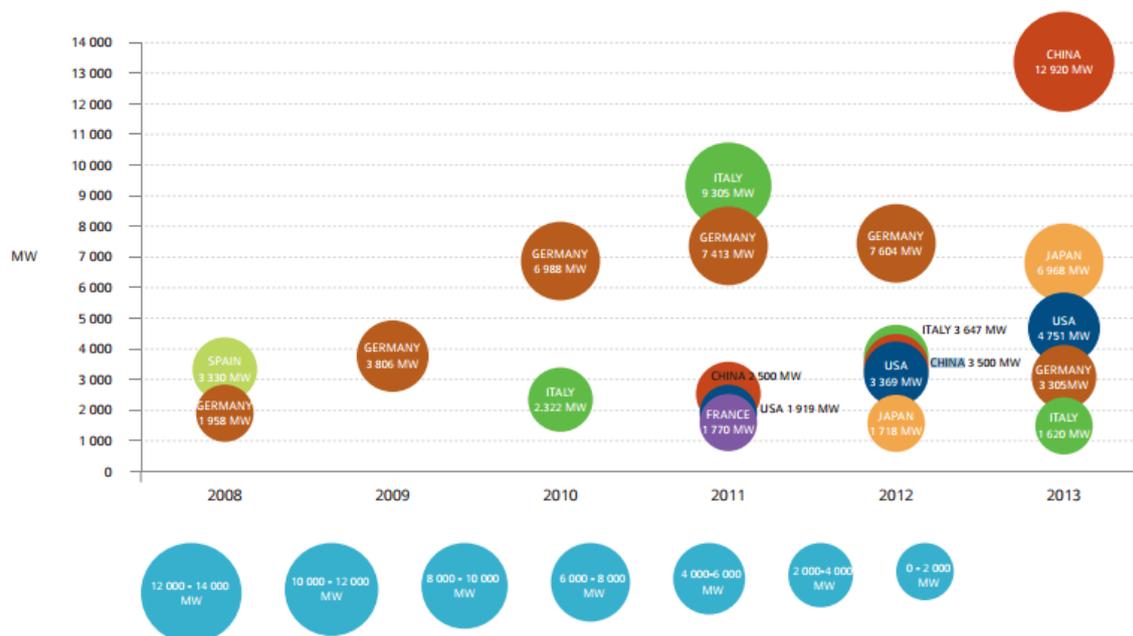
Até o fim de 2013, o mercado chinês somou 19,7 GWp instalados, sendo que 13 GWp<sup>28</sup> foram instalados apenas em 2013 (crescimento de 371% em relação a 2012) (IEA-PVPS, 2014c), fazendo com que a China batesse o recorde de instalações em um ano, superando o anterior recorde italiano em mais de 3 GWp. Isso é fruto da vontade chinesa de tornar sua matriz energética mais limpa, visto que é o país que mais emite gases nocivos e consome combustíveis fósseis. Os recordes podem ser vistos na Figura 2.17, que mostra a geração dos principais mercados de energia FV, no período 2008-2013.

Sendo o consumo total de energia elétrica na China em 2013 de 4600 TWh, o montante de GFV instalado foi responsável pela geração de 0,6% dessa demanda energética. (IEA-PVPS, 2014h). A previsão é de que o mercado continue crescendo em velocidade, atingindo percentuais maiores de participação nos anos seguintes.

Desde 2008, usinas FV se tornaram o segmento de maior desenvolvimento no mercado FV da China, e representaram 94% das instalações de 2013. No entanto, as instalações menores, residenciais e comerciais, começaram a crescer, tanto no modelo BIPV quanto BAPV, somando 800 MWp em instalações em 2013 (IEA-PVPS, 2014h). O rápido crescimento do mercado demonstra o poder do mecanismo FiT de desenvolver mercados FV rapidamente.

---

<sup>28</sup> 13 GWp somando as instalações conectadas e não conectadas à rede. Apenas as conectadas somaram 12,92 GWp.



**Fonte:** IEA-PVPS - International Energy Agency Photovoltaic Systems Program. *Trends In Photovoltaic Applications 2013*. Disponível em: < <http://iea-pvps.org>>. Acesso em: 15 out 2014.

Figura 2.17 – Recordes anuais de instalação 2008 - 2013.

Para instalações prontas até janeiro de 2014, estava garantido o pagamento das FiT de 1,0 CNY/kWh<sup>29</sup> (IEA-PVPS, 2014h), sendo que o preço da energia elétrica na China varia de 0,48 CNY/kWh a 0,68 CNY/kWh (Shenzen Government, 2014), ou seja, as FiT são bem superiores aos preços do mercado. Um resumo de todos os programas de incentivo que estavam vigentes em 2013 está apresentado nos tópicos a seguir:

- FiT para usinas FV mencionada anteriormente;
- Subsídio de capital direto para instalações em edifícios, através do financiamento a partir de um fundo especial;
- O projeto *Golden Sun Programme* que pretende desenvolver o mercado FV de instalações prediais e isoladas.

Estima-se o subsídio total de 10 a 20 bilhões de CNY por ano para financiar esses dois programas mencionados, que não são os das FiT. Há também um mecanismo de subsídio ao auto consumo, que paga pela a energia injetada, um valor acima do custo da energia elétrica (IEA-PVPS, 2014h).

<sup>29</sup> CNY - Iuan Renmimbi da China, moeda chinesa. Taxa de câmbio de 0,42 BRL em 20 de novembro de 2014.

Em relação a preços, em 2013, o custo médio por Wp instalado estava entre 8 e 9 CNY, representando uma queda de 10 a 20% em comparação ao ano anterior e 80% em comparação a 2008. Isto é fruto do contínuo trabalho de pesquisa e desenvolvimento que é feito na China aumentando a cada ano a eficiência das células, reduzindo o consumo energético para a produção dos módulos (IEA-PVPS, 2014c).

Em relação à exportação de módulos, pode-se dizer que ela está em queda (20% de queda em relação a 2012), devido à queda das exportações para a união europeia de 67% em 2012 para 30% em 2013 (fruto da redução do ritmo de instalações apresentado anteriormente por países como Alemanha, Itália etc.). A queda só não foi maior devido ao crescimento das importações por parte do Japão, que sozinho foi responsável pela importação 22% do total exportado pela China (IEA-PVPS, 2014c).

Por fim, pode-se dizer que as expectativas em relação ao mercado FV chinês são de crescimento acelerado, que tende a crescer ainda mais ano após ano. Na busca de uma matriz mais limpa e menos dependente de combustíveis fósseis, o objetivo de desenvolvimento FV na China, em cenário moderado, é de 100 GWp em 2020, 400 GWp em 2030 e 1TWp em 2050, sendo que no ano de 2050, a energia FV representaria 18% da demanda de energia elétrica, e toda a energia solar em geral corresponderia a 15% da demanda energia primária. No cenário otimista, o objetivo foi estipulado como 200 GWp em 2020, 800 GWp em 2030 e 2,5 TWp em 2050, representando então 40% da demanda de energia elétrica, e 32% da demanda primária se somada toda a geração de energia solar (IEA-PVPS, 2014c).

China e Japão, além de apresentarem crescimento acelerado a partir de 2013, estão investindo bastante em pesquisas, inclusive nas tecnologias de armazenamento de energia, com o Japão iniciando testes com *mega* baterias<sup>30</sup> para controlar flutuações da rede (IEA-PVPS, 2014f). Espera-se que esse seja também um setor que apresente grandes resultados nos próximos anos.

---

<sup>30</sup> Em fase de testes, essas *mega* baterias estão sendo utilizadas para administra as flutuações da rede que não podem ser controladas pelo operador do sistema, como no caso da introdução de energias renováveis em larga escala. O termo *mega* foi utilizado de maneira figurativa para mensurar o tamanho das baterias. A maior das baterias em teste é uma de 60 MWh, tecnologia *redox flow*, da Hokkaido Electric.

## 2.4 ANÁLISE DO MERCADO BRASILEIRO

Até o final do ano de 2013, a GFV no Brasil era tão pequena que os dados precisos de sua participação no mercado não foram incluídos no Balanço Energético Nacional de 2014, preparado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

De acordo com a Aneel, o Brasil possuía até 1º de outubro de 2014, cerca de 15,3 MWp de potência FV instalada (não isolada), distribuída em 180 projetos. Um número bastante pequeno se comparado aos números apresentados anteriormente para os principais mercados mundiais. Sendo que a capacidade total de geração (todas as fontes) é de aproximadamente 131,3 GW, a potência FV representa apenas 0,01% desse total<sup>31</sup>. Se fosse feita uma análise da participação da GFV na demanda total de energia elétrica, esse percentual seria ainda menor.

A energia FV começou a ser utilizada no país (de maneira isolada) com a criação em 2003 do programa Luz Para Todos, que objetivava levar energia elétrica a 10 milhões de pessoas em zonas rurais até o ano de 2008 sendo prorrogado para 2011 e em seguida para 2014, a fim de atender famílias sem energia identificadas posteriormente (PLT, 2014). Estima-se que um total de 30 MWp isolados tenham sido instalados até o fim de 2011 (ABINEE, 2012).

Em abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa Aneel nº 482/2012, que possibilitou que o consumidor de energia elétrica gere sua própria energia elétrica (em escala micro<sup>32</sup> e mini<sup>33</sup>) a partir de fontes renováveis, injetando os excessos na rede, e recebendo créditos de energia para tal. Esse é o sistema de *net-metering* mencionado anteriormente. Desde então, até outubro de 2014, 165 consumidores haviam aderido ao modelo. A norma foi alterada em dezembro de 2013 pela RN nº 517 passando a incluir, por exemplo, um limite para o tamanho das instalações de geração. A norma em sua versão mais atual será tratada na próxima seção.

Em termos de previsão para o futuro, a EPE publicou em outubro de 2014, uma nota técnica (EPE) - DEA 19/14 contendo previsões para o mercado de energia

---

<sup>31</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>

<sup>32</sup> Até 100 kWp.

<sup>33</sup> Entre 100 kWp e 1 MWp.

fotovoltaica no Brasil. Foram previstos 835 MWp instalados em 2023. Se comparado com a realidade dos maiores mercados mundiais e com a previsão geral para o mundo, este seria um desenvolvimento bastante lento. A previsão moderada da China é de 100 GWp em 2020, como comentado anteriormente.

#### **2.4.1 Resolução Normativa Aneel nº 482/2012**

Em abril de 2012, a RN nº 482 estabeleceu o mecanismo do *net-metering* e garantiu pela primeira vez o acesso à rede por parte dos consumidores, através de pequenos sistemas como os de GDFV montados em suas propriedades (residenciais, comerciais etc.). O esquema de compensação adotado garante uma quantidade equivalente de energia em forma de crédito aos consumidores que em algum momento gerarem mais energia que utilizarem.

A potência total máxima do sistema montado pelo consumidor em Wp fica limitada à carga instalada caso a unidade consumidora onde o sistema for montado seja do grupo<sup>34</sup> B; ou limitado à demanda contratada, caso o consumidor seja do grupo A. Caso o consumidor deseje fazer uma instalação com potência superior a esse limite, é necessário solicitar o aumento pertinente (aumento da carga instalada para o grupo B e da demanda contratada para o grupo A).

Os créditos acumulados ao fim do mês, devido a uma injeção maior que o consumo, ficam válidos por 36 meses e podem ser utilizados para abater a conta de energia da propriedade onde a energia foi gerada, ou de uma outra propriedade do mesmo consumidor,<sup>35</sup> previamente cadastrada. Uma condição necessária é que as propriedades precisam ser atendidas pela mesma companhia de distribuição para que este tipo de abatimento ocorra.

É importante mencionar que, mesmo que o consumidor produza uma quantidade de energia igual ou superior ao seu consumo, é necessário pagar a taxa de consumo mensal mínimo (para unidades consumidoras do tipo B) referente a um montante de 30 kWh para unidades atendidas por apenas uma fase, de 50 kWh para unidades atendidas

---

<sup>34</sup> O grupo A se refere às unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 2,3 kV e o grupo B às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV

<sup>35</sup> Prova-se que as propriedades em questão são do mesmo consumidor através da análise do CPF ou CNPJ.

por duas fases e de 100 kWh para unidades atendidas por três fases. Para unidades consumidoras do tipo A, cobra-se o valor da demanda contratada. Essas taxas são impostas sob alegação de serem necessárias para cobrir os custos de disponibilidade da energia no local.

É importante também mencionar que, caso existam postos tarifários, para a cessão de créditos leva-se em conta o posto tarifário em que a energia foi consumida ou injetada, isto é, caso o consumidor injete energia na rede em horário fora de pico e consuma da rede em horário de pico, um decréscimo proporcional será atribuído no montante final de créditos de energia cedidos. Atualmente isso se aplica apenas a quem opte pela tarifa branca (diferentes custos da energia, dependendo do horário do consumo), e aos consumidores do grupo A que são tarifados de maneira distinta quando o consumo se dá em horário de ponta<sup>36</sup> ou fora de ponta (azul ou verde).

#### **2.4.2 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**

Em relação ao processo de conexão à rede, é necessário que a distribuidora atenda às solicitações de acesso para microgeradores e minigeradores distribuídos, de acordo com o descrito na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. Um resumo das etapas desse processo está mostrado na Tabela 2.2.

Vale lembrar, que é necessária a instalação de um equipamento de medição de energia ativa, para diferenciar o montante injetado na rede do montante consumido. É possível substituir o equipamento existente caso o novo medidor seja bidirecional, ou ainda incluir um segundo medidor unidirecional, passando a medir a energia separadamente em ambos os sentidos. Os custos referentes a essa adequação do sistema são de integral responsabilidade do consumidor, porém a distribuidora fica responsável

---

<sup>36</sup> Até o fim do ano de 2014, eram adotadas no Brasil três modalidades de tarifas para alta tensão: tarifa horossazonal azul, tarifa horossazonal verde e tarifa convencional, sendo esta última sem sinal horário ou sazonal. A diferença decorre da aplicação de postos tarifários e da forma de cobrança dos custos relativos ao uso da rede (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD) no horário de maior utilização do sistema, definido como horário de ponta. Na tarifa azul os custos de rede são cobrados em demanda (R\$/kW). Na verde, estes custos são cobrados em energia (R\$/MWh), convertidos por meio de um fator de carga definido em 66%. Este valor será mantido, porém, poderá ser alterado com base nas propostas da distribuidora e da sociedade para adequá-lo à realidade da concessão na busca de minimizar a necessidade de expansão da rede e a inibição de uso de geradores diesel no horário de ponta.

pelas operações de leitura, manutenção e possível substituição do equipamento se necessário.

Tabela 2.2 – Etapas do processo de solicitação de acesso.

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1 Solicitação de acesso	(a) Formalização da solicitação de acesso, com o encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como dos estudos realizados.	Acessante	-
	(b) Recebimento da solicitação de acesso.	Distribuidora	-
	(c) Solução de pendências relativas às informações solicitadas na Seção 3.7.	Acessante	Até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b)
2 Parecer de acesso	(a) Emissão de parecer com a definição das condições de acesso.	Distribuidora	<p>i. Se não houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 30 (trinta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</p> <p>ii. Para central geradora classificada como minigeração distribuída e houver necessidade de execução de obras de reforço ou de ampliação no sistema de distribuição, até 60 (sessenta) dias após a ação 1(b) ou 1(c).</p>
3 Contratos	(a) Assinatura dos Contratos, quando couber.	Acessante e Distribuidora	Até 90 (noventa) dias após a ação 2(a)
4 Implantação da conexão	(a) Solicitação de vistoria	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Realização de vistoria.	Distribuidora	Até 30 (trinta) dias após a ação 4(a)
	(c) Entrega para acessante do Relatório de Vistoria.	Distribuidora	Até 15 (quinze) dias após a ação 4(b)
5 Aprovação do ponto de conexão	(a) Adequação das condicionantes do Relatório de Vistoria.	Acessante	Definido pelo acessante
	(b) Aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão.	Distribuidora	Até 7 (sete) dias após a ação 5(a)

**Fonte:** Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.* Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 13 ago 2014.

## 2.4.3 Barreiras ao desenvolvimento da GDFV no Brasil

### 2.4.3.1 Tributos

A conta de energia elétrica inclui custos dos serviços de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica. Somados a estes, existem os encargos setoriais<sup>37</sup> e os tributos, divididos em: Programas de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), sendo o PIS e a COFINS em nível federal, o ICMS em nível estadual e a CIP a nível municipal.

Como estabelecido pelo Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ através do Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, o valor de ICMS incide sobre toda e qualquer energia consumida da rede de distribuição. Assim sendo, a compensação de energia não é de um para um, isto é, ao final, um kWh consumido vale mais que um kWh gerado, devido ao decréscimo financeiro da energia injetada. Neste caso, a estimativa média é que a cada 3 kWh injetados na rede, consiga-se compensar financeiramente o equivalente a aproximadamente 2 kWh consumidos (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014). Deve-se levar isso em conta quando forem feitos cálculos de retorno de investimento. Como o ICMS é um tributo estadual, é possível que alguns estados retirem ou reduzam a incidência desse imposto. O governo de Minas Gerais, por exemplo, por meio da Lei N° 20.824, de 31 de julho de 2013 (MG de 1º/08/2013), definiu que, por cinco anos, a cobrança desse imposto aos microgeradores e minigeradores participantes do programa de compensação de energia da RN n° 482 incidirá apenas sobre a diferença de fluxo energético com a rede.

Outro ponto importante a ser citado, referente às tarifas, é que o valor da alíquota de ICMS, bem como o do custo por kWh, pode variar, dependendo do consumo total de energia. Sendo assim, um consumidor que optar por uma geração local, ao reduzir o seu

---

<sup>37</sup> “Os encargos setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para tornar viável a implantação das políticas de Governo para o setor elétrico. Seus valores conjunto constam de resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia. Cada um dos encargos se analisado individualmente, é justificável, mas, considerados em conjunto, impactam a tarifa e a capacidade de pagamento do consumidor.” (ANEEL, 2014d)

consumo de energia proveniente da rede, pode reduzir também o valor que pagará por essa energia consumida, bem como o valor do ICMS que incidirá sobre esse consumo. Deve-se levar isso em conta ao analisar um investimento. A Tabela 2.3 demonstra essa variação de valores cobrados pela Companhia Energética de Brasília – CEB, para consumidores residenciais.

Tabela 2.3 – Preço da energia por kWh e alíquota de ICMS para as demais classes de consumo do Distrito Federal.

Consumo		ICMS	R\$/kWh
B1 - Res. Baixa	Até 30 kWh	Isento	0,1071162
Renda até 50 kWh	De 31 a 50 kWh	Isento	0,1836397
B1 - Residencial Baixa Renda	Até 30 kWh	12%	0,1222706
	De 31 a 100 kWh	12%	0,2096203
	De 101 a 200 kWh	12%	0,3144305
	De 201 a 220 kWh	17%	0,3341267
	De 221 a 300 kWh	17%	0,3712478
	De 301 a 500 kWh	21%	0,3908335
	Acima de 500 kWh	25%	0,4126009
B1 - Residencial até 50 kWh		Isento	0,3126936
B1 - Residencial de 51 a 200 kWh		12%	0,3569323
B1 - Residencial de 201 a 300 kWh		17%	0,3792909
B1 - Residencial de 301 a 500 kWh		21%	0,3993009
B1 - Residencial acima de 500 kWh		25%	0,4215399

Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. *Tarifas GTA e GTB 2014*. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br>>. Acesso em: 6 out 2014.

#### 2.4.3.2 Impostos de importação

Até o presente momento, o Brasil possui produção nacional bastante pequena, ou inexistente. Assim, pode-se considerar que os equipamentos são em geral importados. Logo, incide sobre os produtos, impostos de importação, cujas alíquotas são de 12% (para módulos) e 14% (para inversores e medidores). No entanto, esses valores podem se alterar para até 27,6% e 80,7%, respectivamente, após os impostos estaduais e taxas de serviços das transportadoras (AHK,2014).

#### 2.4.3.3 Escassas opções de financiamento para a GDFV

Atualmente, a maioria dos consumidores que instalaram sistemas pequenos de GDFV possuíam capital direto para investir. O Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES oferece empréstimos à juros abaixo do mercado para projetos grandes (como os participantes dos leilões de energia), mas não para projetos pequenos de GDFV (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

#### 2.4.3.4 Estrutura de consumo mensal mínimo

Como mencionado anteriormente na seção 2.4.1, é cobrado dos consumidores um valor mínimo mensal, mesmo que não haja consumo de energia em si, com o intuito de cobrir os custos de disponibilizar a energia no local. Essa medida faz com que os projetos de IFV sejam dimensionados menores do que o ideal para compensar todo o consumo do estabelecimento. Como resultado, tem-se instalações menores que o potencial, e relativamente mais caras em R\$ por kWp (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

#### 2.4.3.5 Processo de conexão à rede

O procedimento para conexão à rede bem como os prazos a serem cumpridos por ambas as partes (consumidor e distribuidora) estão bem definidos no Módulo 3 do PRODIST. Contudo, pelo fato de esses procedimentos serem algo novo para as distribuidoras, é possível que os prazos não sejam cumpridos por elas. Neste caso o consumidor pode efetuar uma reclamação junto à distribuidora, e caso o problema não seja solucionado, é possível efetuar uma reclamação junto à Aneel (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

Segundo o Art. 10 da RN nº 482, “*A distribuidora deverá adequar o sistema de medição dentro do prazo para realização da vistoria e ligação das instalações e iniciar o sistema de compensação de energia elétrica assim que for aprovado o ponto de conexão, conforme procedimentos e prazos estabelecidos na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST*”, mas a norma não indica qual a penalidade (e se existem) caso os prazos não sejam cumpridos. As penalidades para descumprimento de prazos pelas distribuidoras consta na REN nº63 da Aneel.

Algumas distribuidoras começaram a unir alguns dos passos do PRODIST, descritos na Tabela 2.1, reduzindo o número de visitas necessárias bem como aumentando a eficiência do processo (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

#### 2.4.3.6 Certificação dos Inversores

Os procedimentos de teste e certificação dos módulos FV, inversores, etc. são definidos pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO. Como um inversor pode prejudicar a rede de energia a qual está conectado, os testes são necessários para, além de informar os consumidores sobre a qualidade do produto,

permitir que as distribuidoras saibam os impactos que cada equipamento pode trazer à rede.

O processo de teste dos equipamentos é ambicioso e se baseia nos padrões italiano e alemão, com algumas alterações (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014). Os requerimentos estão descritos na Portaria INMETRO nº4, de 4 de janeiro de 2011. De acordo com a portaria, são necessárias duas amostras de cada produto para a certificação. O fornecedor (importador ou fabricante, a depender do caso) é responsável por contratar um laboratório acreditado pelo INMETRO para realizar os testes, bem como entregar os produtos no local e retirar após os testes serem concluídos. Ainda, a certificação deve ser renovada a cada ano para cada modelo de inversor.

Somando-se os custos logísticos, com os custos de importação, e os custos da certificação dos produtos, que equivalem a R\$ 3.000,00 por modelo (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014), estima-se que o custos para empresas estrangeiras venderem seus produtos no Brasil atinja valores na faixa de 40.000 € a 100.000 € por ano, o que tem feito os fabricantes estrangeiros de inversores hesitarem em investir no procedimento de certificação brasileiro, pois o mercado ainda é relativamente pequeno e seria necessário um alto volume de vendas para compensar os altos custos (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

A maioria das distribuidoras solicita resultados de testes internacionais bem como a declaração do fabricante de que o inversor cumpre com os requisitos da norma ABNT 16149, intitulada: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Antigamente, era possível que as distribuidoras aceitem a certificação internacional como substituição ao teste do INMETRO, como fazia a Companhia Energética do Ceará – COELCE; ou que aceitassem, mas executassem testes adicionais por conta própria, como a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA. A partir de 1º de fevereiro de 2015, isto não é mais possível. Em suma, “*A situação atual da certificação de inversores é uma barreira substancial para permitir a existência e o crescimento de um mercado FV no Brasil*” (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

#### 2.4.3.7 Escassez de profissionais qualificados

A escassez de técnicos de instalação qualificados e experientes, projetistas e engenheiros com conhecimento e histórico na indústria solar é um grande desafio para a contratação de profissionais. São necessários programas de educação voltados para as instalações FV, que possam ser dirigidos por organizações de treinamento certificadas. Evidências mostram que uma capacidade de trabalho qualificada, treinada e certificada executa instalações que resultam em menos problemas no momento da inspeção, impactando diretamente na diminuição do custo e esforços para os projetistas, consumidores e as entidades responsáveis pela inspeção. A criação de uma força de trabalho preparada pode assegurar instalações seguras e aumentar a aceitação por parte dos consumidores e a demanda por produtos de qualidade.

A escassez geral de técnicos instaladores qualificados resulta na necessidade de uma aprovação caso-a-caso por parte das distribuidoras, para assegurar o controle da qualidade da instalação dos sistemas FV. A aprovação individual para cada IFV impacta diretamente na quantidade de profissionais das distribuidoras que são necessários para executar os procedimentos de aprovação. *“Se estes profissionais não estiverem prontamente disponíveis provavelmente os procedimentos de aprovação se tornarão uma grande barreira para o desenvolvimento do mercado FV”* (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

### **3. MATERIAIS E MÉTODOS**

O capítulo anterior apresentou o cenário fotovoltaico mundial, incluindo as barreiras para o desenvolvimento do mercado nacional. Analisando os maiores mercados, foi possível perceber que o mercado só reage rapidamente quando as condições estão favoráveis do ponto de vista financeiro. E na maioria dos casos, isto só acontece quando algum subsídio é implementado, para ajudar no desenvolvimento inicial.

Tendo isso em mente será proposto um cálculo do capital necessário em subsídio para que o mercado brasileiro experimente também um crescimento em ritmo acelerado e se posicione dentre os maiores mercados mundiais. O objetivo é efetuar um cálculo realista e economicamente suportado.

Para isso, em um primeiro momento, será proposto um modelo de expansão do mercado, baseado no histórico observado de expansão após a entrada em vigor da RN nº482, da Aneel. E o capital que irá subsidiar esta expansão será igual ao capital necessário nos últimos dois anos para garantir o abastecimento do consumo e também da demanda crescente de energia elétrica. Devido à crise hídrica enfrentada pelo país, espera-se que uma parte considerável desta forma de geração tenha sido substituída por usinas termelétricas, bem como que esta última seja a maior representante nos últimos leilões de energia para suprir a demanda crescente. Assim, espera-se que o custo de crescimento tenha sido bastante alto.

Nesta seção, serão abordados todos os métodos para a definição dos parâmetros a serem utilizados, incluindo as ferramentas de análise econômica que serão utilizadas e as hipóteses adotadas, devidamente explicadas, para estimar este custo visível de crescimento e o subsídio necessário.

#### **3.1 MÉTODOS DE COMPARAÇÃO DE OPÇÕES DE INVESTIMENTO**

Há várias maneiras de se analisar a viabilidade de um investimento. Em geral, o objetivo é definir qual das alternativas de investimento é a que trará mais benefícios com o passar do tempo. A fim de tornar essa análise mais precisa e tendo em vista que cada método apresenta certas limitações, costuma-se analisar uma determinada opção de

investimento sob vários métodos distintos. Os métodos de análise que serão utilizados nesse trabalho são o do *payback*, valor presente líquido, e taxa interna de retorno, que serão descritos a seguir.

### 3.1.1 *Payback* simples e descontado

A técnica de análise de um investimento pelo método do *payback*<sup>38</sup> “consiste em avaliar o tempo que um determinado investimento levaria para que o retorno ficasse maior que o valor investido” (CAMARGO, 1998). O método denominado *payback* simples no entanto, não leva em consideração o valor temporal do dinheiro, o que pode distorcer a realidade. O método denominado *payback* descontado, leva em consideração uma taxa de juros pré-fixada. Os fluxos de caixa<sup>39</sup> futuros são então analisados no presente, descontados a essa taxa pré-fixada. Apesar de corrigir o problema do valor temporal do dinheiro, o método do *payback* descontado assim como o do *payback* simples, limitam sua análise no tempo, não fornecendo informações dos futuros rendimentos que o investimento poderia trazer.

No entanto, quando se trata de investimentos onde as receitas e despesas estão sujeitas à atualização do valor monetário, isto é, as receitas aumentam com a inflação ao passo que as despesas também aumentam, faz mais sentido efetuar uma análise de *payback* simples, pois o efeito de alterar receitas e despesas de acordo com a taxa de inflação, anula o efeito da desvalorização monetária do fluxo de caixa final, fruto da inflação. Este é o caso de uma IFV, por exemplo, onde as despesas tendem a aumentar com a inflação, e as receitas futuras perdem valor se analisadas no presente, mas como efeito compensador, o preço da energia elétrica também aumenta, aumentando as receitas. Sendo assim, o método do *payback* simples será utilizado neste trabalho.

Para encontrar o valor de *payback*, isto é, o tempo que o investimento demorará para se pagar, pode-se construir uma tabela, com a enumeração dos períodos de capitalização, o fluxo de caixa em cada período, o valor presente<sup>40</sup> de cada um dos fluxos

---

<sup>38</sup> Payback é uma expressão da língua inglesa e pode ser traduzido como o tempo em que um investimento se paga.

<sup>39</sup> O fluxo de caixa representa a entrada de capital subtraída da saída de capital, no período em análise.

<sup>40</sup> Valor presente pode ser entendido como um valor no futuro, reduzido à taxa de juros pré-determinada, tantas vezes quantos períodos de capitalização tiverem passado.

de caixa e o valor acumulado. Sabe-se então que o tempo de retorno procurado está entre último período de capitalização que apresentou um valor acumulado negativo e o primeiro período em que o valor acumulado ficou positivo. Para se achar uma boa aproximação do resultado, faz-se uma interpolação linear entre os dois valores (CAMARGO, 1998).

Vale lembrar que o método da interpolação linear é uma aproximação, tão boa quanto menor for o intervalo interpolado. Para obter o valor real, pode-se utilizar um método iterativo, mas, como o processo é mais trabalhoso, deve-se avaliar a real necessidade de aplicar tal método em detrimento da interpolação linear.

### 3.1.2 Valor presente líquido

O valor presente líquido (VPL) é a soma de todos os fluxos de caixa representados em valor presente, até o fim do período de análise, que pode ser a vida útil do investimento em questão. Sendo assim, sabe-se que, com um VPL negativo, o investimento dará prejuízo e com um VPL positivo, ele dará lucro. O VPL encontrado corresponde ao lucro de um investimento no período de análise determinado. No entanto, para ser possível o cálculo do VPL, é necessário definir a taxa de juros (igual ao custo do capital) a ser utilizada para representar os fluxos de caixa futuros no presente, e essa é a maior dificuldade do método.

*“Considerando que, para viabilizar uma alternativa, é necessário recorrer ao sistema financeiro para tomar um empréstimo, a taxa mínima de atratividade é o valor dos juros cobrados pelo banco. Se, no investimento analisado, o valor presente das receitas menos os desembolsos for positiva considerando a taxa do banco, então, o investimento é viável. Se for negativa, não vale a pena pegar o dinheiro emprestado.*

*Outra hipótese, para viabilizar o mesmo investimento, é usar o próprio dinheiro do investidor. Neste caso, a taxa mínima de atratividade são os juros que o investidor conseguiria aplicando o dinheiro no mercado financeiro. No Brasil, não tem sentido nenhum investimento que pague, por exemplo, menos que o rendimento da caderneta de poupança.”* (CAMARGO, 1998).

A Equação (1) descreve o método de cálculo do VPL:

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

Em que:

$FC_0$  = Fluxo de caixa no período 0. Geralmente corresponde ao investimento inicial.

$FC_t$  = Fluxo de caixa no período t.

$i$  = Taxa de juros considerada (custo do capital).

$t$  = período de capitalização.

Planilhas eletrônicas como o *Excel*® possuem essa fórmula embutida proporcionando um método mais simples e rápido de cálculo do VPL. Neste trabalho, o *Excel*® será utilizado para efetuar esse tipo de cálculo. Mas, de acordo com a hipótese adotada anteriormente, não será utilizada taxa de juros na análise, pois foi considerado que as receitas e despesas de um investimento em GDFV variam à uma taxa equivalente à sua desvalorização monetária (inflação).

### 3.1.3 Taxa interna de retorno

Taxa interna de retorno (TIR), ou taxa de retorno, pode ser entendida como o valor de taxa de juros que faz com que o VPL de um determinado investimento seja igual à zero. Assim, “*se o valor encontrado for superior à taxa obtida em diferentes aplicações financeiras (custo do capital), o investimento é interessante. Quanto maior a diferença, maior a disposição de enfrentar o risco.*” LACCHINI (2011).

Sua fórmula fica então definida como:

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (2)$$

Sendo os parâmetros os mesmos descritos para o cálculo do VPL, e TIR. O processo para encontrar a TIR é através de aproximações sucessivas, e será realizado no *Excel*®, que é capaz de efetuar esse cálculo com facilidade através de suas funções pré-definidas.

## 3.2 MÉTODOS PARA A DETERMINAÇÃO DE UM PADRÃO DE EXPANSÃO DO MERCADO FV BRASILEIRO

A fim de executar os cálculos a que se propõe esse trabalho, e por esses cálculos se tratarem de estimativas, foi necessária a adoção de um método, entendido como o mais propício e real para a determinação de um padrão de distribuição das instalações de GDFV. O método consiste em analisar a distribuição do mercado de produtores de energia FV conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a RN nº 482 da Aneel segundo

dados disponíveis no site da Aneel (acessados em 1º de novembro de 2014) e propor uma distribuição que siga os padrões observados.

Os dados mencionados estão presentes em uma tabela retirada do site<sup>41</sup> da Aneel, que foi resumida e está incluída ao final do trabalho na seção dos anexos (Tabela A-1), por ser bastante extensa. Uma pequena parte da tabela original pode ser vista na Figura 3.1.



**BIG - Banco de Informações de Geração**

Capacidade de Geração do Brasil

CEG	Usina	USINAS do tipo UFV em Operação		
		Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Destino da Energia
UFV.RS.RO.028.222-7.01	Araras - RO	20,48	20,48	REG
UFV.RS.CE.030.060-8.01	Tauá	5.000	1.000	REG
UFV.RS.SP.030.345-3.01	IEE	12,26	12,26	REG
UFV.RS.SP.030.346-1.01	UFV IEE/Estacionamento	3	3	REG
UFV.RS.DF.030.363-1.01	Embaixada da República da Itália	44,09	44,09	REG-RN482
UFV.RS.SP.030.442-5.01	PV Beta Test Site	1,70	1,70	REG
UFV.RS.BA.030.730-0.01	Pituaçu Solar	404,80	404,80	REG
UFV.RS.SP.030.736-0.01	Aeroporto Campo de Marte	2,12	2,12	REG
UFV.RS.SP.030.977-0.01	Tanquinho	1,082	1,082	REG
UFV.RS.SC.030.978-8.01	Silva Neto I	1,70	1,70	REG
UFV.RS.MG.031.043-3.01	PGM	6,58	6,58	REG-RN482
UFV.RS.SP.031.066-2.01	Solaris	1,04	1,04	REG
UFV.RS.MA.031.085-9.01	Ilha Grande	30,87	30,87	REG
UFV.RS.PR.031.167-7.01	Volpato	0,46	0,46	REG
UFV.RS.MS.031.199-5.01	Ilto Antonio Martins	2,30	2,30	REG-RN482
UFV.RS.MS.031.200-2.01	Hiran Sebastião Meneguelli Filho	6	6	REG-RN482
UFV.RS.MS.031.201-0.01	João Eudes Meireles da Silva	2,30	2,30	REG-RN482

**Fonte:** Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. *BIG - Banco de Informações de Geração - Capacidade de Geração do Brasil - USINAS do tipo UFV em Operação*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 nov 2014.

Figura 3.1 – Usinas FV em operação no Brasil.

### 3.2.1 Percentual de instalações por estado

Os estados que serão considerados neste trabalho, são os estados que no dia da análise (1/11/2014) possuíam instalações de GDFV operando sob a RN nº 482 da Aneel (BA, CE, DF, ES, GO, MG, MS, MT, PB, PE, PR, RJ, RN, RS, SC, SP e TO).

A separação por estado se mostra útil devido à diferença entre as condições climáticas de cada região como, por exemplo, a irradiação horizontal global, e também diferenças econômicas como o custo da energia. Entendeu-se que uma separação em

<sup>41</sup> <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>

estados traria um resultado válido e mais preciso que a adoção de um método que não apresente tal separação. Entendeu-se ainda que a divisão em cidades seria muito mais complexa e poderia gerar distribuições futuras menos próximas da realidade devido ao pequeno número de instalações no país (211 sob a RN nº 482), não justificando esse tipo de divisão.

Foi então determinado que a quantidade percentual de instalações por estado seguirá o mesmo padrão do observado no dia da análise:

$$\text{Instalações por Estado}_{\%} = \frac{N^{\circ} \text{ de Instalações no Estado } X}{N^{\circ} \text{ Total de Instalações}} \times 100\% \quad (3)$$

Esse método contempla o real desenvolvimento do mercado FV no estado, uma vez que quanto maior esse grau de desenvolvimento, maior a probabilidade de ocorrerem novas instalações.

### **3.2.2 Determinação dos tipos de instalação para base de cálculo**

Analisando a Tabela A-1 mencionada anteriormente, e com base na pesquisa de mercado efetuada pelo Portal Solar<sup>42</sup> em janeiro de 2014, que demonstrou como os preços variam com o tamanho da instalação, foi decidido que as usinas FV seriam separadas em três grupos, a saber: com potência instalada menor que 10 kWp (grupo A); potência entre 10 kWp e 100 kWp (grupo B); e potência entre 100 kWp e 1000 kWp (grupo C).

Foram então montadas três tabelas a partir da tabela original, cada tabela representando um grupo e para cada grupo foi calculada uma potência média conforme a Equação (4):

$$\text{Potência média}_x = \frac{\sum \text{Potências das usinas do grupo } X}{\text{Número de usinas do grupo } X} \quad (4)$$

---

<sup>42</sup> Disponível em: [http://www.portalsolar.com.br/quanto\\_custa\\_a\\_energia\\_solar\\_fotovoltaica.html](http://www.portalsolar.com.br/quanto_custa_a_energia_solar_fotovoltaica.html). Acesso em 16 de outubro de 2014.

Esse método foi adotado, pois se verificou que os preços não se alteram muito dentro dos limites pré-definidos do grupo, possibilitando uma análise próxima da realidade e ao mesmo tempo possível de ser feita. Caso não fosse feita uma separação em grupos, uma simulação de replicação do mercado tal como de fato é, implicaria a utilização de aproximadamente 100 valores distintos de potência de instalação (Tabela A-1) tornando o método muito mais complexo, e sem grandes vantagens dada a pequena variação de preços dentro das faixas definidas, como mencionado anteriormente.

A adoção de apenas um grupo, isto é, considerar que todas as instalações utilizadas para base de cálculo do trabalho teriam o mesmo tamanho, (através do cálculo de uma média das potências de todas as usinas) se mostrou um método ineficaz, uma vez que eliminaria as instalações de baixa potência e alta potência da análise, o que poderia gerar resultados não coniventes com a realidade. As potências médias para cada grupo, conseqüentemente potências base para as instalações fotovoltaicas consideradas nesse trabalho, foram então definidas como:

- Potência média – Grupo A = 3 kWp;
- Potência média – Grupo B = 25 kWp;
- Potência média – Grupo C = 400 kWp.

Os valores considerados são arredondamentos dos valores obtidos, por motivos de simplificação. Como será descrito posteriormente, uma pesquisa de mercado foi efetuada para obter valores típicos para essas instalações. É mais fácil solicitar a um fornecedor, por exemplo, o preço para uma instalação de 3 kWp em vez de solicitar o preço para uma instalação de 3,184 kWp.

### **3.2.3 Determinação da partilha do mercado**

Após separar o mercado em grupos e calcular uma potência base que represente cada um (potência média do grupo), definiu-se como o mercado iria se distribuir dentre esses grupos em termos de potência. Para isso, calculou-se a potência total de cada grupo como um percentual da potência de todos somados, conforme a Equação (5):

$$Participação_x = \frac{\sum Potências\ das\ usinas\ do\ grupo\ X}{\sum Potências\ de\ todas\ as\ usinas} \times 100\% \quad (5)$$

Assim, ficou definida a participação de cada grupo na potência total instalada, a ser utilizada para os cálculos subsequentes do trabalho. Observe que, assim, definiu-se que esse percentual seria constante para todos os estados considerados. A escolha deste método se baseou no fato de que, considerar como base de cálculo a partilha existente em cada estado, não representaria a realidade, pois uma grande quantidade de potência em um estado pode ser fruto de apenas uma grande instalação (como a da Arena Pernambuco com 967 kWp). Assim, esse estado, ou outros nessa condição, poderiam ser contemplados com uma grande parcela do mercado, sem condizer com o real desenvolvimento do mercado FV no local.

### **3.3 CÁLCULO DA ENERGIA GERADA PELAS INSTALAÇÕES**

Há diversos fatores que influenciam a energia total gerada por uma IFV ao longo de sua vida útil, como, por exemplo, a irradiação anual no local da instalação, a eficiência dos módulos, etc. Nesta sessão, tais fatores serão apresentados e serão informadas as metodologias e em alguns casos até os valores que serão utilizados para os cálculos finais do trabalho.

#### **3.3.1 Determinação da taxa de desempenho do sistema**

Para o cálculo se tornar realista, é preciso considerar que o sistema possui perdas, não está disponível para operar em 100% do tempo ao longo de sua vida útil devido a possíveis falhas de equipamentos e qualidade da instalação. E também, que há uma incerteza em relação aos dados climáticos e dados dos equipamentos.

Dentre as causas de perda de rendimento que podem ser observadas em uma IFV podem-se citar:

- Temperaturas elevadas (atingem 80°C no interior do módulo FV)<sup>43</sup>;
- Acúmulo de sujeira e poeira nos painéis;

---

<sup>43</sup> (MATURI, 2011).

- Dissipação nos fios, descasamento e diferença entre os painéis. É desejável que essa perda seja inferior a 3% da potência total, mas este dificilmente é o caso<sup>44</sup>; e
- Conversão DC-AC feita pelos inversores (98-98,5% de eficiência)<sup>45</sup>.

Dentre as incertezas pode-se citar:

- Incerteza da irradiação solar no local; e
- Tolerância na especificação dos equipamentos.

O estudo de CHARKI e BIGAUD (2013) revelou que a disponibilidade final do sistema, devido a possíveis falhas, pode ser representada como aproximadamente 96%. Essas possíveis falhas estão apresentadas na Tabela 3.1.

O estudo de WOYTE et. All. (2013), demonstrou que em 2010, o desempenho final do sistema levando em conta todas as incertezas, perdas e falhas se encontrava na faixa de 70% a 90%, com uma média de 84%. Espera-se que no ano presente (2014), essa média já esteja maior, devido ao histórico da evolução do desempenho dos sistemas apresentado pelo trabalho mencionado. Contudo, devido à ausência de dados recentes que comprovem essa hipótese, o valor de 84% será utilizado neste trabalho.

Tabela 3.1 – Principais causas de indisponibilidade de sistemas fotovoltaicos.

Falhas no módulo	Falhas nos outros componentes	Manutenção
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Defeito nas conexões</li> <li>- Defeito nas células</li> <li>- Defeito nas soldas</li> <li>- Formação de Hot spots<sup>46</sup></li> <li>- Defeito nos diodos de bypass<sup>47</sup></li> <li>- Defeito na caixa de junção</li> <li>- Delaminação</li> <li>- Quebra do vidro do painel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fiação AC</li> <li>- Fiação DC</li> <li>- Inversor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fiação AC</li> <li>- Fiação DC</li> <li>- Inversor</li> <li>- Módulo FV</li> </ul>

<sup>44</sup> (WOYTE et. All., 2013).

<sup>45</sup> Eficiência de 98% para os inversores tipo *string*, utilizado na maioria das instalações residenciais e comerciais, e 98.5% para pequenas centrais inversoras, utilizado em grandes instalações da ordem de centenas de kWp (ISE, 2014a)

<sup>46</sup> *Hot spots*, do Inglês, pontos de calor. Se refere ao efeito de super aquecimento de uma célula quando a mesma é encoberta por sombra, ao passo que as células vizinhas continuam gerando energia.

<sup>47</sup> *Bypass*, do Inglês, ignorar, evitar. Se refere aos diodos que evitam a passagem de corrente indesejada.

**Fonte:** CHARKI, A.; BIGAUD, D. *Availability Estimation of a Photovoltaic System. Reliability and Maintainability Symposium (RAMS)*, 2013 Proceedings - Annual, Estados Unidos, p. 1-5, 2013.

### **3.3.2 Definição dos parâmetros do módulo FV utilizado**

Há várias marcas e modelos de painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado. A fim de se certificar da utilização de módulos de qualidade, recorreu-se ao relatório de testes do INMETRO. Assim, pôde-se ter uma certeza maior quanto à confiabilidade dos dados, não ficando à mercê apenas dos dados fornecidos pelo fabricante. Felizmente, o INMETRO, através do seu programa de etiquetagem (PBE)<sup>48</sup>, já testou e certificou diferentes modelos de módulos FV, de várias marcas, possibilitando esta análise.

A partir da Tabela de Eficiência Energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - módulos - Edição 01/2013, disponível no site do INMETRO, foi montada uma tabela resumida (Tabela A-2), contendo apenas os dados referentes aos módulos feitos a partir de silício poli cristalino (P-Si) que tivessem classificação energética A<sup>49</sup>. A Tabela A-2 foi incluída no anexo ao fim do trabalho devido ao seu tamanho, e inclui dados de marca/modelo dos módulos, área (m<sup>2</sup>), eficiência (%) e potência (Wp).

Essa escolha se baseou na real distribuição do mercado de tecnologias de células, onde a tecnologia de silício cristalino é dominante, como discutido na seção 2.2.4. Após essa primeira filtragem, os módulos de M-Si (silício mono cristalino) foram eliminados (todas as classes), juntamente com os módulos de P-Si de classes inferiores (B,C,D,E). Essa segunda filtragem foi feita para melhorar a estimativa de preços e de área ocupada pela instalação, que serão feitas posteriormente. Os módulos do tipo M-Si são mais eficientes, e por isso tendem a ser relativamente mais caros e menores que módulos de P-Si.

A Tabela 3.2 demonstra a coerência na adoção dos procedimentos descritos anteriormente. É possível perceber que os módulos do tipo silício cristalino representam aproximadamente 96% dos modelos disponíveis e que, dentre eles, os módulos eficientes (Classe A) somam 75%.

---

<sup>48</sup> PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem

<sup>49</sup> A classificação energética do INMETRO varia de A a E, sendo A o maior nível de eficiência e E o pior nível.

Assim, ficou definida a Tabela A-2, mencionada anteriormente. A fim de definir um modelo de módulo que pudesse representar os sistemas propostos neste trabalho, foi efetuada uma média dentre todos os módulos da Tabela A-2, obtendo-se um valor de 14,6% de eficiência. Foram então selecionados os módulos nesta faixa de eficiência (14,6%) e, para cada um dos módulos, foi feito um acesso ao *datasheet*<sup>50</sup> do fabricante para a complementação de informações.

Tabela 3.2 – Distribuição dos módulos fotovoltaicos por classe energética.

CLASSES	ÍNDICE DE MÓDULO		SILÍCIO CRISTALINO		FILMES FINOS		EFICIÊNCIA ENERGÉTICA
	SILÍCIO CRISTALINO	FILMES FINO	TOTAL	%	TOTAL	%	
A	EE > 13,5	EE > 9,5	201	75,3	3	25	
B	13,5 >= > 13,0	9,5 >= > 7,5	23	8,6	2	16,7	
C	13,0 >= EE > 12,0	7,5 >= EE > 6,5	22	8,2	0	0	
D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 5,5	6	2,2	3	25	
E	EE < 11,0	EE < 5,5	15	5,6	4	33,3	
			267	100	12	100	

**Fonte:** INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. *Tabela de Eficiência Energética - Sistema De Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 01/2013*. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br>>. Acesso em: 28 out 2014.

Através dos *datasheets*, foi possível determinar parâmetros como garantia dos materiais, garantia de produção linear<sup>51</sup>, produção no fim da garantia linear e redução linear por ano. De fato, a produção de energia de um módulo varia ao longo de sua vida útil devido ao desgaste dos componentes. Foi então montada a Tabela 3.3, com as informações mescladas.

Tabela 3.3 – Informações mescladas dos módulos selecionados e determinação de um módulo padrão.

Marca/Modelo	Área (m <sup>2</sup> )	Eficiência	Pot (Wp)	Garantia (Materiais)	Garantia (Produção Linear)	Produção ao fim da garantia	Decaimento linear da produção/ano
CANADIAN CS6P 235P	1,609	14,6	235	10	25	76,9%	0,9%
KYOCERA KD240GH-2PB	1,649	14,6	240	10	25	80%	0,8%
SOLAR WORLD SW245	1,667	14,6	245	10	25	83%	0,7%
SOLARIA S6P235	1,609	14,6	235	10	25	80%	0,8%
YINGLI SOLAR YL285P-35B	1,950	14,6	285	10	25	81%	0,8%
Média	1,697	14,6	248	10	25	80,0%	0,8%
<b>Módulo X</b>	<b>1,710</b>	<b>14,6</b>	<b>250</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>80,0%</b>	<b>0,8%</b>

<sup>50</sup> *Datasheet*, do inglês, folha de dados, é um documento elaborado pelo fabricante onde são incluídas todas as informações técnicas pertinentes ao produto.

<sup>51</sup> A garantia de produção linear se refere a garantia de que a produção anual de energia do painel irá decair linearmente com o passar dos anos, de modo que não será notada grandes diferenças de produção de um ano para outro.

**Fonte:** Elaborada a partir de informações da Tabela A-2 (INMETRO) e do *datasheet* de cada fabricante.

A partir dos valores médios, foi possível determinar o modelo final de módulo a ser utilizado no trabalho. Denominado de Módulo X, o módulo em questão é um aumento sutil e linear da média para atingir o valor de potência de 250 Wp, facilitando todas as contas futuras. Vale a pena observar a consistência das garantias fornecidas pelos fabricantes. Quase não há diferenças entre elas, e o Módulo X herdou todos esses valores. Assim, considera-se que o modelo selecionado é o que representa melhor o mercado em uma análise que considere apenas um tipo de módulo para todas as instalações, como faz este trabalho.

### **3.3.3 Método para a determinação da irradiação global inclinada média por estado (IGIM) e quantidade de energia produzida**

Na seção 3.2.1 foi comentada a riqueza que a análise para cada estado em separado poderia trazer ao trabalho devido às particularidades de cada um, como por exemplo a irradiação global. De fato, essa diferença bem como a diferença de preço da energia em cada um dos estados analisados podem modificar bastante os resultados finais do trabalho. Tendo isso em vista, foi adotado um procedimento para a determinação de um valor médio da irradiação global inclinada<sup>52</sup> em cada estado, tornando possível uma análise, uma vez que os dados meteorológicos variam de local para local dentro do estado e que também não é possível prever o local exato em que as instalações fotovoltaicas (IFV) irão ocorrer.

O método consiste em escolher cinco pontos dentro de cada estado<sup>53</sup> e obter os valores de latitude e longitude através do aplicativo online do *Google Maps* ©. Esses valores são então utilizados como entrada de dados para o programa Potencial Energético Solar - *SunData*, do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito - CRESESB, disponível também em plataforma online. “*O programa SunData destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média em qualquer ponto do território*

---

<sup>52</sup> A irradiação global inclinada foi explicada na seção 2.2.2. Sua unidade é o kWh/m<sup>2</sup> por dia, mês ou ano, a depender da análise a ser efetuada.

<sup>53</sup> Para melhor representar a realidade, a escolha dos pontos se baseou no formato de cada estado analisado. O Distrito Federal foi considerado uma exceção, pois devido ao seu tamanho, não há diferença significativa de dados entre diferentes pontos. Assim, os dados foram analisados para apenas dois pontos.

nacional e constitui-se em uma tentativa do CRESESB de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Foi usado no dimensionamento dos sistemas nas diversas fases do PRODEEM. O programa SunData é baseado no banco de dados Valores Médios de Irradiacion Solar Sobre Suelo Horizontal do Centro de Estudos de la Energia Solar (CENSOLAR, 1993) contendo valores de irradiação solar diária média mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes”. A Figura 3.2 demonstra a saída de dados do programa (CRESESB, 2014).

O programa fornece três dados convertidos do plano horizontal para diferentes inclinações. A inclinação igual à latitude é bastante utilizada para aplicações fotovoltaicas, talvez pela facilidade e eficiência da escolha (essa angulação se aproxima bastante da angulação que produz a máxima energia anual). O Simulador Solar do Instituto Ideal, por exemplo, utiliza esse valor como base de cálculos. Outro valor fornecido pelo programa é o ângulo que fornece a maior média diária anual de irradiação solar, que é utilizado quando se deseja gerar a maior quantidade anual de energia, que é o caso deste trabalho. Por fim, o programa fornece também valores para a angulação que fornece o maior valor mínimo mensal de irradiação solar, recomendado para locais onde se deseja minimizar o risco da falta de energia.

Os dados a serem utilizados neste trabalho se basearam na angulação que fornece a maior média diária anual de irradiação solar. Mas quando o valor obtido foi abaixo de 10°, uma estimativa foi feita por meio de interpolação linear para obter o valor correspondente para uma inclinação de 10°. Isso, pois foi considerado que uma inclinação inferior a esta pode propiciar o acúmulo de água e dificultar a limpeza natural com a chuva, como apontado em WOYTE et. all. (2013). A margem de erro das estações de medição está incluída na taxa de desempenho do sistema (84%) calculada anteriormente.

#### Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Brasília  
 Município: Brasília, DF - BRA  
 Latitude: 15,7° S  
 Longitude: 47,929722° O  
 Distância do ponto de ref. (15,8° S; 47,885531° O): 12,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	4,67	5,58	4,53	5,00	4,72	4,75	4,97	5,50	5,25	4,69	4,75	4,72	4,93	1,05
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	16° N	4,35	5,35	4,56	5,39	5,42	5,68	5,86	6,14	5,43	4,57	4,45	4,35	5,13	1,79
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	19° N	4,26	5,27	4,54	5,43	5,52	5,81	5,99	6,22	5,43	4,53	4,37	4,26	5,14	1,96
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	6° N	4,57	5,53	4,57	5,18	5,02	5,14	5,34	5,78	5,36	4,68	4,66	4,61	5,04	1,21

**Fonte:** CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito. *Potencial Energético Solar - SunDada*. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br> >. Acesso em: 28 out 2014.

Figura 3.2 – Saída de dados do programa SunData.

A Figura 3.2 demonstra a saída de dados do programa *Sundata*. Como são 350 estações no território nacional, o programa estima um valor para o local desejado, com base nas três estações mais próximas. O valor utilizado foi o da estação mais próxima. Ainda, vale a pena observar que a saída do programa é uma média em kWh/(m<sup>2</sup>.dia), sendo necessária a multiplicação por 365 para a obtenção da média anual. Assim, define-se a irradiação global inclinada média por estado (IGIM) como:

$$IGIM_Y = \frac{\sum_{k=1}^n \text{Irradiação do Ponto } k}{n} \times 365 \quad (6)$$

Sendo:

$n$  = Número de pontos analisados (dois para o DF e cinco para os demais estados).

$k$  = Ponto analisado (1,2,3,4 ou 5).

$IGIM_Y$  = Irradiação global inclinada média no estado  $Y$ , em kWh/(m<sup>2</sup>.ano).

Por fim, após definida a IGIM e um modelo de módulo fotovoltaico a ser utilizado (Módulo X), pode-se definir a energia anual produzida por cada instalação fotovoltaica (no ano inicial de produção):

$$\text{Energia Produzida}_{p/a} = IGIM_Y \times \text{Eficiência} \times \text{Área} \times \text{Taxa de Desempenho} \times N \quad (7)$$

Onde:

$IGIM_Y$  = Irradiação global inclinada média no estado  $Y$ , em kWh/(m<sup>2</sup>.ano) (Equação 6).

$\text{Eficiência}$  = 14,6 % (Tabela 3.3).

$\text{Área}$  = 1,710 m<sup>2</sup> (Tabela 3.3).

$\text{Taxa de Desempenho}$  = 84% (seção 3.3.1).

$N$  = Número de módulos que a instalação contém.

Logo, a energia produzida no ano inicial, por uma instalação de  $N$  módulos, localizada no estado  $Y$ , fica definida como:

$$\text{Energia Produzida}_{ano\ inicial} = IGIM_Y \times N \times 0,2097144 \quad (8)$$

Para definir o montante de energia produzido em um ano qualquer, dentro da garantia de produção linear (25 anos), deve-se considerar o decaimento linear da produção por ano, definido na Tabela 3.3 como 0,8% (ou 0,008). Assim:

$$\text{Energia Produzida}_{ano\ z} = IGIM_Y \times N \times 0,2097144 \times (1 - 0,008 \times Z + 0,008) \quad (9)$$

Em que  $Z$  é o número que representa o ano analisado (primeiro = 1, segundo = 2, etc.). Define-se então a energia produzida ao longo de um intervalo de tempo dentro da garantia de produção linear de 25 anos, como sendo:

$$Energia\ Produzida\ Total = \sum_{i=0}^{Z-1} IGIM_Y \times N \times 0,2097144 \times (1 - 0,008 \times i) \quad (10)$$

### 3.4 RECEITAS E DESPESAS DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Em uma IFV, a quantidade de energia que deixa de ser consumida da rede e passa ser produzida, produz um efeito econômico positivo, pois os gastos são reduzidos. Podem então ser entendidas como receitas. Analogamente, os gastos necessários para efetuar a manutenção do sistema, troca de componentes defeituosos e outros possíveis problemas, produzem um efeito econômico negativo (aumentam os gastos), podendo ser entendidos como despesas. Nesta seção, serão descritos os procedimentos adotados para estimar essas receitas e despesas ao longo da vida útil das instalações para cada uma dos tipos de instalações (3 kWp, 25 kWp e 400 kWp ), definidos na seção 3.2.2 dentro das peculiaridades de cada estado como o preço da energia, a irradiação local e a cobrança ou não de ICMS.

Essa análise será bastante útil para a determinação da TIR e *payback* para cada instalação, bem como o valor presente, discutidos na seção 3.1.

#### 3.4.1 Determinação das receitas ao longo da vida útil

Para determinar as receitas anuais de uma IFV, basta multiplicar o montante de energia produzido, pelo custo ao qual a energia foi vendida à distribuidora (na verdade ela é emprestada e depois devolvida). Define-se então:

$$Receita\ Ano_z = kWh\ produzido \times Custo\ da\ Energia \quad (11)$$

Um método para determinar o montante de energia produzida em um ano já foi apresentado na seção 3.3.3. O procedimento para a determinação do custo da energia, isto é, o custo ao qual ela será vendida à distribuidora quando injetada na rede e será descrito posteriormente nesta seção. Há diferença de valores entre os estados bem como alguns

estados possuem mais de uma distribuidora operando (com valores diferentes), o que dificulta a análise.

Há também, diferença de valores e metodologia de cobrança entre os grupos A e B. Por exemplo, na classe residencial utilizada neste trabalho (B1) cobra-se pela compra de energia, transmissão, distribuição, tributos e encargos setoriais<sup>54</sup>. Para a classe comercial (A4), no entanto, além desses valores, é cobrado o valor por uma demanda contratada, que corresponde à potência máxima que o consumidor pode utilizar, por um período de quinze minutos (PROCEL, 2001). Mas o custo da energia em si é mais barata para a classe<sup>55</sup> comercial (A4), de modo que o custo total (somados todas as cobranças mencionadas) é mais baixo em comparação com o setor residencial.

A Aneel fornece em sua página, uma tabela das tarifas residenciais vigentes<sup>56</sup> (Figura 3.3), para as concessionárias de distribuição. Essas tarifas, no entanto, não incluem tributos federais e outros elementos que fazem parte da conta de luz, tais como ICMS e taxa de iluminação pública. Contemplam apenas os encargos financeiros e o custo da energia somado aos custos de transmissão e distribuição.

Sigla	Concessionária	B1 - Residencial (R\$/kWh)	Vigência
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	0,33793	19/04/2014 até 18/04/2015
AmE	Amazonas Distribuidora de Energia S/A	0,32081	01/11/2014 até 31/10/2015
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	0,38931	15/03/2014 até 14/03/2015
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A.	0,36778	23/10/2014 até 22/10/2015
Boa Vista	Boa Vista Energia S/A	0,28978	01/11/2014 até 31/10/2015
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	0,33804	10/05/2014 até 09/05/2015
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	0,19729	30/11/2014 até 29/11/2015
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	0,39787	28/08/2013 até 27/08/2015
CEB-DIS	CEB Distribuição S/A	0,30275	26/08/2014 até 25/08/2015

**Fonte:** Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Tarifas Residenciais*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 05 nov 2014.

Figura 3.3 – Parte da tabela com valores para a classe residencial.

<sup>54</sup> Destinados a financiar gastos do governo com os programas sociais.

<sup>55</sup> As classes são definidas e iguais para todas as distribuidoras. B1 é a classe residencial (baixa tensão) e A4 é a classe comercial (média e alta tensão). Existem outras classes mas somente essas são necessárias para este trabalho, pois a classe B1 representa o grupo A, e a classe A4 representa os grupos B e C. Os grupos foram definidos na seção 3.2.2.

<sup>56</sup> Disponível em <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493&idPerfil=4>

É interessante para o trabalho obter um custo médio por kWh que contemple todos os custos (soma dos custos da energia, transmissão, distribuição e encargos com os tributos ICMS, PIS/PASEP e COFINS), e sem a iluminação pública, para representar os gastos que podem ser abatidos da conta de luz por uma instalação fotovoltaica.

Para definir um valor representativo com todas essas atribuições, foi necessário consultar a legislação vigente de cada estado<sup>57</sup>, que dita as alíquotas de ICMS que devem ser impostas ao setor residencial. Foi utilizada como base uma residência com consumo mensal de 450 kWh, compatível com a potência das IFV residenciais propostas (3 kWp), de acordo com simulações feitas no Simulador Solar do Instituto Ideal, para as cidades Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte e Brasília, demonstrando ser um padrão nacional.

#### 1. Base de cálculo das contribuições para o PIS/PASEP e a COFINS

Composição da base para cálculo do PIS/PASEP e da COFINS no mês de referência	Valor em R\$
(1) Receita de Fornecimento	
(2) Receita de Suprimento	
(3) Receita de Uso do Sistema de Distribuição	
<b>(4) Total da Receita (1 + 2 +3)</b>	
<b>(5) Total de Créditos</b>	
<b>(6) Base para cálculo do PIS/PASEP e da COFINS - (4 - 5)</b>	

#### 2. Apuração das alíquotas do PIS/PASEP e da COFINS

Apuração das Alíquotas no mês de referência	Valor / Percentual
(1) Total da Receita (apurada na linha 4 do quadro anterior)	
(2) Base para cálculo do PIS/PASEP (Receita - Créditos)	
(3) Base para cálculo da COFINS (Receita - Créditos)	
(4) Valor do PIS/PASEP apurado (1,65% x Base para cálculo do PIS/PASEP (2))	
(5) Valor da COFINS apurada (7,6% x Base de cálculo da COFINS (3))	
<b>(6) Alíquota efetiva do PIS/PASEP (4 / 1)</b>	
<b>(7) Alíquota efetiva da COFINS (5 / 1)</b>	

**Fonte:** Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica nº 115/2005–SFF/SRE/ANEEL*. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: 10 nov 2014.

Figura 3.4 – Cálculo do percentual mensal de PIS/PASEP e COFINS.

<sup>57</sup> Em alguns estados, quando o texto da legislação não foi encontrado, utilizou-se valores obtidos de cartilhas preparadas pela ANEEL.

Foi necessário também estimar um valor médio para os impostos PIS/PASEP e COFINS. Esses impostos são federais e têm alíquotas definidas em 1,65% e 7,6% respectivamente, como pode ser observado na Figura 3.4. Incidem sobre as operações da concessionária e são então repassados para os consumidores, isto é, o valor cobrado depende das receitas e créditos da distribuidora no mês base utilizado para análise, sendo diferentes para cada mês. É por variar todo mês que o valor vem expresso na fatura de energia elétrica em R\$ e não em percentual. A Figura 3.4 demonstra como esse cálculo é feito.

Então, como as alíquotas variam mensalmente para cada distribuidora, não é possível estimar um valor correto, e analisar um percentual histórico seria uma tarefa bastante extensa, (dada a quantidade de distribuidoras) e sem garantia de exatidão. Através da análise dos percentuais de meses passados para algumas das distribuidoras analisadas, decidiu-se utilizar uma alíquota geral de 5% para todos os estados analisados, considerando este um percentual não distante de valores médios encontrados.

Definidas as alíquotas de ICMS, PIS/PASEP e COFINS, para definir o impacto final de todos os tributos foi necessário levar em consideração que estes tributos são cobrados por dentro. Isto significa que eles integram sua própria base de cálculo, conforme a Equação (12):

$$Alíquota Real = \frac{1}{1 - (Alíquota Nominal)} - 1 \quad (12)$$

Assim, para cada uma das distribuidoras analisadas, pode-se definir, conforme a metodologia fornecida pela Aneel:

$$VCC = \frac{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (13)$$

Sendo:

$VCC$  (*Valor a ser cobrado do consumidor*)= Tarifa em R\$ / kWh com tributos e encargos.

*Valor da tarifa publicada pela ANEEL* ( $VTP_{ANEEL}$ ) = Tarifa em R\$ / kWh com encargos (Figura 3.3).

$ICMS$  = Alíquota nominal do ICMS para cada estado (base 450 kWh).

$PIS + COFINS$  = Alíquota nominal de 5% definido anteriormente.

E logo:

$$Alíquota Real_{ICMS+PIS+COFINS} = \frac{VCC}{VTP_{ANEEL}} - 1 \quad (14)$$

O procedimento para a determinação do custo da energia para a classe comercial (que irá representar os grupos B e C, definidos na seção 3.2.2) foi diferente. Acessou-se a planilha de Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Região, Empresa e Classe de Consumo no *website*<sup>58</sup> da Aneel. A planilha fornece dados de mercado como informações do número de unidades consumidoras faturadas, consumo faturado de energia (MWh) e tarifas médias por região, empresa e classe de consumo - mensal e anual a partir de 2003, sendo possível efetuar uma filtragem por parâmetro. A Figura 3.5 demonstra uma parte da planilha:

Empresa	Consumo de Energia Elétrica em MWh	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica com Tributos	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Fornecimento	Tarifa Média de Fornecimento com Impostos
AES-SUL - AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A.	95.314,95	30.860.188,66	44.180.276,27	85.685,00	323,77	463,52
AME - AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	103.685,52	25.830.445,38	32.846.226,77	71.138,00	249,12	316,79
AMPLA - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A	161.523,88	56.495.736,43	78.916.529,05	148.730,00	349,77	488,57
BANDEIRANTE - BANDEIRANTE ENERGIA S/A.	168.703,39	45.846.145,00	56.578.991,00	115.751,00	271,76	335,38
BOA VISTA - BOA VISTA ENERGIA S/A	12.512,56	3.018.833,27	3.726.489,00	8.809,00	241,26	297,82
CAIUÁ-D - CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	19.750,18	6.181.304,33	7.574.054,65	19.452,00	312,97	383,49
CEA - COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	20.588,49	5.477.653,92	6.654.115,33	17.021,00	266,05	323,20
CEAL - COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	54.610,87	14.830.145,58	21.195.045,85	58.347,00	271,56	388,11
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S/A	158.467,51	37.951.190,46	49.762.850,07	105.793,00	239,49	314,03

**Fonte:** Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão - Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Região, Empresa e Classe de Consumo*. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br> >. Acesso em: 05 nov 2014.

Figura 3.5 – Planilha com dados do mercado, filtrada para apresentar os dados referentes a julho de 2014.

A planilha fornece imediatamente os valores com e sem tributos, o que é bastante prático. O valor informado, no entanto, é uma média de todas as subclasses

<sup>58</sup> <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>

consumidoras<sup>59</sup> (quando existentes), uma vez que, em geral, o custo da energia cresce com o montante de energia utilizado (kWh). No caso comercial (A4), pode haver subclasses consumidoras que, para a tributação, levam em conta o montante utilizado (kWh) e a demanda (kW). Este é o caso da CEB, por exemplo onde a alíquota de ICMS varia dentro da classe (Tabela 3.4). Mas pode ser que isso não aconteça, como, por exemplo, na CEMIG, AES Eletropaulo, Light e outras, onde o custo por kWh e kW é o mesmo para toda a classe comercial.

Tabela 3.4 – Variação do custo da energia da classe A4 – Comercial / Industrial com o aumento da demanda e do montante de energia utilizado.

Tarifas do Grupo A - Convencional							
Consumo (Alíquota do ICMS)		Até 200 (12%)		201 acima (17%)			
		R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kW	R\$/kWh		
A4 - Rural (redução de 10%)		16,1282716	0,2188670	17,1385617	0,2325770		
A4 - Madrugada (redução de 80%)		-	0,0486371	-	0,0516837		
A4 - Cooperativa (redução de 50%)		8,9601509	0,1215927	9,5214232	0,1292094		
A4 - Saneamento (redução de 15%)		15,2322565	0,2067077	16,1864194	0,2196561		
A4 - CELG (sem ICMS)		13,2720512	0,0372443				
A4 - Comercial/Indust/P.Público		17,9203018	0,2431855				
A4 - Residencial		17,9203018	0,2431855				
AS - Comercial/Indust/P.Público		29,8514501	0,2566140				
AS - Residencial		29,8514501	0,2566140				
Consumo (Alíquota do ICMS)		201 a 1000 (17%)		1001 acima (21%)			
A3a (30 a 44 kV)		19,0428464	0,2579428	20,0474808	0,2715510		
A4 - Comercial/Industrial		19,0428464	0,2584189	20,0474808	0,2720522		
AS - Comercial/Industrial		31,7213730	0,2726885	33,3948826	0,2870746		
Consumo (Alíquota do ICMS)		201 a 500 (17%)		501 acima (25%)			
A4 - Poder Público		19,0428464	0,2584189	21,1640211	0,2872041		
AS - Poder Público		31,7213730	0,2726885	35,2548036	0,3030632		
Consumo (ICMS)		201 a 300 (17%)		301 a 500 (21%)		501 acima (25%)	
A4 - Residencial		19,0428464	0,2584189	20,0474808	0,2720522	21,1640211	0,2872041
AS - Residencial		31,7213730	0,2726885	33,3948826	0,2870746	35,2548036	0,3030632

Fonte: CEB – Companhia Energética de Brasília. *Tarifas GTA e GTB 2014*. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br>>. Acesso em: 05 nov 2014.

Mesmo no caso da CEB, pode-se perceber que o valor não se altera para montantes mensais de energia consumida acima de 1000 kWh, onde se enquadram a maioria dos consumidores comerciais. Assim podem-se considerar válidos os valores disponíveis na planilha com dados do mercado, exemplificada pela Figura 3.5. O mesmo não se pode dizer para a classe residencial, pois, como pode ser observado na Tabela 2.3 da seção 2.4.3 do capítulo anterior, é possível que a distribuidora possua subclasses, cada uma com

<sup>59</sup> Se refere a divisão por energia consumida, por exemplo custo x para consumo de até 100 kWh e custo y para consumo de até 500 kWh.

um custo por kWh diferente<sup>60</sup> (diferentes valores de ICMS também) de modo que a médias de mercado disponíveis para essa classe não correspondem ao padrão de consumidor que representa uma instalação de 3 kWp (grupo A). Assim, foi utilizada a metodologia apresentada anteriormente.

Uma tabela resumida foi então montada (Tabela A-3), para fornecer dados referentes apenas às distribuidoras analisadas nesse trabalho, contendo o nome da distribuidora, a sigla, o número de unidades consumidoras<sup>61</sup> atendidas por ela e o preço para a classe residencial e comercial, com e sem tributos, e a alíquota dos tributos. Essa tabela consta na sessão de anexos, ao final do trabalho, devido a sua extensão.

Então, por fim, para determinar os valores representativos para cada estado analisado (com e sem tributos), fez-se uma média ponderada entre os valores de cada distribuidora presente no estado e a parcela de mercado que ela detém, baseado no número de unidades consumidoras vinculadas a ela. Alguns estados possuem apenas uma distribuidora atuante, logo o valor representativo destes estados é igual aos valores da única distribuidora, conforme mostrado na Tabela A-3. Define-se então:

$$Custo da Energia_x = \frac{\sum_{n=1}^D Pd_n \times UC_n}{\sum_{n=1}^D UC_n} \quad (15)$$

Em que:

$Custo da Energia_x$  = Custo da energia para o estado X.

$D$  = Número de distribuidoras atuantes no estado.

$Pd_n$  = Preço da energia da distribuidora.

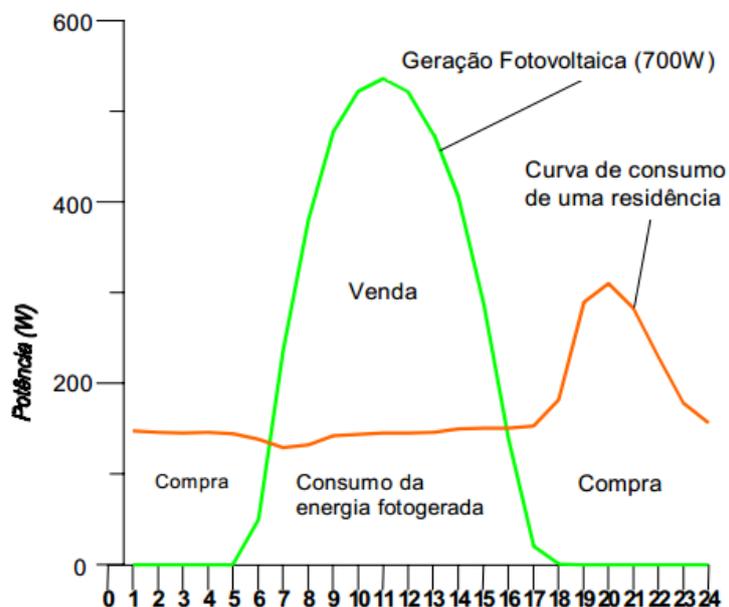
$UC_n$  = Número de unidades consumidoras da distribuidora.

Conforme discutido na seção 2.4.3.1, que tratou sobre os tributos atuando como barreiras ao setor FV, em média, 3 kWh injetados na rede compensam financeiramente aproximadamente 2 kWh consumidos, quando o tributo de ICMS incide em toda a energia consumida da rede ao invés de incidir apenas na diferença entre energia total consumida e injetada.

---

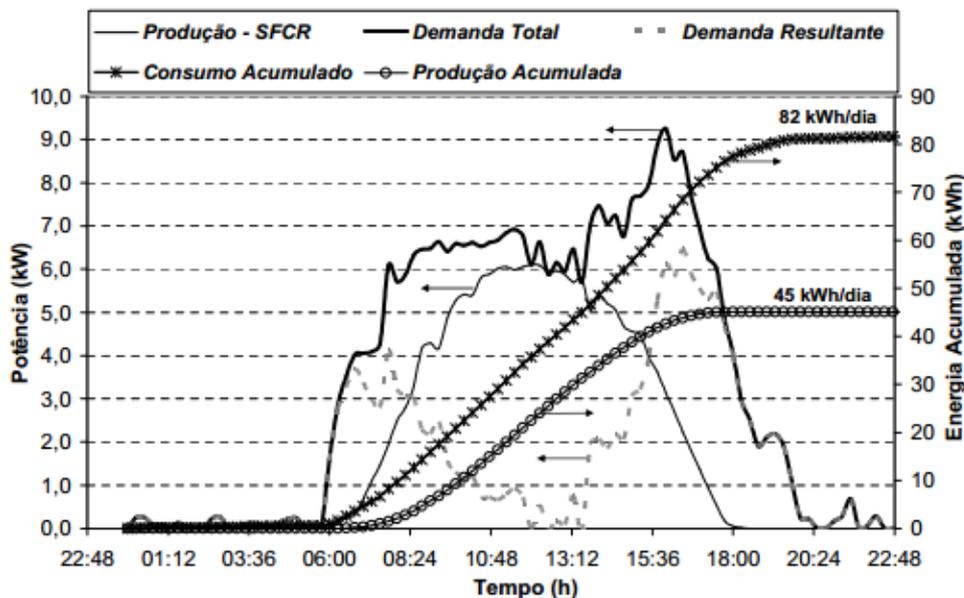
<sup>60</sup> Essa divisão em subclasses da classe B1 ocorre também nas outras distribuidoras.

<sup>61</sup> O número de unidades consumidoras por distribuidora foi obtido da planilha de dados de mercado.



**Fonte:** OLIVEIRA, S. H. F. D. *Geração Distribuída de Eletricidade: Inserção de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo*. Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Engenharia, PIPGE (EP/FEA/IEE/IF), Universidade de São Paulo. São Paulo, 198 p., 2002.

Figura 3.6 – Curva de carga de uma residência, contrastada com a curva de produção de um sistema fotovoltaico com 700 Wp instalados.



**Fonte:** BENEDITO, R. S.; MACEDO, W. N.; ZILLES, R. *A produção de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede: barreira econômica, pontos de conexão e mecanismos de incentivo*. II Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, Florianópolis, 2008

Figura 3.7 – Influência da produção de um sistema fotovoltaico conectado à rede na curva de carga de uma edificação pública (comercial).

Para o setor residencial, isso faz diferença, como pode ser observado na Figura 3.6. O pico de demanda do setor residencial não coincide com o período de geração da IFV. Já o setor comercial, concentra quase toda a sua demanda no período de geração da IFV, como pode ser observado da Figura 3.7. Assim, para o setor comercial, essa desvalorização dos créditos gerados será desconsiderada.

Como se pode perceber na Figura 3.6, a IFV consegue reduzir em um terço a energia consumida da rede, através do autoconsumo imediato de energia. Nos momentos em que a geração de energia da IFV é superior a demanda energética da edificação, ocorre a injeção de energia na rede. Como comentado anteriormente, o valor econômico da energia injetada na rede é inferior ao valor de compra de energia da distribuidora, correspondendo a aproximadamente dois terços deste valor (BSW-Solar, Eclareon GmbH, 2014).

De fato, a determinação do valor real da geração de 1 kWh por uma IFV residencial é mais complexa do que isto, dependendo por exemplo do consumo total, da produção da IFV, do custo de compra da rede, do consumo da rede (consumo total menos o autoconsumo), da Alíquota Real  $PIS+COFINS+ICMS$  (Equação (14)), e da Alíquota Real  $ICMS$ , que pode ser determinada através da Equação (12). A determinação em percentual pode ser efetuada conforme a Equação (16):

$$Valor kWh_{Gerado \%} = 1 - \frac{(C_R - (C_T - Produção)) \times VTP_{ANEEL} \times Alíquota Real_{ICMS}}{Produção \times VCC} \quad (16)$$

Em que:

$Alíquota Real_{ICMS}$  = Alíquota de ICMS calculada por dentro. Equação (12)

$Produção$  = Montante de energia produzida pela IFV. Equações (8) e (9).

$VCC$  = Valor da tarifa a ser cobrada do consumidor em R\$ / kWh (com tributos e encargos). Equação (13).

$VTP_{ANEEL}$  = Tarifa em R\$ / kWh com encargos publicada pela Aneel (Figura 3.3).

$C_T$  = Consumo total de energia no ano (5400 kWh) equivalente a consumir 450 kWh por mês.

$C_R$  = Consumo de energia da rede (3600 kWh), equivalente a dois terços de 5400 kWh.

Sabe-se que o produto da tarifa publicada pela Aneel com a alíquota real de ICMS dá o valor pago em impostos por kWh consumido na rede. Ao multiplicar pelo consumo

da rede, obtêm-se o valor total pago de tributos para consumir essa energia. É possível determinar também o valor financeiro (R\$):

$$\text{Valor kWh}_{\text{gerado R\$}} = \text{Valor kWh}_{\text{Gerado \%}} \times VCC \quad (17)$$

Como comentado na seção 2.4.3.1, o estado de Minas Gerais, através da Lei N° 20.824, de 31 de julho de 2013 (MG de 1°/08/2013), definiu, que, por cinco anos, o ICMS incidente sobre os microgeradores e minigeradores participantes do programa de compensação de energia da RN n° 482 utilizará a diferença entre energia ativa consumida e injetada como base de cálculo, ao invés de tributar toda a energia consumida da rede. A tendência é esta medida (ou variações dela) serem adotadas por mais estados, como medida de incentivo a GDFV.

Por fim, um último fator que influencia a receita de uma IFV para a classe residencial, é a redução da cobrança do ICMS, devido à diminuição do consumo de energia da rede, visto que alguns estados tributam subclasses consumidoras de maneira distinta. A diferença varia de estado para estado. A IFV que representa a classe residencial desse trabalho (3 kWp) corresponde a uma residência com consumo entre 400-500 kWh por mês (450 kWh de média), de acordo com simulações feitas no Simulador Solar do Instituto Ideal, para as cidades Rio de Janeiro, São Paulo, Belo Horizonte e Brasília, demonstrando ser um padrão nacional. Isso, pois, o simulador leva em consideração (corretamente) o custo de disponibilidade cobrado pela distribuidora, que atua como limite de geração de energia, pois é um custo fixo que não pode ser abatido por créditos.

Tendo em mente este cenário e levando em consideração que a IFV consegue reduzir o consumo direto da distribuidora em apenas um terço, (como pode ser observado na Figura 3.6), os estados analisados por este trabalho foram avaliados para estimar o impacto da redução do ICMS devido à redução do consumo de energia da rede. Considerou-se que o consumo reduz de 450 kWh para 300 kWh (redução de um terço). Os dados foram obtidos a partir das legislações estaduais vigentes em cada estado ou junto a Aneel no caso de a legislação específica não ter sido encontrada.

Dos estados analisados (os 17 utilizados no trabalho), apenas três apresentaram mudanças de ICMS para a faixa de consumo analisada: DF, RJ e RN. Para Estes Estados, define-se:

$$\text{Valor kWh Gerado \%} = 1 - \frac{(C_R - (C_T - \text{Produção})) \times VTP_{ANEEL} \times \text{Alíquota RR}_{ICMS}}{\text{Produção} \times VCC} \quad (18)$$

Em que *Alíquota RR<sub>ICMS</sub>* se refere à alíquota real reduzida, calculada, tendo como base, a alíquota prevista na legislação para um consumo de 300 kWh, ao invés de 450 kWh, e o *Valor a ser cobrado do consumidor* também reduzido de acordo com a redução da alíquota.

Como fruto da redução do ICMS, pode-se definir também como receita, a economia gerada pela redução dos gastos com a compra de energia.

$$\text{Economia} = (C_T - \text{Produção}) \times (T1 - T2) \quad (19)$$

Em que *T1* e *T2* se referem às tarifas (valor a ser cobrado do consumidor) com a alíquota total (referente ao consumo de 450 kWh) e a reduzida (referente ao consumo de 300 kWh) respectivamente. *C<sub>T</sub>* se refere ao consumo total de energia no ano (5400 kWh).

Ainda, para finalizar a seção, é preciso definir uma nova forma para a equação que representa as receitas ao longo de um ano. A Equação (11), que determinava a receita, se modifica, e passa a ser como a Equação (20) para a classe residencial, e como a Equação (21) para a classe comercial, sendo a *Tarifa Média de Fornecimento Com Impostos* obtida a partir da tabela representada pela Figura 3.5.

$$\text{Receita Ano}_z = \text{kWh produzido} \times \text{Valor kWh}_{\text{gerado R\$}} + \text{Economia} \quad (20)$$

$$\text{Receita Ano}_z = \text{kWh produzido} \times \text{Tarifa Média de Fornecimento Com Impostos} \quad (21)$$

### 3.4.2 Determinação das despesas ao longo da vida útil

A determinação das despesas com uma IFV é algo um pouco subjetivo. Não é possível definir com exatidão o gasto que uma instalação terá ao longo de sua vida útil. Assim, utilizam-se valores que são esperados. É possível fazer uma estimativa dessas despesas a partir de uma tabela fornecida pela *National Renewable Energy Laboratory* – NREL<sup>62</sup>, como mostrado na Tabela 3.5:

Tabela 3.5 – Custos para instalações fotovoltaicas e eólicas em dólares. (Atualizado em agosto de 2013).

Tipo de Tecnologia	Custo Médio Instalado (\$/kW)	Desvio Padrão do Custo Instalado (+/- \$/kW)	Custo Fixo de O&M* (\$/kW-Ano)	Desvio Padrão do Custo Fixo de O&M (+/- \$/kW-Ano)	Custo Variável de O&M (\$/kWh)	Desvio Padrão do Custo Variável de O&M (+/- \$/kWh)	Tempo de Vida (Anos)	Desvio Padrão do Tempo de Vida (Anos)
FV <10 kW	\$3,910	\$921	\$21	\$20	n/a	n/a	33	11
FV 10–100 kW	\$3,819	\$888	\$19	\$18	n/a	n/a	33	11
FV 100–1,000 kW	\$3,344	\$697	\$19	\$15	n/a	n/a	33	11
FV 1–10 MW	\$2,667	\$763	\$20	\$10	n/a	n/a	33	9
Eólica <10 kW	\$7,859	\$2,649	\$28	\$18	n/a	n/a	14	9
Eólica 10–100 kW	\$6,389	\$2,336	\$38	\$12	n/a	n/a	19	5
Eólica 100–1000 kW	\$4,019	\$803	\$33	\$13	n/a	n/a	16	0
Eólica 1–10 MW	\$2,644	\$900	\$36	\$16	n/a	n/a	20	7

63

**Fonte:** NREL - National Renewable Energy Laboratory. *Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs*. Disponível em: <<http://www.nrel.gov>>. Acesso em: 04 nov 2014.

A tabela apresenta valores em dólar e diferentes dos atuais, uma vez que os dados são de agosto de 2013, mas o importante é descobrir a relação entre o custo anual de operação e manutenção (despesas) e o custo médio instalado (% do CAPEX)<sup>64</sup>, visto que este é o modo mais comum de representar as despesas de uma IFV ao longo da vida útil. A tabela apresenta os valores para os diferentes grupos definidos na seção 3.2.2 (A, B e C), bem como dá um desvio padrão para eles. Assim, por inspeção é possível definir dois cenários, um considerando o custo máximo de instalação com o mínimo de O&M e outro com o mínimo custo de instalação e maior custo de O&M. Assim, obtém-se o maior e

<sup>62</sup> Empresa estatal dos Estados Unidos, bastante importante no setor de energia FV.

<sup>63</sup> O&M – abreviação para operação e manutenção.

<sup>64</sup> CAPEX é uma sigla da expressão inglesa *capital expenditure* (gasto com o investimento). É utilizado aqui para representar o gasto inicial com uma IFV.

menor valor de O&M em percentual do custo de instalação, conforme as Equações (22) e (23):

$$Despesa_{otimista} (\%) = \frac{CustoFixo\ O\&M\ (Min)}{Custo\ Médio\ Instalado\ (Max)} \times 100\% \quad (22)$$

$$Despesa_{pessimista} (\%) = \frac{CustoFixo\ O\&M\ (Max)}{Custo\ Médio\ Instalado\ (Min)} \times 100\% \quad (23)$$

O valor médio entre os dois percentuais definidos será utilizado no restante do trabalho. Define-se então:

$$Fluxo\ de\ Caixa\ do\ Ano_z = Receita\ Ano_z - Despesa_{\%} \times CAPEX \quad (24)$$

Sendo:

$Despesas_{\%}$  = Gastos com O&M no ano em questão em percentual do CAPEX.  
 $CAPEX$  = Custo da instalação.

### 3.4.3 Determinação custo de uma IFV

O gasto inicial que se tem com uma IFV (CAPEX), é o gasto para aquisição dos equipamentos e contratação do serviço de instalação, que em geral são executados com a mesma empresa. Para determinar esses custos no Brasil, foi desenvolvido um questionário (como mencionado na seção 3.2.2), que foi enviado para aproximadamente 100 empresas do ramo. O contato das empresas foi obtido no Mapa de Empresas do Setor Fotovoltaico, desenvolvido pelo Instituto Ideal em parceria com a Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável, GIZ e KfW no Brasil, e disponibilizado no *website* da América do Sol.<sup>65</sup>

O questionário foi desenvolvido na plataforma QuestionPro<sup>66</sup>. O objetivo inicial era obter informações de preço de mercado, mas foram incluídas também perguntas a

---

<sup>65</sup> <http://www.americadosol.org>

<sup>66</sup> <http://www.questionpro.com>

respeito do retorno do investimento, tempo de vida, gastos com manutenção, perspectiva quanto aos incentivos à GDFV e também o que a empresa considera como uma barreira para que o negócio se desenvolva mais rapidamente, conforme os temas tratados na seção 2.4.3. O questionário aplicado pode ser consultado na Figura A-1, incluída na seção de anexos ao final do trabalho. Uma parte do questionário pode ser vista na Figura 3.8.

Apesar de quase 100 empresas terem sido contatadas, apenas treze delas responderam ao questionário. Quanto maior o número de respostas, maior a acurácia dos resultados obtidos, mas o número foi considerado razoável. Então, foi feita uma média para a obtenção dos valores correspondentes para as instalações base (3 kWp, 25kWp e 400 kWp). Os valores obtidos foram comparados a outras fontes para a validação dos resultados e estarão apresentados no próximo capítulo.

1) Qual o atual custo médio em R\$/KWp (instalado) para instalações com potências de 3, 25 e 400 KWp incluindo todos os custos e equipamentos (Inversor, medidor bi-direcional)?

2) E Qual é o tempo de vida médio dessas instalações?

	Preço Médio	Tempo de Vida Médio
3 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
25 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
400 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Figura 3.8 – Parte do questionário aplicado às empresas.

### 3.5 DETERMINAÇÃO DE VALORES ATRATIVOS DE TIR, PAYBACK E VPL PARA A DETERMINAÇÃO DO SUBSÍDIO NECESSÁRIO PARA UMA IFV

A seção 3.1 definiu a metodologia para o cálculo do *payback*, VPL e TIR de uma IFV e a seção 3.4 definiu a metodologia para determinar os fluxos de caixa (baseado também nas seções 3.2 e 3.3 e 3.4). Assim, se torna possível determinar para cada estado analisado, o *payback*, VPL e TIR para as instalações de 3 kWp 25 kWp e 400 kWp, representantes dos grupos A,B e C respectivamente.

Essa seção tem por objetivo definir valores considerados atrativos para esses parâmetros de análise, para então ser possível determinar o *gap*<sup>67</sup> financeiro existente entre os valores calculados e os valores desejados. Considera-se que se os investimentos em IFV atingirem os valores desejados é possível uma expansão bastante rápida do

---

<sup>67</sup> *Gap* – Expressão da língua inglesa, que significa lacuna.

mercado, como mostrado para vários países no Capítulo 2 (Itália, Alemanha, Bélgica, etc.).

Como parâmetro desejado de *payback*, seria possível definir o valor de sete anos, pelo menos para o setor residencial, pois como comentado no capítulo anterior, esse tempo de retorno se mostrou capaz de propiciar um ambiente de rápido desenvolvimento, vivenciado pela região de Bruxelas na Bélgica. Contudo, lá há a garantia de que essa previsão irá se concluir, pois o montante de incentivos varia para cumprir com o prometido. Seria então necessário definir para o mercado brasileiro, um tempo de retorno menor, acrescentando uma diferença como uma margem de erro devido a esta garantia não estar presente.

Para sustentar a escolha, utilizaram-se dados históricos dos parâmetros TIR e *payback* para o mercado italiano, que é um mercado que apresentou uma rápida evolução, isto é, estabeleceu um ambiente bastante favorável a investimentos, como discutido no capítulo anterior. Ressalta-se aqui que o parâmetro utilizado para o tempo de retorno foi o *payback* simples, e não o descontado, pois quando se trata de um investimento onde as receitas e despesas também variam com o passar dos anos (ambos devido à inflação), considera-se que os aumentos acontecem de maneira semelhante a sua própria desvalorização devido ao valor futuro do dinheiro ser inferior ao valor presente. Assim uma análise que levasse isso em conta traria os mesmos resultados. A Tabela 3.6 demonstra a variação desses parâmetros:

Tabela 3.6 – Valores de TIR e *payback* na Itália para IFVs de 3 a 100 kWp calculados com custos e incentivos, ao fim de cada ano. Período 2008-2012.

End of year	IRR (%)				Payback time (y)			
	3 kW	6 kW	20 kW	100 kW	3 kW	6 kW	20 kW	100 kW
2008	10.00%	10.46%	11.91%	13.30%	8.51	8.25	7.51	6.90
2009	10.66%	11.71%	12.32%	14.30%	8.14	7.61	7.32	6.51
2010	12.85%	15.92%	17.50%	20.05%	7.09	5.95	5.49	4.86
2011	13.60%	17.73%	19.11%	22.05%	6.78	5.43	5.07	4.45
2012	7.38%	10.05%	14.08%	22.47%	10.29	8.48	6.59	4.37

**Fonte:** (ANTONELLI, M.; DESIDERI, U. *Do feed-in tariffs drive PV cost or viceversa?* Applied Energy, v. 135, p. 721–729, 2014.

A Figura 2.15 do capítulo anterior demonstrou que o maior desenvolvimento do mercado italiano se deu nos anos 2010, 2011 e 2012, tendo o ano de 2011 se destacado dentre eles, acumulando uma quantidade de potência instalada de 9,3 GWp, superior à soma dos outros dois anos (2010 e 2012). Um resultado coerente ao analisar a Tabela 3.6 que demonstra que o ano de 2011 apresentou a maior TIR e menor *payback* para quase todos os tipos de instalações.

Com base na Tabela 3.6, e no que foi comentado anteriormente define-se:

- *Payback* desejável para uma instalação de 3 kWp (Grupo A) = 6,8 anos
- *Payback* desejável para uma instalação de 25 kWp (Grupo B) = 5,1 anos
- *Payback* desejável para uma instalação de 400 kWp (Grupo C) = 4,4 anos

A Tabela 3.6 permite também identificar valores de TIR atrativos, que servirão como base para a definição de uma TMA (taxa mínima de atratividade) para cada um dos grupos (A, B e C). Esse valor será considerado a TIR mínima capaz de gerar uma reação rápida do mercado FV, gerando grande desenvolvimento em um período curto de tempo, e é equivalente ao valor da taxa de juros que torna o VPL nulo. Define-se então:

- TIR mínima desejável para uma instalação de 3 kWp (Grupo A) = 13,6% a.a.
- TIR mínima desejável para uma instalação de 25 kWp (Grupo B) = 20% a.a.
- TIR mínima desejável para uma instalação de 400 kWp (Grupo C) = 23% a.a.

<b>Dados básicos da correção pela Poupança</b>	
<b>Dados informados</b>	
Data inicial	01/11/2013
Data final	30/10/2014
Valor nominal	R\$ 1,00 (REAL)
Regra de correção	Nova
<b>Dados calculados</b>	
Índice de correção no período	1,0634795
Valor percentual correspondente	6,3479500%
Valor corrigido na data final	R\$ 1,06 (REAL)

**Fonte:** Banco Central do Brasil. *Calculadora do Cidadão - Correção de valor pela Caderneta de Poupança*. Disponível em: <[www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br)>. Acesso em: 04 nov 2014.

Figura 3.9 – Rendimento da poupança para o período de 12 meses (nov 2013 – out 2014).

Sendo assim, caso o investimento atenda aos dois requisitos apresentados, de *payback* simples e TIR, será considerado bastante atrativo. Para o VPL, foi considerado suficiente efetuar uma análise para verificar se o valor é positivo.

Tabela 3.7 – Taxa SELIC acumulada no período de 12 meses (2012, 2013 e 2014).

<b>Mês/Ano</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
<b>Janeiro</b>	0,89%	0,60%	0,85%
<b>Fevereiro</b>	0,75%	0,49%	0,79%
<b>Março</b>	0,82%	0,55%	0,77%
<b>Abril</b>	0,71%	0,61%	0,82%
<b>Mai</b>	0,74%	0,60%	0,87%
<b>Junho</b>	0,64%	0,61%	0,82%
<b>Julho</b>	0,68%	0,72%	0,95%
<b>Agosto</b>	0,69%	0,71%	0,87%
<b>Setembro</b>	0,54%	0,71%	0,91%
<b>Outubro</b>	0,61%	0,81%	0,95%
<b>Novembro</b>	0,55%	0,72%	0,84%
<b>Dezembro</b>	0,55%	0,79%	0,96%
<b>Acumulado no Ano</b>	<b>8,17%</b>	<b>7,92%</b>	<b>10,40%</b>

**Fonte:** Receita Federal do Brasil. *Taxa de Juros Selic*. Disponível em: <<http://www.receita.fazenda.gov.br/>>. Acesso em: 09 fev 2014.

Em relação as TIR, as escolhas se apresentam coerentes, tendo em vista que a taxa de juros anual de investimento na poupança é bastante inferior às taxas adotadas (Figura 3.9) e que quanto maior o investimento, maior o risco e, portanto, maior deve ser o rendimento para compensar este fator. Ainda, ao comparar a TIR escolhida com a taxa SELIC por exemplo, o valor escolhido também é bastante superior, demonstrando sua viabilidade como valor atrativo (Tabela 3.7).

Vale a pena comentar que, no questionário aplicado às empresas, foram incluídas perguntas sobre níveis comuns de taxa retorno (TIR) e tempo de retorno (*payback*) de investimento, bem como níveis atrativos para estes valores. Contudo, estas não foram perguntas bem sucedidas. Poucas foram as respostas obtidas, sendo que algumas empresas ficaram confusas porque esses são dados singulares à cada instalação e local. Mas os dados procurados eram dados médios (típicos). Houve também grande divergência entre as respostas.

Sendo assim, optou-se por utilizar parâmetros similares ao mercado italiano que, assim como o Brasil, não possuía indústria própria no setor FV à época de sua grande expansão (ANTONELLI e DESIDERI, 2014) , representando uma melhor fonte de comparação que utilizar o mercado alemão (indústria bastante desenvolvida).

### **3.6 MÉTODOS PARA A DETERMINAÇÃO DO CUSTOS ADICIONAL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA DEVIDO À UTILIZAÇÃO DAS TERMELÉTRICAS CONVENCIONAIS E OUTRAS FONTES, COMO FONTES EMERGENCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OS ÚLTIMOS DOIS PERÍODOS DE REAJUSTES / REVISÕES TARIFÁRIAS**

As seções anteriores definiram as metodologias para determinar um modelo de expansão da GDFV no Brasil, que obedeça o padrão observado até o momento, bem como um modelo para determinar a provável quantidade de energia que pode ser gerada por uma IFV, a depender de seus parâmetros e da irradiação local. Definiram metodologias também, para poder determinar o retorno financeiro dos diferentes tipos de instalação, para cada um dos estados analisados, tendo em mente que cada estado possui diferentes condições climáticas e que o custo da energia varia de estado para estado assim como a tributação estadual (ICMS). Por fim, foi apresentada uma metodologia para determinar o gap existente entre o retorno financeiro calculado e um valor desejado de retorno, que seja capaz de desenvolver o mercado rapidamente. Nesta seção, será demonstrado o método utilizado para custear a aquisição de energia termelétrica.

Como comentado no capítulo anterior, o Brasil vive um período de crise do setor hídrico, e acaba por apostar em fontes energéticas como a termelétrica para garantir o abastecimento energético. A consequência disto tem sido um considerável aumento dos preços da energia e, logo, um enorme custo extra de aquisição de energia, se comparado com os preços em condições normais. Esta seção tem por objetivo apresentar um método para determinar o gasto necessário para o incremento energético observado no período que vai desde os reajustes de 2012 (corrigidos posteriormente para contemplar as mudanças trazidas pela revisão<sup>68</sup> extraordinária<sup>69</sup> de 24 de janeiro de 2013) até os reajustes<sup>70</sup> normais ocorridos em 2014. Este gasto é então utilizado como valor de subsídio para o suprimento do gap econômico comentado anteriormente, para poder por fim analisar a opção de adotar a energia FV distribuída como alternativa para suprir essa

---

<sup>68</sup> Revisão é uma alteração percentual dos custos gerenciáveis da distribuidora (como manutenção do sistema de distribuição). Acontece de quatro em quatro anos.

<sup>69</sup> Revisão extraordinária foi uma alteração necessária devido à renovação da concessão de várias usinas, sob preços menores, instituída pela Lei nº 12.783/2013.

<sup>70</sup> Reajuste é o ajuste anual feito, devido aos custos não gerenciáveis (como custo de aquisição de energia elétrica).

expansão e a diminuição da produção hidrelétrica, ao contrário de se utilizar majoritariamente as usinas termelétricas.

### 3.6.1 Procedimento para a obtenção de dados

Diante da incerteza da existência de uma fonte para os dados desejados, foi efetuado um pedido de acesso à informação sob Protocolo nº 48700005726201481 de acordo com o Decreto nº 7.724, de 16 de maio de 2012. Tendo em vista que os dados não existiam de forma compilada, foram solicitadas informações históricas sobre o preço médio do *mix* de energia pago pelas distribuidoras, isto é, informações sobre os preços de contratação de energia por parte das distribuidoras.

O pedido foi respondido pela Aneel, e foi fornecido um *link* de acesso às resoluções homologatórias dos reajustes das distribuidoras e às planilhas de cálculo dos reajustes, utilizadas para a elaboração das notas técnicas (o *link* de acesso às notas técnicas constam nas resoluções homologatórias). O *link* contém informações dos reajustes/revisões que ocorreram no período de 2013 e 2014. Para encontrar informações referentes ao ano de 2012 foi acessada a biblioteca virtual da Aneel (que possui resoluções homologatórias e notas técnicas, mas não possui planilhas de memória de cálculo). De fato, todas essas informações encontram-se disponíveis a qualquer um, apenas não é fácil encontrá-las sem saber exatamente os termos a serem utilizados na busca.

Consulte abaixo as memórias de cálculo dos processos tarifários homologados a partir de 2013.

Agente	Categoria do Agente	Tipo de Processo	Data de Aniversário	Resultado	Nível Tarifário	Abertura Tarifária	Atos Regulatórios
COELBA	Concessionária de Distribuição	Reajuste	22/04/2014	Definitivo	<ul style="list-style-type: none"> <li>SPARTA_COELBA_2014</li> <li>CVA_ENERGIA_SOBRECONTRATAÇ</li> <li>CVA_OUTROS_COELBA_2014</li> <li>PCAT_COELBA_2014</li> </ul>	TA INTERNET COELBA 2014	REH20141714
COELBA	Concessionária de Distribuição	Revisão	22/04/2013	Definitivo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abertura_Tarifária_Coelba</li> <li>RTP_COELBA_</li> <li>Relatório_CTR</li> <li>Tarifas_de_Referência_Coel</li> </ul>	Tarifas_Abertas_Internet_Coelba	REH20131511
COELBA	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo	<ul style="list-style-type: none"> <li>RTE_2013_COELBA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ABERTURA_TARIFÁRIA_COELBA</li> <li>TUSDg_Coelba_RTE</li> <li>TA_Internet_Coelba_RTE</li> </ul>	REH20131429

Fonte: Aneel - Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo

Figura 3.10 – Link de acesso fornecido pela Aneel, contendo os dados referentes às revisões e reajustes.

Então, tendo acesso às notas técnicas e planilhas de cálculo, foi possível efetuar a compilação dos dados.

### 3.6.2 Escolha da abordagem a ser utilizada

As planilhas e notas técnicas foram utilizadas de maneira complementar para a consolidação dos dados. Foi possível extrair informações como energia total adquirida pela distribuidora, gasto para a aquisição dessa energia, e gasto total incluindo custos de transmissão, encargos financeiros e outros.

A abordagem utilizada baseou-se na análise da energia comprada e gasto com a aquisição dessa energia, para posteriormente estimar o gasto total. Isso porque estes dados foram os que apresentaram a maior disponibilidade de aquisição. Em janeiro de 2014 foi efetuada uma revisão tarifária extraordinária (RTE) e as memórias de cálculo constam no site da Aneel para grande parte das distribuidoras, mas não para todas, como pode ser observado, por exemplo, para as distribuidoras ELEKTRO, EEB, BANDEIRANTE e RGE na Figura 3.11. E, tendo em vista que não é possível obter dados das notas técnicas de RTE, apenas das de reajuste e revisão normais, a planilha de memória de cálculo RTE se mostra vital.

ESCELSA	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo	RTE_2013_ESCELSA	ABERTURA_TARIFÁRIA_ESCELSA TUSDg_Escelsa_RTE TA-Internet_Escelsa_RTE	REH20131442
ELFSM	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo	RTE_2013_ELFSM	ABERTURA_TARIFÁRIA_ELFSM Tarifa_de_Referência_Santa_Maria_RT	REH20131473
LIGHT	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo	RTE_2013_LIGHT	ABERTURA_TARIFÁRIA_LIGHT TUSDg_Light_RTE TA_Internet_Light_RTE	REH20131440
AMPLA	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo	RTE_2013_AMPLA	ABERTURA_TARIFÁRIA_AMPLA TUSDg_Ampla_RTE	REH20131414
ELEKTRO	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo		ABERTURA_TARIFÁRIA_ELEKTRO TUSDg_Elektro_RTE TA INTERNET ELEKTRO 201288 114932	REH20131435
EEB	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo		ABERTURA_TARIFÁRIA_EEB Tarifa_de_Referência_Bragantina_RTE TA_Internet_Bragantina_RTE	REH20131432
ELETROPAULO	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo	RTE_2013_ELETROPAULO	ABERTURA_TARIFÁRIA_ELETROPAULO TUSDg_Eletropaulo_RTE Tarifa_de_Referência_Eletropaulo_RT TA_Internet_Eletropaulo_RTE	REH20131436
BANDEIRANTE	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo		ABERTURA_TARIFÁRIA_BANDEIRANTE TUSDg_Bandeirante_RTE Tarifa_de_Referência_Bandeirante_RT TA.Internet_Bandeirante_2012	REH20131415
AES-SUL	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo	RTE_2013_AES-SUL	ABERTURA_TARIFÁRIA_AES SUL TA_Internet_AES_SUL_RTE	REH20131412
RGE	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo		ABERTURA_TARIFÁRIA_RGE TUSDg_RGE_RTE TA_Internet_RGE_RTE	REH20131411
UTROPAUL	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo			

Fonte: Aneel - Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo

Figura 3.11 – Demonstração da ausência de planilhas de cálculo para a revisão extraordinária de algumas distribuidoras.

O número de distribuidoras sem memória de cálculo da revisão extraordinária disponível chegou a 17. Contudo, diferentemente dos dados de gasto total, os dados de gasto com a compra de energia são apresentados nas notas técnicas para o processo presente (DRP) e processo anterior (DRA), possibilitando a aquisição dos dados faltantes. A Figura 3.12 demonstra, por exemplo, a obtenção dos dados referentes à revisão extraordinária da ELEKTRO, cuja memória de cálculo encontra-se indisponível (Figura 3.11), através da nota técnica de um reajuste efetuado posteriormente à RTE.

### Compra de energia na DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
13.929.199	110,09	1.533.489.572,70

Fonte: Aneel - Nota Técnica n° 360/2013-SRE/ANEEL- Reajuste tarifário da ELEKTRO, 2013

Figura 3.12 – Recuperação de dados a partir de notas técnicas futuras.

A exceção acontece quando falta a planilha da revisão extraordinária e o reajuste de 2013 coincidiu com um ano de revisão tarifária. As notas técnicas de revisão não apresentam informações sobre o processo anterior (DRA), não sendo possível obter os dados. Nesses casos (sete casos), os dados foram estimados de acordo com o padrão de variação observado. A Figura 3.13 demonstra um caso em que isto ocorreu.

Categoria do Agente: Concessionária de Distribuição  
 Agente: CEPISA  
 Tipo de Processo: Todos  
 Ano: Todos  
 Procurar

Agente	Categoria do Agente	Tipo de Processo	Data de Aniversário	Status Resultado	Nível Tarifário	Abertura Tarifária	Atos Regulatórios
CEPISA	Concessionária de Distribuição	Reajuste	26/08/2014	Definitivo	SPARTA_CEPISA_2014 PCAT_CEPISA_2014	TA_INTERNET_CEPISA_2014	REH20141781
CEPISA	Concessionária de Distribuição	Revisão	28/08/2013	Definitivo	RTP_prata_Cepisa Relatorios_CTR4 Tarifa_de_Referencia1	Tarifas-Abertas_Internet_cepisa_201 Abertura_Tarifaria_Pcat_Cepisa	REH20131605
CEPISA	Concessionária de Distribuição	Revisão Extraordinária	24/01/2013	Definitivo		ABERTURA_TARIFARIA_CEPISA TA_Internet_Cepisa_RTE	REH201312426

Fonte: Aneel - Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo

Figura 3.13 – Demonstração de um caso de coincidência de ausência de planilhas de cálculo para a revisão extraordinária seguida de revisão tarifária referentes a CEPISA.

Para obter o conjunto de dados necessários, foram acessadas as notas técnicas referentes ao período antes da RTE (2012 ou janeiro de 2013 antes do dia 24, data da

RTE), período pós-revisão (2013) e último reajuste/revisão realizados (2014). Para a revisão extraordinária em si, utilizou-se as memórias de cálculo (quando disponíveis) ou os dados da nota técnica subsequente.

### 3.6.3 Obtenção dos dados

Utilizando a distribuidora CEB como exemplo, foram acessadas as notas técnicas referentes a cada reajuste em busca dos dados de compra de energia:

Tabela 3.8 – Comparação da variação do custo de aquisição de energia 2013-2014.

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo anterior	Processo atual	Variação	Processo anterior	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	-	27.963,03	-	-	431,11	-
Existente - CCEAR-QTD	285.479,42	277.570,91	-2,8%	116,53	176,50	51,5%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.296.958,24	1.287.711,27	-0,7%	209,52	304,63	45,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	523.823,11	770.636,90	47,1%	180,35	160,81	-10,8%
Madeira	288.235,47	543.224,49	88,5%	104,52	110,89	6,1%
Belo Monte	-	13.341,23	-	-	99,65	-
Bilateral	2.005.342,20	1.875.387,35	-6,5%	172,05	182,89	6,3%
Cota Angra I/Angra II	250.223,54	248.876,62	-0,5%	135,67	156,79	15,6%
Cotas Lei n° 12.783/2013	1.217.390,77	1.235.113,50	1,5%	32,89	32,89	0,0%
Geração Própria	-	-	-	-	-	-
Itaipu	1.199.220,20	1.322.544,28	10,3%	129,35	126,34	-2,3%
Proinfa	147.119,86	151.042,96	2,7%	-	-	-
Montante de Reposição	482.019,93	-	-100,0%	116,71	-	-100,0%
Sobra (-) / Exposição (+)	- 1.089.895,30	- 820.262,74	-24,7%	168,91	161,60	-4,3%
<b>TOTAL</b>	<b>6.605.917,44</b>	<b>6.933.149,79</b>	<b>5,0%</b>	<b>132,59</b>	<b>158,08</b>	<b>19,22%</b>

Fonte: Nota Técnica n° 267/2014-SRE/ANEEL – Reajuste tarifário da CEB, 2014

Tabela 3.9 – Comparação da variação do custo de aquisição de energia entre o reajuste de 2013 e a RTE.

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Preço unitário (R\$/MWh)		
	DRA	DRP	Variação	DRA	DRP	Variação
CCEAR - Energia Existente	485.864	476.698	-1,9%	100,55	116,64	16,0%
CCEAR - Energia Nova	1.245.022	1.309.923	5,2%	151,37	187,92	24,2%
Bilaterais	2.005.342	2.005.342	0,0%	160,86	172,05	7,0%
Itaipu	1.056.017	1.199.220	13,6%	100,37	129,35	28,9%
Proinfa	152.005	147.120	-3,2%	-	-	0,0%
Cota Lei 12.783/2013	1.217.391	1.217.391	0,0%	32,89	32,89	0,0%
Cota Angra I/Angra II	250.224	250.224	0,0%	135,00	135,67	0,5%
<b>TOTAL</b>	<b>6.411.865,38</b>	<b>6.605.917,44</b>	<b>3,03%</b>	<b>115,36</b>	<b>132,59</b>	<b>14,93%</b>

Fonte: Nota Técnica n° 356/2013-SRE/ANEEL – Reajuste tarifário da CEB, 2013

A partir do reajuste de 2014 (Tabela 3.8), foi possível obter os valores de custo da energia e montante adquirido, para os reajustes de 2014 e 2013. A Tabela 3.9 possibilita confirmar os dados adquiridos para o reajuste de 2013 e dá valores para a revisão extraordinária (RTE) de janeiro de 2013. E por fim, a Tabela 3.10 possibilita obter os

valores para o período anterior ao da RTE. Os dados consolidados para a CEB estão apresentados na Tabela 3.11.

Tabela 3.10 – Custo de aquisição de energia na revisão tarifaria de 2012 (período anterior à RTE).

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>4. ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>963.223.076,14</b>	<b>130,49</b>	<b>7.533.477</b>
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>			
11ª Existente 2013-03	29.254.033,44	93,37	313.302
1ª Existente 2005-08	74.054.233,41	83,67	885.101
1ª Existente 2006-08	60.870.276,99	97,95	621.417
1ª Existente 2007-08	13.878.421,30	109,78	126.418
2ª Existente 2008-08	16.824.654,99	117,79	142.840
5ª Existente 2007-08	2.263.684,49	139,79	16.194
MCSD 1ª Existente 2005-08	4.722.536,21	82,84	57.010
MCSD 1ª Existente 2006-08	368.379,50	96,53	3.816
MCSD 1ª Existente 2007-08	76.292,77	108,23	705
MCSD 2ª Existente 2008-08	40.172,77	117,79	341
MCSD 5ª Existente 2007-08	2.665,99	138,00	19
1ª Alternativa A-3 2010-15 OF	66.275,51	178,13	372
1ª Alternativa A-3 2010-30 H	21.635,75	176,98	122
1ª Nova A-4 2009-15 T	22.810.181,61	139,10	163.989
1ª Nova A-4 2009-30 H	2.021.586,30	157,31	12.851
2ª Nova A-3 2009-15 T	21.345.351,48	146,28	145.924
2ª Nova A-3 2009-30 H	48.825.597,20	171,85	284.110
4ª Nova A-3 2010-15 T	25.265.996,84	148,45	170.195
5ª Nova A-5 2012-15 T	67.539.195,93	133,36	506.438
5ª Nova A-5 2012-30 H	37.832.202,94	166,85	226.740
6ª Nova A-3 2011-15 T	15.198.819,03	142,06	106.986
7ª Nova A-5 2013-15 T	76.775.940,98	199,00	385.809
7ª Nova A-5 2013-30 H	1.876.001,79	120,72	15.540
Madeira Jirau	5.347.136,34	88,63	60.331
Madeira Santo Antônio	7.278.176,08	100,23	72.617
Madeira Santo Antônio	92.651,48	100,23	924
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>			
CEB Lajeado	118.423.769,36	133,85	884.758
Corumbá III / C III	80.619.130,11	180,81	445.884
Corumbá IV	122.221.413,50	183,58	665.760
Investico	1.319.473,94	147,59	8.940
ITAIPU	105.987.188,11	100,37	1.056.016,83
PRONFA	-	-	152.005
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>			
	-	-	-
<b>5. Sobre (+) / Exposição (-)</b>	<b>138.809.299,20</b>	<b>123,76</b>	<b>1.121.611</b>
<b>6. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA</b>	<b>824.413.776,94</b>	<b>128,58</b>	<b>6.411.865</b>
<b>8. CUSTO TOTAL COMPRA DE ENERGIA EM DRA (3.1 * 3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.411.865</b>

Fonte: Nota Técnica n° 291/2012-SRE/ANEEL – Reajuste tarifário da CEB, 2012.

Tabela 3.11 – Dados obtidos para a distribuidora CEB.

SIGLA	Rejuste	R\$/MWh 2012	MWh RTE	R\$/MWh RTE	Queda de preço (%)	MWh 2013	Preço 2013	MWh 2014	Preço 2014
CEB-DIS	26/ago	R\$ 128,58	6.667.400,00	R\$ 115,36	10%	6.605.917,44	R\$ 132,59	6.933.149,79	R\$ 158,08

Fonte: Elaboração própria a partir das Notas Técnicas n° 267/2014, n° 356/2013 e n° 291/2012 - SRE/ANEEL.

O período de referência adotado é a data da RTE, 24 de janeiro de 2013, comum a todas as distribuidoras. O levantamento do custo da energia no período anterior a RTE foi feito apenas para observar o padrão de redução desse custo em comparação com o custo no período da RTE, para poder estimar os dados que não puderam ser encontrados (os sete casos mencionados na seção anterior).

Outra observação é que o procedimento de obtenção de dados não foi tão direto para todas as distribuidoras, sendo necessário o acesso às memórias de cálculo para a obtenção de dados de várias distribuidoras, bem como foi necessário efetuar o cálculo quando as planilhas não continham o resultado final explicitado.

Para a consolidação dos dados, foi necessário acessar 192 documentos no total, dentre notas técnicas e planilhas de cálculo, ressaltando o trabalho necessário para realizar tal tarefa.

### 3.6.4 Determinação do gasto extra de aquisição

Com os dados consolidados, foi possível definir um valor denominado gasto extra de aquisição. Esse gasto equivale ao montante de dinheiro gasto “a mais” para contratar determinado montante de energia. Considera-se que o custo de aquisição deveria ser igual ao período anterior, com os custos devidamente alterados pela inflação acumulada no período considerado. Qualquer diferença observada é considerada um gasto extra.

A taxa de inflação considerada foi de 6% ao ano, levando-se em conta os valores observados nos anos de 2013 e 2014. Então, para definir o valor de inflação acumulada, pode-se fazer:

$$i_{acum.} = \frac{i}{12} \times N \quad (25)$$

Sendo N o número de meses passados entre o período de referência (janeiro de 2013, período da RTE) e o período de análise. Define-se então:

$$Gasto Extra de Aquisição = \sum_{2013}^{2014} MWh_2 \times (Preço_2 - Preço_1 \times (1 + i)) \quad (26)$$

Em que:

*Gasto Extra de Aquisição* = Gasto excedente de aquisição devido ao aumento dos preços.

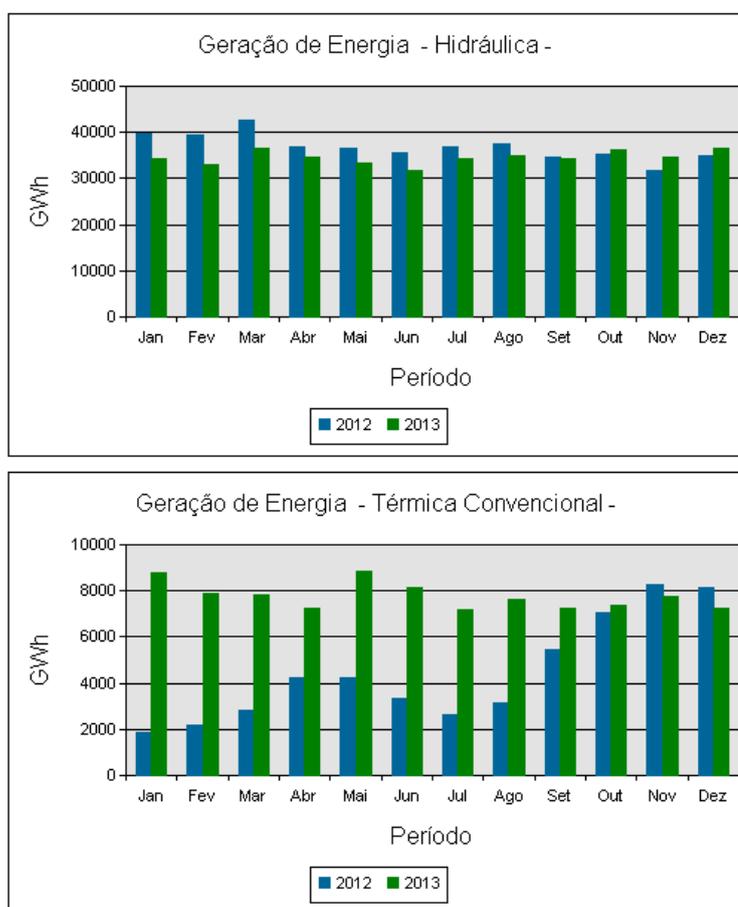
*MWh<sub>2</sub>* = Montante de energia adquirida no período atual.

*Preço<sub>1</sub>* = Custo da energia no período anterior.

*Preço<sub>2</sub>* = Custo da energia no período atual.

*i* = Inflação acumulada dentro do período de análise.

Considerou-se que este gasto extra foi devido à substituição de parte da energia hidrelétrica por energia termelétrica e também da utilização da energia termelétrica para suprir o crescimento da demanda. Essa afirmação se baseou na observação dos valores de geração de energia fornecidos pelo ONS<sup>71</sup>, que demonstrou que a geração de energia termelétrica superou a diminuição de energia hidrelétrica, bem como que pouca<sup>72</sup> variação foi observada nas outras formas de geração. Esses dados estão apresentados na Tabela A-5, na seção dos anexos, mas um exemplo pode ser observado na Figura 3.14.



**Fonte:** ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico da Operação: Geração de Energia*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 28 nov 2014.

Figura 3.14 – Diminuição da energia hidrelétrica e aumento da energia termelétrica do SIN. Período 2012-2013.

<sup>71</sup> Operador Nacional do Sistema Elétrico

<sup>72</sup> Houve um crescimento significativo em percentual, da energia eólica, mas em valores absolutos, a diferença é bastante pequena quando comparada a termelétrica e hidrelétrica.

### 3.6.5 Determinação do acréscimo de energia termelétrica e custo referente à este acréscimo

Para definir o gasto total ao acréscimo de energia termelétrica, foi necessário acessar os dados do ONS mencionados anteriormente, e combiná-los com dados obtidos para as distribuidoras. De fato, os dados fornecidos pelo ONS se referem à toda a geração do SIN, e os dados procurados são os referentes à contratação de energia por parte das distribuidoras de energia elétrica. Essa comparação só foi possível pois se observou um padrão que relaciona esses valores. A Equação (27) demonstra essa relação:

$$Energia\ Contrata\ da = \frac{Energia\ Gerada_{ONS}}{Y} \quad (27)$$

Então, com esta relação definida, foi possível determinar o custo do acréscimo de energia termelétrica fazendo:

$$Custo_{Acr\ e\ scimo} = \sum_{2013}^{2014} (MWh_{Acr\ e\ scimo} \times Preço_1 \times (1 + i)) + Gasto\ Extra \quad (28)$$

Em que:

$Custo_{Acr\ e\ scimo}$  = Custo total do acréscimo de energia termelétrica na contratação.

$MWh_{Acr\ e\ scimo}$  = Montante de energia termelétrica acrescida no período. (2013 e 2014).

$Preço_1$  = Custo da energia no período anterior (2012).

$i$  = Inflação acumulada dentro do período de análise.

$Gasto\ Extra$  = Gasto extra de aquisição.

Esta equação representa que o gasto total com o acréscimo de energia termelétrica é equivalente ao custo de compra ao preço médio normal do mercado (preço anterior acrescido da inflação) somado aos gastos extras observados, pois foi afirmado que esses gastos extras se devem à esse acréscimo.

Como objetivo central do trabalho, esse gasto será utilizado como parâmetro de entrada (atuando como subsídio) para possibilitar uma a geração fotovoltaica distribuída rentável e o montante de energia que pode ser gerado desse modo será comparado à quantidade de energia termelétrica acrescida com igual valor.

### **3.6.6 Transformação de gastos com compra de energia em gastos totais**

Para a comparação ser efetuada de maneira igualitária, é necessário obter custos que reflitam não apenas as compras de energia, mas sim todas as operações da distribuidora. Para isso, através da observação de que o custo de aquisição de energia representa um percentual praticamente fixo de todo o gasto de uma distribuidora, pode-se transformar os valores obtidos pelas Equações (26) e (28) para refletir gastos totais, de acordo com a Equação (29):

$$Gasto\ Totais = \frac{Gastos\ Com\ a\ Compra\ de\ Energia}{X} \quad (29)$$

Em que  $X$  equivale ao percentual de participação do gasto com a aquisição de energia nos gastos totais da distribuidora. O valor escolhido será um valor considerado conservador, de modo que a segurança dos resultados fique garantida.

### **3.7 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA E ENERGIA GERADA POSSÍVEIS UTILIZANDO O GASTO NECESSÁRIO PARA A DIFERENÇA DE DEMANDA ENERGÉTICA DOS ÚLTIMOS DOIS PERÍODOS DE REAJUSTES / RVISÕES, COMO SUBSÍDIO A GDFV.**

A seção 3.5 forneceu metodologias para a determinação do subsídio necessário por cada um dos tipos de instalação (3, 25 e 400 kWp) e em cada um dos estados analisados, para torná-las um investimento com um nível de atratividade capaz de desenvolver o mercado rapidamente. A seção 3.6 forneceu metodologias para definir o gasto total necessário para adquirir a diferença de demanda energética das distribuidoras nos últimos dois períodos de reajustes e revisões tarifárias. Com estas informações, é possível descobrir o impacto que tal gasto poderia ter, se for utilizado como subsídio a GDFV.

Primeiramente é necessário determinar o subsídio necessário por kWp instalado para cada tipo de instalação, para isto, faz-se uma média ponderada do subsídio necessário para cada um dos estados levando em consideração os percentuais de instalações por estado definidos pela Equação (3). Assim:

$$Subsídio_{R\$ (A,B ou C)} = \frac{\sum(S_x \times \%_x)}{100\%} \quad (30)$$

Em que:

$S_x$  = O subsídio necessário para ao estado X.

$\%_x$  = A participação do estado X na distribuição nacional.

A, B ou C = Grupos definidos, representados pelas potências (3, 25 e 400 kWp).

Definidos esses montantes, é possível determinar o subsídio médio necessário por kWp instalado utilizando a distribuição do mercado em potência, definida pela Equação (5). Assim:

$$Subsídio/kWp_{R\$} = \frac{\sum(Subsídio_{R\$ (A,B ou C)} \times P_{\% (A,B ou C)})}{P_{(A,B ou C)} * 100\%} \quad (31)$$

Em que  $P_{\% (A,B ou C)}$  se refere a distribuição em potência mencionada anteriormente e  $P_{(A,B ou C)}$  se refere a potência representada (3, 25 ou 400 kWp).

Definido o custo ponderado por kWp, é possível aplicar o montante de dinheiro determinado na seção 3.7 e descobrir a quantidade de potência instalada para o território nacional que esse montante consegue subsidiar, com as condições atuais de mercado (2014). Então, aplica-se o processo inverso para descobrir a potência instalada por classe e posteriormente por estado, para então, utilizando os valores de produção energética por estado, poder estimar a energia que poderia ser gerada em um período de dois anos (como forma de comparação com a energia de fato adquirida pelas concessionárias distribuidoras com esse montante); e também a energia total que poderia ser gerada levando em consideração a vida útil das instalações (25 anos).

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 PADRÃO DE DISTRIBUIÇÃO DAS INSTALAÇÕES FV

#### 4.1.1 Percentual de instalações por estado

A Equação (3) definiu a metodologia para determinar o percentual de instalações por estado. Com base na análise da Tabela A-1 presente na seção de anexos do trabalho, obteve-se:

Tabela 4.1 – Percentual por estado do número de instalações sob a RN nº 482 em 01/11/2014.

Estados	Quantidade	Percentual
GO	1	0,5%
MT	1	0,5%
PB	2	0,9%
DF	3	1,4%
ES	3	1,4%
TO	3	1,4%
PE	5	2,4%
BA	8	3,8%
RN	9	4,3%
PR	15	7,1%
CE	16	7,6%
RS	17	8,1%
MS	18	8,5%
RJ	20	9,5%
SP	21	10,0%
SC	26	12,3%
MG	43	20,4%
<b>TOTAL</b>	<b>211</b>	<b>100,0%</b>

Como comentado na seção 3.2.1, a distribuição por estado foi entendida como a mais sensata, para levar em conta as diferenças climáticas e o custo da energia em cada local. Desse modo, não fazer tal divisão seria um tratamento bastante grosseiro e não representaria a realidade. Essa escolha aumentou em muitas vezes a dificuldade e tempo necessários para a execução deste trabalho, uma vez que praticamente todas as determinações a seguir (irradiação inclinada, preço de energia, cobrança de ICMS, retorno de investimento, etc.) tiveram que ser feitas para cada um dos estados analisados.

E como mencionado anteriormente, uma divisão que levasse em conta uma distribuição em nível de cidade ao invés de estado, poderia representar distorções maiores da realidade futura, dado o pequeno número de instalações na data de análise (211 instalações sob a RN nº 482).

Uma comparação do modelo foi feita para verificar se o mesmo estava adequado. Uma primeira análise havia sido feita em 16/10/2014 (Tabela 4.2). Na análise mais recente, foi possível verificar praticamente os mesmos percentuais de participação de cada estado. Das 27 instalações novas entre os períodos, apenas um estado que não possuía ainda instalações sob a RN nº 482 (MT), passou a ter, e a quantidade foi de apenas uma instalação. Isso foi importante para demonstrar que o modelo estava adequado. O modelo em si aumenta sua precisão quanto maior for a quantidade de instalações a serem utilizadas, então, no futuro, a reaplicação do método trará dados ainda mais precisos.

Tabela 4.2 – Percentual por estado do número de instalações sob a RN nº 482 em 16/10/2014.

<b>Estados</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Percentual</b>
<b>DF</b>	1	0,5%
<b>GO</b>	1	0,5%
<b>ES</b>	2	1,1%
<b>PB</b>	2	1,1%
<b>TO</b>	2	1,1%
<b>BA</b>	5	2,7%
<b>PE</b>	5	2,7%
<b>RN</b>	6	3,3%
<b>PR</b>	11	6,0%
<b>CE</b>	17	9,2%
<b>RS</b>	17	9,2%
<b>SP</b>	17	9,2%
<b>MS</b>	18	9,8%
<b>RJ</b>	20	10,9%
<b>SC</b>	23	12,5%
<b>MG</b>	37	20,1%
<b>TOTAL</b>	<b>184</b>	

#### 4.1.2 Tipos de instalação para a base de cálculo

A seção 3.2.2 determinou a metodologia para a definição dos grupos considerados e posteriormente de uma potência típica que pudesse representar esse grupo. Os grupos foram definidos como:

- Grupo A = Até 10 kWp;
- Grupo B = 10 kWp a 100 kWp;
- Grupo C 100 kWp a 1000 kWp.

E então, a partir dessa divisão foi possível obter os parâmetros de potência total por grupo, potência média e número de consumidores, demonstrados pela Tabela 4.3:

Tabela 4.3 – Divisão das instalações em grupos. Dados de 01/11/2014.

<b>Grupo</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>Potência Total (kWp)</b>	578,28	659,55	2.082,59
<b>Média (kWp)</b>	3,25	23,56	416,52
<b>Nº de Consumidores</b>	178	28	5

Para representar a realidade e ao mesmo tempo utilizar potências fáceis de serem trabalhadas e aplicadas (como, por exemplo, para a aplicação do questionário mencionado no capítulo anterior), as potências típicas de cada grupo foram definidas como:

- Potência média – Grupo A = 3 kWp;
- Potência média – Grupo B = 25 kWp;
- Potência média – Grupo C = 400 kWp.

A análise anterior, feita em 16/10/2014 apontou valores médios de 3,18 kWp 24,85 kWp e 416,52 kWp, demonstrando que, de fato, há uma tendência em seguir esse padrão.

O gráfico representado pela Figura 4.1 demonstra a distribuição do mercado em quantidade de instalações levando em consideração os grupos A, B e C. Lembrando que as análises feitas são sempre para as instalações participantes do sistema de compensação *net-metering* regulamentado pela RN nº 482.

Vale a pena ressaltar que o grupo A representa instalações residenciais e os grupos B e C representam instalações comerciais. Assim, para os cálculos de retorno financeiro, deve-se considerar que o custo da aquisição de energia elétrica é diferente para cada uma dessas classes consumidoras.

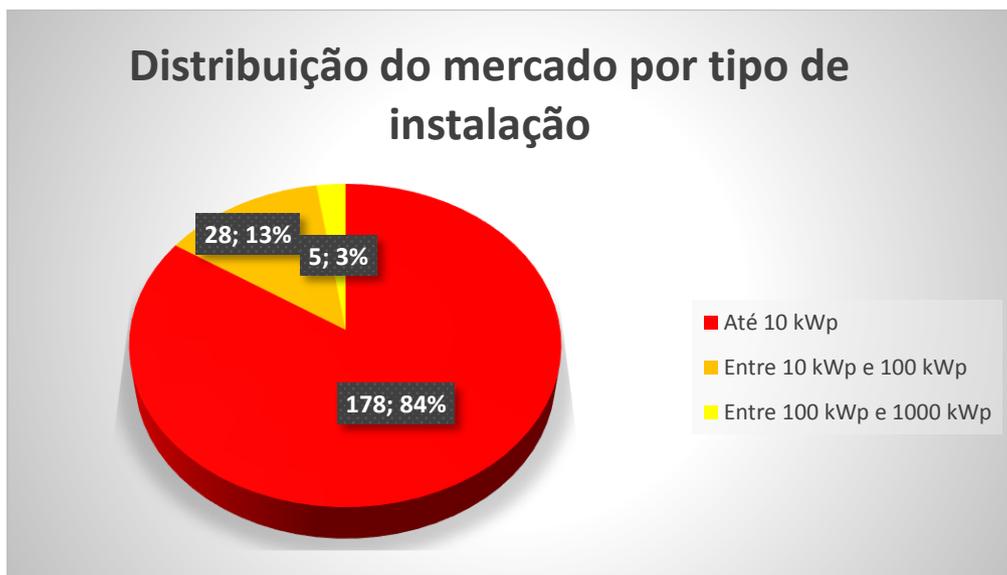


Figura 4.1 – Distribuição do mercado por tipo de instalação, utilizando dados disponíveis em 01/11/2014.

#### 4.1.3 Partilha do mercado com base nos grupos definidos

A Equação 5 da seção 3.2.3 definiu a distribuição do mercado em termos de potência instalada com base nos grupos pré-definidos. Como mencionado nessa seção, essa distribuição será considerada para todos os estados: “A escolha deste método se baseou no fato de que considerar como base de cálculo, a partilha existente em cada estado, não representaria a realidade, pois uma grande quantidade de potência em um estado pode ser fruto de apenas uma grande instalação, como a da Arena Pernambuco de 967 kWp. Assim, esse estado ou outro nessa condição poderiam ser contemplados com uma grande parcela do mercado, sem condizer com o real desenvolvimento do mercado FV no local”.

A Tabela 4.4 demonstra a soma das potências das instalações de cada grupo e o gráfico representado pela Figura 4.2 demonstra a distribuição correspondente. A análise de dados feita em 16/10/2014 havia apontado percentuais de 15%, 19% e 66% para os grupos A, B e C, demonstrando que o padrão tende a ser seguido. Uma observação interessante é que o Grupo C, com poucas instalações (3%), representa 63% da potência instalada total do país. Essa distribuição se assemelha a distribuição de renda.

Tabela 4.4 – Potência total instalada de cada grupo. Dados de 01/11/2014.

Grupo	Potência (kWp)
A	578,28
B	659,55
C	2.082,59
<b>Total</b>	<b>3320,42</b>

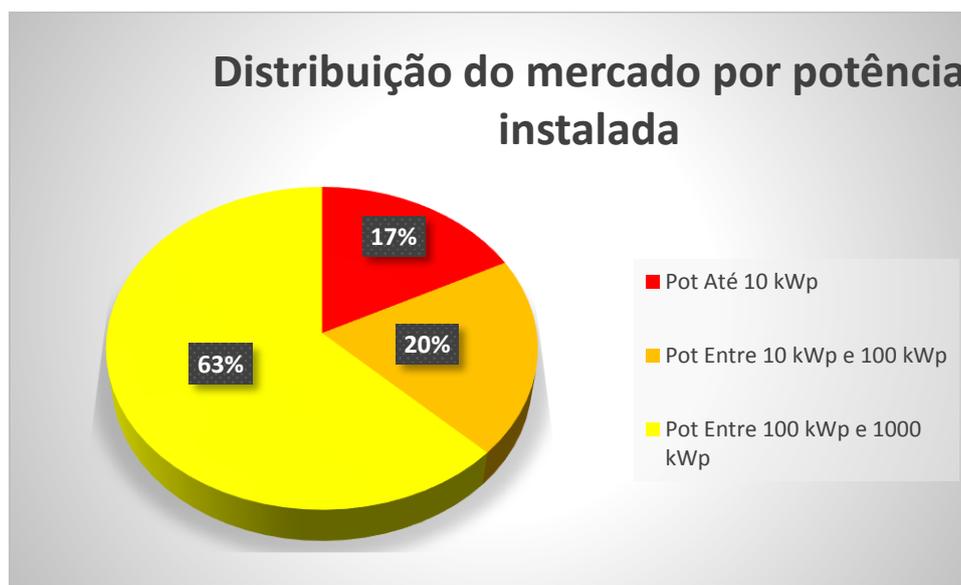


Figura 4.2 – Distribuição do mercado por quantidade de potência instalada por grupo, utilizando dados disponíveis em 01/11/2014.

## 4.2 ENERGIA GERADA PELAS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

### 4.2.1 Desempenho do sistema e padrão de módulo FV utilizado

A seção 3.3.1 determinou o valor de 84% como fator de desempenho do sistema. É importante diferenciar desempenho da instalação e eficiência dos módulos. O desempenho tenta prever todos os possíveis problemas que a instalação pode enfrentar, que venham a comprometer sua plena produção de energia. Fatores como temperaturas elevadas, acúmulo de sujeira e poeira nos painéis, dissipação nos fios, descasamento e diferença entre os painéis, conversão DC-AC feita pelos inversores, incerteza da irradiação solar no local, tolerância na especificação dos equipamentos e defeitos ficam contabilizados no cálculo de desempenho. A eficiência dos módulos é simplesmente o valor que vem estampado (se a qualidade for garantida). Para o módulo escolhido para este trabalho, o valor é 14,6%.

Os procedimentos para a determinação de um módulo padrão foram discutidos em profundidade na seção 3.3.2. A Tabela 3.3 da seção 3.3.2 representa o módulo escolhido:

Tabela 3.3 – Potência total instalada de cada grupo. Dados de 01/11/2014.

Marca/Modelo	Área (m <sup>2</sup> )	Eficiência	Pot (Wp)	Garantia (Materiais)	Garantia (Produção Linear)	Produção ao fim da garantia	Decaimento linear da produção/ano
CANADIAN CS6P 235P	1,609	14,6	235	10	25	76,9%	0,9%
KYOCERA KD240GH-2PB	1,649	14,6	240	10	25	80%	0,8%
SOLAR WORLD SW245	1,667	14,6	245	10	25	83%	0,7%
SOLARIA S6P235	1,609	14,6	235	10	25	80%	0,8%
YINGLI SOLAR YL285P-35B	1,950	14,6	285	10	25	81%	0,8%
Média	1,697	14,6	248	10	25	80,0%	0,8%
<b>Módulo X</b>	<b>1,710</b>	<b>14,6</b>	<b>250</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>80,0%</b>	<b>0,8%</b>

Com os dados de eficiência dos módulos e fator de desempenho, foi possível determinar um valor representativo %, que combina a eficiência do sistema com o fator de desempenho, definido em 12,264%, conforme mostrado pela Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Combinação da eficiência com o fator de desempenho.

Eficiência dos módulos	14,6 %
Desempenho do sistema	84 %
<b>Eficiência real</b>	<b>12,264 %</b>

#### 4.2.2 Irradiação global inclinada média (IGIM) por estado

Os procedimentos para o cálculo da IGIM por estado foram apresentados na seção 3.3.3, onde foi feita uma explicação completa desde a metodologia de obtenção dos dados à proposta para calcular o valor médio. Seguindo a metodologia foram escolhidos cinco pontos por estado (dois para o DF), e utilizados como entrada para o programa Potencial Energético Solar - *SunDada*, do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito – CRESESB, que, para cada um dos pontos, utilizou a estação mais próxima do local escolhido para fornecer dados de irradiação inclinada. Os dados obtidos para cada estado estão apresentados na Tabela 4.6.

Os dados na cor laranja representam aproximações obtidas através de interpolação linear para representarem a inclinação mínima recomendável (10°), pois considera-se que valores de inclinação menores que este, por mais que possam gerar mais energia anual para determinado local, ficam passivos ao acúmulo de água da chuva, dentre outras coisas, o que pode trazer sérios riscos à instalação. Os dados na cor azul representam

valores em que a inclinação correspondeu a 9° e não houve diferença de valor ao efetuar a interpolação linear, dada a precisão dos dados informados de apenas duas casas decimais.

Tabela 4.6 – Determinação da IGIM por estado.

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	BA	Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	PR
-14.705390, -40.011080	4,75		-25.453347, -49.321951	3,88	
-13.148593, -44.713229	5,29		-25.359871, -51.549492	4,73	
-10.913786, -44.317721	5,55		-24.980401, -53.391804	5,06	
-10.049555, -39.439791	5,02		-23.724479, -53.220309	4,96	
-11.904542, -41.505221	4,57		-23.328079, -51.071444	5,07	
<b>Média</b>	<b>5,04</b>		<b>Média</b>	<b>4,74</b>	
Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	CE	Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	RJ
-3.463629, -40.450534	5,29		-22.354301, -44.015197	4,34	
-5.697538, -40.626315	5,26		-22.915697, -43.286537	4,28	
-6.615058, -38.780612	5,64		-22.706107, -42.072502	4,78	
-4.252846, -38.165377	5,77		-21.804676, -42.290302	4,7	
-5.260094, -39.351901	5,48		-21.429732, -41.271924	5,02	
<b>Média</b>	<b>5,49</b>		<b>Média</b>	<b>4,62</b>	
Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	DF	Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	RN
-15.836749, -47.885531	5,14		-6.030900, -37.963598	5,73	
-15.816270, -48.058223	5,14		-5.197606, -37.298225	5,47	
			-5.744736, -36.494449	5,37	
			-5.764238, -35.296297	5,62	
			-6.499239, -36.814541	5,63	
<b>Média</b>	<b>5,14</b>		<b>Média</b>	<b>5,56</b>	
Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	GO	Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	RS
-16.911228, -52.038706	5,02		-31.753148, -52.445653	4,78	
-16.953268, -49.226206	5,2		-30.119189, -51.239457	4,74	
-17.917558, -48.127574	5,19		-28.306452, -52.368672	4,91	
-13.775634, -50.236949	4,94		-29.434825, -55.897135	5,08	
-13.988942, -47.116832	5,14		-29.318880, -52.853271	4,93	
<b>Média</b>	<b>5,10</b>		<b>Média</b>	<b>4,89</b>	
Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	MG	Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	SC
-15.561099, -45.842418	5,13		-27.094300, -52.540018	5,07	
-16.532445, -41.491832	4,87		-27.054520, -50.345977	4,54	
-17.917558, -44.216441	5,04		-26.294803, -48.982486	4,31	
-19.954213, -44.260387	5,02		-27.594056, -48.622097	4,5	
-19.125934, -48.127574	5,46		-28.611505, -49.370229	4,64	
<b>Média</b>	<b>5,10</b>		<b>Média</b>	<b>4,61</b>	

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	MS
-10.035356, -59.069956	4,83	
-10.683786, -51.906871	4,84	
-15.264545, -59.113902	4,87	
-14.287241, -52.258433	5,2	
-12.255705, -55.466441	4,91	
<b>Média</b>	<b>4,93</b>	

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	SP
-22.137936, -51.323899	5,16	
-20.800921, -49.503945	5,33	
-20.598352, -47.436789	5,23	
-22.059449, -48.185692	5,04	
-23.535347, -46.754336	4,15	
<b>Média</b>	<b>4,98</b>	

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	MT
-10.062935, -58.960838	4,97	
-11.013414, -52.105370	4,85	
-15.715027, -53.599511	5,24	
-14.697281, -58.697167	4,86	
-13.161825, -55.796776	4,93	
<b>Média</b>	<b>4,97</b>	

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	TO
-5.536990, -47.569821	4,93	
-7.239582, -48.223742	5,11	
-10.269554, -49.242699	5,13	
-10.292026, -48.267469	5,13	
-11.868815, -48.392742	5,15	
<b>Média</b>	<b>5,09</b>	

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	PB
-6.959179, -38.470736	5,52	
-6.911091, -36.973890	5,84	
-7.541438, -36.261886	5,03	
-6.664619, -35.755293	5,01	
-7.119617, -34.969017	5,47	
<b>Média</b>	<b>5,37</b>	

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	ES
-20.952687, -41.217173	4,95	
-19.861245, -40.272349	4,68	
-19.778561, -41.107310	5,19	
-19.592365, -40.590953	4,68	
-18.731030, -39.931773	4,55	
<b>Média</b>	<b>4,81</b>	

Local	kWh/(m <sup>2</sup> .dia)	PE
-8.639181, -40.458421	5,4	
-7.921618, -39.077583	5,43	
-8.219128, -38.039634	5,46	
-8.478685, -36.222183	5,05	
-8.049295, -35.000893	5,64	
<b>Média</b>	<b>5,40</b>	

Utilizando a Equação (6), uma média de irradiação (IGIM) foi obtida para cada estado. A Tabela 4.7 demonstra esses resultados.

Tabela 4.7 – Irradiação global inclinada média por estado (diária e anual).

Estados	kWh/(m <sup>2</sup> .dia) - Média	kWh/(m <sup>2</sup> .ano) - Média
BA	5,04	1.838
CE	5,49	2.003
DF	5,14	1.876
ES	4,81	1.756
GO	5,10	1.861
MG	5,10	1.863
MS	4,93	1.799
PB	5,37	1.962
PE	5,40	1.970
PR	4,74	1.730
RJ	4,62	1.688
RN	5,56	2.031
RS	4,89	1.784
SC	4,61	1.683
SP	4,98	1.818
TO	5,09	1.858

#### 4.2.3 A energia anual gerada pelas instalações típicas

Definidos os valores de eficiência dos módulos, área por módulo (área do Módulo X definido na Tabela 3.3), IGIM por estado e desempenho do sistema pode-se retomar as Equações (7) e (9) (10) da seção 3.3.3.

$$Energia\ Produzida_{p/a} = IGIM_Y \times Eficiência \times Área \times Taxa\ de\ Desempenho \times N \quad (7)$$

$$Energia\ Produzida_{ano\ Z} = IGIM_Y \times N \times 0,2097144 \times (1 - 0,008 \times Z + 0,008) \quad (9)$$

$$Energia\ Produzida_{Total} = \sum_{i=0}^{Z-1} IGIM_Y \times N \times 0,2097144 \times (1 - 0,008 \times i) \quad (10)$$

Para as os valores típicos de instalação (3 kWp, 25 kWp e 400 kWp), pode-se obter o número de módulos utilizados ( $N$ ) dividindo as respectivas potências pela potência do módulo X (250 Wp) conforme mostrado na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Número de módulos por instalação.

Potência da Instalação	Número de Módulos Utilizados
3 kWp	12
25 kWp	100
400 kWp	1.600

Assim, obteve-se para cada um dos estados analisados o montante de energia (MWh) que as instalações típicas (3, 25 e 400 kWp) podem gerar, levando em conta os parâmetros mencionados anteriormente. Abaixo são apresentadas, em três tabelas distintas, os montantes correspondentes ao ano inicial de produção, o acumulado em dois anos e o acumulado ao longo de 25 anos (vida útil linear).

Tabela 4.9 – Energia produzida por instalações típicas no ano inicial.

Estado	MWh produzidos (3 kWp)	MWh produzidos (25 kWp)	MWh produzidos (400 kWp)
BA	4,63	38,55	616,78
CE	5,04	42,01	672,13
DF	4,72	39,34	629,51
ES	4,42	36,82	589,10
GO	4,68	39,02	624,37
MG	4,69	39,07	625,10
MS	4,53	37,74	603,79
MT	4,57	38,04	608,69
PB	4,94	41,14	658,17
PE	4,96	41,30	660,87
PR	4,35	36,28	580,52
RJ	4,25	35,39	566,32
RN	5,11	42,59	681,44
RS	4,49	37,42	598,65
SC	4,24	35,30	564,85
SP	4,58	38,14	610,16
TO	4,68	38,96	623,39

A partir da Tabela 4.9, pode-se concluir que os estados RN, CE e PE são os que geram a maior quantidade anual de energia, se forem utilizadas instalações iguais, alterando-se apenas a inclinação dos módulos em cada estado para uma angulação que forneça a maior média anual de irradiação global inclinada (angulação maior que 10° para evitar problemas mencionados anteriormente).

Mas o fato de apresentar a maior produção energética não significa que um investimento em energia FV neste estado apresente o maior retorno financeiro. Para efetuar este cálculo, é necessário levar em conta aspectos como o preço da energia no local e as alíquotas de tributação (quanto mais cara a energia elétrica da rede e maior a tributação, mais rentável tende a ser um investimento em energia FV). Esse cálculo será feito nas próximas sessões.

A Tabela 4.10 define o ranking dos estados, em ordem decrescente levando em conta a produção energética anual. Os valores foram normalizados para fornecer uma comparação com o estado que possui a maior produção anual (RN).

Tabela 4.10 – Ranking de produção energética normalizada em relação ao RN.

<b>1º</b>	RN	1,00
<b>2º</b>	CE	0,99
<b>3º</b>	PE	0,97
<b>4º</b>	PB	0,97
<b>5º</b>	DF	0,92
<b>6º</b>	MG	0,92
<b>7º</b>	GO	0,92
<b>8º</b>	TO	0,91
<b>9º</b>	BA	0,91
<b>10º</b>	SP	0,90
<b>11º</b>	MT	0,89
<b>12º</b>	MS	0,89
<b>13º</b>	RS	0,88
<b>14º</b>	ES	0,86
<b>15º</b>	PR	0,85
<b>16º</b>	RJ	0,83
<b>17º</b>	SC	0,83

A produção acumulada em dois anos está mostrada na Tabela 4.11. Esse valor será utilizado como entrada de dados para a comparação com a diferença de energia adquirida pelas distribuidoras entre as últimas duas alterações tarifárias (reajustes ou revisões). O mesmo montante de dinheiro necessário para essa aquisição será utilizado para descobrir a quantidade de IFV que podem ser instaladas e então definir a produção no período de dois anos e efetuar essa comparação.

Tabela 4.11 – Energia produzida por instalações típicas nos primeiros dois anos.

<b>Estado</b>	<b>MWh produzidos (3 kWp)</b>	<b>MWh produzidos (25 kWp)</b>	<b>MWh produzidos (400 kWp)</b>
<b>BA</b>	9,21	76,79	1.228,62
<b>CE</b>	10,04	83,68	1.338,89
<b>DF</b>	9,40	78,37	1.253,99
<b>ES</b>	8,80	73,34	1.173,48
<b>GO</b>	9,33	77,73	1.243,74
<b>MG</b>	9,34	77,83	1.245,21
<b>MS</b>	9,02	75,17	1.202,76
<b>MT</b>	9,09	75,78	1.212,51
<b>PB</b>	9,83	81,94	1.311,08
<b>PE</b>	9,87	82,28	1.316,44
<b>PR</b>	8,67	72,28	1.156,40
<b>RJ</b>	8,46	70,51	1.128,10
<b>RN</b>	10,18	84,84	1.357,43
<b>RS</b>	8,94	74,53	1.192,51
<b>SC</b>	8,44	70,32	1.125,17
<b>SP</b>	9,12	75,97	1.215,44
<b>TO</b>	9,31	77,61	1.241,79

Tabela 4.12 – Total de energia produzida por instalações típicas ao longo de 25 anos (vida útil linear).

<b>Estado</b>	<b>MWh produzidos (3 kWp)</b>	<b>MWh produzidos (25 kWp)</b>	<b>MWh produzidos (400 kWp)</b>
<b>BA</b>	104,54	871,19	13.939,12
<b>CE</b>	113,93	949,39	15.190,21
<b>DF</b>	106,70	889,19	14.226,98
<b>ES</b>	99,85	832,10	13.313,57
<b>GO</b>	105,83	881,92	14.110,73
<b>MG</b>	105,96	882,96	14.127,33
<b>MS</b>	102,34	852,86	13.645,72
<b>MT</b>	103,17	859,78	13.756,44
<b>PB</b>	111,56	929,67	14.874,67
<b>PE</b>	112,02	933,47	14.935,56
<b>PR</b>	98,40	819,99	13.119,82
<b>RJ</b>	95,99	799,92	12.798,74
<b>RN</b>	115,50	962,54	15.400,57
<b>RS</b>	101,47	845,59	13.529,47
<b>SC</b>	95,74	797,85	12.765,53
<b>SP</b>	103,42	861,85	13.789,65
<b>TO</b>	105,66	880,54	14.088,58

A Tabela 4.12, apresenta o total de energia que as instalações conseguem gerar ao longo de sua vida útil linear (25 anos). De fato, esse é o montante de energia que pode ser produzido por instalação e dará uma previsão importante nesse sentido. Porém, para efeitos de comparação, será utilizado o valor de dois anos, pois o objetivo é colocar a energia fotovoltaica distribuída como alternativa viável à crise hídrica vivida pelo país na atualidade.

## 4.3 RECEITAS E DESPESAS DAS INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

### 4.3.1 Receitas das instalações

A seção 3.4.1 do capítulo anterior definiu:

Para a classe residencial (Grupo A):

$$Receita_{Ano_z} = kWh_{produzido} \times Valor_{kWh_{gerado} R\$} \quad (20)$$

E para a classe comercial (Grupos B e C):

$$Receita_{Ano_z} = kWh_{produzido} \times Tarifa_{Média de Fornecimento Com Impostos} \quad (21)$$

Sendo a *Tarifa Média de Fornecimento Com Impostos* obtida a partir de uma planilha da Aneel, representada pela Figura 3.5 e está incluída na Tabela 4.15 mais a frente. Tendo sido definidos os valores de energia produzidos por ano para cada tipo de instalação e em cada estado diferente, as receitas para a classe comercial podem ser determinadas.

No entanto, para a classe residencial foi necessário definir o *Valor do kWh<sub>gerado</sub> R\$*, que depende das alíquotas reais de PIS/PASEP, COFINS e ICMS, valores das tarifas residenciais para cada distribuidora, publicados pela Aneel, e do montante de energia que foi consumido da rede em algum momento.

O procedimento para a determinação das alíquotas reais foi bastante trabalhoso. O valor representativo para a soma de PIS/PASEP e COFINS foi estabelecido em 5%, pelas razões apresentadas no capítulo anterior. De fato, o valor varia mês a mês para cada uma das distribuidoras e não possui valor exato. Para determinar as alíquotas de ICMS

vigentes em cada estado (para um consumo mensal de 450 kWh pré-definido) foi necessário acessar a legislação estadual vigente, para cada um dos estados, um procedimento bastante trabalhoso. Foi analisada também uma possível redução na alíquota cobrada, caso o consumo de energia da rede fosse reduzido a 300 kWh, representando uma residência com instalação fotovoltaica presente.

A Tabela 4.13 apresenta as alíquotas de ICMS obtidas, e a Tabela 4.14 apresenta as alíquotas finais bem como a possível redução caso o padrão de consumo se altere de 450 kWh para 300 kWh. Lembrando que essa redução foi definida na seção 3.4.1, com base na curva de carga típica para o setor residencial (Figura 3.6).

Tabela 4.13 – Alíquotas nominais e efetivas de ICMS por estado para consumos mensais de 300 kWh e 450 kWh.

<b>Estado</b>	<b>ICMS 450 kWh</b>	<b>ICMS 300 kWh (%)</b>	<b>ICMS Efetivo 300 kWh (%)</b>	<b>ICMS Efetivo 450 kWh (%)</b>
<b>BA</b>	27,0%	27,0%	37,0%	37,0%
<b>CE</b>	27,0%	27,0%	37,0%	37,0%
<b>DF</b>	21,0%	17,0%	26,6%	20,5%
<b>ES</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%
<b>GO</b>	29,0%	29,0%	40,8%	40,8%
<b>MG</b>	30,0%	30,0%	42,9%	42,9%
<b>MS</b>	20,0%	20,0%	25,0%	25,0%
<b>MT</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%
<b>PB</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%
<b>PE</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%
<b>PR</b>	29,0%	29,0%	40,8%	40,8%
<b>RJ</b>	29,0%	18,0%	40,8%	22,0%
<b>RN</b>	25,0%	17,0%	33,3%	20,5%
<b>RS</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%
<b>SC</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%
<b>SP</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%
<b>TO</b>	25,0%	25,0%	33,3%	33,3%

As alíquotas efetivas de ICMS foram determinadas utilizando a Equação (12). Esses dados serão utilizados posteriormente no cálculo do valor da energia gerada pela IFV.

A contribuição dos impostos para a tarifa final de energia elétrica foi calculada com base na Equação (13). Esses dados foram utilizados para serem aplicados aos valores

fornecidos pela Aneel (para a classe residencial). Todos os dados compilados e calculados para cada uma das distribuidoras estão apresentados na Tabela A-3 na seção dos anexos.

Tabela 4.14 – Alíquotas cobradas por estado para consumos mensais de 300 kWh e 450 kWh.

<b>Estado</b>	<b>ICMS 450 kWh (%)</b>	<b>ICMS 300 kWh (%)</b>	<b>TOTAL PIS/PASEP + COFINS</b>	<b>Contribuição dos impostos (450 kWh)</b>	<b>Contribuiçã o dos impostos (300 kWh)</b>	<b>Redução (%)</b>
<b>BA</b>	27%	27%	5%	47%	47%	0%
<b>CE</b>	27%	27%	5%	47%	47%	0%
<b>DF</b>	21%	17%	5%	35%	28%	7%
<b>ES</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%
<b>GO</b>	29%	29%	5%	52%	52%	0%
<b>MG</b>	30%	30%	5%	54%	54%	0%
<b>MS</b>	20%	20%	5%	33%	33%	0%
<b>MT</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%
<b>PB</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%
<b>PE</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%
<b>PR</b>	29%	29%	5%	52%	52%	0%
<b>RJ</b>	29%	18%	5%	52%	30%	22%
<b>RN</b>	25%	17%	5%	43%	28%	15%
<b>RS</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%
<b>SC</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%
<b>SP</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%
<b>TO</b>	25%	25%	5%	43%	43%	0%

Aplicando as alíquotas da Tabela 4.14 e levando em consideração a quantidade de unidades consumidoras atendidas por cada distribuidora, foi possível efetuar uma média ponderada para representar valores por estado de acordo com a Equação (15). A Tabela 4.15 apresenta os valores finais obtidos, em conjunto com os valores fornecidos obtidos da planilha da Aneel para o setor comercial.

Os custos de energia com tributos para a classe residencial foram calculados levando em consideração a possível redução de alíquotas que acontece em alguns estados quando o consumo de energia da rede diminui. Assim, o preço com tributos em R\$/kWh nos estados do RJ, RN e no DF foram reduzidos de 0,58739, 0,48929, e 0,40912 para 0,50348, 0,43910 e 0,38814 respectivamente.

Tabela 4.15 – Preços da energia por estado, para as classes comercial e residencial.

Estado	Preço Res. Médio (R\$/kWh)	Preço Res. Médio com Tributos (R\$/kWh)	Alíquota Efetiva (PIS+COFINS +ICMS)	Preço Com. Médio (R\$/kWh)	Preço Com. Médio com Tributos (R\$/kWh)	Alíquota Efetiva (PIS+COFINS +ICMS)
BA	0,33634	0,49462	47,1%	0,32027	0,44243	38,1%
CE	0,35922	0,52826	47,1%	0,30143	0,42535	41,1%
DF	0,30275	0,38814	28,2%	0,23949	0,31403	31,1%
ES	0,37010	0,52872	42,9%	0,29169	0,42200	44,7%
GO	0,35176	0,53297	51,5%	0,27037	0,39990	47,9%
MG	0,39541	0,60833	53,8%	0,36537	0,47270	29,4%
MS	0,35708	0,47611	33,3%	0,35067	0,43992	25,4%
MT	0,38107	0,54439	42,9%	0,35974	0,53518	48,8%
PB	0,35774	0,51106	42,9%	0,28427	0,38885	36,8%
PE	0,35058	0,50083	42,9%	0,32511	0,45599	40,3%
PR	0,32733	0,49596	51,5%	0,25272	0,37687	49,1%
RJ	0,38768	0,50348	29,9%	0,31687	0,45744	44,4%
RN	0,34250	0,43910	28,2%	0,30898	0,43842	41,9%
RS	0,33446	0,47780	42,9%	0,30908	0,42937	38,9%
SC	0,35435	0,50622	42,9%	0,27528	0,39662	44,1%
SP	0,32546	0,46494	42,9%	0,27056	0,34558	27,7%
TO	0,42080	0,60114	42,9%	0,38514	0,55600	44,4%

Tendo sido determinada a tarifa de energia elétrica para cada um dos estados analisados com e sem tributos, a produção de energia por instalação em cada estado, as alíquotas efetivas para cada estado e tendo em mente que uma instalação de 3 kWp (residencial) representa normalmente uma residência com consumo de 450 kWh, pode-se aplicar os valores às equações (16) (17) e (18). Sendo que a Equação (18) se aplica aos estados em que há redução da alíquota cobrada ao diminuir o consumo mensal de 450 kWh para 300 kWh (DF, RJ e RN) conforme mostrado nas Tabelas 4.11 e 4.14. A Equação (16) se aplica aos demais estados.

$$Valor kWh_{Gerado} \% = 1 - \frac{(C_R - (C_T - Produção)) \times VTP_{ANEEL} \times Alíquota Real_{ICMS}}{Produção \times VCC} \quad (16)$$

Lembrando que em um sistema com uma IFV, o consumo total de energia que vem da rede equivale a dois terços do total, conforme definido no capítulo anterior. Assim

sendo, ele equivale a dois terços de 450 kWh (300 kWh). A Tabela 4.16 fornece os valores percentuais após a aplicação da Equação (18).

Tabela 4.16 – Comparação entre valores percentuais de venda de energia e de compra da rede.

Estado	ICMS Considerado (%)	Consumo Anual da Rede (kWh)	Seria Taxado Normalmente (kWh)	Consumo Extra Que sofre Taxação (kWh)	Produção Média Por Ano (kWh)	Valor % da Energia Gerada
<b>MG</b>	<b>30,0%</b>	<b>3600</b>	<b>1.161,80</b>	<b>0</b>	<b>4.238,20</b>	<b>100,00%</b>
RJ	18,0%	3600	1.560,38	2.039,62	3.839,62	92,64%
DF	17,0%	3600	1.131,91	2.468,09	4.268,09	92,33%
RN	17,0%	3600	779,83	2.820,17	4.620,17	91,91%
MS	20,0%	3600	1.306,28	2.293,72	4.093,72	91,60%
SC	25,0%	3600	1.570,34	2.029,66	3.829,66	90,73%
ES	25,0%	3600	1.405,93	2.194,07	3.994,07	90,39%
RS	25,0%	3600	1.341,16	2.258,84	4.058,84	90,26%
MT	25,0%	3600	1.273,07	2.326,93	4.126,93	90,13%
SP	25,0%	3600	1.263,10	2.336,90	4.136,90	90,11%
TO	25,0%	3600	1.173,43	2.426,57	4.226,57	89,95%
PR	29,0%	3600	1.464,05	2.135,95	3.935,95	89,61%
PB	25,0%	3600	937,60	2.662,40	4.462,40	89,56%
BA	27,0%	3600	1.218,26	2.381,74	4.181,74	89,54%
PE	25,0%	3600	919,33	2.680,67	4.480,67	89,53%
GO	29,0%	3600	1.166,78	2.433,22	4.233,22	89,00%
CE	27,0%	3600	842,94	2.757,06	4.557,06	88,89%
<b>MG</b>	<b>30,0%</b>	<b>3600</b>	<b>1.161,80</b>	<b>2.438,20</b>	<b>4.238,20</b>	<b>88,78%</b>

A tabela apresenta valores percentuais em ordem decrescente. O significado dessa tabela é que o valor de venda à distribuidora da energia gerada pela IFV é tão próximo de valor do compra quanto maior for o percentual. Vale a pena observar que devido à alta alíquota no estado MG, o estado teria o menor valor percentual para a energia gerada, mas devido a alteração na legislação deste estado, sua energia gerada passa a valer 100% do valor de compra da concessionária, como representado na primeira linha da Tabela 4.16 (negrito em tom de cinza). Assim, o estado passou do último ao primeiro lugar.

A redução de alíquotas para os estados RJ, RN e DF se confirma e esses estados assumem as primeiras posições. Mas isso não significa que a energia gerada tenha um valor financeiro superior aos outros estados. A Tabela 4.17 ajuda a entender este conceito. Esta tabela foi obtida com a aplicação da Equação (17).

$$\text{Valor } kWh_{gerado \text{ R\$}} = \text{Valor } kWh_{Gerado \%} \times \text{Valor a ser cobrado do consumidor} \quad (17)$$

Tabela 4.17 – Comparação por estado dos valores econômicos de venda da energia gerada.

Estado	Preço Residencial Médio com Tributos (R\$/kWh)	Produção Média Por Ano	Valor % da Energia Gerada	Valor R\$ do kWh Gerado
MG	0,60833	4.238,20	100,00%	0,60833
TO	0,60114	4.226,57	89,95%	0,54075
MG	0,60833	4.238,20	88,78%	0,54009
MT	0,54439	4.126,93	90,13%	0,49067
ES	0,52872	3.994,07	90,39%	0,47789
GO	0,53297	4.233,22	89,00%	0,47434
CE	0,52826	4.557,06	88,89%	0,46959
RJ	0,50348	3.839,62	92,64%	0,46641
SC	0,50622	3.829,66	90,73%	0,45927
PB	0,51106	4.462,40	89,56%	0,45770
PE	0,50083	4.480,67	89,53%	0,44839
PR	0,49596	3.935,95	89,61%	0,44444
BA	0,49462	4.181,74	89,54%	0,44290
MS	0,47611	4.093,72	91,60%	0,43609
RS	0,47780	4.058,84	90,26%	0,43126
SP	0,46494	4.136,90	90,11%	0,41898
RN	0,43910	4.620,17	91,91%	0,40356
DF	0,38814	4.268,09	92,33%	0,35838

A Tabela 4.17 permite conclusões importantes. Analisando o DF, por exemplo, apesar de este apresentar uma boa irradiação global anual (5º do ranking da Tabela 4.10), e de a energia produzida por IFVs neste estado ter o segundo maior valor percentual, quando comparado ao valor de compra, a Tabela 4.17 demonstra que a energia gerada no DF possui o menor valor financeiro dentre os estados analisados. Isto está diretamente relacionado à associação de baixo custo de energia neste estado, com uma alíquota também baixa de ICMS. As conclusões obtidas até o momento, no entanto, não permitem concluir que este seja o pior estado para se investir. A redução das alíquotas de ICMS gera um efeito de receita que ainda não foi contabilizado (ligado à redução do custo de energia consumida da rede) e será feito adiante.

Outro fator que deve ser observado é que MG foi incluído duas vezes na tabela. Como mencionado em seções anteriores, por um período de cinco anos, o governo de MG passou a cobrar o imposto ICMS apenas da diferença de fluxo de energia ao invés de tributar toda e qualquer energia consumida. Esse efeito é representado na primeira linha da Tabela 4.17 (negrito em tom de cinza). É possível notar que nessa condição, o estado dispara como primeiro colocado em termos de valor econômico da energia gerada, que passa a valer 100% do valor de compra da rede. Isso demonstra o efeito positivo que tal medida pode trazer ao retorno de um investimento. A situação em que se encontram os outros estados (tributação total) é simulada em preto. Nessa condição, o estado de MG continua bem posicionado no ranking, mas perde posição para o estado de TO, fruto de aproximadamente 11% de redução no valor econômico de sua energia gerada.

A Equação (19) determinou a metodologia para calcular a economia financeira causada pela redução da alíquota de ICMS que incide sobre o montante que seria taxado de qualquer maneira (quarta coluna da Tabela 4.16). Essa redução só ocorre para os estados RN, RJ e DF. A Tabela 4.18 demonstra essa receita extra:

Tabela 4.18 – Valores de receita extra anual para os estados RN, RJ e DF.

<b>Estado</b>	<b>Seria Taxado Normalmente (kWh)</b>	<b>Preço Residencial Com Tributos (450 kWh)</b>	<b>Preço Residencial Com Tributos (300 kWh)</b>	<b>Receita Extra (R\$)</b>
<b>RJ</b>	1560,38	0,58739	0,50348	R\$ 130,93
<b>RN</b>	779,83	0,48929	0,4391	R\$ 39,14
<b>DF</b>	1131,91	0,40912	0,38814	R\$ 23,75

Assim, pode-se obter a tabela final de receitas anuais, que indica quais estados apresentam os melhores retornos financeiros se os gastos iniciais com a aquisição e instalação dos equipamentos e de O&M forem os mesmos.

A Tabela 4.19 possui grande importância. Ela classifica os principais estados atuando sobre a RN nº 482, do mais rentável para o menos rentável de maneira bastante realista, levando em consideração uma quantidade enorme de fatores, como demonstrado até aqui. É claro que podem haver condições adversas que aumentem a rentabilidade em um dos estados, mas falando-se em aspectos normais, este é o resultado que se tem hoje.

Outra conclusão bastante importante é que o estado de MG já era o mais rentável e tornou-se ainda mais ao modificar a metodologia de cobrança do imposto ICMS, como

se pode observar na linha em negrito (tom de cinza) nas Tabela 4.16, Tabela 4.17 e Tabela 4.19. Lembrando que os valores obtidos são valores médios, pois como a energia produzida anualmente varia com o decréscimo de produtividade dos módulos, as receitas também variam. Os valores utilizados correspondem a uma média anual da produção total nos primeiros 25 anos.

Tabela 4.19 – Receita anual média de uma instalação de 3 kWp por estado.

<b>Estado</b>	<b>Preço Residencial com tributos (R\$/kWh)</b>	<b>Produção Média Por Ano (kWh)</b>	<b>Valor % da Energia Gerada</b>	<b>Valor R\$ do kWh Gerado</b>	<b>Receita Extra (R\$)</b>	<b>Receita Anual Média (R\$)</b>
<b>MG</b>	<b>0,60833</b>	<b>4238,20</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,60833</b>	<b>0,00</b>	<b>2.578,23</b>
MG	0,60833	4238,20	88,78%	0,54009	0,00	2.289,00
TO	0,60114	4226,57	89,95%	0,54075	0,00	2.285,50
CE	0,52826	4557,06	88,89%	0,46959	0,00	2.139,93
PB	0,51106	4462,40	89,56%	0,45770	0,00	2.042,45
MT	0,54439	4126,93	90,13%	0,49067	0,00	2.024,96
PE	0,50083	4480,67	89,53%	0,44839	0,00	2.009,10
GO	0,53297	4233,22	89,00%	0,47434	0,00	2.007,98
RJ	0,50348	3839,62	92,64%	0,46641	130,93	1.921,78
ES	0,52872	3994,07	90,39%	0,47789	0,00	1.908,73
RN	0,43910	4620,17	91,91%	0,40356	39,14	1.903,66
BA	0,49462	4181,74	89,54%	0,44290	0,00	1.852,07
MS	0,47611	4093,72	91,60%	0,43609	0,00	1.785,24
SC	0,50622	3829,66	90,73%	0,45927	0,00	1.758,83
RS	0,47780	4058,84	90,26%	0,43126	0,00	1.750,43
PR	0,49596	3935,95	89,61%	0,44444	0,00	1.749,30
SP	0,46494	4136,90	90,11%	0,41898	0,00	1.733,28
DF	0,38814	4268,09	92,33%	0,35838	23,75	1.553,34

A definição de receitas para a classe comercial foi bem mais simples e direta. Tendo em vista os motivos expostos no capítulo anterior, podem-se obter os valores diretamente, segundo a Equação (21).

A Tabela 4.20 apresenta diferenças quando comparada a Tabela 4.19. Essas diferenças se dão devido aos custos da energia para a classe comercial não seguir o mesmo padrão observado para a classe residencial. Os estados de TO e MT se mostram os mais rentáveis para esta classe, e o estado de MG caiu para a terceira posição. O DF permaneceu na última posição.

Tabela 4.20 – Receita anual média de instalações de 25 kWp e 400 kWp por estado.

<b>Estado</b>	<b>KWh produzidos (25 kWp)</b>	<b>KWh produzidos (400 kWp)</b>	<b>Preço Comercial Médio com Tributos (R\$/kWh)</b>	<b>Receita Anual Média -25 kWp (R\$)</b>	<b>Receita Anual Média - 400 kWp (R\$)</b>
TO	37.975,51	607.608,21	0,55600	R\$ 21.114,55	R\$ 337.832,85
MT	34.847,79	557.564,68	0,53518	R\$ 18.649,81	R\$ 298.396,98
MG	35.567,44	569.079,12	0,47270	R\$ 16.812,74	R\$ 269.003,82
PE	35.276,82	564.429,05	0,45599	R\$ 16.085,72	R\$ 257.371,56
CE	37.338,90	597.422,36	0,42535	R\$ 15.882,15	R\$ 254.114,33
RJ	34.114,30	545.828,80	0,45744	R\$ 15.605,25	R\$ 249.684,05
BA	34.391,09	550.257,43	0,44243	R\$ 15.215,50	R\$ 243.448,03
PB	38.501,41	616.022,61	0,38885	R\$ 14.971,12	R\$ 239.537,88
ES	35.318,33	565.093,35	0,42200	R\$ 14.904,34	R\$ 238.469,45
GO	37.186,66	594.986,61	0,39990	R\$ 14.870,98	R\$ 237.935,69
RN	33.283,93	532.542,91	0,43842	R\$ 14.592,32	R\$ 233.477,06
MS	32.799,55	524.792,80	0,43992	R\$ 14.429,02	R\$ 230.864,35
RS	31.996,86	511.949,77	0,42937	R\$ 13.738,51	R\$ 219.816,20
PR	33.823,67	541.178,74	0,37687	R\$ 12.747,03	R\$ 203.952,50
SC	31.913,82	510.621,18	0,39662	R\$ 12.657,59	R\$ 202.521,41
SP	35.221,46	563.543,33	0,34558	R\$ 12.171,85	R\$ 194.749,67
DF	34.474,13	551.586,02	0,31403	R\$ 10.825,76	R\$ 173.212,12

### 4.3.2 Despesas das instalações

#### 4.3.1.1 Determinação do custo das instalações

Para determinar um custo representativo do mercado nacional em R\$/Wp instalado, foi aplicado um questionário a aproximadamente 100 empresas. Treze empresas responderam ao questionário, um número considerado bom para poder determinar valores médios de mercado. A Tabela 4.21 fornece os valores médios calculados. Lembrando que *CAPEX* é uma expressão que representa o gasto inicial com um investimento.

Tabela 4.21 – Custo de instalações típicas (3 kWp, 25 kWp e 400 kWp).

<b>Potência (kWp)</b>	<b>3</b>	<b>25</b>	<b>400</b>
<b>Preço (R\$/Wp)</b>	R\$ 8,14	R\$ 6,95	R\$ 6,13
<b>CAPEX (R\$)</b>	R\$ 24.425,00	R\$ 173.772,73	R\$ 2.453.333,33

Uma pesquisa similar de mercado, realizada pelo Instituto Ideal em 2013 e divulgada em novembro de 2014, obteve uma quantidade superior de respostas e apontou preços por kWp similares aos obtidos (R\$ 8,69 R\$ 6,97 e R\$ 6,38 respectivamente), reforçando a validade dos resultados. Ressalta-se aqui, que estes dados do Instituto Ideal só se tornaram disponíveis após a realização dos cálculos deste trabalho e por isso não puderam ser utilizados.

É possível perceber que o *CAPEX* é relativamente alto, o que demonstra a importância da existência de um mecanismo de financiamento específico para auxiliar o desenvolvimento do mercado. Como discutido no capítulo da revisão bibliográfica, vários países possuem linhas específicas de financiamento para a GDFV, com juros abaixo dos praticados no mercado, com bancos atuando de forma ativa para este financiamento acontecer. É possível que em um futuro próximo o BNDES institua uma linha específica para a GDFV, que no momento não pode se beneficiar das existentes devido a não atender as condições de utilização de componentes de produção nacional.

#### 4.3.1.2 Determinação do custo anual de operação e manutenção (O&M)

A seção 3.4.2 definiu para cada um dos tipos de instalações, a metodologia para a determinação do custo anual de O&M em percentual do *CAPEX*. Os valores obtidos estão apresentados na Tabela 4.22, que inclui também os valores financeiros anuais, calculados com os dados apresentados na Tabela 4.21.

Tabela 4.22 – Custo anual de O&M para as instalações de 3 kWp, 25 kWp e 400 kWp.

<b>Instalação</b>	<b>Custo (% CAPEX)</b>	<b>CAPEX (R\$)</b>	<b>Custo Anual Com O&amp;M</b>
<b>3 kWp</b>	0,70%	R\$ 24.425,00	R\$ 170,05
<b>25 kWp</b>	0,64%	R\$ 173.772,73	R\$ 1.115,28
<b>400 kWp</b>	0,69%	R\$ 2.453.333,33	R\$ 16.970,42

Os valores utilizados estão coerentes. LACCHINI (2011) e ANDRADE (2013) utilizaram um valor de 1% do CAPEX para representar o custo de O&M. Dentre as empresas que responderam ao questionário, houve uma empresa que informou o valor de 1%, uma que informou o valor de 0,5% e uma outra que informou que o valor varia entre 0,5% e 1%. Assim os valores obtidos são considerados válidos.

#### 4.4 CÁLCULO DO VPL, TIR E PAYBACK

A seção 3.1 definiu a metodologia para o cálculo desses três parâmetros de avaliação de viabilidade de um investimento, e a seção 3.5 definiu valores para esses parâmetros, tal que um investimento em energia FV possa ser considerado bastante atrativo e capaz de promover uma grande expansão do mercado em um período curto de tempo. Essa foi a hipótese considerada para poder efetuar as comparações feitas nas próximas seções.

Levando em consideração todos os parâmetros obtidos anteriormente, pode-se calcular os valores de TIR, VPL e *payback* reais do mercado, pra cada tipo de instalação e estado. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.23:

Tabela 4.23 – VPL e TIR por estado para uma instalação de 3kWp.

Estado	VPL	TIR	Payback	R\$ Necessário
MG ***	R\$ 35.779,39	10,42%	9,45	R\$ 6.639,37
MG **	R\$ 29.994,79	8,88%	9,72	R\$ 8.339,32
MG *	R\$ 28.548,64	8,50%	10,79	R\$ 8.764,31
TO	R\$ 28.461,24	8,48%	10,81	R\$ 8.790,00
CE	R\$ 24.821,98	7,49%	11,65	R\$ 9.859,49
PB	R\$ 22.385,12	6,83%	12,29	R\$ 10.575,62
MT	R\$ 21.947,78	6,71%	12,41	R\$ 10.704,15
PE	R\$ 21.551,23	6,60%	12,53	R\$ 10.820,68
GO	R\$ 21.523,25	6,59%	12,54	R\$ 10.828,91
RJ	R\$ 19.368,19	5,97%	13,24	R\$ 11.533,83
ES	R\$ 19.041,95	5,90%	13,29	R\$ 11.558,10
RN	R\$ 18.915,34	5,86%	13,35	R\$ 11.616,71
BA	R\$ 17.625,51	5,50%	13,77	R\$ 11.974,36
MS	R\$ 15.954,69	5,03%	14,38	R\$ 12.465,37
SC	R\$ 15.294,59	4,84%	14,63	R\$ 12.659,36
RS	R\$ 15.084,44	4,78%	14,71	R\$ 12.721,12
PR	R\$ 15.056,16	4,77%	14,73	R\$ 12.729,43
SP	R\$ 14.655,72	4,65%	14,89	R\$ 12.847,11
DF	R\$ 10.157,26	3,32%	16,99	R\$ 14.182,09

\* Sem a redução de impostos.

\*\* Com a redução de impostos por cinco anos.

\*\*\* Simulação de redução de impostos ao longo de toda a vida útil.

A tabela apresenta valores de TIR e VPL para cada estado. É possível observar que a tabela apresenta o mesmo ranking de atratividade observado na tabela de receitas (Tabela 4.19).

É possível perceber também que, nem mesmo o estado mais rentável (MG), com a consideração de isenção de impostos (segunda linha da Tabela 4.23), apresentou o valor

mínimo de payback requisitado (6,8 anos). De fato, o valor observado foi variou de 9,5 a 17 anos. Assim, foi incluído na tabela, o valor necessário para cada estado atingir esse valor mínimo de payback (coluna intitulada “R\$ Necessário”). Este valor é diferente para cada estado, a fim de criar as mesmas condições em cada um destes estados e evitar a *super* concentração de instalações em um único estado, como, por exemplo, o de MG, que mesmo antes da redução dos impostos, já era o mais rentável por outros motivos (situação demonstrada na terceira linha da Tabela 4.23), e se receber a mesma quantidade de subsídio que outros estados pode gerar essa *super* concentração.

É possível perceber também, que mesmo sem os subsídios, quase metade dos estados apresentaram uma taxa de retorno superior à taxa de retorno da poupança. Assim, se esse for o custo de capital de um investidor, o investimento nesses estados se mostra viável. Contudo, se o custo de capital fosse a taxa de juros SELIC (10,40% em 2014), o investimento em nenhum dos estados se mostraria rentável.

Tabela 4.24 – VPL, TIR e Payback por estado com subsídios (3 kWp).

<b>Estado</b>	<b>VPL Novo</b>	<b>TIR Nova</b>	<b>Payback Novo (Anos)</b>
<b>MG***</b>	R\$ 42.418,76	16,34%	6,8
<b>MG**</b>	R\$ 38.334,11	16,33%	6,8
<b>MG*</b>	R\$ 37.312,95	16,33%	6,8
<b>TO</b>	R\$ 37.251,24	16,33%	6,8
<b>CE</b>	R\$ 34.681,47	16,33%	6,8
<b>PB</b>	R\$ 32.960,74	16,33%	6,8
<b>MT</b>	R\$ 32.651,93	16,33%	6,8
<b>PE</b>	R\$ 32.371,92	16,33%	6,8
<b>GO</b>	R\$ 32.352,16	16,33%	6,8
<b>RJ</b>	R\$ 30.902,02	16,36%	6,8
<b>ES</b>	R\$ 30.600,05	16,32%	6,8
<b>BA</b>	R\$ 30.532,05	16,32%	6,8
<b>RN</b>	R\$ 29.599,87	16,33%	6,8
<b>MS</b>	R\$ 28.420,06	16,32%	6,8
<b>SC</b>	R\$ 27.953,95	16,32%	6,8
<b>RS</b>	R\$ 27.805,56	16,32%	6,8
<b>PR</b>	R\$ 27.785,59	16,32%	6,8
<b>SP</b>	R\$ 27.502,83	16,32%	6,8
<b>DF</b>	R\$ 24.339,35	16,32%	6,8

\* Sem a redução de impostos.

\*\* Com a redução de impostos por cinco anos.

\*\*\* Simulação de redução de impostos ao longo de toda a vida útil.

Foi feita uma nova análise, considerando a inclusão dos valores de subsídio (“R\$ Necessário”) da Tabela 4.23. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.24. É possível perceber que com os valores utilizados para que o *payback* fosse de acordo com o

desejável, a TIR também superou em todos os estados o valor mínimo (13,6%) e o VPL ficou positivo.

Tabela 4.25 – VPL, TIR e Payback por estado (25 kWp).

Estado	VPL	TIR	Payback (Anos)	\$ Necessário
TO	R\$ 287.927,42	11,64%	8,74	R\$ 70.799,42
MT	R\$ 258.480,10	10,56%	9,36	R\$ 77.335,16
PE	R\$ 223.995,33	9,28%	10,21	R\$ 84.988,95
RN	R\$ 220.339,28	9,14%	10,31	R\$ 85.800,40
MG	R\$ 215.719,87	8,97%	10,43	R\$ 86.825,66
CE	R\$ 202.168,55	8,46%	10,83	R\$ 89.833,33
BA	R\$ 183.784,25	7,77%	11,41	R\$ 93.913,67
MS	R\$ 173.530,28	7,37%	11,77	R\$ 96.189,51
RJ	R\$ 164.261,55	7,02%	12,10	R\$ 98.246,67
RS	R\$ 161.417,54	6,91%	12,21	R\$ 98.877,89
PB	R\$ 159.842,33	6,85%	12,27	R\$ 99.227,50
GO	R\$ 151.026,04	6,51%	12,63	R\$ 101.184,25
ES	R\$ 149.490,84	6,45%	12,69	R\$ 101.524,99
SC	R\$ 114.784,98	5,08%	14,31	R\$ 109.227,85
PR	R\$ 107.372,11	4,78%	14,72	R\$ 110.873,11
SP	R\$ 96.185,04	4,32%	15,37	R\$ 113.356,04
DF	R\$ 77.572,45	3,54%	16,60	R\$ 117.487,05

A conclusão é que o *payback* é o fator determinante para se atingir as metas propostas. Em condições normais de cobrança de impostos, o estado de MG já era o mais rentável, tornou-se ainda mais com a mudança da política de cobrança de ICMS por cinco anos definida na lei (primeira linha da tabela), e para uma simulação de continuidade dessa mudança ao longo da vida útil da instalação (segunda linha da tabela).

O mesmo padrão foi observado para a classe comercial (25 kWp e 400 kWp). Na Tabela 4.25, são apresentados os resultados para a classe de 25 kWp, e na Tabela 4.26 são apresentados os resultados com subsídios.

A ordem de atratividade para o setor comercial é diferente do setor residencial. É possível observar que todos os requisitos de atratividade foram atendidos com os valores de subsídio utilizados, e que este é o menor valor que possibilita critério do *payback* ser atingido.

De maneira análoga, a Tabela 4.27 apresenta os resultados para as instalações de 400 kWp, e a Tabela 4.28 apresenta os valores após a inclusão dos subsídios.

Tabela 4.26 – VPL, TIR e Payback por estado com subsídios (25 kWp).

Estado	VPL Novo	TIR Nova	Payback Novo (Anos)
TO	R\$ 358.726,84	11,64%	5,1
MT	R\$ 335.815,26	10,56%	5,1
PE	R\$ 308.984,27	9,28%	5,1
RN	R\$ 306.139,67	9,14%	5,1
MG	R\$ 302.545,53	8,97%	5,1
CE	R\$ 292.001,88	8,46%	5,1
BA	R\$ 277.697,92	7,77%	5,1
MS	R\$ 269.719,79	7,37%	5,1
RJ	R\$ 262.508,22	7,02%	5,1
RS	R\$ 260.295,43	6,91%	5,1
PB	R\$ 259.069,84	6,85%	5,1
GO	R\$ 252.210,29	6,51%	5,1
ES	R\$ 251.015,83	6,45%	5,1
SC	R\$ 224.012,82	5,08%	5,1
PR	R\$ 218.245,21	4,78%	5,1
SP	R\$ 209.541,09	4,32%	5,1
DF	R\$ 195.059,50	3,54%	5,1

Tabela 4.27 – VPL, TIR e Payback por estado (400 kWp).

Estado	VPL	Payback (Anos)	TIR	\$ Necessário
TO	R\$ 4.955.720,60	7,7	13,96%	R\$ 1.024.006,81
MT	R\$ 4.484.563,52	8,2	12,74%	R\$ 1.114.468,97
PE	R\$ 3.932.807,10	8,9	11,30%	R\$ 1.220.406,20
RN	R\$ 3.874.310,27	9,0	11,15%	R\$ 1.231.637,59
MG	R\$ 3.800.399,82	9,1	10,96%	R\$ 1.245.828,40
CE	R\$ 3.583.578,66	9,5	10,39%	R\$ 1.287.458,06
BA	R\$ 3.289.429,80	10,0	9,62%	R\$ 1.343.934,64
MS	R\$ 3.125.366,32	10,3	9,18%	R\$ 1.375.434,83
RJ	R\$ 2.977.066,69	10,6	8,79%	R\$ 1.403.908,36
RS	R\$ 2.931.562,54	10,7	8,67%	R\$ 1.412.645,15
PB	R\$ 2.906.359,20	10,7	8,60%	R\$ 1.417.484,20
GO	R\$ 2.765.298,47	11,0	8,23%	R\$ 1.444.567,86
ES	R\$ 2.740.735,28	11,1	8,16%	R\$ 1.449.283,99
SC	R\$ 2.185.441,45	12,5	6,66%	R\$ 1.555.900,40
PR	R\$ 2.066.835,54	12,8	6,33%	R\$ 1.578.672,74
SP	R\$ 1.887.842,55	13,4	5,83%	R\$ 1.613.039,39
DF	R\$ 1.590.041,01	14,4	4,99%	R\$ 1.670.217,29

Pode-se observar que os estados SC, PR, SP e DF são os que apresentam as menores taxas de retorno para a classe comercial, e também ocupam as últimas posições

no ranking das classe residencial juntamente com o estado RS. Na classe comercial, a maioria dos estados apresenta um retorno superior a taxa de juros da poupança.

Tabela 4.28 – VPL, TIR e Payback por estado com subsídios (400 kWp).

<b>Estado</b>	<b>VPL Novo</b>	<b>TIR Nova</b>	<b>Payback (Anos)</b>
<b>TO</b>	R\$ 5.979.727,41	28,80%	4,4
<b>MT</b>	R\$ 5.599.032,48	28,79%	4,4
<b>PE</b>	R\$ 5.153.213,30	28,79%	4,4
<b>RN</b>	R\$ 5.105.947,86	28,78%	4,4
<b>MG</b>	R\$ 5.046.228,22	28,79%	4,4
<b>CE</b>	R\$ 4.871.036,72	28,79%	4,4
<b>BA</b>	R\$ 4.633.364,44	28,79%	4,4
<b>MS</b>	R\$ 4.500.801,15	28,79%	4,4
<b>RJ</b>	R\$ 4.380.975,05	28,78%	4,4
<b>RS</b>	R\$ 4.344.207,70	28,78%	4,4
<b>PB</b>	R\$ 4.323.843,39	28,78%	4,4
<b>GO</b>	R\$ 4.209.866,33	28,78%	4,4
<b>ES</b>	R\$ 4.190.019,27	28,78%	4,4
<b>SC</b>	R\$ 3.741.341,86	28,78%	4,4
<b>PR</b>	R\$ 3.645.508,28	28,78%	4,4
<b>SP</b>	R\$ 3.500.881,94	28,78%	4,4
<b>DF</b>	R\$ 3.260.258,30	28,77%	4,4

Ficam então definidos os novos valores de TIR utilizados, bem como o montante de subsídio necessário em valor presente, para que todos os estados atinjam a condição de mercado atrativo.

#### **4.5 ANÁLISE DOS GASTOS DEVIDO À SUBSTITUIÇÃO DE PARTE DAS HIDRELÉTRICAS NOS DOIS ÚLTIMOS CICLOS DE REVISÕES E REAJUSTES TARIFÁRIOS**

Para os cálculos a serem executados nesta e nas próximas seções, foi necessário compilar dados 192 documentos diferentes da Aneel e também tabelas do ONS para chegar aos valores procurados, um processo bastante trabalhoso. A tabela desenvolvida, com os dados compilados da Aneel está incluída na seção de anexos (Tabela A-4), devido ao seu tamanho. A tabela com os dados do ONS (Tabela A-5) também se encontra na seção de anexos.

Assim, foi possível analisar o impacto da escolha feita pelo governo para garantir o abastecimento nacional, isto é, o gasto extra, que é o gasto acima do valor considerado

normal caso o preço da energia tivesse aumentado apenas de acordo com a inflação acumulada no período. Foi calculado também o gasto total referente ao acréscimo de energia termelétrica contratada em relação aos valores de 2012.

Com base na Equação (26) e na Tabela A-4 foi possível estimar o gasto extra em R\$ 20.691.541.166,38 (aproximadamente 20,7 bilhões de reais). Lembrando que o gasto extra representa o gasto que não deveria existir, se o custo da energia tivesse aumentado de maneira proporcional à inflação acumulada dentro dos dois períodos de reajuste / revisão analisados. Para definir o gasto total referente ao acréscimo, foi necessário definir o montante de energia termelétrica acrescida no período. E para isso, foi necessário, devido à escassez de informações, estipular o fator Y para converter valores de energia gerada (fornecidos pelo ONS) em valores de contratação pelas distribuidoras. A Tabela 4.29 demonstra a determinação desse fator:

Tabela 4.29 – Determinação do fator Y.

Período	Contratação Distribuidoras (GWh) (Tabela A-4)	Geração ONS (GWh) (Tabela A-5)	Razão ONS/Distr.
2012	375.601,58	513.813,73	1,368
2013	381.190,56	527.065,67	1,383
2014	396.383,90	538.145,01	1,358
<b>Média (Fator Y)</b>	-	-	<b>1,369</b>

Fonte: Tabela A-4 e Tabela A-5.

Com a determinação do fator Y foi possível determinar a quantidade de energia termelétrica contratada nos períodos, bem como o acréscimo observado em 2013 e 2014, em relação ao valor de referência (2012):

Tabela 4.30 – Determinação do acréscimo de energia termelétrica contratada.

Período	Geração Termelétrica - ONS (GWh)	Diferença (GWh)	Diferença/Fator Y (GWh)
<b>2012</b>	<b>53.404,77</b>	-	-
<b>2013</b>	93.103,55	39.698,78	28.977,85
<b>2014</b>	123.620,97	70.216,20	51.273,98
<b>Total</b>			<b>80.263,22</b>

Fonte: Tabela A-5 e Tabela 4.27.

Assim, ficou definida a quantidade incremental de energia termelétrica contratada, em relação ao valor de referência (2012). Então, com base na Equação (28) foi possível determinar os gastos referentes a essa quantidade.

Tabela 4.31 – Determinação do custo de incremento da energia termelétrica.

Gasto Extra de Aquisição	Energia Termelétrica Incremental (MWh)	Custo do Acréscimo	Preço da Energia Contratada (R\$/MWh)
R\$ 20.691.541.166,38	80.263.224,05	<b>R\$ 30.630.229.048,52</b>	381,62

De fato, apesar de os dados já parecerem absurdos, eles contabilizam apenas os gastos com a aquisição de energia por parte das distribuidoras. Para contabilizar todos os gastos da distribuidora necessários para contratar essa quantidade de energia, é preciso incluir os gastos com os encargos financeiros, transporte, subsídios, neutralidade-encargos, conta de variação de valores dentre outros componentes. Para transformar os valores referentes à compra de energia em valores de gastos totais, utilizou-se a divisão por um fator 0,65 (fator X da Equação (29) ), considerado um fator bastante conservador. A escolha deste fator se baseou na análise de algumas das principais distribuidoras do Brasil, incluindo as que têm o maior fluxo energético. Os resultados estão mostrados na Tabela 4.32:

Tabela 4.32 – O gasto com energia como um percentual do gasto total em 2013 e 2014.

2014	Encargos	Transporte	Compra de Energia	Demais Gastos	Total	Energia Como % do Gasto
CEB-DIS	R\$ 136.004.408,00	R\$ 85.061.153,00	R\$ 1.095.983.072,00	R\$ 552.435.569,00	R\$ 1.869.484.202,00	59%
CELESC-DIS	R\$ 451.713.255,00	R\$ 338.926.097,00	R\$ 3.616.836.669,00	R\$ 1.512.290.666,00	R\$ 5.919.766.687,00	61%
CEMIG-D	R\$ 1.196.097.769,00	R\$ 431.610.910,00	R\$ 5.144.945.725,00	R\$ 3.817.400.154,00	R\$ 10.590.054.558,00	49%
COELBA	R\$ 277.252.614,00	R\$ 155.306.912,00	R\$ 2.311.900.824,00	R\$ 2.099.670.291,00	R\$ 4.844.130.641,00	48%
COPEL-DIS	R\$ 623.984.129,00	R\$ 274.012.255,00	R\$ 4.831.471.678,00	R\$ 2.411.291.523,00	R\$ 8.140.759.585,00	59%
CPFL-Paulista	R\$ 914.108.147,00	R\$ 284.995.987,00	R\$ 4.471.799.815,00	R\$ 1.886.963.751,00	R\$ 7.557.867.700,00	59%
ELETROPAULO	R\$ 926.296.948,00	R\$ 742.213.839,00	R\$ 6.625.775.102,00	R\$ 2.693.970.336,00	R\$ 10.988.256.225,00	60%
LIGHT	R\$ 506.769.698,76	R\$ 380.026.336,06	R\$ 4.276.226.508,37	R\$ 2.764.861.647,97	R\$ 7.927.884.191,16	54%

2013	Encargos	Transporte	Compra de Energia	Demais Gastos	Total	Energia Como % do Gasto
CEB-DIS	R\$ 108.038.426,00	R\$ 52.580.699,00	R\$ 875.903.791,00	R\$ 347.437.141,00	R\$ 1.383.960.057,00	63%
CELESC-DIS	R\$ 715.020.943,00	R\$ 454.526.242,00	R\$ 2.057.074.591,00	R\$ 1.461.619.198,00	R\$ 4.688.240.974,00	44%
CEMIG-D	R\$ 635.075.900,24	R\$ 361.164.833,44	R\$ 4.245.071.430,06	R\$ 3.579.802.272,37	R\$ 8.821.114.436,11	48%
COELBA	R\$ 277.252.614,00	R\$ 155.306.912,00	R\$ 2.311.900.824,00	R\$ 1.874.559.281,00	R\$ 4.619.019.631,00	50%
COPEL-DIS	R\$ 500.724.078,00	R\$ 242.941.058,00	R\$ 3.447.108.564,00	R\$ 1.620.811.558,00	R\$ 5.811.585.258,00	59%
CPFL-Paulista	R\$ 467.333.326,00	R\$ 253.060.817,00	R\$ 3.677.365.837,08	R\$ 1.598.240.312,49	R\$ 5.996.000.292,57	61%
ELETROPAULO	R\$ 758.711.130,00	R\$ 529.125.980,00	R\$ 5.823.613.754,00	R\$ 1.615.009.593,00	R\$ 8.726.460.457,00	67%
LIGHT	R\$ 432.692.688,76	R\$ 268.035.965,96	R\$ 3.565.004.103,48	R\$ 2.376.694.588,45	R\$ 6.642.427.346,65	54%

Tendo em mente que quanto maior o fator de divisão utilizado, mais conservadora é a escolha, o valor de 0,65 (ou 65%) foi considerado suficiente. Assim, podem-se obter os dados transformados para gastos totais:

Tabela 4.33 – Gastos extras e subtotais acumulados, levando em conta todos os fatores (transmissão, encargos, etc) nos períodos 2012-2013 e 2013-2014.

<b>Gasto Extra Subtotal</b>	<b>Energia Termelétrica Incremental (MWh)</b>	<b>Custo Subtotal do Acréscimo</b>	<b>Preço da Energia Contratada (R\$/MWh)</b>
R\$ 31.833.140.255,98	80.263.224,05	<b>R\$ 47.123.429.305,42</b>	R\$ 587,11

Os gastos representados fazem referência aos custos para as atividades da distribuidora, assim, este montante é pago pelos consumidores de energia elétrica. De acordo com PEREIRA (2014), o gasto extra total (gastos dos consumidores) nesse período de 2013 e 2014 foi de 37,7 bilhões de reais. O valor obtido de 31,8 bilhões de reais está bastante próximo deste valor, validando os resultados obtidos por meio deste procedimento, e validando todo o trabalho de consolidação de dados em geral. Esta análise já permite concluir que o gasto total para incrementar a energia termelétrica foi em grande parte composto por gastos extras (quase 32 bilhões de um total de 47 bilhões). Apenas 15 bilhões de reais seriam necessários na contratação de energia para atender a substituição das hidrelétricas e o aumento de demanda, se os preços tivessem aumentado apenas de acordo com a inflação acumulada.

Vale a pena comentar que o preço da energia contratada, relativo à contratação da diferença de demanda energética é cerca de três vezes e meia<sup>73</sup> maior que o preço da energia contratada no início do período de análise, levando em consideração os mesmos fatores. Se uma análise for feita levando em conta toda a energia adquirida, ao invés de apenas a diferença, o aumento foi de 40%<sup>74</sup>. Esses cálculos foram feitos a partir dos dados da planilha desenvolvida.

É importante ressaltar que as companhias utilizadas na análise foram 55 das 63. Utilizaram-se apenas as distribuidoras em que a nota técnica informava como principais motivos para o aumento dos custos “*o expressivo aumento da tarifa média dos CCEARs de Energia Existente do aumento do montante de CCEARs de Energia Nova e da tarifa média dos contratos por disponibilidade, em função da previsão do PLD para os próximos doze meses*”, ou seja, um aumento causado principalmente pela energia

<sup>73</sup> O preço no período de referência foi estimado em 173 R\$/MWh com o auxílio da planilha desenvolvida. Esse valor já está referenciado a valores totais (incluindo custos de transmissão, encargos, etc.) e corrigido pela inflação de 6% a.a.

<sup>74</sup> Estipulado a partir do aumento médio ponderado de todas as distribuidoras analisadas

termelétrica de alto custo, que tem sido utilizada como solução para a crise hídrica do país. Não se enquadraram nesse perfil as concessionárias JARI, CEA, CPFL Jaguari, CPFL Mococa e CPFL Sul Paulista. As concessionárias ELETROACRE, SULGIPE e CERON não foram incluídas, pois não havia informações suficientes para serem utilizadas visto que o reajuste ou revisão tarifária dessas concessionárias referente ao período de 2014 ainda não havia sido feita (estavam agendadas para serem feitas ao fim novembro ou dezembro de 2014). Se essas últimas três concessionárias também fossem utilizadas no cálculo, e fosse utilizado um fator Y menos conservador, a previsão é de que o valor de gasto extra total se aproximasse ainda mais dos 37,7 bilhões de reais previstos por PEREIRA (2014).

Como suporte a essas afirmações, e da hipótese adotada de que todo o gasto extra é devido diretamente ou indiretamente à escolha pelas usinas termelétricas, pode-se observar, por exemplo, parte das contratações energéticas da empresa CPFL Paulista, feitas no último reajuste tarifário de 8 de abril de 2014.

Tabela 4.34 – Contratos de compra e venda de energia em 2014 para a concessionária CPFL Paulista.<sup>75</sup>

Contratos	Montante Contratado	Montante Considerado	Tarifa	Despesa
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>10.810.917,93</b>	<b>11.056.205,43</b>	<b>239,93 R\$</b>	<b>2.652.702.080,12</b>
1º Existente 2007-08	175.925,16	179.916,70	122,44 R\$	22.029.796,59
2º Existente 2008-08	542.965,59	555.284,87	131,37 R\$	72.950.418,69
4º Existente 2009-08	849.382,31	868.653,83	147,04 R\$	127.729.834,87
5º Existente 2007-08	15.431,68	15.781,80	155,91 R\$	2.460.521,56
8º Existente 2010-05	1.011,77	1.034,72	128,36 R\$	132.816,99
8º Existente 2010-05 OF	0,70	0,72	103,58 R\$	74,09
10º Existente 2012-03	119.368,08	122.076,41	91,94 R\$	11.223.178,35
12º Existente 2014 12M	374.707,13	383.208,81	191,41 R\$	73.349.997,69
12º Existente 2014 18M	29.469,65	30.138,28	165,20 R\$	4.978.843,81
12º Existente 2014 36M	246.487,76	252.080,29	149,99 R\$	37.809.522,56
1ª Nova A-3 2009-15 T	542.157,99	554.458,94	● 303,51 R\$	168.284.098,69
1ª Nova A-3 2009-30 H	76.683,29	78.423,14	164,20 R\$	12.877.054,20
2ª Nova A-3 2009-15 T	754.343,33	771.458,53	● 623,17 R\$	480.747.490,80
2ª Nova A-3 2009-30 H	1.468.683,61	1.502.006,38	191,68 R\$	287.906.788,96
4ª Nova A-3 2010-15 T	996.726,54	1.019.341,14	● 600,56 R\$	612.180.575,21
6ª Nova A-3 2011-15 T	83.744,92	85.645,00	62,76 R\$	(5.375.071,79)
8ª Nova A-3 2012-15 T	28.854,55	29.509,23	89,90 R\$	2.652.828,57
8ª Nova A-3 2012-30 H	2.885,45	2.950,92	188,18 R\$	555.308,65
12ª Nova A-3 2014-20 OF	105.799,43	108.199,90	119,08 R\$	12.884.602,09
12ª Nova A-3 2014-20 OF	1.556,91	1.592,24	119,08 R\$	189.606,18
12ª Nova A-3 2014-20 OF	1.290,95	1.320,24	119,08 R\$	157.216,43
12ª Nova A-3 2014-20 OF	12.440,01	12.722,26	119,08 R\$	1.514.984,75

Fonte: Nota Técnica nº 105/2014-SRE/ANEEL

É possível perceber que uma das aquisições de energia proveniente de usinas termelétricas (2º Nova A-3 2009-T, em amarelo) custou o dobro da aquisição a partir de uma usina hidrelétrica (em azul), mesmo o montante contratado da termelétrica tendo

<sup>75</sup> Os valores de energia estão na unidade MWh, e os de tarifa em R\$/MWh.

sido a metade. Assim, o efeito econômico foi de comprar uma energia quatro vezes mais cara. Se observadas as outras aquisições cujo preço foi bastante alto (pontos vermelho e denominação terminada em -T), percebe-se que se referem às contratações de energia termelétrica. E estas contratações mostradas na Tabela 4.34 são apenas uma parte das contratações feitas pela concessionária.

Para finalizar esta seção, é preciso incluir os custos de repasse direto de verba do governo para as concessionárias. Os montantes tratados até agora se referem apenas aos valores que depois são pagos pelos consumidores de energia elétrica. Os repasses diretos do governo utilizam o dinheiro público e, portanto, é como se fosse um gasto de toda a população. PEREIRA (2014) estimou este valor para os anos 2013 e 2014 em 21,2 bilhões de reais. Tendo em vista que os dados calculados anteriormente e os fornecidos por PEREIRA (2014) demonstraram bastante coerência, este valor foi considerado válido de ser adotado de maneira integral.

Então, por fim, define-se:

Tabela 4.35 – Valores finais de gasto extra e custo de acréscimo entre os períodos 2012-2013 e 2013-2014, considerando os 21,2 bilhões repassados pelo governo.

<b>Gasto Extra Total</b>	<b>Energia Termelétrica Incremental (MWh)</b>	<b>Custo Total do Acréscimo</b>	<b>Preço da Energia Contratada (R\$/MWh)</b>
R\$ 53.033.140.255,98	80.263.224,05	<b>R\$ 68.323.429.305,42</b>	R\$ 851,24

Os dados finais a serem utilizados para comparação com a geração fotovoltaica são os dados de energia termelétrica incremental entre os períodos analisados e custo total para contratar esse incremento. O gasto extra foi apenas utilizado para a validação dos valores obtidos junto a outras fontes, mas também possibilita a verificação rápida do alto custo da diferença energética deste período, pois o gasto extra representa a maior parte do valor total.

Em relação ao custo incremental por MWh (considerando custos de transmissão, encargos, etc), o valor estimado anteriormente em três vezes maior que o período de referência, se mostra por fim ser um valor ainda maior. A estimativa final é de um custo por MWh de aproximadamente quase cinco vezes maior.

#### 4.6 COMPARAÇÃO DA CONTRATAÇÃO TERMELÉTRICA COM A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

Com base no subsídio necessário para as instalações (Tabelas 4.23, 4.25 e 4.27), foi feita uma ponderação utilizando a metodologia definida pela Equação (30), que leva em consideração a participação de cada estado mostrada na Tabela 4.1 em percentuais. Então, chegou-se ao valor médio requerido por cada um dos três tipos de instalação para torna-las um investimento atrativo. Os resultados podem ser vistos na Tabela 4.36.

Então, com base na distribuição do mercado em grupos de potência, como mostrado na Figura 4.2 e utilizando a Equação (31), foi possível determinar o subsídio necessário por kWp a ser instalado conforme mostrado na Tabela 4.37.

Tabela 4.36 – Definição de valores médios de subsídio necessário para cada grupo.

Estado	Percentual do Mercado	R\$ Necessário 3kWp	R\$ Necessário 25kWp	R\$ Necessário 400kWp	Valor Ponderado 3kWp	Valor Ponderado 25kWp	Valor Ponderado 400kWp
BA	3,8%	R\$ 11.974,36	R\$ 93.913,67	R\$ 1.343.934,64	R\$ 454,00	R\$ 3.560,71	R\$ 50.954,87
CE	7,6%	R\$ 9.859,49	R\$ 89.833,33	R\$ 1.287.458,06	R\$ 747,64	R\$ 6.812,01	R\$ 97.627,15
DF	1,4%	R\$ 14.182,09	R\$ 117.487,05	R\$ 1.670.217,29	R\$ 201,64	R\$ 1.670,43	R\$ 23.747,17
ES	1,4%	R\$ 11.558,10	R\$ 101.524,99	R\$ 1.449.283,99	R\$ 164,33	R\$ 1.443,48	R\$ 20.605,93
GO	0,5%	R\$ 10.828,91	R\$ 101.184,25	R\$ 1.444.567,86	R\$ 51,32	R\$ 479,55	R\$ 6.846,29
MG	20,4%	R\$ 8.339,24	R\$ 86.825,66	R\$ 1.245.828,40	R\$ 1.699,47	R\$ 17.694,33	R\$ 253.889,20
MS	8,5%	R\$ 12.465,37	R\$ 96.189,51	R\$ 1.375.434,83	R\$ 1.063,40	R\$ 8.205,74	R\$ 117.335,67
MT	0,5%	R\$ 10.704,15	R\$ 77.335,16	R\$ 1.114.468,97	R\$ 50,73	R\$ 366,52	R\$ 5.281,84
PB	0,9%	R\$ 10.575,62	R\$ 99.227,50	R\$ 1.417.484,20	R\$ 100,24	R\$ 940,55	R\$ 13.435,87
PE	2,4%	R\$ 10.820,68	R\$ 84.988,95	R\$ 1.220.406,20	R\$ 256,41	R\$ 2.013,96	R\$ 28.919,58
PR	7,1%	R\$ 12.729,43	R\$ 110.873,11	R\$ 1.578.672,74	R\$ 904,94	R\$ 7.881,97	R\$ 112.227,92
RJ	9,5%	R\$ 11.533,83	R\$ 98.246,67	R\$ 1.403.908,36	R\$ 1.093,25	R\$ 9.312,48	R\$ 133.071,88
RN	4,3%	R\$ 11.616,71	R\$ 85.800,40	R\$ 1.231.637,59	R\$ 495,50	R\$ 3.659,73	R\$ 52.534,30
RS	8,1%	R\$ 12.721,12	R\$ 98.877,89	R\$ 1.412.645,15	R\$ 1.024,92	R\$ 7.966,47	R\$ 113.815,01
SC	12,3%	R\$ 12.659,36	R\$ 109.227,85	R\$ 1.555.900,40	R\$ 1.559,92	R\$ 13.459,36	R\$ 191.722,32
SP	10,0%	R\$ 12.847,11	R\$ 113.356,04	R\$ 1.613.039,39	R\$ 1.278,62	R\$ 11.281,88	R\$ 160.539,47
TO	1,4%	R\$ 8.790,00	R\$ 70.799,42	R\$ 1.024.006,81	R\$ 124,98	R\$ 1.006,63	R\$ 14.559,34
<b>Total</b>					<b>R\$ 11.271,32</b>	<b>R\$ 97.755,78</b>	<b>R\$ 1.397.113,82</b>

Tabela 4.37 – Definição de valores médios de subsídio necessário por kWp.

Grupo	Potência Representativa (kWp)	Distribuição de Potência	Subsídio Médio Por Instalação	Subsídio Médio/kWp	Valor Ponderado R\$/kWp
<b>A</b>	3	17,0%	R\$ 11.271,32	R\$ 3.757,11	R\$ 638,71
<b>B</b>	25	20,0%	R\$ 97.755,78	R\$ 3.910,23	R\$ 782,05
<b>C</b>	400	63,0%	R\$ 1.397.113,82	R\$ 3.492,78	R\$ 2.200,45
<b>Total</b>		<b>100,0%</b>			<b>R\$ 3.621,21</b>

Definido o custo médio por kWp, aplicou-se o montante de dinheiro definido na seção anterior, para descobrir a potência que poderia ser instalada com esse montante e então foi feito o procedimento inverso ao anterior para definir valores por grupo, e por estado, conforme mostrado na Tabela 4.38.

O valor obtido (aproximadamente 18,9 GWp) poderia ser instalado em um período de dois anos por exemplo. Isto não seria nenhum absurdo, pois como discutido anteriormente, a Itália instalou 9,3 GWp em apenas um ano, com condições de atratividade inferiores a estas propostas para o mercado brasileiro, lembrando que a Itália também não possuía indústria interna desenvolvida, apenas empresas montadoras.

Tabela 4.38 – Potência instalada possível com todo o subsídio.

R\$/kWp	Custo Total do Acréscimo	Potência Total (kWp)	Porência Total (GWp)
3.621,21	R\$ 68.323.429.305,42	18.867.574,75	<b>18,868</b>

Fazendo o processo inverso para distribuir essa potência de acordo com o modelo proposto, obtém-se:

Tabela 4.39 – Distribuição da potência por estado e grupo.

Estado	Percentual do Mercado	Potência Por Estado (GWp)	Grupo A (GWp)	Grupo B (GWp)	Grupo C (GWp)
BA	3,8%	0,715	0,122	0,143	0,451
CE	7,6%	1,431	0,243	0,286	0,901
DF	1,4%	0,268	0,046	0,054	0,169
ES	1,4%	0,268	0,046	0,054	0,169
GO	0,5%	0,089	0,015	0,018	0,056
MG	20,4%	3,845	0,654	0,769	2,422
MS	8,5%	1,610	0,274	0,322	1,014
MT	0,5%	0,089	0,015	0,018	0,056
PB	0,9%	0,179	0,030	0,036	0,113
PE	2,4%	0,447	0,076	0,089	0,282
PR	7,1%	1,341	0,228	0,268	0,845
RJ	9,5%	1,788	0,304	0,358	1,127
RN	4,3%	0,805	0,137	0,161	0,507
RS	8,1%	1,520	0,258	0,304	0,958
SC	12,3%	2,325	0,395	0,465	1,465
SP	10,0%	1,878	0,319	0,376	1,183
TO	1,4%	0,268	0,046	0,054	0,169
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>18,868</b>	<b>3,207</b>	<b>3,774</b>	<b>11,887</b>

Sendo os grupos A, B e C representados por instalações com potências de 3, 25 e 400 kWp respectivamente. E então, finalmente, utilizando os valores de produção energética calculados (e nas tabelas 4.9, 4.11 4.12), pode-se obter a previsão de produção de energia elétrica. Para tal, foram montados três cenários, como está explicado a seguir:

Cenário 1 (conservador):

- No primeiro ano, metade da potência total é instalada e não há produção de energia;
- No segundo ano, a outra metade da potência total é instalada, e a primeira metade produz;
- A partir do terceiro ano, toda a potência já está instalada e produzindo, e a vida útil das instalações é de 25 anos e;
- A produção anual das instalações diminui conforme o fator de 0,08% determinado anteriormente.

Tabela 4.40 – Produção energética das IFVs, cenário conservador.

Estados	Potência Por Estado (GWp)	1º Ano (TWh)	2º Ano (TWh)	3º Ano (TWh)	4º Ano (TWh)	5º Ano (TWh)	Acumulada no 26º Ano (TWh)
BA	0,715	-	0,552	1,099	1,090	1,081	24,93
CE	1,431	-	1,202	2,394	2,375	2,356	54,33
DF	0,268	-	0,211	0,420	0,417	0,414	9,54
ES	0,268	-	0,198	0,393	0,390	0,387	8,93
GO	0,089	-	0,070	0,139	0,138	0,137	3,15
MG	3,845	-	3,004	5,985	5,937	5,889	135,80
MS	1,610	-	1,215	2,420	2,400	2,381	54,91
MT	0,089	-	0,068	0,136	0,134	0,133	3,08
PB	0,179	-	0,147	0,293	0,291	0,288	6,65
PE	0,447	-	0,369	0,736	0,730	0,724	16,69
PR	1,341	-	0,973	1,939	1,923	1,908	43,99
RJ	1,788	-	1,266	2,522	2,502	2,481	57,22
RN	0,805	-	0,686	1,366	1,355	1,344	30,99
RS	1,520	-	1,138	2,266	2,248	2,230	51,42
SC	2,325	-	1,642	3,270	3,244	3,217	74,20
SP	1,878	-	1,432	2,853	2,830	2,807	64,74
TO	0,268	-	0,209	0,416	0,413	0,410	9,45
<b>TOTAL</b>	<b>18,868</b>	-	14,381	28,647	28,417	28,186	650,01
<b>ACUMULADA</b>		-	14,381	43,028	71,444	99,631	650,01

A Tabela 4.40 permite conclusões muito importantes. Seguindo o modelo proposto de instalação de toda a potência em dois anos (cenário conservador), ao fim do quinto ano as IFVs juntas já teriam produzido mais energia que o acréscimo contratado pelas termelétricas em dois anos. E como a produção se estenderia até o 25º ano para

metade da instalação, e até o 26º ano para a outra metade, a energia gerada pelas IFVs ao longo de toda a vida útil (650 TWh), seria equivalente a oito vezes a quantidade de energia contratada pelo mesmo custo (aproximadamente 80,3 TWh). Assim, seria mais vantajoso incentivar ainda mais a GDFV para atender a demanda de energia ao invés de utilizar as termelétricas, pois ao fim, o custo por MWh seria mais barato.

Cenário 2 (moderado):

- No primeiro semestre, um quarto da potência total é instalada e no segundo semestre mais um quarto, totalizando metade da potência total. No segundo semestre, o primeiro quarto da potência instalada já produz;
- No terceiro semestre, mais um quarto é instalado, e a metade instalada anteriormente produz.
- No quarto semestre, a última parte é instalada e três quartos já estão produzindo.
- A partir do terceiro ano, toda a potência já está instalada e produzindo. A produção anual das instalações diminui conforme o fator de 0,08% determinado anteriormente.

Tabela 4.41 – Produção energética das IFVs, cenário moderado.

Estados	Potência Por Estado (GWp)	1º Ano (TWh)	2º Ano (TWh)	3º Ano (TWh)	4º Ano (TWh)	5º Ano (TWh)	Acumulada ao Final (TWh)
BA	0,715	0,138	0,688	1,096	1,088	1,079	24,93
CE	1,431	0,301	1,500	2,390	2,370	2,351	54,33
DF	0,268	0,053	0,263	0,420	0,416	0,413	9,54
ES	0,268	0,049	0,247	0,393	0,390	0,386	8,93
GO	0,089	0,017	0,087	0,139	0,138	0,137	3,15
MG	3,845	0,751	3,750	5,973	5,925	5,877	135,80
MS	1,610	0,304	1,516	2,415	2,396	2,376	54,91
MT	0,089	0,017	0,085	0,135	0,134	0,133	3,08
PB	0,179	0,037	0,184	0,293	0,290	0,288	6,65
PE	0,447	0,092	0,461	0,734	0,728	0,722	16,69
PR	1,341	0,243	1,215	1,935	1,919	1,904	43,99
RJ	1,788	0,316	1,580	2,517	2,497	2,476	57,22
RN	0,805	0,171	0,856	1,363	1,352	1,341	30,99
RS	1,520	0,284	1,420	2,261	2,243	2,225	51,42
SC	2,325	0,410	2,049	3,263	3,237	3,211	74,20
SP	1,878	0,358	1,787	2,847	2,824	2,801	64,74
TO	0,268	0,052	0,261	0,416	0,412	0,409	9,45
<b>TOTAL</b>	<b>18,868</b>	<b>3,595</b>	<b>17,947</b>	<b>28,589</b>	<b>28,359</b>	<b>28,129</b>	<b>650,01</b>
<b>ACUMULADA</b>		<b>3,595</b>	<b>21,543</b>	<b>50,132</b>	<b>78,491</b>	<b>106,620</b>	<b>650,01</b>

É possível perceber, que, novamente, a igualdade com a energia total contratada se daria entre o quarto e quinto ano. No entanto, a produção total ao fim do segundo ano é bem maior. Considerando este cenário mais realista que o passado, pode-se estimar que para ter utilizado a GDFV como fonte emergencial de energia, o subsídio total necessário seria de aproximadamente 255 bilhões de reais (3,7 vezes o valor utilizado), o que faria com que a igualdade entre geração e contratação de energia acontecesse ao final do segundo ano. Para o cenário conservador, o valor necessário seria em torno de 381 bilhões de reais.

Para uma última comparação, foram feitos os cálculos da produção, considerando que toda a IFV já tivesse sido instalada anteriormente de forma preventiva (cenário otimista), e já começasse a produzir ao início da análise. A Tabela 4.42 demonstra esse cenário:

Tabela 4.42 – Produção energética das IFVs, cenário otimista.

Estados	Potência Por Estado (GWp)	1º Ano (TWh)	2º Ano (TWh)	3º Ano (TWh)	Acumulada no 25º Ano (TWh)
BA	0,715	1,103	1,094	1,085	24,93
CE	1,431	2,404	2,385	2,366	54,33
DF	0,268	0,422	0,419	0,415	9,54
ES	0,268	0,395	0,392	0,389	8,93
GO	0,089	0,140	0,138	0,137	3,15
MG	3,845	6,009	5,961	5,913	135,80
MS	1,610	2,430	2,410	2,391	54,91
MT	0,089	0,136	0,135	0,134	3,08
PB	0,179	0,294	0,292	0,290	6,65
PE	0,447	0,739	0,733	0,727	16,69
PR	1,341	1,947	1,931	1,915	43,99
RJ	1,788	2,532	2,512	2,491	57,22
RN	0,805	1,371	1,360	1,349	30,99
RS	1,520	2,275	2,257	2,239	51,42
SC	2,325	3,283	3,257	3,231	74,20
SP	1,878	2,864	2,842	2,819	64,74
TO	0,268	0,418	0,415	0,411	9,45
<b>TOTAL</b>	<b>18,868</b>	<b>28,762</b>	<b>28,532</b>	<b>28,302</b>	<b>650,01</b>
<b>ACUMULADA</b>		<b>28,762</b>	<b>57,293</b>	<b>85,595</b>	<b>650,01</b>

A partir desta comparação, foi possível fazer uma interpolação linear e concluir que quando todas as IFVs estivessem em operação, seriam necessários aproximadamente

2,8 anos para gerar o equivalente à essa contratação de energia termelétrica (80,3 TWh). Para reduzir esse tempo a dois anos, como feito anteriormente para o cenário moderado, foi estimado que o valor de subsídio deveria ser equivalente a 95,7 bilhões de reais.

A Tabela 4.43 demonstra a comparação entre a produção FV dos modelos propostos, com a energia contratada pelas concessionárias de distribuição no período referente a duas contratações 2012-2013-2014 (80,3 TWh). É efetuada uma normalização, que demonstra a energia acumulada até determinado ano, em percentual da energia total contratada.

Tabela 4.43 – Comparação entre a produção de energia da GDFV com o montante contratado nos últimos dois períodos de reajuste / revisão.

Cenário		Produção em 1 ano (TWh)	Produção em 2 anos (TWh)	Produção em 3 anos (TWh)	Produção em 4 anos (TWh)	Produção em 5 anos (TWh)	Produção até o Fim da Vida Útil (TWh)
<b>1</b>	Produção	-	14,38	43,03	71,44	99,63	650,01
	%	-	18%	54%	89%	<b>124%</b>	810%
<b>2</b>	Produção	3,60	21,54	50,13	78,49	106,62	650,01
	%	4%	27%	62%	98%	<b>133%</b>	810%
<b>3</b>	Produção	28,76	57,29	85,59	113,67	141,51	650,01
	%	36%	71%	<b>107%</b>	142%	176%	810%

\* Cenário 1 = Conservador, Cenário 2 = Moderado; Cenário 3 = Otimista

O modelo proposto, que tentou ser o mais realista possível, mostrou que o gasto total necessário para contratar cerca de 80,3 TWh de energia nos anos de 2013 e 2014, são suficientes para subsidiar a instalação de quase 18,9 GWp, de maneira bastante acelerada dado ao nível de subsídio fornecido. Isso colocaria o Brasil em um alto patamar mundial, passando a ocupar a terceira ou quarta posição no ranking de quantidade de potência instalada, junto com a Itália e Japão, sendo que, devido as condições climáticas favoráveis no Brasil, este estaria atrás apenas da Alemanha e China em termos de produção anual de energia FV.

Depois de instalados, esses 18,9 GWp seriam capazes de produzir aproximadamente 29 TWh de energia por ano (ano inicial), equivalente a cerca de 5,6%

da demanda nacional de 2013 segundo dados do BEN 2014<sup>76</sup>). O que esses dados representam, é que a energia FV já passaria a representar um valor significativo da demanda nacional. Apenas com este valor de subsídio utilizado, a energia FV não seria capaz de assumir o papel das termelétricas em substituir, em curto prazo, parte das hidrelétricas, mas com uma quantia maior de gastos em subsídios, isso seria possível e seria bastante justificável dado o benefício futuro que as IFVs trariam, com a enorme geração de energia ao longo da vida útil e também com o aumento da segurança energética através da distribuição da geração. Seria justificável também, pois nos próximos anos, caso a crise hídrica não tenha fim, os altos custos de contratação continuarão, trazendo mais gastos extras. Outra comparação é que essa geração seria equivalente a 30% de toda a geração de Itaipu<sup>77</sup>, ou 60% da parte brasileira da usina.

O país enxerga as termelétricas como a solução segura e rápida para suprir as necessidades de segurança energética nacional. Porém, dada a capacidade do Brasil de armazenar energia sob a forma de água e despachá-la quando necessário, não há a necessidade de utilizar majoritariamente a geração termelétrica. Os últimos dois anos têm mostrado a fragilidade do sistema energético brasileiro, pois os gastos excedentes para o abastecimento nacional são inaceitáveis. Segundo a estimativa deste trabalho, o gasto extra mencionado foi em torno de 53 bilhões de reais e segundo a estimativa de PEREIRA (2014), o valor foi ainda superior (58,9 bilhões). Este valor equivale a duas vezes o gasto com a Copa do Mundo de 2014 ou duas vezes o orçamento original da Usina de Belo Monte PEREIRA (2014), cuja futura produção de energia está estimada em aproximadamente 40 TWh por ano<sup>78</sup>.

É claro que o investimento apenas em energia FV não é o ideal para o país. De fato, o Brasil possui condições favoráveis para adotar também outras fontes renováveis de energia, e a energia solar não é a mais barata. Mas no contexto atual, a GDFV representa o modelo energético mais simples de ser implementado a nível residencial, propiciando um ambiente de perdas reduzidas e principalmente de maior segurança energética, fruto da desconcentração da produção. A adoção de incentivos à GDFV e

---

<sup>76</sup> Segundo o BEN - Balanço Energético Nacional, o consumo energético de 2013 foi de 516,3 TWh.

<sup>77</sup> Considerando uma produção anual de 98,6 TWh. Produção registrada em 2013 e considerada a 'produção recorde.

<sup>78</sup> [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/hotsite\\_beloMonte/index.cfm?p=7](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/hotsite_beloMonte/index.cfm?p=7)

outras fontes renováveis diminuiria bastante a exposição das distribuidoras aos preços praticados no mercado de curto prazo, que se baseiam na lei da oferta e demanda.

A incidência de luz solar é praticamente constante todos os anos, de modo que a produção anual é praticamente constante e garantida. O Brasil possui a grande vantagem de combinar condições climáticas favoráveis para a produção FV (e outras formas de geração), com a possibilidade de poder armazenar energia sob a forma de água, podendo atuar como reserva energética para outras formas de geração e também garantir a segurança do SIN durante as quedas bruscas de produção solar em momentos de sombra repentina.

#### **4.7 ANÁLISE DE MODELOS DE INCENTIVO**

Os cálculos efetuados neste trabalho forneceram o subsídio necessário para garantir um nível atrativo de retorno de investimento. Os valores calculados, no entanto, foram fornecidos em valor presente. De fato, essa não é a maneira mais inteligente de se incentivar a GDFV, pois a maior parte do benefício é recebida no início. Assim, no caso de acontecer um problema futuro com a instalação, o investidor teria uma menor vontade ou disposição em gastar dinheiro para fazer o sistema voltar a funcionar. Os inversores possuem uma vida útil menor que a dos módulos em si e se um suporte adequado e informações bem difundidas não estiverem disponíveis aos investidores, é possível que muitos pensem que a IFV não foi um bom investimento e ainda há a possibilidade de que façam propaganda negativa.

Os valores calculados, no entanto, representam o real incentivo necessário em valores atuais. Para simular um benefício parcelado como as *feed-in tariffs*, bastante utilizadas em vários mercados mundiais (e tratadas em profundidade no capítulo dois), e garantir o interesse contínuo do investidor em manter sua instalação funcionando, bastaria dividir o montante em parcelas e efetuar os cálculos de atualização temporal do dinheiro para o período de referência. Seria até possível efetuar cálculos de parcelas fixas, utilizando a técnica de série uniforme de pagamentos, não abordada neste trabalho.

Outra possibilidade de evitar a perda de interesse em cuidar das próprias instalações, é adotar um sistema de penalidades, o que não seria absurdo. Uma vez que os investidores tenham recebido um benefício, parece bastante justo cobrar um *feedback* para que ambas as partes saiam ganhando.

Uma comparação bastante interessante e que talvez muitos não se dão conta, é que o modelo de descentralização da produção, fruto da GDFV se assemelha bastante a outros modelos de rede de compartilhamento, como, por exemplo, o modelo de compartilhamento de arquivos conhecido como *torrent*. Nesta tecnologia, um servidor central denominado *tracker* atua no controle do despacho de dados, que é feito na verdade, de usuário para usuário, de modo similar como o que pode ocorrer com a energia da GDFV em casos de injeção de energia na rede. O servidor atua de maneira similar ao ONS<sup>79</sup>, e transmite apenas informações de qual usuário deve fornecer dados. Os usuários podem ser comparados às IFVs, e os dados à energia elétrica.

O motivo da comparação feita é que a tecnologia *torrent* apresenta comunidades mais antigas e mais desenvolvidas que os mercados de GDFV e outros. Valeria a pena estudar algumas dessas comunidades, analisando como se deu o seu desenvolvimento e sustentabilidade. Muitas delas possuem sistemas de crédito e débito, de modo que se assemelham bastante ao consumo de energia elétrica associado ao sistema de compensação *net-metering*. Outras, possuem sistemas de penalidades, que demonstraram ser um sistema mais eficiente ao longo dos anos, mantendo os usuários em alerta para agir de acordo com as regras.

Exemplos bem sucedidos de sistemas em rede que se assemelhem à geração distribuída podem conter ideias chaves para um desenvolvimento bem sucedido, pois como mostrado no capítulo de Revisão Bibliográfica, a ciência dos incentivos às energias renováveis não é exata. Cada mercado adota os mecanismos que acredita serem os mais adequados, mas muitas vezes isso não se concretiza, com alguns países, como a Itália, adotando medidas retroativas em relação aos benefícios previamente concedidos.

Como foi mostrado, o modelo utilizado no Brasil (*net-metering*) se mostra insuficiente para prover investimentos bastante rentáveis, capazes de desenvolver o mercado com velocidade. Em geral, esse mecanismo é adotado pelos países após um período de rápido desenvolvimento sob outros mecanismos de incentivo, de modo que seja possível desenvolver a indústria interna e provocar uma rápida queda de preços, fruto da competitividade. Mas há de se ter cuidado para garantir que isto ocorra sem que o

---

<sup>79</sup> Operador Nacional do Sistema, responsável pelo despacho de energia.

capital vá quase todo para fora do país, como foi constatado por ANTONELLI e DESIDERI (2014), para o caso italiano.

É necessário incluir, que o trabalho não analisou o impacto positivo que pode ser trazido com a redução da emissão de gases de efeito estufa, que é valorada economicamente por créditos de carbono. Também, não se avaliou os gastos do governo com o tratamento de doenças respiratórias fruto de uma geração poluente como a termelétrica, estimados nos Estados Unidos em 39% do gasto necessário para a produção (NRC, 2009). Não considerou também o benefício trazido pela geração de empregos no mercado FV, que é bastante expressiva, conforme mostrado para alguns países no segundo capítulo. Assim, o real efeito positivo da GDFV seria ainda maior, se comparado à geração termelétrica. Porém, o governo age de forma imediatista e receosa de que a demanda não seja suprida, e na busca da segurança energética, acaba escolhendo este outro método de geração (termelétricas), sem considerar que outras opções que aparentemente são mais caras, podem se tornar mais baratas após uma análise mais aprofundada, além de menos nocivas ao meio ambiente.

Outro fator desconsiderado foi a alteração dos preços das instalações ao longo do período. Os preços no início do período de análise eram superiores aos utilizados no trabalho, mas além de a diferença não ser grande, é necessário considerar a tendência de queda dos preços devido à competitividade provida pelo desenvolvimento do mercado. Assim, caso o mercado tivesse se desenvolvido, ou estivesse em desenvolvimento, os preços nos dias atuais seriam inferiores aos obtidos pelo questionário. Considerou-se então que esses dois efeitos no preço se anularam no período analisado.

Para encerrar, é preciso também incluir que todo o trabalho se baseou em valores, considerando que a alta atratividade do mercado ultrapassaria quaisquer barreiras. Mas para um desenvolvimento acelerado, um quesito fundamental é desenvolver linhas de crédito melhores do que as existentes, linhas específicas para a GDFV, pois, mesmo com subsídios, a GDFV continua sendo um investimento de alto custo inicial. Sem poder financiar, esse tipo de investimento seria impraticável para muitos brasileiros.

#### **4.8 OUTROS RESULTADOS DO QUESTIONÁRIO ENVIADO ÀS EMPRESAS**

Outros resultados obtidos com o questionário aplicado às empresas mencionado anteriormente (e que está incluído na seção dos anexos), estão apresentados a seguir.

Identificou-se um alto grau de otimismo por parte das empresas, visto que em uma enquete em relação à adoção de novos mecanismos de incentivo a GDFV em 2015, 100% das empresas responderam que acreditavam que isso iria ocorrer, como pode ser visto na Figura 4.3:

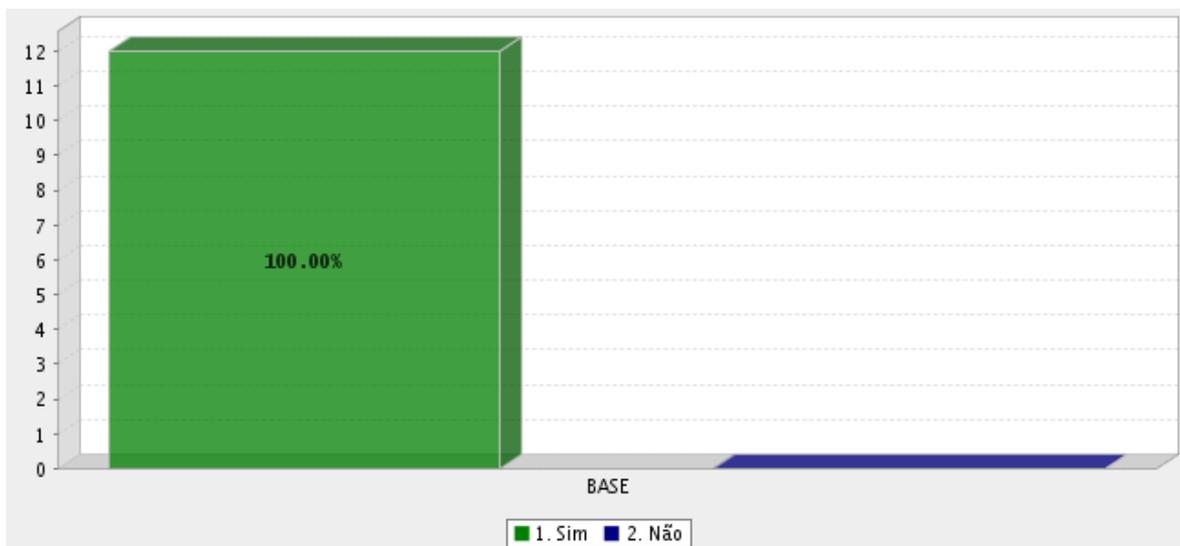


Figura 4.3 – Opinião das empresas em relação à existência de novas medidas de incentivo a GDFV em 2015.

Ainda, foi feita uma enquete sobre as principais barreiras enfrentadas pela GDFV no presente, aquelas discutidas na seção 2.4.3. A Figura 4.4 ilustra os resultados:

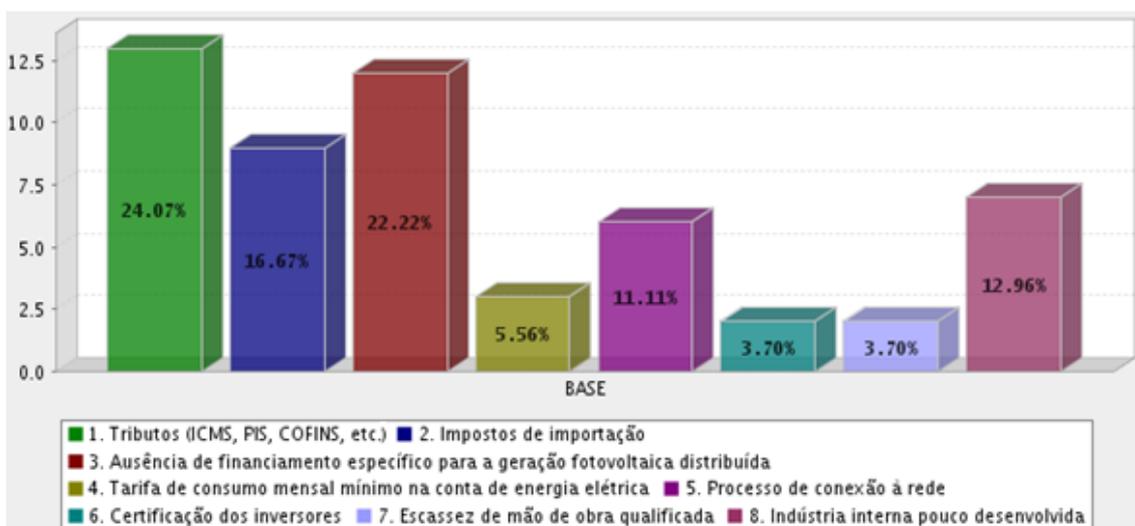


Figura 4.4 – Enquete sobre as principais barreiras ao desenvolvimento da GDFV no país.

Conforme comprovado pelo trabalho, os tributos, em especial o ICMS são uma enorme barreira para o desenvolvimento da GDFV. Como tributação é algo difícil de mudar no país, o trabalho não defendeu isenção de impostos, mas sim a alteração da metodologia de cobrança, de maneira a ficar mais justa. De acordo com os resultados do trabalho, a geração de energia FV perde cerca de 10% do seu valor, apenas devido à metodologia de cobrança, que não leva em consideração a diferença de fluxo energético entre consumidor e distribuidora, mas sim apenas o montante de energia consumido da rede.

Como pode ser observado na Figura 4.4, outros fatores também discutidos anteriormente, como ausência de linhas de financiamento à GDFV e indústria interna pouco desenvolvida também foram apontados como grandes entraves ao mercado. Quanto aos impostos de importação, a discussão pode ser polêmica sobre sua cobrança neste estado inicial de desenvolvimento.

Escassez de mão de obra qualificada, processo de qualificação dos inversores e consumo mensal mínimo (custo de disponibilidade da rede) foram apontados como entraves menores que os mencionados anteriormente. Mas ressalta-se o percentual de insatisfação com o processo de conexão à rede, demonstrando que este ainda é um ponto a melhorar.

## **5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

### **5.1 CONCLUSÕES E TENDÊNCIAS PARA O MERCADO INTERNACIONAL**

A revisão do histórico de incentivos e subsídios adotados pelos principais mercados mundiais de energia FV, para GDFV e CGFV demonstraram que a adoção massiva à tecnologia fotovoltaica somente acontece quando se estabelece um ambiente que possibilite investimentos rentáveis. Fatores secundários tratados neste trabalho como barreiras ao desenvolvimento do mercado de energia fotovoltaica podem sim dificultar esse desenvolvimento, mas em geral, os países que adotam políticas de incentivo também atuam na redução dessas barreiras.

A combinação de incentivos, com aumentos no preço da energia elétrica, redução no custo das instalações ( $\$/Wp$ )<sup>80</sup>, aumento de eficiência dos módulos, dentre outros fatores, pode provocar explosões de mercado, como observado na Itália em 2011, na Alemanha em 2010, 2011 e 2012, e na China em 2013, demonstrando o poder da atratividade econômica (medida através dos parâmetros TIR, *Payback*, VPL, dentre outros) em conduzir o desenvolvimento do mercado.

A China começou recentemente a incentivar pesadamente a energia solar fotovoltaica, percebendo que suas condições de desenvolvimento são insustentáveis se apenas combustíveis fósseis forem utilizados. O Japão, devido à recente exposição completa aos combustíveis fósseis, causada pela interrupção de produção das suas usinas nucleares, também passou a incentivar pesadamente a energia solar. Tendo os Estados Unidos fortalecido suas políticas de incentivo em 2013, espera-se que esses três países continuem a liderar o crescimento do mercado de energia FV, posto esse, deixado pela Alemanha e Itália em 2012.

### **5.2 CONCLUSÕES PARA O MERCADO BRASILEIRO**

O mercado brasileiro de GDFV começou a caminhar após a RN N° 482 entrar em vigor. Porém, caminha muito lentamente quando comparado a mercados internacionais.

---

<sup>80</sup> § foi utilizado de maneira genérica para representar unidade monetária.

A pesquisa de mercado realizada identificou que diversas barreiras atrapalham o desenvolvimento da tecnologia no país, em especial a tributação (principalmente a cobrança de ICMS), ausência de linhas específicas de financiamento para a GDFV, impostos de importação, processo de conexão à rede ainda não totalmente regulamentado por algumas distribuidoras e pouco ou nenhum desenvolvimento da indústria interna. Somado a isto, a política de incentivo (*net metering*) estabelecida pela RN N° 482 se mostra insuficiente para promover um desenvolvimento mais acelerado deste mercado no país.

Devido à política de tributação, a determinação das receitas e despesas de uma IFV no Brasil é mais complicada que em outros países. Para as receitas do setor residencial, por exemplo, é preciso deduzir o valor pago em impostos, que não seria pago caso a tributação incidisse sobre a diferença de fluxo energético. E como fator positivo, é preciso somar, nos estados pertinentes, a economia gerada pela redução da alíquota incidente sobre a energia consumida da rede, devido à redução do total deste consumo, promovida pela geração da IFV. Isto dificulta bastante a análise, como mostrado no trabalho. A alteração desta política para tributar apenas a diferença de fluxo energético é bastante benéfica ao investidor, como mostrado para o estado de MG, além de facilitar uma análise econômica e financeira.

Se não houverem grandes mudanças polarizadas, o mercado Brasileiro tende a seguir uma tendência de crescimento. Até o início de novembro de 2014, apenas 17 das 27 unidades federativas do país possuíam instalações operando sob a RN N°482. No futuro, é provável que as outras unidades também possuam instalações, mas devem apresentar percentuais menores de participação do que as que já possuem instalações.

Dentre os tipos de instalações (residenciais e comerciais), divididas nos grupos<sup>81</sup> A, B e C no trabalho, é possível perceber que o grupo de menor potência (A) detém a maior quantidade de instalações (84%) ao passo que o de maior potência (C) possui a menor quantidade (3%). No entanto, se analisadas as potências totais que cada grupo representa, é possível perceber que o grupo C, mesmo com poucas instalações, é responsável por 63% de toda a potência instalada, contra 17% do grupo A. O grupo B possui 13% das instalações e representa 20% da potência instalada. Essa distribuição se

---

<sup>81</sup> Grupo A = Até 10 kWp; Grupo B = 10 kWp a 100 kWp; Grupo C 100 kWp a 1000 kWp.

assemelha a uma distribuição de renda, pois a minoria detêm os maiores percentuais de participação. Ao que tudo indica, esse padrão tende a ser seguido.

Dentre os modelos de módulos fotovoltaicos testados pelo INMETRO, pode-se dizer que a grande maioria é de silício policristalino, e ranking A de eficiência. A eficiência média é em torno de 14,6%, e os fabricantes garantem uma produção com queda linear por 25 anos, quando ao fim deste período, a produção representa 80% da produção inicial, isto é, queda de 0,08% ao ano (como nada é informado para períodos superiores a estes 25 anos, este valor foi utilizado como tempo de vida das instalações do trabalho). Porém, outros fatores se aplicam para determinar a eficiência total da instalação. Os fatores são muitos, mas seu impacto final foi representado por um fator de desempenho de 84%, estabelecendo uma eficiência real para a instalação, de 12,264%.

Em relação à produção energética anual, relacionada diretamente à irradiação global inclinada média (IGIM), pode-se dizer que com as condições ideais de inclinação em cada estado, os estados do Nordeste são os que apresentam a maior produção, seguidos pelos estados do Centro Oeste. Os estados do sudeste e Sul disputam as últimas colocações. Contudo, a receita de uma instalação depende também do custo da energia no local, e como a produção energética de alguns estados possui uma diferença percentual menor que a diferença de preço de energia, observa-se que esta diferença de preço pode ser o fator determinante para a rentabilidade de uma instalação. Foi possível observar, por exemplo, que alguns estados do centro-oeste se mostraram mais rentáveis que estados do nordeste, justamente devido ao preço da energia cobrada nos estados. Ainda, que o DF e RN apesar de possuírem boas condições de irradiação, ocupam posições baixas no ranking de rentabilidade, com o DF ocupando a última colocação, devido ao baixo custo da energia no estado.

Ao tentar simular no mercado brasileiro um crescimento acelerado de dois anos, utilizando para isto as mesmas condições de rentabilidade e retorno experimentadas pelo mercado italiano em seu momento de pico de crescimento, observou-se que o quesito tempo de retorno (*payback*) se demonstrou como o real fator limitante, obrigando a aumentar o parâmetro de TIR utilizada para os três grupos (A, B e C). Os valores por fim utilizados de TIR são percentualmente bastante acima do rendimento da poupança no país, e também da taxa de juros SELIC, validando sua utilização como valor atrativo.

Analisando o gasto total das distribuidoras nos períodos de 2013 e 2014, foi possível verificar que foram necessários 67,9 bilhões de reais para substituir as hidrelétricas e atender a diferença de demanda observada entre o início e o fim deste período, quando na verdade o gasto seria de apenas 15 bilhões de reais caso os custos com a compra de energia, dentre outros, tivesse aumentado apenas com a inflação acumulada no período, que é o usual.

Ao utilizar este montante mencionado como subsídio para IFVs espalhadas pelo país, de acordo com o modelo de expansão proposto, que considerou que o mercado tem a tendência de seguir como está em termos de proporções e também de acordo com os parâmetros de atratividade definidos, foi constatado que esse valor (mesmo com uma grande quantidade de subsídios sendo necessária por instalação), seria suficiente para fazer com que o Brasil expandisse sua potência instalada em aproximadamente 18,9 GWp, em um curto período de tempo (dois anos).

Para efetuar a comparação da produção de energia das IFV com a contratação, foram adotados três cenários, denominados conservador, moderado e otimista, considerando para o primeiro a instalação de metade dos 18,9 GWp por ano; para o segundo a instalação de um quarto dos 18,9 GWp por semestre; e para o terceiro, considerou-se que toda a potência já estava instalada ao começo da análise. O resultado foi que nos dois primeiros cenários, a equivalência ocorreu entre quatro e cinco anos e no terceiro cenário, ocorreu entre o segundo e o terceiro ano. Para que essa equivalência ocorresse ao fim do segundo ano, de modo que a GDFV pudesse ser utilizada como alternativa de curto prazo para solucionar a crise energética, calculou-se que seria necessário um valor de subsídio equivalente a quase 255 bilhões de reais para o segundo cenário, e 95,7 bilhões de reais para o terceiro. Para o cenário mais conservador, o valor foi de 381 bilhões de reais.

Quando já estivessem em operação, esses 18,9 GWp poderiam gerar nos anos iniciais, cerca de 29 TWh de energia por ano, o equivalente a 5,6% do consumo total de energia elétrica em 2013. Considerando a produção total até o fim da vida útil, a produção seria de 650 TWh, o equivalente a oito vezes a energia contratada pelo mesmo valor, o que justifica economicamente a escolha de se investir valores mais altos em GDFV (como os mencionados no parágrafo anterior), a fim de introduzir massivamente essa forma de energia no Brasil e garantir a segurança energética do país.

### **5.3 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO**

- Modelo de expansão do mercado fotovoltaico brasileiro, que pode ser replicado, atingindo melhores resultados à medida que o mercado cresce.
- Informação da rentabilidade em investimentos de energia solar fotovoltaica distribuída, para 17 dos 27 estados (contando o DF).
- Método para estimar a contratação de energia termelétricas por parte das distribuidoras e efetuar o cálculo dos gastos com a contratação dessa, e gastos acima do normal (gasto extra). Também, conversão destes gastos em gastos totais para incluir outros custos, como transmissão, dentre outros.
- Valores de mercado atualizados para o custo de instalações fotovoltaicas no Brasil.
- Demonstração dos principais entraves ao desenvolvimento da energia fotovoltaica no Brasil, sob a ótica empresarial.

### **5.4 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

- Efetuar uma análise concentrando todas as instalações no estado mais rentável.
- Fazer uma análise similar para outras fontes renováveis, ou combinação de fontes (eólica, ou solar-eólica, por exemplo).
- Recalcular a distribuição percentual do mercado utilizando dados que estarão disponíveis no futuro, aumentando a precisão da estimativa.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. São Paulo. 2012.

AHK-RJ – CÂMARA DE COMÉRCIO E INDÚSTRIA BRASIL-ALEMANHA. **Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro-Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro. 2012.

AMÉRICA DO SOL. **Mapa de Empresas do Setor Fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/fornecedores/>>. Acesso em: 20 out 2014.

AMÉRICA DO SOL. **Simulador Solar**. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/simulador/>>. Acesso em: 07 nov 2014.

ANDRADE, L. P. (2013). **Análise da Inserção Econômica da Geração Distribuída Fotovoltaica no Mercado Brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 78p.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL altera estrutura tarifária para consumidores de alta tensão**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=4922&id\\_area=90](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=4922&id_area=90)>. Acesso em: 23 fev 2015.

\_\_\_\_\_. BIG - Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: out jan. 2014.

\_\_\_\_\_. BIG - Banco de Informações de Geração. **Capacidade de Geração do Brasil - USINAS do tipo UFV em Operação**, 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>>. Acesso em: 01 Nov 2014.

\_\_\_\_\_. **Hotsite Belo Monte – Perguntas e Respostas**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/hotsite\\_beloMonte/index.cfm?p=7](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/hotsite_beloMonte/index.cfm?p=7)>. Acesso em: 15 nov 2014.

\_\_\_\_\_. Promoção de Audiência Pública para obtenção de subsídios e de informações adicionais para definição da metodologia para as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição adicionarem à tarifa de energia elétrica homologada pela ANEEL os percentuais relativos ao PIS/PASEP e ao COFINS. **Nota Técnica nº 115/2005–SFF/SRE/ANEEL**, de 18 de abril de 2005. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº. 89/2012-SRE/ANEEL, de 23 de maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 106/2013-SRE/ANEEL, de 09 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 132/2014-SRE/ANEEL, de 14 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 394/2012-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 469/2013-SRE-SRD/ANEEL, de 23 de outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº. 50/2012-SRE/ANEEL, de 5 de março de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 058/2013-SRE/ANEEL, de 08 de março de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 362/2012-SRE/ANEEL, de 09 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 447/2013-SRE/ANEEL, de 9 de outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 359/2014-SRE/ANEEL, de 15 de outubro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 395/2012-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 468/2013-SRE/ANEEL, de 23 de outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 367/2014-SRE/ANEEL, de 21 de outubro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 111/2012-SRE/ANEEL, de 02 de maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 146/2013-SRE/ANEEL, de 29 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 148/2014-SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 406/2012-SRE/ANEEL, de 20 de novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 497/2013-SRE/ANEEL, de 20 de novembro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 286/2012-SRE/ANEEL, de 14 de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 282/2014-SRE/ANEEL, de 19 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 362/2013-SRE/ANEEL, de 16 de Agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 291/2012-SRE/ANEEL, de 16 de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 356/2013-SRE/ANEEL, de 14 de agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 267/2014-SRE/ANEEL, de 13 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 376/2012-SRE/ANEEL, de 16 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 464/2013-SRE/ANEEL, de 15 de outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL, de 25 de Julho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 207/2011-SRE/ANEEL, de 29 de julho de 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 252/2014-SRE/ANEEL, de 31 de julho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 295/2012-SRE/ANEEL, de 30 de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 409/2013-SRE/ANEEL, de 02 de setembro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 297/2014-SRE/ANEEL, de 03 de setembro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 253/2012-SRE/ANEEL, de 30 de julho de 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 336/2013-SRE/ANEEL, de 05 de agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 244/2014-SRE/ANEEL, de 30 de julho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 103/2012-SRE/ANEEL, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 132/2013-SRE/ANEEL, de 18 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 141/2014-SRE/ANEEL, de 16 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 267/2013-SRE/ANEEL, de 28 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 222/2014-SRE/ANEEL, de 25 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 282/2012-SRE/ANEEL, de 13 de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 369/2013-SRE/ANEEL, de 21 de agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 283/2014-SRE/ANEEL, de 19 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 71/2012-SRE/ANEEL, de 29 de março de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 86/2013-SRE/ANEEL, de 1º de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 104/2014-SRE/ANEEL, de 03 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 075/2012-SRE/ANEEL, de 30 de março de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 95/2013-SRE/ANEEL, de 03 de Abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL, de 28 de março de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 289/2012-SRE/ANEEL, de 15 de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 284/2014-SRE/ANEEL, de 19 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 370/2013-SRE/ANEEL, de 21 de Agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 405/2012-SRE/ANEEL, de 20 de novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 500/2013-SRE/ANEEL, de 22 de novembro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 392/2012-SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 471/2013-SRE/ANEEL, de 24 de outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 366/2014-SRE/ANEEL, de 21 de outubro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 192/2012-SRE/ANEEL, de 21 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 278/2013-SRE/ANEEL, de 03 de julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 214 /2014-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 297/2012-SRE/ANEEL, de 04 de Setembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 411/2013-SRE/ANEEL, de 03 de setembro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 298/2014-SRE/ANEEL, de 03 de setembro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 110/2012-SRE/ANEEL, de 02 de maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 149/2013-SRE/ANEEL, de 30 de maio de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 145/2014-SRE/ANEEL, de 145/2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 179/2012-SRE/ANEEL, de 15 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 222/2013-SRE/ANEEL, de 12 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 196/2014-SRE/ANEEL, de 11 de Junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 91/2012-SRE/ANEEL, de 11 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 107/2013-SRE/ANEEL, de 10 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 127/2014-SRE/ANEEL, de 10 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 80/2012-SRE/ANEEL, de 04 de Abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 111/2013-SRE/ANEEL, de 10 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 123/2014-SRE/ANEEL, de 10 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 248/2012-SRE/ANEEL, de 30 de julho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 262 /2014-SRE/ANEEL, de 06 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 228/2013-SRE/ANEEL, de 13 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 217/2014-SRE/ANEEL, de 24 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 193/2014-SRE/ANEEL, de 10 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 90/2012-SRE/ANEEL, de 10 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 117/2013-SRE/ANEEL, de 11 de Abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 130 /2014-SRE/ANEEL, de 11 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 417/2012-SRE/ANEEL, de 04 de dezembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 24/2013-SRE/ANEEL, de 25 de janeiro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 24/2014-SRE/ANEEL, de 29 de janeiro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 418/2012-SRE/ANEEL, de 04 de dezembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 17/2013-SRE/ANEEL, de 24 de janeiro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 20/2014-SRE/ANEEL, de 24 de janeiro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 012/2011-SRE/ANEEL, de 24 de janeiro de 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 420/2012-SRE/ANEEL, de 05 de Dezembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 22/2014-SRE/ANEEL, de 27 de janeiro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 73/2012-SRE/ANEEL, de 29 de março de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 097/2013-SRE/ANEEL, de 04 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 105/2014-SRE/ANEEL, de 04 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 363/2012-SRE/ANEEL, de 10 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 465/2013-SRE/ANEEL, de 17 de outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 351/2014-SRE/ANEEL, de 14 de outubro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 26/2013 -SRE/ANEEL, de 25 de janeiro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 423/2012-SRE/ANEEL, de 05 de Dezembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 426/2012-SRE/ANEEL, de 07 de Dezembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 18/2014-SRE/ANEEL, de 24 de janeiro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 25/2013-SRE/ANEEL, de 25 de janeiro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 21/2014-SRE/ANEEL, de 24 de janeiro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 242/2013-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 188/2012-SRE/ANEEL, de 19 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 377/2012 -SRE/ANEEL, de 16 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 210/2014-SRE/ANEEL, de 17 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 361/2014-SRE/ANEEL, de 17 de outubro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 463/2013 -SRE/ANEEL, de 15 de outubro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 20/2013 -SRE/ANEEL, de 25 de Janeiro de 2013 . Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 21/2012 -SRE/ANEEL, de 25 de janeiro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 17/2014, de 22 de janeiro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 114/2012 -SRE/ANEEL, de 03 de maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 152/2013 -SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 149/2014 -SRE/ANEEL, de 30 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 115/2012 -SRE/ANEEL, de 03 de maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 150/2013 -SRE/ANEEL, de 30 de maio de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 151/2014 -SRE/ANEEL, de 02 de maio de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 325/2013 -SRE/ANEEL, de 30 de julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 263/2014 -SRE/ANEEL, de 06 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 127/2012 -SRE/ANEEL, de 11 de Maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 327/2013 -SRE/ANEEL, de 30 de julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 253/2014 -SRE/ANEEL, de 31 de julho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 290/2012 -SRE/ANEEL, de 15 de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 360/2013 -SRE/ANEEL, de 15 de agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 266/2014 -SRE/ANEEL, de 12 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 404/2012 -SRE/ANEEL, de 19 de novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 205/2014 -SRE/ANEEL, de 16 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 187/2012 -SRE/ANEEL, de 19 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 203/2012 -SRE/ANEEL, de 28 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 219/2014 -SRE/ANEEL, de 25 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 271/2013 -SRE/ANEEL, de 1º de julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 264/2014 -SRE/ANEEL, de 06 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 334/ 2013 -SRE/ANEEL, de 05 de agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 258/2012 -SRE/ANEEL, de 1.º de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 154/2012 -SRE/ANEEL, de 31 de maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 207/2013 -SRE/ANEEL, de 10 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 183/2014 -SRE/ANEEL, de 02 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 72/2012 -SRE/ANEEL, de 29 de março de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 94/2013 -SRE/ANEEL, de 02 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 101/2014 -SRE/ANEEL, de 02 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 155/2012 -SRE/ANEEL, de 31 de Maio de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 181/2014 -SRE/ANEEL, de 02 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 214/2013 -SRE/ANEEL, de 06 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 287/2012 -SRE/ANEEL, de 15 de agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 345/2013 -SRE/ANEEL, de 12 de agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 286/2014 -SRE/ANEEL, de 19 de Agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 251/2012 -SRE/ANEEL, de 30 de julho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 320/2013 -SRE/ANEEL, de 24 de julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 254/2014 -SRE/ANEEL, de 31 de julho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 86/2012 -SRE/ANEEL, de 09 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 104/2013 -SRE/ANEEL, de 09 de abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 124/2014 -SRE/ANEEL, de 10 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 288/2012 -SRE/ANEEL, de 15 de Agosto de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 346/2013 -SRE/ANEEL, de 12 de agosto de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 268/2014 -SRE/ANEEL, de 13 de agosto de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 195/2012 -SRE/ANEEL, de 22 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 243/2013 -SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 206/2014 -SRE/ANEEL, de 17 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 249/2012 -SRE/ANEEL, de 27 de julho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 319/2013 -SRE/ANEEL, de 24 de julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 255/2014 -SRE/ANEEL, de 31 de julho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 317/2013 -SRE/ANEEL, de 23 de julho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 246/2014 -SRE/ANEEL, de 30 de julho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 393/2012 -SRE/ANEEL, de 30 de outubro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 485/2013 -SRE/ANEEL, de 05 de Novembro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 484/2013 -SRE/ANEEL, de 01 de Novembro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 373/2014 -SRE/ANEEL, de 29 de outubro de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 186/2012 -SRE/ANEEL, de 19 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 209/2014 -SRE/ANEEL, de 17 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 255/2013 -SRE/ANEEL, de 20 de Junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 158/2012 -SRE/ANEEL, de 04 de junho de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 224/2013 -SRE/ANEEL, de 12 de junho de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 186 /2014 -SRE/ANEEL, de 03 de junho de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 413/2012 -SRE/ANEEL, de 30 de novembro de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 512/2013 -SRE/ANEEL, de 03 de dezembro de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 88/2012 -SRE/ANEEL, de 10 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 110/2013 -SRE/ANEEL, de 10 de Abril de 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica nº 133/2014 -SRE/ANEEL, de 14 de abril de 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. **Por dentro da conta de luz da CELG**. Brasília. 2007a.

\_\_\_\_\_. **Por dentro da conta de luz da COELBA**. Brasília. 2007b.

\_\_\_\_\_. **Por dentro da conta de luz da COELCE**. Brasília. 2007c.

\_\_\_\_\_. **Por dentro da conta de luz da ENERSUL**. Brasília. 2007d.

\_\_\_\_\_. **Por dentro da conta de energia - Informação de utilidade pública**. Brasília. 2011.

\_\_\_\_\_. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. [S.l.]: [s.n.].

\_\_\_\_\_. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST , Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1867](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1867)>. Acesso em: 13 ago 2014.

\_\_\_\_\_. Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão. **Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Região, Empresa e Classe de Consumo**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=550>>. Acesso em: 05 nov 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_ AES-SUL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_ CELPE**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_CEMAR.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_CEMAT.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_AES-SUL.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_CEMIG.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_CERON.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_COELBA.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo.  
**RTE\_2013\_COOPERALIANÇA.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo.  
**RTE\_2013\_CPFL\_PAULISTA.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_DEMEI.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_EBO.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_ELETROACRE.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_ENERSUL.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_ESCELSA.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_ESE.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_HIDROPAN.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_LIGHT.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_MUXFELDT.**  
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_AMAZONAS**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTE\_2013\_CEAL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTP\_Cemig\_2013 - PRATA v9 95 CEMIG**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTP\_CPFL\_Paulista\_2013 - PRATA v9 953c Rev3C e Pos3C (CPFL Paulista)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **RTP\_Eletoacar\_2013 - PRATA v9 971 Rev3C e Pos3C- Eletrocar pos AP 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **SPARTA\_AMAZONAS\_2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **SPARTA\_AMPLA\_2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Tarifas - Documentos e Memórias de Cálculo. **SPARTA\_LIGHT\_2014**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. **Tarifas Residenciais**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=493&idPerfil=4>>. Acesso em: 05 nov 2014.

ANTONELLI, M.; DESIDERI, U. Do feed-in tariffs drive PV cost or viceversa? **Applied Energy**, v. 135, p. 721–729, 2014.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão - Correção de valor pela Caderneta de Poupança**. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores&aba=3>>. Acesso em: 05 nov 2014.

BENEDITO, R. S.; MACEDO, W. N.; ZILLES, R. A produção de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede: barreira econômica, pontos de conexão e mecanismos de incentivo. **II Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, Florianópolis, 2008.

BMW – FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND ENERGY. **Key elements of a revised Renewable Energy Sources Act**. Alemanha. 2014.

BRASIL. **Convênio ICMS 6, de 5 de Abril de 2013**. Estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa N° 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.. [S.l.]: Publicado no DOU de 12.04.13, pelo Despacho 73/13.

BSW-SOLAR – GERMAN SOLAR INDUSTRY ASSOCIATION; ECLAREON GMBH. **Framework Assessment for the Photovoltaic Business Opportunities in Brazil**. Alemanha. 2014.

CAMARGO, I. M. D. T. **Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico**. Brasília: Finatec, 1998.

CANADIAN SOLAR. PV- Modules – Quartch Solar Module. **Datasheet - Quartech CS6P-P**. Disponível em: <[http://www.canadiansolar.com/down/en/CS6P-P\\_en.pdf](http://www.canadiansolar.com/down/en/CS6P-P_en.pdf)>. Acesso em: 28 out 2014.

CDT - CORPORACIÓN DE DESARROLLO TECNOLÓGICO. **Manual de Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados a Red**. 1ª. ed. Chile: [s.n.], 2014.

CEB – COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA. **Tarifas GTA e GTB 2014**, Brasília. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/component/phocadownload/category/27-tarifas?download=562:tarifas-gta-e-gtb-2014>>. Acesso em: 06 out 2014.

CHARKI, A.; BIGAUD, D. Availability Estimation of a Photovoltaic System Reliability and Maintainability Symposium (RAMS), **2013 Proceedings - Annual**, Estados Unidos, p. 1-5, 2013.

COELBA – COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA. **TABELA DE TARIFA E PREÇO FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA GRUPO - B (TENSÕES DE 127 e 220V)**. Disponível em: <[http://servicos.coelba.com.br/residencial-rural/Documents/baixa-tensao/Tarifas%20Setembro/GRUPO\\_B-TENSOES\\_DE\\_127\\_e\\_220V.pdf](http://servicos.coelba.com.br/residencial-rural/Documents/baixa-tensao/Tarifas%20Setembro/GRUPO_B-TENSOES_DE_127_e_220V.pdf)>. Acesso em: 08 nov 2014.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Potencial Energético Solar - SunData**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php#sundata>>. Acesso em: 27 out 2014.

DISTRITO FEDERAL. **DECRETO Nº 18.955, DE 22 DE DEZEMBRO DE 1997. REGULAMENTO DO ICMS – RICMS/97**. Publicação DODF de 24/12/97. [S.l.]: [s.n.].

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Leilão de Energia de Reserva 2014 atrai investimentos de R\$ 7,1 bilhões**, 2014a. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20\(2014\)/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20\(2014\)/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20\(2014\)atrainvestimentosdeR\\$7,1bil.aspx](http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20(2014)/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20(2014)/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20de%20Reserva%20(2014)atrainvestimentosdeR$7,1bil.aspx)>. Acesso em: 26 jan 2015.

\_\_\_\_\_. **Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional**. Rio de Janeiro. 2014b.

EPIA – EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018**. Bélgica. 2014a.

EPIA – EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Storm Warning For The Italian Photovoltaic Sector**. Bélgica. 2014b.

ESPÍRITO SANTO. **Lei n.º 7.000, de 27 de dezembro de 2001, alterada pela Lei n.º 10.232, de 27 de maio de 2014.** Dispõe sobre o Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS, e dá outras providências. Publicada no DOE de 28 de maio de 2014. [S.l.]: [s.n.].

FEDERAL NETWORK AGENCY. **Funding for photovoltaic systems in operation after 01/08/2014 for the calendar months of August 2014 and September 2014 by EEG 2014.** Alemanha. 2014.

GSE - GESTORE SERVIZI ENERGETICI. **Evoluzione del Conto Energia.**

Disponível em:

<<http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/Fotovoltaico/Evoluzione%20del%20Conto%20Energia/Pages/default.aspx>>. Acesso em: 18 set 2014.

HELAPCO – HELLENIC ASSOCIATION OF PHOTOVOLTAIC COMPANIES. **Greek PV Market Statistics 2013.** Grécia. 2014.

IDEAL – INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS DA AMÉRICA LATINA. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica em 2013.** Brasil. 2014.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics.** França. 2013.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics.** França. 2014.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **National Survey Report of PV Power Applications in Belgium 2012.** Suíça. 2013b.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **Trends in Photovoltaic Applications.** Suíça. 2013a.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **A Snapshot of Global PV 1992-2013.** Suíça. 2014a.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **National Survey Report of PV Power Applications in Belgium 2013.** Suíça. 2014b.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **National Survey Report of PV Power Applications in China.** Suíça. 2014c.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2013.** Suíça. 2014d.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2013.** Suíça. 2014e.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **National Survey Report of PV Power Applications in Japan 2013**. Suíça. 2014f.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **National Survey Report of PV Power Applications in the United States 2013**. Suíça. 2014g.

IEA-PVPS – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. **Trends in Photovoltaic Applications**. Suíça. 2014h.

INMETRO – INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA QUALIDADE E TECNOLOGIA. **Requisitos De Avaliação Da Conformidade Para Sistemas E Equipamentos Para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador De Carga, Inversor E Bateria)**. Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011. [S.l.]: [s.n.]. 2001.

\_\_\_\_\_. Programa Brasileiro de Etiquetagem. **Tabela De Eficiência Energética - Sistema De Energia Fotovoltaica - Módulos**, 2014. Disponível em: <[http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaico\\_modulo.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf)>. Acesso em: 07 out 2014.

ISE – FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report - 24 October, 2014**. Alemanha. 2014a.

ISE – FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report - July 28, 2014**. Alemanha. 2014b.

KOIRALA, B. P.; SAHAN, B.; HENZE, N. Study on MPP mismatch losses in photovoltaic applications. **European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)**, p. 3727-3733, 2009.

KYOCERA SOLAR. Solar Panels - Warranties. **Current 2014 KD Module Limited Warranty Policy**. Disponível em: <<http://www.kyocerasolar.com/assets/001/5654.pdf>>. Acesso em: 28 out 2014.

LACCHINI, C. **A Energia Fotovoltaica no Contexto Energético Nacional: Definição de Uma Metodologia de Análise, Usando Como Comparação as Usinas Termelétricas, no Rio Grande Do Sul**. Tese de Mestrado, Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação, Programa de Pós-Graduação em Engenharia: Energia, Ambiente e Materiais, Universidade Luterana do Brasil. Canoas, 112 p., 2011.

LIGHT – LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A. Composição da Tarifa. **TARIFAS DE BAIXA TENSÃO**. Disponível em: <<http://www.light.com.br/para-residencias/Sua%20Conta/composicao-da-tarifa.aspx>>. Acesso em: 08 nov 2014.

MATO GROSSO. **Lei 7.098, de 30 de dezembro de 1998. Consolidada até a Lei 10.025/13 e LC 460/11**. Consolida normas referentes ao Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS. [S.l.]: [s.n.].

MATURI, L. et al. BUILDING SKIN AS ELECTRICITY SOURCE: THE PROTOTYPE OF A WOODEN BIPV FAÇADE COMPONENT. **Proceedings of the**

**26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, p. 3991-3999, 2011.

MINAS GERAIS. **Decreto nº 43.080/2002. Atualizado até o Decreto nº 46.646, de 10/11/2014.** Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação. [S.l.]: [s.n.].

MINAS GERAIS. **LEI Nº 20.824, DE 31 DE JULHO DE 2013.** Altera as Leis nºs 6.763, de 26 de dezembro de 1975, 14.937, de 23 de dezembro de 2003, e 14.941, de 29 de dezembro de 2003, revoga dispositivo da Lei nº 15.424, de 30 de dezembro de 2004, concede incentivo a projetos esportivos e dá outras providências. [S.l.]: [s.n.].

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa Luz para Todos – Informações sobre o Programa.** Disponível em: <[http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o\\_programa.asp](http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp)>. Acesso em: 01 out 2014.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL. **Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use.** Estados Unidos: National Academies, 2010.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Energy Technology Cost and Performance Data for Distributed Generation. **Distributed Generation Renewable Energy Estimate of Costs.** Disponível em: <[http://www.nrel.gov/analysis/tech\\_lcoe\\_re\\_cost\\_est.html](http://www.nrel.gov/analysis/tech_lcoe_re_cost_est.html)>. Acesso em: 04 nov 2014.

NREL – NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. Research Cell Efficiency Records. Disponível em: <[http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency\\_chart.jpg](http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg)>. Acesso em: 27 ago 2014.

OLIVEIRA, S. H. F. D. **Geração Distribuída de Eletricidade: Inserção de Edificações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no Estado de São Paulo.** Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Engenharia, PIPGE (EP/FEA/IEE/IF), Universidade de São Paulo. São Paulo, 198 p., 2002.

PARAÍBA. **Decreto nº 35.514, de 03 de novembro de 2014.** Regulamento Do Imposto Sobre Operações Relativas À Circulação De Mercadorias E Sobre Prestações De Serviços De Transporte Interestadual E Intermunicipal E De Comunicação. Publicado no DOE de 04 de novembro de 2014. [S.l.]: [s.n.].

PARANÁ. **Lei nº 11.580, atualizada até a Lei nº 16.370, de 29 de dezembro de 2009.** Dispõe sobre o ICMS com base no art. 155, inc. II, §§ 2º e 3º, da Constituição Federal e na Lei Complementar n. 87, de 13 de setembro de 1996 e adota outras providências. Publicada no DOE n. 4885 de 14 de novembro de 1996. [S.l.]: [s.n.].

PEREIRA, M. V. **SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO - Situação atual e o que vem por aí.** HSBC. 2014.

PERNAMBUCO. **Decreto 14.876 de de 12 de março de 1991, atualizado até 10 de julho de 2014.** Consolida a Legislação Tributária do Estado. [S.l.]: [s.n.].

PORTAL SOLAR. **Quanto Custa a Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <[http://www.portalsolar.com.br/quanto\\_custa\\_a\\_energia\\_solar\\_fotovoltaica.html](http://www.portalsolar.com.br/quanto_custa_a_energia_solar_fotovoltaica.html)>. Acesso em: 17 out 2014.

PROCEL – PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Manual De Tarifação Da Energia Elétrica**. [S.l.]. 2001.

PROJEKTENTWICKLUNG UND SOLARTECHNIK GMBH. Disponível em: <<http://projekt-solartechnik.de/template/images/Reinigung2.jpg>>. Acesso em: 03 nov 2014.

RECEITA FEDERAL. **Taxa de Juros SELIC**. Disponível em: <[http://www.receita.fazenda.gov.br/pagamentos/jrselic.htm#Taxa\\_de\\_Juros\\_Selic](http://www.receita.fazenda.gov.br/pagamentos/jrselic.htm#Taxa_de_Juros_Selic)>. Acesso em: 26 nov 2014.

RIO GRANDE DO NORTE. **Decreto n.º 13.640, de 13 de Novembro de 1997 - Consolidado Até o Decreto nº 19.917, De 20 de julho de 2007**. Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transportes Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS). [S.l.]: [s.n.].

RIO GRANDE DO SUL. **Decreto N.º 37.699, DE 26 de agosto de 1997, atualizado até o Decreto n.º 51.228 de 25 de fevereiro de 2014**. Aprova o Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (RICMS). Publicado no DOE de 26 de fevereiro de 2014. [S.l.]: [s.n.].

SANTA CATARINA. **Decreto nº 2.870, de 27 de agosto de 2001, atualizado até a Alteração 3.234**. Aprova o Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação do Estado de Santa Catarina. [S.l.]: [s.n.].

SÃO PAULO. **DECRETO n. 45.490, de 30 de novembro de 2000. Aprova o Regulamento do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e Comunicação - RICMS**. Secretaria de Estado do Governo e Gestão Estratégica, aos 30 de novembro de 2000. [S.l.]: [s.n.].

SHENZHEN GOVERNMENT ONLINE. **Tiered Power Bill Debated**. Disponível em: <[http://english.sz.gov.cn/ln/201205/t20120517\\_1914423.htm](http://english.sz.gov.cn/ln/201205/t20120517_1914423.htm)>. Acesso em: 20 nov 2014.

SOLARGIS - USA. **Solar and PV data**. Disponível em: <<http://solargis.info/doc/solar-and-pv-data>>. Acesso em: 23 fev 2015.

SOLAR WORLD - USA. **Sunmodule Solar Panels - Sownload Technical Documents - Sunmodule poly data sheets**. Disponível em: <<http://www.solarworld-usa.com/~media/www/files/datasheets/sunmodule-poly/sunmodule-solar-panel-245-poly-ds.pdf>>. Acesso em: 28 out 2014.

SOLARIA. Módulos Fotovoltaicos. **Série S6P2G - Ficha Técnica**. Disponível em: <<http://www.solariaenergia.com/archivosbd/productos/08f1e3bd4d40ecdfad4c4695efdfa51f.pdf>>. Acesso em: 28 out 2014.

WOYTE, A. et al. Monitoring of Photovoltaic Systems: Good Practices and Systematic Analysis. **Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference**, p. 3686-3694, 2013.

## ANEXOS

Tabela A-1 – Usinas fotovoltaicas em operação no Brasil operando sob a RN nº 482.

Usina	Potência Outorgada (kW)	Município
Johannes Kissel	0,24	Cachoeiras de Macacu - RJ
Edmar Teixeira Guimarães	0,46	Belo Horizonte - MG
Daniel Giovanni Ferronato	0,5	Lajeado – RS
Maria Candida de Oliveira	0,72	Campo Grande - MS
Ivanir Candida de Oliveira	0,72	Campo Grande - MS
Ricardo Kaufmann	0,92	Santa Cruz do Sul - RS
João Luis Buso	0,92	Curitiba - PR
Projeto Tamar	0,97	Florianópolis - SC
Marcio Eli Moreira de Souza	0,97	Belo Horizonte - MG
Master Solar	1	Cascavel - PR
Alex Paulo Mottin	1	Lajeado - RS
Guederson Andrei Maciel	1,1	Arroio do Meio - RS
Mack Luan Pereira Medeiros	1,2	Patos - PB
Simone Araújo	1,23	Maracanaú - CE
Alfredo Fuchs	1,25	Caçador - SC
Prefeitura de Urussanga	1,41	Urussanga - SC
Elias Biz	1,41	Urussanga - SC
Marcelo Colle	1,5	Videira - SC
Adelar Antonio Gattermann Junior	1,5	Ponta Grossa - PR
Adelino Raul Casaril	1,5	Ponta Grossa - PR
Daniel Augusto Lopes Secches	1,5	São José dos Campos - SP
Roni Carlos Temp	1,5	Foz do Iguaçu - PR
Ferreira Engenharia e Construção Ltda	1,5	Penápolis - SP
Bruno Rondinella	1,53	Campinas - SP
Isabelle de Loys	1,6	Rio de Janeiro - RJ
Zélia de Azevedo Sampaio	1,6	Rio de Janeiro - RJ
Valdineize Ribeiro Duarte	1,61	Serra - ES
Cooperativa Fumacense de Eletricidade - CERMOFUL	1,65	Morro da Fumaça - SC
Jomar Brito de Oliveira	1,68	Teófilo Otoni - MG
André Michel Muller	1,68	Arroio do Meio - RS
Renê Reiter	1,7	Blumenau - SC
Ricardo Aires Correia	1,7	Aquiraz - CE
Giuseppe Valicenti	1,92	Campo Grande - MS
Geraldo Afonso da Silva	1,92	Belo Horizonte - MG
Erlon Brando Valério	1,92	Belo Horizonte - MG

<b>Usina</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Município</b>
Anália Susana Córdoba	1,96	Florianópolis - SC
Lisiane Ema Wendland	1,96	Itabirito - MG
Ana Portilho	2	Rio de Janeiro - RJ
Eduardo de Araújo Gomes	2	Pinhais - PR
Senai	2	Curitiba - PR
Valéria Santos	2	Serra - ES
Prefeitura de Rancharia	2	Rancharia - SP
Tarcizio Meurer	2	Francisco Beltrão - PR
André Inácio Horn	2	Lajeado - RS
Igor Vilela Pereira	2	Campo Grande - MS
Elmo Cordeiro Ribeiro	2	São Gonçalo - RJ
Márcio Alves Muniz	2	Corumbá - MS
Irineu Miguel Tissiani	2	Campo Grande - MS
Pedro Peres Filho	2	Niterói - RJ
Claudia Martins Correa Cunha Silva	2	Rio de Janeiro - RJ
Ricardo Alberto Cons	2	Curitiba - PR
Themis Dias de Fernandes	2	Penápolis - SP
Mateus Afonso Chaves	2,08	Resende - RJ
Helena Guimarães de Rezende	2,12	Uberlândia - MG
Cires Canisio Pereira	2,12	Uberlândia - MG
Flavio Malagoli Buiatti	2,12	Uberlândia - MG
Instituto Vigotski Educação Cultura	2,12	Uberlândia - MG
Claudio Pereira Guimarães Junior	2,12	Uberlândia - MG
Fabio Nogueira Leite	2,12	Uberlândia - MG
Getúlio Hoffmann de Oliveira	2,16	Sapucaia do Sul - RS
Pedro Roberto Ferrão Pereira	2,16	Santa Cruz do Sul - RS
Silvio Costa	2,16	Goiânia - GO
Vera Lucia Saling Kroth	2,16	Venâncio Aires - RS
Marcio Ramos Cardelli	2,16	Campinas - SP
Ilto Antonio Martins	2,3	Campo Grande - MS
João Eudes Meireles da Silva	2,3	Campo Grande - MS
Ricardo Marcelino Santana	2,3	Campo Grande - MS
José Rizkallah Júnior	2,3	Campo Grande - MS
Francisco Almir Miranda	2,3	Campo Grande - MS
Fuvantes	2,3	Lajeado - RS
Guissepe Sarti Rangel	2,3	Sete Lagoas - MG
Thiago de Souza Lima	2,35	Monte Alto - SP
Ricardo de Menezes Macedo	2,37	Nova Lima - MG
Rubenilton Gonçalves	2,4	Lauro de Freitas - BA
Mario de Souza Miranda	2,4	Fortaleza - CE
Cabral & Klein Clínica Médica e de Psicologia	2,4	Campo Grande - MS

<b>Usina</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Município</b>
José Roberto Farias Carneiro	2,4	São Pedro da Aldeia - RJ
Rudi Inácio Sulzbach	2,4	Lajeado - RS
Glauco Araújo da Nóbrega Wanderley	2,4	Patos - PB
Péricles de Freitas Druck	2,45	Florianópolis - SC
José Eduardo da Silva Alves	2,45	Jaguaripe - CE
Luíz Otávio Felício Marques	2,5	Fortaleza - CE
Bruver CRC Consultoria Representação e Comércio Ltda	2,5	Criciúma - SC
João Marcos Rodrigues Seabra	2,5	Fortaleza - CE
Rogério Ivan Hein	2,5	Santa Cruz do Sul - RS
Paulo Sérgio de Moraes	2,6	Natal - RN
Weber Participações	2,69	Criciúma - SC
Greenpeace Brasil	2,8	São Paulo - SP
Márcia Duarte Eschholz	2,8	Florianópolis - SC
Carlos Eduardo Tiusso	2,82	Brasília - DF
Paulo Henrique Gonçalves Lima	2,85	Teófilo Otoni - MG
Martinho Arlete Abrantes Pego	2,85	Teófilo Otoni - MG
Aline Aparecida M Dionizio Gonçalves	2,85	Teófilo Otoni - MG
Euler Carvalho Cruz	2,88	Belo Horizonte - MG
Pousada Brasita	2,88	Caucaia - CE
Isaque Volnei Kramer	2,88	Lajeado - RS
Sérgio Duarte	2,9	Belo Horizonte - MG
Ronaldo Custódio Cota Pacheco	2,9	Uberlândia - MG
Fabio Solca	2,94	Nova Lima - MG
João Francisco Sampaio	2,94	Belo Horizonte - MG
Nelson Paulo	3	Cascavel - PR
Stephane Peree	3	Salvador - BA
Carlos Charack Linhares	3	Curitiba - PR
Paulo Roberto de Carvalho Almeida	3	Corumbá - MS
Fluxo Eletrônica Industrial	3	Chapecó - SC
Alex Passos Boff	3	Chapecó - SC
Luiz Fernando Cardoso	3	Pouso Alegre - MG
Silvio Massaru Kozasa	3	Araraquara - SP
Leila Maria Fróes	3,06	Ribeirão Preto - SP
Mônica Fantin	3,06	Florianópolis - SC
Danilo Maximiliano Marcon	3,12	Andradas - MG
Frontera Gestão e Comércio Internacional	3,12	Eusébio - CE
Pedro Pedron	3,12	Eusébio - CE
João Cláudio Torres Saraiva	3,18	Eusébio - CE
Mauro de Oliveira Cavalcante	3,22	Campo Grande - MS

<b>Usina</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Município</b>
Tecidos Miramontes	3,29	Uberlândia - MG
Algar Telecom	3,29	Uberlândia - MG
João Bosco de Almeida	3,48	Camargibe - PE
Seltec Soluções Elétricas e Tecnológicas	3,5	Teófilo Otoni - MG
Eco Sistema de Paisagismo	3,5	Aquiraz - CE
Caio César Bianchi	3,5	Fortaleza - CE
Emir Baptisti	3,5	Vitória - ES
Eduardo Carvalhaes Nobre	3,57	Brumadinho - MG
Carlos Alberto Biesuz	3,8	Concórdia - SC
José Romero Campelo Brito	3,8	Gravatá - PE
Andreia Weiss	3,84	São Borja - RS
Roberto Roverland Duarte de Moraes	3,84	Parnamirim - RN
Antônio Almeida Lira Júnior	3,92	Fortaleza - CE
Janice de Araujo Jurtick	3,92	São Paulo - SP
Eloy Vargas	4	Corumbá - MS
Carlos Henrique Medeiros Senna	4	Rio de Janeiro - RJ
Lourenço Gomes de Sant'anna	4	Malacacheta - MG
Luiz Carlos de Castro	4	Campo Grande - MS
Antonio Carlos Nascimento	4,08	Bauru - SP
Zélio Gonçalves	4,4	Salvador - BA
Augusto César L. de Carvalho	4,4	Brasília - DF
Aresio Teixeira Peixoto	4,6	Brasília - DF
Restaurante Terra Gaúcha	4,7	Cachoeirinha - RS
Antônio Carlos Lellis	4,8	Pompéu - MG
Escola Municipal Paulo Freire	4,8	Armação de Búzios - RJ
Escola Municipal Darcy Ribeiro	4,8	Armação de Búzios - RJ
Escola Municipal Nicomedes Vieira	4,8	Armação de Búzios - RJ
Ronei Pappen	4,8	Santa Cruz do Sul - RS
Joneson Carneiro de Azevedo	4,8	São Pedro da Aldeia - RJ
Clair Berti	4,8	Videira - SC
Paulo Antônio Cardoso	4,8	Uberlândia - MG
Cássio Luis Mengato	4,8	Videira - SC
Silvano Romano Dario Silvi	4,86	Barueri - SP
José Ivanildo de Oliveira	5	Natal - RN
Nord Electric	5	Chapecó - SC
Fabrcio Agostinho de Paula	5	Teófilo Otoni - MG
SEP Indústria e Comércio de Quadros e Materiais Elétricos	5	Maringá - PR
Antônio Lineu Costa	5	Curitiba - PR
Unifemm	5	Sete Lagoas - MG
Palladium Motel Place	5	Valinhos - SP

<b>Usina</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Município</b>
Henasa Empreendimentos e Exportação Ltda	5	Natal - RN
Elayne de Amorim Dias	5,06	Rio de Janeiro - RJ
Paulo Cezar Coelho Tavares	5,39	Campinas - SP
Marcelo Francisco Cenni	5,39	Belo Horizonte - MG
Engebento Engenharia e Construções	5,39	Bento Gonçalves - RS
João Jair Roma	5,76	Itu - SP
Hiran Sebastião Meneguelli Filho	6	Campo Grande - MS
Escola Estadual de Ensino Básico Roberto Schutz	6,2	Rancho Queimado - SC
Luiz Augusto Marchi	6,24	Florianópolis - SC
PGM	6,58	Uberlândia - MG
Condomínio do Edifício Corpus	6,72	Rio de Janeiro - RJ
Ademir José Cardoso	6,96	Gurupi - TO
Rodrigo Jerônimo de Araújo	7	Natal - RN
Luciano Pessoa Mendonça	7	Natal - RN
Paulo Sérgio Pinto	7,35	Campinas - SP
Sandra Nunes	8	Rio de Janeiro - RJ
Trunci & Trunci	8,34	Curitiba - PR
Elco	8,64	Curitiba - PR
Exsa	8,82	Indaiatuba - SP
Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais - APAE	9	Morro da Fumaça - SC
CMU Empresa de Participações Simples Ltda	9	Belo Horizonte - MG
Fundação Torino	9	Belo Horizonte - MG
Asilo Vila Vicentina	9,82	Sete Lagoas - MG
Durval Sombini Filho	10,3	Indaiatuba - SP
Semear Comercial Agrícola Ltda	10,34	Salvador - BA
Lúcio Dodero Reis	11,04	Campo Grande - MS
Metalnox	11,52	Fortaleza - CE
Carlos Eduardo de Andrade	11,52	Rio de Janeiro - RJ
Pro Tamar	11,52	Mata de São João - BA
Associação Matogrossenses dos Produtores de Algodão	11,52	Cuiabá - MT
Marco Aurélio Silva	12,18	Franca - SP
Paulo Bormann Zero	12,6	Rio de Janeiro - RJ
Jeremias Demito	13	Araguaína - TO
EBR - Empresa Brasileira de Energia	13,44	Fortaleza - CE
Bamagril Barcelos Máquinas Agrícola Ltda	15,37	Salvador - BA
Campoeste Máquinas Bahia Ltda	16,96	Salvador - BA
EIM	18,7	Fortaleza - CE

<b>Usina</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>Município</b>
Luiz Alberto Garcia	19,27	Uberlândia - MG
Lindalva Firmino de Lima	19,6	Jaguarari - BA
Celesc	19,6	Florianópolis - SC
Associação Antônio Vieira	20	Florianópolis - SC
Elecnor	20,58	Uberlândia - MG
Eros Roberto Grau	22,03	Tiradentes - MG
Marco Aurélio Soares Martins	26,9	Nova Lima - MG
Estância Hidromineral Santa Rita de Cássia	28,8	Rancho Queimado - SC
Pedro Bernardes Neto	29,6	Uberlândia - MG
José Geraldo Q. da Silva	36	Petrolina - PE
SPAventura Hotelaria e Eventos	38,64	Ibiúna - SP
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (Reitoria)	44	Natal - RN
Associação Jorge Lacerda	66,52	Capivari de Baixo - SC
IFRN	88	Ceará-Mirim - RN
Indústria Becker	153,95	São José de Mipibu - RN
Industec	240	Palmas - TO
Complexo Maracanã Entreterimento	360	Rio de Janeiro - RJ
Comando da Aeroáutica/CINDACTAIII	361,64	Fernando de Noronha - PE
Arena Pernambuco	967	São Lourenço da Mata - PE
<b>Total Potência Outorgada:</b>	<b>3320,18 kWp</b>	

**Fonte:** ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *BIG - Banco de Informações de Geração - USINAS do tipo UFV em Operação*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 01 nov 2014. (Modificado).

Tabela A-2 – Lista de módulos poli cristalinos ranking A testados pelo INMETRO.

<b>Especificações do Painel</b>	<b>Área (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Eficiência (%)</b>	<b>Potência (Wp)</b>
BRASIL SOLAR BSL23093	1,605	14,3	230
BRASIL SOLAR BSL240P3	1,605	15	240
CANADIAN CS6P 235P	1,609	14,6	235
CANADIAN CS6P 240P	1,609	14,9	240
CANADIAN CS6P 245P	1,609	15,2	245
CANADIAN CS6P 250P	1,609	15,5	250
CENTENNIAL GLOBAL CG145-36	0,986	14,7	145
HIMIN HG-150P	1,002	15	150
HIMIN HG-245P/FA	1,627	15,1	245
HIMIN HG-300P/GA	1,94	15,5	300
KOMAES KM 140	1,006	14	140
KYOCERA KD140SX-UFBS	1,002	14	140
KYOCERA KD140SX-UPU	1,002	14	140
KYOCERA KD240GH-2PB	1,649	14,6	240
KYOCERA KD240GX-LFB	1,649	14,6	240
KYOCERA KD240GX-LPB	1,649	14,6	240
KYOCERA KD245GH-4FB	1,645	14,9	245
KYOCERA KD245GH-4FB2	1,645	14,9	245
KYOCERA KD245GX-LPB	1,645	14,9	245
KYOCERA KD315GH-4FB	2,194	14,4	315
LINUO LN240(31)P-3-230	1,634	14,1	230
LINUO LN240(31)P-3-240	1,634	14,7	240
MEMC-SUNEDISON MEMC-P290BMC-24	1,956	14,8	290
Q-CELLS Q BASE G2 240	1,67	14,3	239
Q-CELLS Q PRO G2 240	1,67	14,3	240
REC REC240PE	1,65	14,7	243
REC REC245PE	1,65	15	248
REC REC250PE	1,65	15,2	251
REC REC255PE	1,65	15,6	257
REC REC260PE	1,65	15,8	261
RENESOLA JC260M-24-bpv	1,627	16	260
RENESOLA JC255M-24-Bbv	1,627	15,7	255
RENESOLA JC280M-24-Ab	1,94	14,5	282
RENESOLA JC285M-24-Ab	1,94	14,7	286
RENESOLA JC290M-24-Ab	1,94	14,9	290
RENESOLA JC290M-24-Abv	1,94	15	291
RENESOLA JC295M-24-Ab	1,94	15,2	295
RENESOLA JC295M-24-Abv	1,94	15,2	295
RENESOLA JC300M-24-Ab	1,94	15,5	300
RENESOLA JC300M-24-Abv	1,94	15,5	300
RENESOLA JC305M-24-Abv	1,94	15,7	305

<b>Especificações do Painel</b>	<b>Área (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Eficiência (%)</b>	<b>Potência (Wp)</b>
RIOSOLAR 156P-270	1,843	14,7	270
RISEN SYP250P	1,627	15,4	250
SENSOTEC ST070P(36)	0,511	13,7	70
SENSOTEC ST110P(36)	0,805	13,7	110
SENSOTEC ST140P(36)	1,002	14	140
SENSOTEC ST230P(60)	1,637	14,1	230
SENSOTEC ST235P(60)	1,637	14,4	235
SENSOTEC ST240P(60)	1,637	14,7	240
SENSOTEC ST290P(72)	1,94	14,9	290
SHINE SOLAR SSM-230P	1,642	14	230
SINGFO SOLAR SFP-135-36-6	0,99	13,6	135
SOLAR WORLD SW 140 R6A POLY	1,025	13,8	141
SOLAR WORLD SW230 POLY	1,667	13,7	230
SOLAR WORLD SW235 POLY	1,667	14	236
SOLAR WORLD SW240 POLY	1,667	14,3	240
SOLAR WORLD SW245 POLY	1,667	14,6	245
SOLARIA S6P220	1,609	13,7	220
SOLARIA S6P225	1,609	14	225
SOLARIA S6P230	1,609	14,3	230
SOLARIA S6P235	1,609	14,6	235
SOLARIA S6P2G225	1,631	13,8	225
SOLARIA S6P2G230	1,631	14,1	230
SOLARIA S6P2G235	1,631	14,4	235
SOLARIA S6P2G240	1,631	14,7	240
SOLARIA S6PS135	0,996	14	140
SOLARIS S140P	1,006	14	140
SOLARIS S30P	0,265	13,9	37
SOLARTERRA HD210	1,465	14,4	210
SOLARTERRA HG135	0,964	14	135
SURNISE SR-P660240	1,624	14,8	240
TIANWEI TW230P60-FA2	1,627	14,1	230
TNS SOLAR TN-60-6P230	1,627	14,2	230
YINGLI SOLAR YL070P-17B 1/2	0,508	13,8	70
YINGLI SOLAR YL085P-17B 2/3	0,594	14,3	85
YINGLI SOLAR YL095P-17B 2/3	0,667	14,3	95
YINGLI SOLAR YL140P-17B	1	14	140
YINGLI SOLAR YL180P-23B	1,297	13,9	180
YINGLI SOLAR YL185P-23B	1,297	14,3	185
YINGLI SOLAR YL230P-29B	1,634	14,1	230
YINGLI SOLAR YL235P-29B	1,634	14,4	235
YINGLI SOLAR YL240P-29B	1,634	14,7	240
YINGLI SOLAR YL245P-29B	1,634	15	245
YINGLI SOLAR YL275P-35B	1,95	14,1	275

<b>Especificações do Painel</b>	<b>Área (m<sup>2</sup>)</b>	<b>Eficiência (%)</b>	<b>Potência (Wp)</b>
YINGLI SOLAR YL280P-35B	1,95	14,4	280
YINGLI SOLAR YL285P-35B	1,95	14,6	285
YINGLI SOLAR YL290P-35B	1,95	14,9	290
YINXING YXGF-240P60	1,634	14,7	241
<b>Média</b>		<b>14,6</b>	

**Fonte:** : INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. *Tabela De Eficiência Energética - Sistema De Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 01/2013*. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br>>. Acesso em: 28 out 2014. (Modificado)

Tabela A-3 – Compilação de dados de preços médios e número de unidades consumidoras por distribuidora.

Estado	Sigla da Companhia	Preço Residencial Sem tributos (R\$/kWh)	Preço Residencial Com Tributos E Encargos (R\$/kWh)	Preço Comercial Sem tributos (R\$/kWh)	Preço Comercial Com Tributos E Encargos (R\$/kWh)	Unidades Consumidoras
BA	COELBA	0,33634	0,47088	0,32027	0,44243	5.465.682,00
CE	COELCE	0,35922	0,50291	0,30143	0,42535	3.249.742,00
DF	CEB-DIS	0,30275	0,42385	0,23949	0,31403	965.404,00
ES	ESCELSA	0,36660	0,51324	0,29053	0,42112	1.404.157,00
ES	ELFSM	0,41843	0,58580	0,30776	0,43412	101.757,00
GO	CELG-D	0,35031	0,49043	0,26905	0,39792	2.672.616,00
GO	CHESP	0,46674	0,65344	0,37502	0,55674	33.773,00
MG	CEMIG-D	0,39642	0,55499	0,36610	0,47376	7.860.421,00
MG	DMED	0,33350	0,46690	0,26000	0,33410	70.720,00
MG	EEB	0,37843	0,52980	0,34979	0,44693	144.507,00
MG	EMG	0,39288	0,55003	0,37482	0,48506	421.707,00
MS	ENERSUL	0,35708	0,49991	0,35067	0,43992	923.963,00
MT	CEMAT	0,38107	0,53350	0,35974	0,53518	1.248.892,00
PB	EPB	0,36787	0,51502	0,28714	0,39216	1.295.927,00
PB	EBO	0,28980	0,40572	0,26505	0,36660	193.129,00
PE	CELPE	0,35058	0,49081	0,32511	0,45599	3.380.832,00
PR	COPEL-DIS	0,32637	0,45692	0,25202	0,37621	4.268.241,00
PR	COCEL	0,34574	0,48404	0,27062	0,37161	46.693,00
PR	CFLO	0,38018	0,53225	0,28871	0,42726	55.108,00
PR	FORCEL	0,37375	0,52325	0,27521	0,41417	7.049,00
RJ	LIGHT	0,32874	0,46024	0,29361	0,43487	3.674.082,00
RJ	AMPLA	0,38931	0,54503	0,34977	0,48857	2.526.860,00
RJ	ENF	0,36820	0,51548	0,33977	0,50003	99.828,00
RN	COSERN	0,34250	0,47950	0,30898	0,43842	1.279.096,00
RS	AES-SUL	0,33793	0,47310	0,32377	0,46352	1.287.162,00
RS	CEEE-D	0,31257	0,43760	0,28820	0,38897	1.589.013,00
RS	RGE	0,35069	0,49097	0,31745	0,44105	1.395.993,00
RS	ELETROCAR	0,41119	0,57567	0,35216	0,49808	35.384,00
RS	DEMEI	0,38604	0,54046	0,28422	0,38319	30.801,00
RS	HIDROPAN	0,42603	0,59644	0,32830	0,46626	17.068,00
RS	MUXENERGIA	0,37690	0,52766	0,35184	0,49941	10.412,00
RS	UHENPAL	0,42341	0,59277	0,37966	0,53307	15.069,00
SC	CELESC-DIS	0,35349	0,49489	0,27443	0,39596	2.641.472,00
SC	COOPERALIAN	0,44626	0,62476	0,31562	0,42390	35.165,00
SC	IENERGIA	0,32502	0,45503	0,30038	0,42031	32.594,00
SP	BANDEIRANTE	0,36778	0,51489	0,27176	0,33538	1.698.481,00
SP	ELEKTRO	0,42327	0,59258	0,28848	0,37316	2.407.455,00
SP	ELETROPAULO	0,28117	0,39364	0,24029	0,30941	6.654.153,00
SP	EDEVP	0,35534	0,49748	0,33513	0,41208	172.968,00
SP	CPFL Jaguari	0,23838	0,33373	0,22222	0,28415	37.909,00
SP	CPFL Leste Paulista	0,29037	0,40652	0,27402	0,35792	54.969,00
SP	CPFL Mococa	0,32762	0,45867	0,29948	0,38869	44.092,00
SP	CPFL- Piratinir	0,33665	0,47131	0,26667	0,34006	1.574.149,00
SP	CPFL Santa Cruz	0,34007	0,47610	0,33412	0,44056	198.548,00
SP	CPFL Sul Paulista	0,30272	0,42381	0,27803	0,36364	80.037,00
SP	CPFL-Paulista	0,31686	0,44360	0,30124	0,38411	4.029.157,00
SP	CNEE	0,32886	0,46040	0,31536	0,38452	110.019,00
SP	CAIUÁ-D	0,33804	0,47326	0,31297	0,38349	231.176,00
TO	CELTINS	0,42080	0,58912	0,38514	0,55600	538.650,00

**Fonte:** Compilação própria, a partir de dados da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Tarifas Residenciais (1) e Relatório de Consumidores, Consumo, Receita e Tarifa Média – Região, Empresa e Classe de Consumo (2)*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 5 nov 2014.



Tabela A-5 – Compilação de dados do ONS referentes à geração de energia.

GWh	Hidráulica			Térmica Convencional			Termo-Nuclear			Eólica		
	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
Jan	39.616,98	34.408,81	39.436,14	1.879,60	8.791,45	7.938,29	1.409,72	1.042,84	1.463,77	264,11	285,50	434,93
Fev	39.370,01	33.022,89	35.097,82	2.148,38	7.903,58	9.261,16	1.160,99	898,64	1.327,93	185,01	270,49	401,92
Mar	42.602,80	36.412,60	35.612,53	2.839,28	7.819,92	10.597,10	512,90	1.289,42	1.416,87	173,58	287,24	391,14
Abr	36.919,92	34.525,51	33.418,30	4.225,31	7.221,46	10.079,36	1.406,76	1.176,21	982,19	184,96	200,77	307,45
Mai	36.385,38	33.369,57	31.996,38	4.247,10	8.825,37	10.625,38	1.476,56	1.354,13	1.397,66	215,25	224,19	296,13
Jun	35.423,47	31.602,13	29.947,31	3.344,05	8.164,81	9.658,96	1.425,58	1.354,13	1.391,36	208,98	202,13	508,82
Jul	36.991,89	34.428,64	31.051,20	2.649,46	7.175,56	10.335,53	1.476,39	1.306,34	928,96	283,37	259,72	598,53
Ago	37.551,63	35.021,17	30.183,22	3.116,44	7.641,68	11.606,17	1.468,72	1.355,57	629,31	339,27	344,69	728,84
Set	34.462,66	34.353,72	30.924,08	5.439,07	7.226,37	10.195,80	1.403,78	1.362,84	1.452,96	355,72	452,22	744,70
Out	35.255,34	36.205,48	32.289,64	7.081,12	7.366,98	11.022,27	1.477,32	1.466,66	1.496,40	296,66	492,66	810,12
Nov	31.737,66	34.608,90	31.024,20	8.262,19	7.739,70	10.929,77	1.428,67	1.433,42	1.398,09	296,66	504,71	667,97
Dez	34.860,46	36.596,20	31.604,14	8.172,77	7.226,67	11.371,18	1.391,09	1.409,49	1.492,14	354,66	432,49	670,89
<b>Média</b>	<b>36.764,85</b>	<b>34.546,30</b>	<b>32.995,66</b>	<b>4.450,40</b>	<b>7.758,63</b>	<b>10.132,00</b>	<b>1.336,54</b>	<b>1.287,47</b>	<b>1.248,74</b>	<b>266,02</b>	<b>329,73</b>	<b>522,26</b>
<b>Total</b>	<b>441.178,20</b>	<b>414.555,62</b>	<b>392.584,96</b>	<b>53.404,77</b>	<b>93.103,55</b>	<b>123.620,97</b>	<b>16.036,48</b>	<b>15.449,69</b>	<b>15.377,64</b>	<b>3.192,28</b>	<b>3.956,81</b>	<b>6.561,44</b>
<b>Geração Total 2012</b>	<b>513.813,73</b>		<b>Geração Total 2013</b>	<b>527.065,67</b>		<b>Geração Total 2014</b>	<b>538.145,01</b>					

**Fonte:** ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico da Operação: Geração de Energia.* Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 02 fev 2015.

Figura A-1 – Questionário aplicado às empresas, desenvolvido na plataforma QuestionPro.

This free survey is powered by **QuestionPro** [Create a Survey](#)

Survey: Instalações FV - Custos e Informações Importantes

**Instalações FV - Custos e Informações Importantes**

Olá, me chamo Vítor, e estou executando um trabalho de graduação na área de energia solar fotovoltaica distribuída, e gostaria de saber se a sua empresa poderia contribuir com algumas informações. Elaborei um questionário, apresentado abaixo, e se puder responde-lo, estará ajudando bastante o desenvolvimento do trabalho e possivelmente o desenvolvimento do mercado FV no país. Não será feito nenhum tipo de comparação entre as empresas, apenas utilizarei os dados para obter os valores médios do país. Os devidos agradecimentos às informações prestadas serão incluídos no trabalho.

**Qual o nome da sua empresa ? (Apenas para a prestação de agradecimentos, que serão incluídos no trabalho)**

Empresa

**1) Qual o atual custo médio em R\$/KWp (instalado) para instalações com potências de 3, 25 e 400 KWp incluindo todos os custos e equipamentos (Inversor, medidor bi-direcional) ?**

**2) E Qual é o tempo de vida médio dessas instalações?**

	Preço Médio	Tempo de Vida Médio
3 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
25 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
400 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>

**3) Qual é o tempo de retorno (em anos) do investimento para instalação com o estas, considerando uma taxa de juros? e qual o valor de juros considerado (%) ?**

	Tempo de Retorno (anos)	Taxa de juros Considerada (%)
3 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
25 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
400 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>

**4) Qual é a taxa interna de retorno (TIR) média para esses tipos de instalação? \***

\* Sabe-se que os valores são diferentes para cada região. A ideia é fornecer uma estimativa média

	TIR (%)
3 kWp	<input type="text"/>
25 kWp	<input type="text"/>
400 kWp	<input type="text"/>

**5) E qual o tempo de retorno e TIR (%) você considera suficiente para tornar o investimento bastante atrativo aos consumidores? \***

\* Sabe-se que os valores são diferentes para cada região. A ideia é fornecer uma estimativa média

	Tempo de retorno (anos)	TIR Atrativa (%)
3 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
25 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>
400 kWp	<input type="text"/>	<input type="text"/>

**6) Os valores informados, incluem os gastos com manutenção e diminuição da produtividade dos painéis?**

- Sim
- Não

**7) Qual a estimativa desse gasto ao longo da vida útil do projeto?**

**8) Você acredita que novas medidas de incentivo a Geração Fotovoltaica Distribuída serão adotadas em 2015?**

- Sim
- Não

**9) Quais das opções a seguir você considera como uma barreira para o desenvolvimento das suas atividades?**

- Tributos (ICMS, PIS, COFINS, etc.)
- Impostos de importação
- Ausência de financiamento específico para a geração fotovoltaica distribuída
- Tarifa de consumo mensal mínimo na conta de energia elétrica
- Processo de conexão à rede
- Certificação dos inversores
- Escassez de mão de obra qualificada
- Indústria interna pouco desenvolvida

**Obrigado pelo tempo e atenção!**

Share This Survey:   

POWERED BY  QuestionPro