



Universidade Federal de Santa Catarina
CTC – Centro Tecnológico
PPGEC – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil

**Um programa residencial de telhados solares para o Brasil:
diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração
fotovoltaica conectada à rede elétrica**

**Aluna: Isabel Tourinho Salamoni
Orientador: Ricardo Rüther**

**Florianópolis – SC
2009**



Universidade Federal de Santa Catarina
CTC – Centro Tecnológico
PPGEC – Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil

**Um programa residencial de telhados solares para o Brasil:
diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração
fotovoltaica conectada à rede elétrica**

Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial exigido pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil – PPGEC, para a obtenção do Título de DOUTOR em Engenharia Civil

**Aluna: Isabel Tourinho Salamoni
Orientador: Ricardo Rüther**

**Florianópolis – SC
2009**

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e às minhas irmãs, que por todo incentivo, carinho, compreensão e amor, são partes fundamentais desta conquista.

Ao meu orientador, professor Ricardo Rütther, por sua constante motivação, orientação e incansável dedicação para a realização deste trabalho.

A meu amigo Alexandre Montenegro, por sua dedicação, paciência e auxílio no decorrer de toda a pesquisa.

Aos colegas e amigos, Marina Vasconcelos, Ana Paula Melo, Cláudia Donald, Joyce Carlo, Martins Ordenes e Devis Marinosky pelo companheirismo, compreensão e disponibilidade durante todos estes anos de trabalho.

Aos amigos e colegas do grupo de energia solar fotovoltaica, Clarissa Zomer, Ísis Portolan, Priscila Braun, Jair Urbanetz e Trajano Viana, pela troca de conhecimentos, auxílio e colaboração.

Aos professores Roberto Zilles, Samuel de Abreu, Solange Goulart e Cornelio Celso Camargo pela participação da banca examinadora.

À CAPES e ao DAAD pelos programas de financiamento e fornecimento de bolsas de estudos.

A todos os meus amigos e demais colegas do LabEEE, que de uma forma ou de outra, auxiliaram na realização deste trabalho e que sempre estiveram ao meu lado, sabendo compreender e apoiar todas as minhas decisões.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABELAS.....	vii
LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES.....	ix
RESUMO.....	xi
ABSTRACT.....	xii
1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO.....	01
1.1 Objetivos.....	10
1.1.1 Objetivo Geral.....	10
1.1.2 Objetivos Específicos.....	11
1.2 Justificativas.....	11
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
2.1 O setor elétrico brasileiro: histórico e reestruturação.....	16
2.2 A geração de energia elétrica no Brasil.....	19
2.3 A transmissão de energia elétrica no Brasil.....	21
2.4 A distribuição de energia elétrica no Brasil.....	22
2.5 A comercialização de energia elétrica no Brasil.....	22
2.5.1 O processo de comercialização de energia elétrica.....	23
2.5.2 O ambiente de contratação.....	24
2.5.2.1 O ambiente de contratação regulada (ACR).....	25
2.5.2.1.1 O funcionamento dos leilões de energia.....	26
2.5.2.2 O ambiente de contratação livre (ACL).....	27
2.6 A legislação associada à comercialização de energia no novo modelo do setor elétrico.....	29
2.7 O consumo energético nacional e as tarifas de energia elétrica.....	30
2.8 A composição das tarifas de energia elétrica no Brasil.....	32
2.8.1 Encargos e tributos.....	32

2.9 A economia e os investimentos no setor elétrico brasileiro.....	34
2.10 As fontes renováveis de energia no Brasil.....	36
2.10.1 As pequenas centrais hidroelétricas.....	36
2.10.2 Energia eólica.....	38
2.10.3 Energia da biomassa.....	40
2.10.4 Energia solar.....	42
2.11 Os agentes na área das fontes renováveis de energia e do sistema interligado nacional.....	46
2.12 Os mecanismos de incentivo que visam à integração das fontes renováveis de energia no SIN e as legislações e regulamentações em questão.....	53
2.13 Os programas de apoio às fontes renováveis de energia no Brasil.....	57
2.14 Os benefícios da energia solar fotovoltaica.....	59
2.15 A energia solar fotovoltaica no mercado energético mundial.....	60
2.16 Os custos dos sistemas fotovoltaicos e a curva de aprendizado para a tecnologia fotovoltaica.....	62
2.17 Os modelos de programas de incentivo às fontes renováveis de energia, em especial à energia solar fotovoltaica.....	65
2.17.1 O sistema de preços (<i>Feed-in Law</i>).....	66
2.17.2 O sistema de quotas.....	66
2.18 O mecanismo de Incentivo alemão à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	71
2.19 O mecanismo de Incentivo espanhol à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	75
2.20 O mecanismo de Incentivo Japonês à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	78
2.21 O mecanismo de Incentivo Americano à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	79
3 METODOLOGIA.....	81
3.1 Análise da produtividade da geração fotovoltaica no Brasil.....	82
3.2 Criação de diretrizes para um programa residencial de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica no Brasil.....	86
3.3 Simulação de um programa residencial de telhados solares para o Brasil.....	86
3.4 Análise de paridade tarifária para a tecnologia fotovoltaica no Brasil.....	95
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	104
4.1 Análise da produtividade da geração fotovoltaica no Brasil.....	101
4.2 Diretrizes para um programa de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica no Brasil.....	105
4.3 Simulação de um programa de telhados solares para o Brasil.....	107

4.4. Análise de paridade tarifária para a tecnologia fotovoltaica no Brasil.....	123
5 ANÁLISE E RECOMENDAÇÕES PARA A INSERSÃO DAS FRE NO BRASIL.....	134
5.1 Falhas de alguns programas de incentivo brasileiros às fontes renováveis de energia.....	135
5.2 Principais barreiras que freiam a inserção da energia solar fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional em larga escala e algumas alternativas frente às barreiras encontradas.....	136
5.3 Desafios e argumentos técnicos e econômicos que inibem a integração da energia solar fotovoltaica no SIN e medidas técnicas e políticas para solucionar alguns dos desafios identificados.....	139
6 CONCLUSÕES.....	143
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	147
8 ANEXOS.....	155

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Matriz de energia elétrica no Brasil para o ano de 2007 (% e TWh).....	02
Figura 2: Estrutura de oferta interna de energia no Brasil, 2007.....	04
Figura 3: Estrutura de oferta interna de energia no mundo, 2006.....	04
Figura 4: Diferentes segmentos da tecnologia FV e seu percentual de aplicação no mundo.....	06
Figura 5: Visão geral do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro.....	17
Figura 6: Estrutura do novo modelo do setor elétrico nacional.....	19
Figura 7: Estrutura do ambiente de contratação de energia elétrica no Brasil.....	25
Figura 8: Estrutura do ambiente de contratação livre no Setor Elétrico Brasileiro.....	28
Figura 9: Detalhamento de quanto se paga por componente em uma fatura de energia elétrica de R\$ 100,00 (média de um consumidor residencial brasileiro).....	34
Figura 10: Potencial eólico medido por região do Brasil.....	38
Figura 11: Médias diárias anuais de irradiação difusa, direta, global horizontal e global na inclinação da latitude média da cidade, para todas as capitais brasileiras, (Wh/m ² /dia).....	45
Figura 12: Geração de empregos por FRE na Alemanha nos anos 2004, 2006 e 2007.....	60
Figura 13: Evolução mundial anual da produção de módulos FV entre 1980 e 2008.....	61
Figura 14: Evolução da potência FV total acumulada no mundo entre 1994 e 2007.....	61
Figura 15: Taxas médias de crescimento anual da capacidade de energia renovável.....	62
Figura 16: Preço final de sistemas fotovoltaicos completos na Alemanha [€/kWp], para instalação de até 100 kWp.....	63
Figura 17: Curva de aprendizado para a energia solar fotovoltaica. Uma curva de aprendizado de 80% corresponde a uma redução de custos de 20% para cada dobro da produção acumulada.....	64
Figura 18: O processo de evolução da energia FV na matriz energética da Alemanha, em função dos diferentes mecanismos de incentivo adotados ao longo dos anos.....	65

Figura 19 Evolução da potência FV anual na Espanha, até 2008 e os efeitos da nova <i>Feed-in Law</i> para os anos seguintes.....	78
Figura 20: Mapa de irradiação Solar da Espanha e de Portugal para o plano horizontal. Somatório anual do total das médias diárias.....	83
Figura 21: Mapa de irradiação Solar da Alemanha para o plano horizontal. Somatório anual do total das médias diárias.....	84
Figura 22: Mapa de irradiação solar do Brasil para o plano inclinado. Somatório anual do total das médias diárias.....	85
Figura 23: Fluxograma do programa de incentivo às FRE na Alemanha e a proposta para o programa brasileiro de telhados solares – lado da geração.....	94
Figura 24: Fluxograma do programa de incentivo às FRE na Alemanha e a proposta para o programa brasileiro de telhados solares – lado o consumo.....	94
Figura 25: Mapa brasileiro de paridade tarifária para a tecnologia FV.....	96
Figura 26: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 6%.....	109
Figura 27: Simulação de um programa residencial de telhados Solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 7%.....	112
Figura 28: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 8%.....	114
Figura 29: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 10%.....	116
Figura 30: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 20 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 20 anos, considerando uma TIR de 7%.....	119
Figura 31: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2015, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%.	126

Figura 32: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2015, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%.	126
Figura 33: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%.	127
Figura 34: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%.	127
Figura 35: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%. Paridade Tarifária atingida em quatro estados do Brasil.	128
Figura 36: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2015, considerando uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%.	129
Figura 37: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%.	130
Figura 38: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 7 % e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%. Paridade Tarifária atingida em onze estados do Brasil.	130
Figura 39: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%.	131
Figura 40: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 8% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%.	131
Figura 41: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 8% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%.	131
Figura 42: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 8% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%.	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Sistemas FV integrados à edificação e interligados à rede elétrica no Brasil.....	07
Tabela 2: Custos da geração elétrica para diferentes fontes de energia e as perspectivas de redução de custos ao longo dos anos.....	12
Tabela 3: Alterações no antigo modelo institucional do setor elétrico brasileiro.....	18
Tabela 4: Empreendimentos em operação, construção e outorgados.	20
Tabela 5: Consumo de energia elétrica por classe no Brasil (GWh).....	31
Tabela 6: Tarifa de energia elétrica por classe e por região no Brasil (R\$/MWh), sem considerar os impostos.....	31
Tabela 7: Descrição dos principais encargos inseridos na tarifa de energia elétrica no Brasil e o montante arrecadado.....	33
Tabela 8: Balanço da oferta e demanda de energia elétrica (2007-2011).....	34
Tabela 9: Lista de agentes e entidades envolvidas direta ou indiretamente na área das fontes renováveis de energia no Brasil. O papel de cada uma e a sua tendência no mercado energético.....	47
Tabela 10: Processo regulatório através das Resoluções ANEEL.....	54
Tabela 11: Mecanismo de incentivo para promover às FRE nos países desenvolvidos e em desenvolvimento.....	68
Tabela 12: Ajustes no índice de regressão anual das tarifas prêmio na Alemanha, de acordo com a revisão da EEG, de 2008.....	73
Tabela 13: Redução das tarifas prêmio na Alemanha, de acordo com a revisão da EEG, de 2008.....	74
Tabela 14: Tarifas prêmio atuais na Espanha e para os anos posteriores ao término do programa.....	76
Tabela 15: Evolução das tarifas de energia convencional, para diferentes concessionárias (sem impostos), os percentuais de reajuste ao longo dos anos e a tarifa para o ano de 2008, considerando encargos e tributos.....	98
Tabela 16: Dados comparativos entre Brasil, Alemanha e Espanha.....	101
Tabela 17: Evolução da fatura de energia elétrica mensal para o setor residencial da Alemanha.....	104
Tabela 18: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do	

programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 6%.....	110
Tabela 19: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 7%.....	113
Tabela 20: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 8%.....	115
Tabela 21: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 10%.....	117
Tabela 22: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 20 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 20 anos e TIR de 7%.....	120
Tabela 23: Resumo da análise econômica para as simulações de um programa de telhados solares no Brasil, equivalente ao primeiro ano e ao último ano do programa.....	122
Tabela 24: Análise comparativa das tarifas prêmio e dos impactos tarifários entre os cenários propostos para o Brasil e o caso real da Alemanha, no ano de 2007.....	123
Tabela 25: Indicadores energéticos, econômicos e sociais para cada região do Brasil, no ano de 2008.....	124

LISTA DE SIGLAS E ABREVIações

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

Acréscimo_tarifa - Impacto na tarifa do consumidor residencial

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

APS - Auto Produtores

BIG - Banco de Informações de Geração

BNDS - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

CGH - Central Geradora Hidroelétrica

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Políticas Energéticas

Custo_kWp - Custo do kW de potência FV instalada

Custo_concessionária - Custo do montante de energia FV adquirida pelas concessionárias

Custo_programa - Custo anual do programa, para o primeiro ano

Consumo_residencial - Consumo anual de energia elétrica convencional, do setor residencial

Custo_programa - custo total anual do sistema FV

D - Despesas anuais do sistema, em % anual do custo total do sistema

DP – Tempo de duração do programa de incentivo

EEG - *Renewable Energy Sources Act*

EFV = Energia FV gerada pelo sistema

EOL - Central Geradora Eolielétrica

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ESS- Encargos de Serviços do Sistema

FRE – Fonte Renovável de Energia

FV - Fotovoltaica

GD - Geração Distribuída

GLD - Gerenciamento pelo Lado da Demanda

MME - Ministério de Minas de Energia

OECD – *Organisation for Economic Cooperation and Development*

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento

PCH - Pequenas Centrais Hidroelétricas

PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica

PFV - Potência FV total instalada, instalada no primeiro ano do programa

PIE - Produtor Independente de Energia

PL - Projeto de Lei

PLD - Preço de Liquidação de Diferenças

PNE - Plano Nacional de Energia

PNPB - Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

Red = taxa de redução anual da tarifa prêmio para novas instalações = 5%;

RESEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGR - Reserva Global de Reversão

RPS - Renewable Portfolio Standards

SIN - Sistema interligado Nacional

SOL - Central Geradora Solar Fotovoltaica

t - Tempo de duração do programa de incentivo

T&D - Transmissão e distribuição

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR - Taxa interna de retorno

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

TP = A tarifa prêmio, ou seja, o preço do kWh gerado

TS - Tendering Systems

TTP - Tempo de duração do pagamento das tarifas prêmio

UHE – Usina Hidroelétrica de Energia

UTE - Usina Termoelétrica de Energia

UTN - Usina Termonuclear

VN - Valor normativo

VR - Valor de Referência

Yield - produtividade média anual do tipo de tecnologia FV escolhido, para a irradiação solar média anual para o local considerado, em kWh/kWp/ano.

RESUMO

Embora o Brasil disponha de grande potencial para a aplicação da energia solar fotovoltaica (FV) e seja particularmente privilegiado por ter elevados níveis de irradiação solar, o papel dessa fonte renovável de energia (FRE) no mercado brasileiro ainda é bastante pequeno e a legislação do setor elétrico em vigor não prevê incentivos para esses sistemas interligados à rede elétrica pública. Os altos custos envolvidos na sua implantação e o paradigma de que essa FRE é viável para a aplicação interligada à rede somente nos países desenvolvidos são fatores fundamentais para justificar a não exploração da energia FV no Brasil (já que para sistemas FV autônomos e termo-solares há incentivos). A presente tese tem como objetivo principal desenvolver ferramentas que auxiliem na criação de uma legislação do setor elétrico e no desenvolvimento de políticas públicas, no que diz respeito à implantação de um programa brasileiro de telhados solares e apresentar um estudo de paridade tarifária entre a geração convencional e a geração FV. Aqui, também são apresentados os benefícios da utilização de sistemas FV conectados à rede pública de distribuição e as barreiras que freiam a inserção da energia FV na matriz energética nacional. O mecanismo de incentivo proposto para o Brasil, baseado no modelo alemão (*Feed-in Law*), é analisado sob distintos cenários, onde é possível fazer um estudo de viabilidade econômica dos sistemas FV conectados à rede elétrica pública no Brasil, identificando o porte mais adequado para dar início ao programa e o impacto tarifário que esse teria, através da diluição desses custos entre os consumidores finais residenciais de energia. A análise de paridade tarifária para a energia FV mostra que entre 2015 e 2020 algumas regiões do Brasil já terão os preços da energia FV competitivos com o da geração convencional. É possível que esta paridade aconteça antes mesmo desse período, dependendo das taxas de juros praticadas no Brasil. Nesse contexto é de extrema importância que seja criado um mecanismo de incentivo que contemple a energia FV no Brasil, mesmo que seus preços ainda não sejam competitivos com os da geração convencional, para que a experiência necessária para desenvolver um mercado em grande escala possa ocorrer com o máximo benefício e de forma ordenada no momento em que a paridade tarifária chegar.

ABSTRACT

Although Brazil has great potential for photovoltaics (PV), and is particularly privileged by high solar radiation levels, the role of this renewable energy source (RES) at the Brazilian market is still very small, and the current legislation of the electric sector has no incentives for grid-connected PV systems. The high costs and the paradigm that this RES is feasible for grid-connection only for developed countries are the fundamental arguments placed to justify the lack of consideration of PV energy in Brazil. The main aim of this thesis is to develop a guideline to create a reliable legislation and regulation framework for the Brazilian electrical sector towards the implementation of a widespread grid-connected PV roofs program, and to show a grid parity analysis between conventional generation and PV generation. It also demonstrates the benefits of grid-connected PV systems and it presents the bottlenecks that limit the widespread adoption of PV energy at the Brazilian electrical sector mix. The proposed mechanism to be applied in Brazil is based on the German program (Feed-in Law) and it is analyzed under different scenarios. With this study, it is possible to make an economic viability analysis of grid-connected PV in Brazil, to identify the most suitable PV roof program size for the beginning of the program, and the consequent impacts on tariffs, through the dilution of these costs for the residential energy consumer. The grid-parity analysis shows that from 2015 and 2020 it will be possible to reach grid parity for PV in some regions in Brazil. It is possible that this parity happens even before that time, according to the interest rates applied in Brazil. In this context, it is crucial to create an incentive program to promote PV energy in Brazil, even if current prices are not competitive with conventional generation prices, so that the necessary experience to develop a large scale mechanism could happen with the maximum benefits and in an orderly way when grid parity arrives.

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

1.1 Objetivos.....	10
1.1.1 Objetivo Geral.....	10
1.1.2 Objetivos Específicos.....	11
1.2 Justificativas.....	11

1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

O Brasil detém o terceiro maior potencial hidroelétrico do mundo, explorado até o momento (ANEEL, 2008), ficando atrás apenas da China e da Rússia (CEPEL, 2009). A hidroeletricidade tem peso bem mais significativo na estrutura de oferta de energia elétrica do Brasil do que na estrutura mundial, correspondendo a 77,4% do suprimento energético do país (Figura 1), enquanto que para a média mundial esta parcela é de 16% (MME, 2008; IEA, 2008). Isso faz com que o Brasil apresente uma característica peculiar, que o distingue da maioria dos países, que é a de ter os combustíveis fósseis em segunda posição na matriz energética interna.

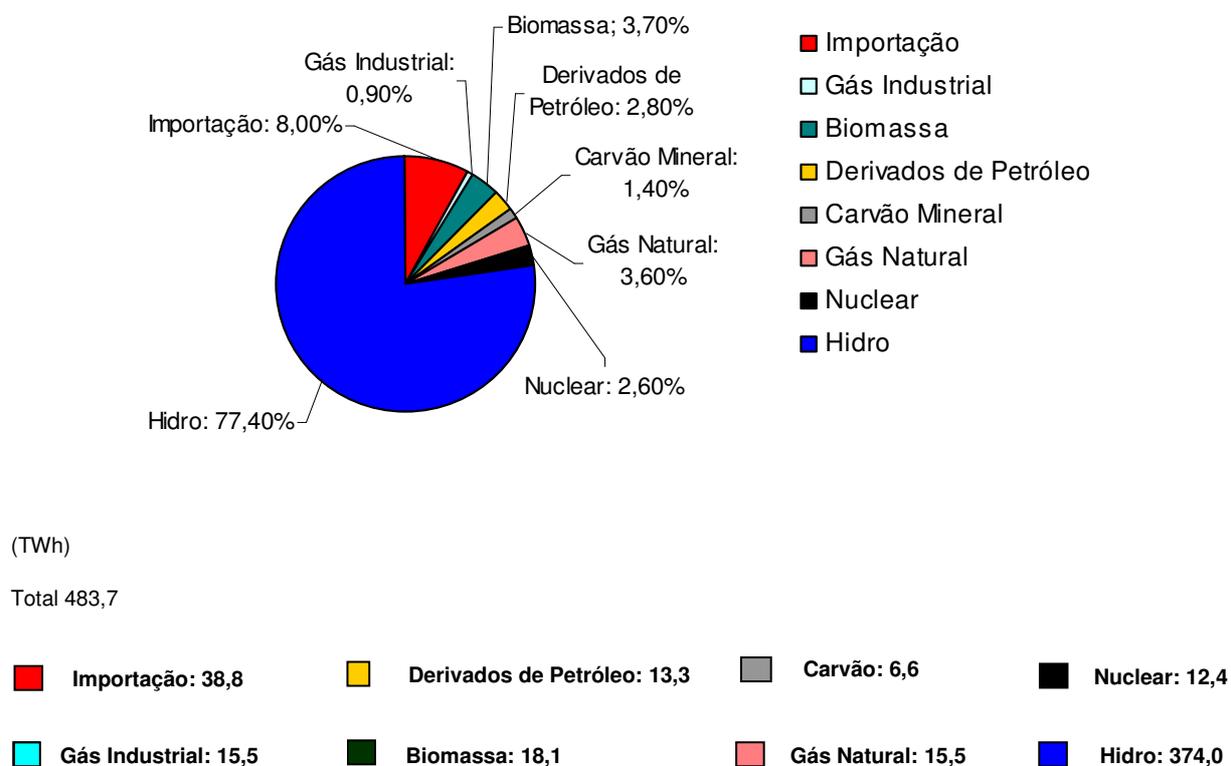


Figura 1: Matriz de energia elétrica no Brasil para o ano de 2007 (% e TWh).

Fonte: MME, 2008.

Em termos mundiais, as fontes de energia primárias mais exploradas são os combustíveis fósseis, como o carvão mineral e o gás, seguidos da hidroeletricidade e das fontes nucleares, num contexto bastante distinto do existente no Brasil. Entretanto, os grandes potenciais hidroelétricos já foram explorados e os restantes nem sempre se viabilizam pela distância aos centros urbanos, um fator que acarreta altos investimentos em linhas de transmissão e distribuição (T&D). Outro fator relevante se deve às questões ambientais associadas à construção das usinas.

Segundo dados do Plano Nacional de Energia 2030, PNE 2030, (MME, 2007), o consumo de energia elétrica em 2030 poderá se situar entre 950 e 1.250 TWh/ano, o que exigirá um aumento expressivo na oferta de energia elétrica no Brasil. Mesmo que seja dada prioridade ao uso do potencial hidroelétrico, ainda assim a instalação de 120 mil MW, elevando para 80% o uso desse potencial, poderia não ser suficiente para atender à demanda por energia nesse horizonte.

Segundo Jannuzzi (2005), a maior parte do aumento na demanda energética esperado para os próximos anos será proveniente dos países em desenvolvimento. No entanto, a oferta de energia elétrica não vem aumentando de forma proporcional. Portanto, torna-se um desafio aumentar o acesso e a qualidade dos serviços energéticos aos diversos setores de consumo e, principalmente avaliar novas fontes de geração, a fim de proporcionar ao país uma maior qualidade e segurança no abastecimento de energia, sem prejudicar o meio ambiente.

Desde o início da sua comercialização, a energia elétrica tem sido fornecida aos consumidores residenciais, comerciais e industriais, através de usinas geradoras centralizadas e complexos sistemas de T&D. Todo o sistema convencional de geração possui inúmeros problemas como impacto ambiental negativo, dependência de combustíveis ou por estarem localizados distantes do ponto de consumo. A estrutura centralizada de geração torna as pessoas vulneráveis a *blackouts* energéticos, além de gerar perdas da T&D por estarem localizadas distantes, aumentando os custos da produção da energia (RÜTHER, 2004).

Neste contexto, torna-se fundamental a reestruturação do setor energético e a busca por uma maior diversificação da matriz energética nacional, principalmente através da geração distribuída com base em fontes renováveis de energia (FRE). As FRE devem ser analisadas sob um critério de complementação e não de substituição às fontes convencionais. Ou seja, de modo estratégico, elas devem estar entrelaçadas, tentando atender, além do equilíbrio ambiental, a segurança no abastecimento de energia.

Uma nova estratégia, baseada em dois eixos: geração descentralizada e eficiência energética (desde a geração até o transporte ao usuário final) seria uma alternativa face às dificuldades futuras no suprimento energético do país. Essa estratégia, além de permitir uma maior segurança no abastecimento de energia e de reduzir as perdas na T&D, possibilita uma geração de forma ambientalmente sustentável.

O Brasil é o mais avançado país da América do Sul no que diz respeito ao desenvolvimento das FRE. Essa característica se deve principalmente à sua dimensão continental, que abrange cerca de 47% da área da América do Sul (8,5 milhões de km²) (NUPAC, 2008), às fontes naturais abundantes e ao clima favorável.

O Balanço Energético Nacional (MME, 2008) (Figura 2) revela que a oferta interna de energia total no Brasil, em 2007, atingiu 238,8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), sendo que,

deste total, 109,8 milhões de tep (46%) correspondem à oferta interna de energia produzida por FRE. Essa proporção é a mais alta do mundo, contrastando significativamente com a média mundial, de 12,7% (Figura 3), e mais ainda com a média de 6,7%, referente à Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico (OECD – *Organisation for Economic Co-operation and Development*), constituída em sua grande maioria por países desenvolvidos (Figura 2).

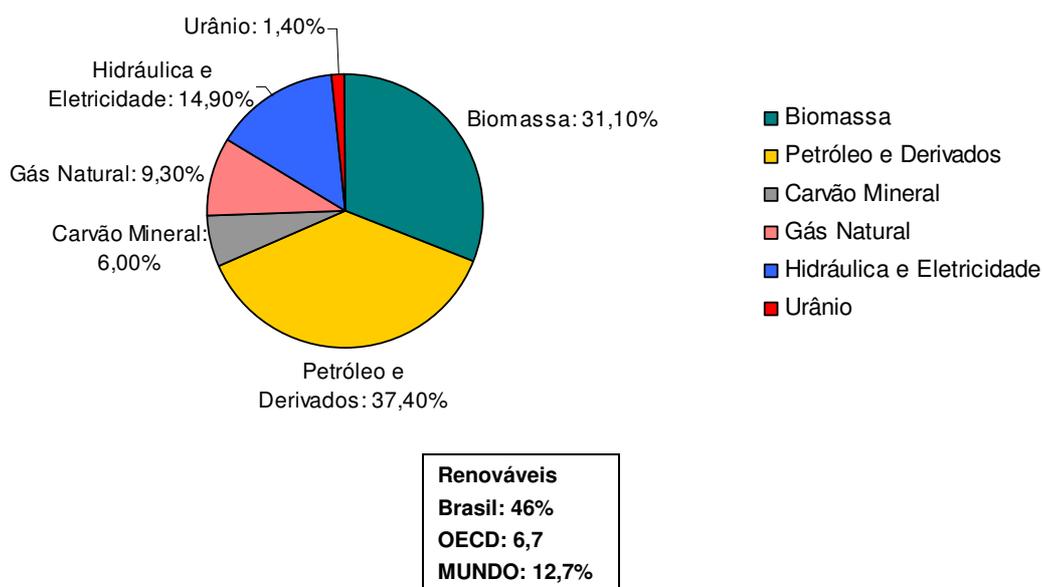


Figura 2: Estrutura de oferta interna de energia no Brasil, 2007.

Fonte: MME, 2008.

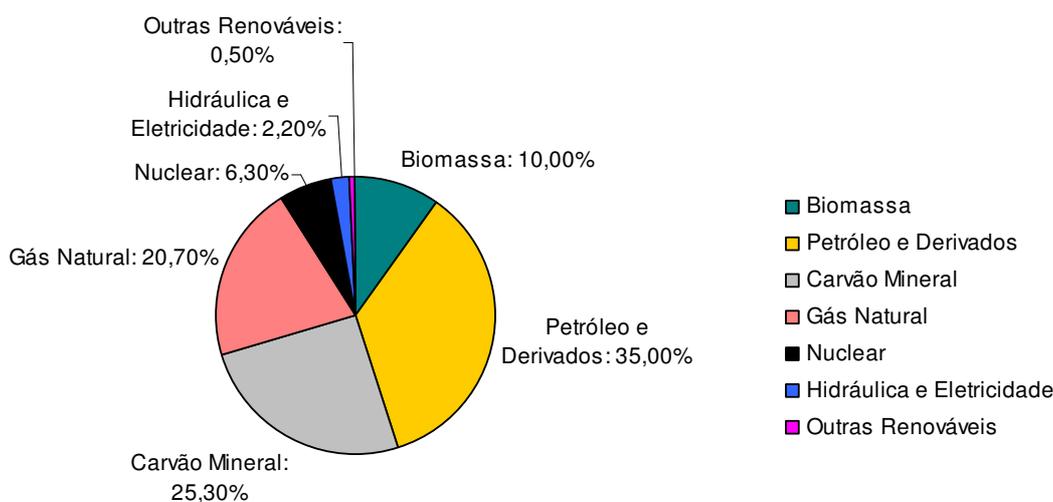


Figura 3: Estrutura de oferta interna de energia no mundo, 2006.

Fonte: MME, 2008.

As FRE que têm representatividade na matriz de oferta interna de energia no Brasil são a hidráulica (14,9%) e a biomassa (31,1% - principalmente produtos da cana-de-açúcar e lenha). Quanto às fontes não-renováveis, as representativas para a matriz de oferta interna de energia brasileira são o petróleo e seus derivados (37,4%), o gás natural (9,3%), o carvão mineral (6,0%) e o urânio (1,4%).

O Brasil possui uma estrutura energética privilegiada se comparada à de outros países, visto que o seu potencial hidroelétrico e as possibilidades para o uso da biomassa, da energia eólica e da energia solar são bastante grandes. Dada sua localização geográfica, o país é particularmente privilegiado por ter níveis de irradiação solar superiores à maioria das nações desenvolvidas. Essa característica coloca o país em vantagem em relação aos países desenvolvidos, principalmente no que tange à utilização da energia FV (PEREIRA *et al.*, 2006).

Os sistemas FV apresentam duas configurações principais: isolados (ou autônomos) e conectados à rede elétrica. A diferença fundamental entre eles é a existência ou não de um sistema acumulador de energia. Os sistemas autônomos se caracterizam pela necessidade de um banco de acumuladores químicos (baterias), onde a energia gerada pelos módulos solares é armazenada e distribuída aos pontos de consumo. Esse é o tipo de sistema atualmente competitivo, economicamente, com formas mais convencionais de geração. Sistemas autônomos são normalmente utilizados quando o custo de estender a rede elétrica pública for proibitivo, devido à distância ou ao difícil acesso, juntamente à baixa demanda da comunidade a ser atendida. Nesses casos, freqüentemente os sistemas autônomos FV são mais competitivos economicamente do que os geradores diesel comumente utilizados.

Os sistemas interligados à rede elétrica, por outro lado, dispensam o uso de acumuladores, pois atuam como usinas geradoras de energia elétrica em paralelo às grandes centrais geradoras. Podem ser integrados à edificação sobrepondo ou substituindo elementos de revestimento – e, portanto, próximos ao ponto de consumo, ou do tipo central FV, sendo esta tipicamente distante do ponto de consumo.

Woyte *et al.* (2003) comentam que nos países industrializados os sistemas FV interligados à rede estão sendo instalados, na maioria das vezes, de forma integrada às edificações. A integração destes sistemas com o ambiente construído oferece um grande potencial para a redução de custos, tanto da concessionária quanto da construção, além de poder ser considerado de grande valor para a arquitetura urbana.

Conforme é observado na Figura 4, os sistemas conectados à rede é a aplicação que mais vêm crescendo nos últimos anos. Essa aplicação, hoje em dia, representa 90% do mercado FV mundial (REN, 2009).

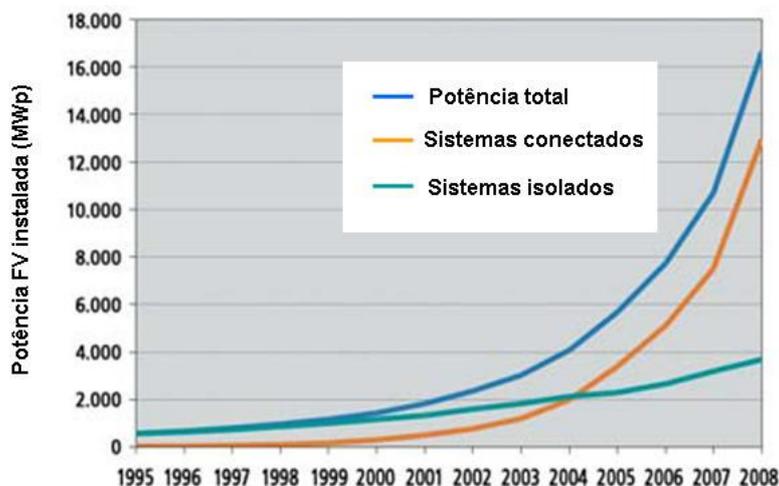


Figura 4: Diferentes segmentos da tecnologia FV.

Fonte: REN, 2009.

O sistema integrado junto ao ponto de consumo interliga-se à rede pública, auxiliando na redução do pico de demanda, diminuindo a dependência das fontes convencionais de energia. Além disto, dado o caráter complementar da geração hidroelétrica e solar (chuvas = pouco sol e vice versa) a geração solar FV em grande escala poderia contribuir significativamente para melhor balancear a grande dependência do setor elétrico brasileiro em uma fonte geradora dominante e sazonal como é a geração hidráulica.

No Brasil, o uso desta tecnologia de forma integrada à edificação urbana e conectada à rede elétrica ainda é bastante reduzido, havendo até o momento somente algumas aplicações desta modalidade, na sua maioria em campi universitários (ZILLES e OLIVEIRA, 2001); (RÜTHER, 2004), conforme é apresentado na Tabela 1.

A energia solar FV revela-se uma fonte promissora, tanto para as áreas distantes e ainda não eletrificadas, como também para os grandes centros urbanos, onde demandas de ar-condicionado elevam as curvas de carga, apresentando uma excelente sincronicidade com a geração solar. Quando locados estrategicamente no sistema de distribuição, podem contribuir significativamente para a redução da curva de carga (JARDIM, *et al.*, 2007).

Tabela 1: Sistemas FV integrados à edificação e interligados à rede elétrica no Brasil, por ordem de instalação.

Fonte: ZILLES, 2009; URBANETZ, 2009; VARELLA, 2009.

	Sistemas Instalados	Potência	Ano
1	CHESF	11 kWp	1995
2	Labsolar-UFSC	2,1 kWp	1997
3	LSF-IEE/USP	0,8 kWp	1998
4	UFRJ/COPPE	0,9 kWp	1999
5	Centro Convivência UFSC	1,1 kW	2000
6	Grupo FAE, UFPE (F. Noronha)	2,5 kWp	2000
7	LSF-IEE/USP	6,3 kWp	2001
8	CEPEL	16,3 kWp	2002
9	H R (RS)	3,3 kWp	2002
10	Grupo FAE, UFPE (F. Noronha)	2,5 kWp	2002
11	CELESC (3 x 1,4 kWp)	4,2 kWp	2003
12	LSF-IEE/USP	6,0 kWp	2003
13	Centro de Cultura e Eventos UFSC	10,9 kWp	2004
14	LSF-IEE/USP	3,0 kWp	2004
15	UFRGS	4,8 kWp	2004
16	CEMIG	3,2 kWp	2004
17	Escola Técnica de Pelotas	0,9 kWp	2004
18	Grupo FAE – UFPE	1,7 kWp	2005
19	C Harmonia (SP)	1 kWp	2005
20	Casa Eficiente ELETROSUL	2,3 kWp	2006
21	CEMIG (3 x 3 kWp)	9 kWp	2006
22	UFJF	30 kWp	2006
23	GREENPEACE (SP)	2,9 kWp	2007
24	Grupo FAE-UFPE	N.D.*	2007

N.D.* = Informação não disponível.

Continuação Tabela 1: Sistemas FV integrados à edificação e interligados à rede elétrica no Brasil, por ordem de instalação.

Fonte: ZILLES, 2009; URBANETZ, 2009; VARELLA, 2009.

	Sistemas Instalados	Potência	Ano
25	CEFET MG	3,2 kWp	2007
26	Lh2 Projeto CPFL	7,5 kWp	2007
27	Residência Particular, Recife	1 kWp	2007
28	Residência Particular, São Paulo	2,9 kWp	2008
29	Solaris, Leme - SP	1 kWp	2008
30	Zepini, Motor Z	2,5 kWp	2008
31	Zepini, Fundação Estrela	14,7 kWp	2008
32	ELETROSUL	12 kWp	2009
TOTAL : 231,5 kWp			

N.D.* = Informação não disponível.

A utilização da energia solar FV interligada à rede elétrica, de forma complementar à hidroeletricidade, pode ser considerada uma grande alternativa para a utilização de medidas de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), principalmente quando alocadas em alimentadores urbanos que estão sobrecarregados. Pequenos geradores solares FV, como geração distribuída, podem ser eficientes, confiáveis e simples de implementar. Em algumas áreas, eles podem ser competitivos com a geração convencional e propiciar uma maior confiabilidade no abastecimento de energia, quando comparados com os sistemas convencionais de geração de energia. Em outros casos, ele pode aumentar a capacidade da rede, através da complementaridade de energia, promovendo uma maior performance e eficiência na rede.

Dessa forma, a inserção da energia solar FV na matriz energética nacional, de forma complementar, poderia trazer grandes benefícios, tanto ao setor energético, quanto aos setores econômicos e sociais do país.

São considerados casos atrativos para a utilização da energia FV como geração distribuída (GD):

- Áreas metropolitanas onde o sistema de rede local tem uma capacidade pequena para suportar o crescimento da demanda e a possível reestruturação da rede elétrica acarretaria em altos investimentos;
- Setores comerciais ou industriais, que apresentam grande consumo energético e um pico de demanda diurno. Neste caso o pico de geração de energia FV muitas vezes coincide

com o pico de demanda do setor, auxiliando na diminuição da sobrecarga da rede e auxiliando na redução deste pico de demanda;

- Áreas rurais ou remotas, onde os custos envolvidos para a expansão da rede são elevados;
- Localidades onde, devido a diversos fatores, o custo da energia de rede é mais elevado. Neste caso, a partir do momento em que houver a paridade tarifária¹ entre o kWh FV e o kWh de geração convencional, faz sentido que essas regiões já tenham atingido maturidade e domínio tecnológico no que se refere à inserção dessa nova fonte no Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Consumidores que necessitem criar uma “imagem verde” como estratégia de marketing para seus produtos. Através da Resolução 247 de 2006, que estabelece critérios de comercialização de energia fora do mercado cativo, os assim chamados “consumidores livres” ou até mesmo edificações de alto impacto visual (tais como prédios públicos, aeroportos, estádios de futebol), poderiam ter um benefício agregado à sua imagem, através da compra de energia gerada por sistemas FV.

Mesmo o Brasil apresentando um excelente potencial para a aplicação das FRE pouco tem sido feito para incentivar ou para promover o desenvolvimento dessas FRE de forma contínua e eficaz.

Inicialmente, os esforços para aumentar o uso das FRE no Brasil foram provocados pela crise no petróleo em 1970. Hoje em dia, o país já é praticamente independente dessa importação, que em 1970 era de aproximadamente 80% (MME, 2008). A mudança de atitude do governo brasileiro, para uma maior diversificação da matriz energética nacional foi causada também pela crise energética de 2001. Um longo período de baixos investimentos em capacidade de geração, que iniciou com a privatização parcial do setor elétrico, foi seguido pela maximização do uso das capacidades existentes e um período relativamente seco, que deixou as usinas hidroelétricas muito abaixo das suas capacidades nominais de geração (KRAUTER; KISSEL, 2005).

Após a crise de energia elétrica de 2001, o país começou a investir em políticas energéticas, de modo a utilizar o mais racionalmente possível o potencial energético. Dentre essas políticas pode ser citado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB).

Atualmente, a geração de energia elétrica por FRE no Brasil vem passando por uma nova fase, mas mesmo o país já tendo dado início ao incentivo, principalmente através do PROINFA, e tendo um vasto potencial para a aplicação dessas, a tecnologia solar FV não tem sido contemplada e incentivada de forma clara pela legislação em vigor. Os altos custos envolvidos na implantação

¹ A paridade tarifária é atingida quando o preço da energia FV e da energia convencional são os mesmos para o usuário final

dos sistemas FV, aliados ao desconhecimento das vantagens e do potencial dessa FRE, bem como a falsa percepção de que a geração FV somente é interessante para aplicações de pequena escala, são fatores que explicam o porquê da não exploração dessa forma de geração num país tropical e com altos níveis de irradiação solar.

No arcabouço legal vigente, é possível instalar e comercializar a energia FV tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), embora não faça sentido comercializar essa energia no ACR, pelo seu elevado custo. Assim, a forma atualmente mais viável e simplificada, para comercializar a energia FV é através do ACL. Nesse mercado, os geradores solares FV de até 5.000 kWp (Resolução Normativa da ANEEL 112/1999) podem operar e a energia gerada por estas instalações pode ser comercializada livremente em contratos bilaterais. O desafio passa então a ser a identificação de consumidores especiais ou consumidores livres que estejam dispostos a pagar um preço diferenciado por uma energia diferenciada (ANEEL, 2009).

A questão é que sem um mecanismo de incentivo que estimule a produção em série e a competitividade dessa fonte, se torna mais difícil encontrar consumidores livres ou especiais, que vejam vantagem em consumir uma energia limpa, que ainda apresenta um custo elevado. O incentivo à produção de tecnologia nacional e a iniciativa de projetos privados e governamentais poderia resultar na diminuição do custo e, dessa forma, incentivar a proliferação dessa fonte.

Nesse contexto torna-se fundamental o desenvolvimento de um mecanismo de incentivo eficaz, que estimule investidores e que contemple não apenas a tecnologia FV, mas todas as outras FRE no Brasil.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Considerando a carência de um mecanismo de incentivo que contemple e que promova a energia solar FV, bem como a necessidade de mecanismos regulatórios claros e eficazes, a presente tese tem como objetivo principal desenvolver um conjunto de recomendações que viabilize e facilite a inserção da tecnologia FV conectada à rede elétrica no Brasil, quebrando o paradigma de que essa energia só é viável para países desenvolvidos ou para aplicações em áreas isoladas.

As experiências obtidas com as instalações e programas de incentivo nos países desenvolvidos, em especial as da Alemanha e as da Espanha, podem servir de ferramentas para fomentar e divulgar a iniciativa no Brasil.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Comparar a produtividade da geração solar FV no Brasil, com a de países desenvolvidos como a Espanha e a Alemanha;
- Criar um conjunto de diretrizes para um programa de incentivo à tecnologia solar FV no Brasil;
- Simular um programa de telhados solares para o Brasil, classificando e quantificando as tarifas prêmio² de injeção da energia FV na rede elétrica que sejam atrativas para potenciais investidores e os impactos econômicos da diluição dos custos nas diferentes classes tarifárias;
- Fazer uma análise de viabilidade econômica da tecnologia FV ao longo dos anos no Brasil, através de um estudo de paridade tarifária.

1.2 JUSTIFICATIVAS

As questões energéticas estão cada vez mais inseridas no contexto político e econômico mundial, principalmente no que se refere a questões relacionadas à qualidade de vida do homem e à sustentabilidade do planeta. Tendo em vista o crescente aumento da demanda de energia, a preocupação com as questões ambientais e a busca por uma maior eficiência energética, surge a necessidade da busca por novas fontes de energia, de forma a diversificar a matriz energética nacional e a auxiliar no suprimento da crescente demanda, com o menor impacto ambiental possível.

Embora sua geração tenha aumentado significativamente, a energia elétrica no Brasil é distribuída de forma muito desigual, onde sua maioria é destinada para as grandes indústrias e para os consumidores residenciais que podem pagar. Ou seja, ainda é grande o número de famílias que não possui energia elétrica por não poderem pagar por ela, ou por morarem em lugares onde não existe infra-estrutura para a sua distribuição.

Nos países em desenvolvimento, as FRE têm sido um agente impulsionador da eletrificação no suprimento de pequenas demandas em áreas isoladas. Com uma parcela significativa da população brasileira vivendo na zona rural, e ainda sem acesso à energia elétrica e a serviços sociais básicos, o Brasil e diversos outros países em desenvolvimento encontram nestas tecnologias uma opção que pode contribuir para a meta de universalização do atendimento dos cerca 20 milhões de brasileiros que atualmente não têm acesso à energia elétrica. Esse fato

² A tarifa prêmio é um mecanismo temporário de incentivo, pelo qual o consumidor que tem um telhado solar FV recebe por cada kWh injetado na rede elétrica uma tarifa superior à tarifa convencional por um período de tempo pré determinado pelo programa, com o objetivo de premiar e incentivar a utilização da energia solar FV.

denuncia o caráter concentrador e excludente do modelo. Isso se deve, principalmente, ao fato de que estas populações encontram-se localizadas em áreas remotas, onde se torna extremamente caro à concessionária levar energia (IBGE, 2007).

Devido ao seu ainda elevado custo quando comparado com as fontes convencionais de geração, o uso dessa tecnologia é tido como viável apenas para países ricos ou, no caso dos países em desenvolvimento, para aplicações em áreas isoladas. Esse fato representa uma forte barreira para a disseminação da tecnologia FV no Brasil.

Apesar de os custos da energia FV ainda serem altos, quando comparados a outras fontes de geração, esse quadro vem se revertendo. Os custos de produção dessa tecnologia vêm mostrando um decréscimo significativo desde o início de sua utilização para aplicações terrestres, em 1970 (POPONI, 2003); (KESHNER e ARYA, 2004); (HOFFMANN, 2006).

Segundo dados da *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2008), apresentados na Tabela 2, a tecnologia FV, embora seja uma das mais caras nos dias de hoje, é a que apresenta uma maior estimativa de redução de custos ao longo dos anos. De acordo com estimativas de crescimento das tarifas de energia convencional e com as previsões de redução de custos dos sistemas FV, ambas as curvas se cruzarão na próxima década e a geração FV será então competitiva com a geração convencional (paridade tarifária).

Tabela 2: Custos da geração elétrica para diferentes fontes de energia e as perspectivas de redução de custos ao longo dos anos.

Fonte: EPIA, 2008.

Custo da geração elétrica (€ct/kWh)	2005	2030	2040
Combustíveis Fósseis (carvão, gás)	4-4.5	6-7	6.5-9
Nuclear	4-6	3.5-7	3.6-6
Eólica	9-7.5	6-5	3-4
Solar Térmica	17	6	3
Solar FV	20-40	5-10	3-6

Mesmo com elevadas tarifas de energia elétrica convencional, no Brasil, atualmente, o preço da energia gerada através de sistemas FV apenas permite competir com a geração convencional em determinadas áreas com picos de demanda diurnos e em alguns casos de suprimento em áreas remotas, mas ainda não permite uma competição com os custos da eletricidade convencional na maioria dos setores.

O objetivo do mercado solar FV deve ser o de atingir a paridade tarifária, reduzindo os preços da energia gerada através de sistemas FV de forma a fazer com que esta se torne competitiva com a energia convencional, para possibilitar então sua difusão em grande escala. A viabilidade da utilização dessa fonte está relacionada a incentivos tanto do governo quanto de empresas

privadas, que financiam e promovem os projetos, com a finalidade de obter um maior desenvolvimento do país.

A criação de um mecanismo de incentivo que estimule a inserção da energia FV na matriz energética brasileira estaria promovendo um desenvolvimento regional sustentável e auxiliando na melhoria social e econômica do país. Essa contribuição ocorreria de forma direta através do reforço ou do abastecimento energético em comunidades locais, favorecendo a erradicação da pobreza e gerando novos empregos (especialmente no setor de pequenos e médios negócios, que corresponde a uma grande parcela da estrutura econômica do Brasil).

De acordo com o PNE 2030 (MME, 2007), o Brasil tem duas oportunidades únicas e imediatas no que diz respeito à sua inserção no mercado internacional: a primeira é estimular a utilização de sistemas solares FV conectados à rede elétrica pública, aproveitando o programa de universalização como esteio inicial para fomentar no país um parque industrial competitivo de capaz de disputar esse mercado. A segunda é fomentar no Brasil a instalação de indústrias de beneficiamento do silício metalúrgico para alcançar o grau de pureza solar.

O lançamento do PNE 2030 apresentou pela primeira vez no Brasil uma projeção futura e um planejamento estratégico de médio prazo para o setor energético nacional. No cenário de referência, foi considerada a instalação de 88.000 MW em usinas hidroelétricas entre 2005 e 2030, com aproveitamento de boa parte do potencial da Amazônia. O PNE 2030 considera ainda a adição de 7.200 MW em PCH, 4.600 MW em novas usinas eólicas, 6.300 MW em usinas de cogeração com biomassa da cana-de-açúcar e mais 1.300 MW em outras fontes, como o aproveitamento de resíduos urbanos. Na geração térmica não-renovável, considerou a instalação de 12.300 MW em usinas a gás-natural, 4.600 MW em usinas a carvão na região Sul do país e 5.345 MW em usinas nucleares nas regiões Sudeste e Nordeste (Angra 3 e mais quatro usinas de 1.000 MW cada). O fato de desconsiderar por completo o potencial da geração solar FV e estimar para 2030 somente 4.600 MW em novas usinas eólicas demonstra o tipo de resistência que se pode esperar no apoio a estas FRE. A grande crítica a este estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos é justamente a pouca importância atribuída à diversificação que as FRE podem representar, bem como seu potencial de redução de custos nos próximos 20 anos. Afirmar, por exemplo, que em 2030 a energia solar FV não irá desempenhar papel pelo menos da mesma ordem de grandeza da geração nuclear ou térmica a carvão no Brasil é subestimar uma fonte renovável de energia que vem demonstrando grande potencial de competitividade para as próximas décadas (Relatório Técnico GTZ: Fontes Renováveis de Energia voltadas à Geração de Energia para o Sistema Interligado Nacional, 2008).

A transição do setor energético em busca de uma maior utilização das FRE não acontece sozinha. O governo é a principal ferramenta para a disseminação dessas fontes, pois ele tem o poder de desenvolver e incentivar a tecnologia renovável, através da criação e aplicação de leis e

programas de incentivo para o seu fomento. Primeiramente, são necessárias políticas adequadas e mecanismos de incentivo que favoreçam esse desenvolvimento. Além da questão ambiental, um dos principais objetivos do incentivo à utilização das FRE é aumentar o grau de competitividade dessas, através de economias de escala.

Com o objetivo de promover o uso racional de energia a nível mundial, através da utilização de FRE, diversos países têm investido fortemente em programas de pesquisa e desenvolvimento. Apesar das FRE oferecerem benefícios ambientais maiores, quando comparadas aos combustíveis fósseis, o custo de geração ainda permanece alto. Estes custos têm diminuído, e é esperado que diminuam ainda mais; porém, a implementação do uso em larga escala destas fontes poderia ser mais acelerada se os governos investissem mais em programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e, principalmente, em programas de incentivo por tempo limitado e curto. Assim, gerações futuras poderão obter benefícios através da utilização de fontes de energia limpas e sustentáveis, de forma a contribuir com a preservação do meio ambiente.

Neste contexto, é de extrema importância que sejam apresentados de maneira clara os benefícios da utilização da energia FV e o potencial brasileiro para a sua aplicação. Dessa forma, será possível quebrar os paradigmas que freiam a inserção dessa FRE na matriz energética brasileira e com isso, estimular a criação de um mecanismo de incentivo que a contemple.

Políticas para acelerar a aplicação das energias renováveis no mercado energético dos países em desenvolvimento, em especial o Brasil, poderiam seguir experiências que obtiveram sucesso nos países desenvolvidos. As experiências obtidas com as primeiras instalações seriam fundamentais para que os mesmos erros não fossem repetidos e para que se pudesse seguir as melhores estratégias adotadas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O setor elétrico brasileiro: histórico e reestruturação.....	16
2.2 A geração de energia elétrica no Brasil.....	19
2.3 A transmissão de energia elétrica no Brasil.....	21
2.4 A distribuição de energia elétrica no Brasil.....	22
2.5 A comercialização de energia elétrica no Brasil.....	22
2.5.1 O processo de comercialização de energia elétrica.....	23
2.5.2 O ambiente de contratação.....	24
2.5.2.1 O ambiente de contratação regulada (ACR).....	25
2.5.2.1.1 O funcionamento dos leilões de energia.....	26
2.5.2.2 O ambiente de contratação livre (ACL).....	27
2.6 A legislação associada à comercialização de energia no novo modelo do setor elétrico.....	29
2.7 O consumo energético nacional e as tarifas de energia elétrica.....	30
2.8 A composição das tarifas de energia elétrica no Brasil.....	32
2.8.1 Encargos e tributos.....	32
2.9 A economia e os investimentos no setor elétrico brasileiro.....	34
2.10 As fontes renováveis de energia no Brasil.....	36
2.10.1 As pequenas centrais hidroelétricas.....	36
2.10.2 Energia eólica.....	38
2.10.3 Energia da biomassa.....	40
2.10.4 Energia solar.....	42
2.11 Os agentes na área das fontes renováveis de energia e do sistema interligado nacional.....	46
2.12 Os mecanismos de incentivo que visam à integração das fontes renováveis de energia no SIN e as legislações e regulamentações em questão.....	53
2.13 Os programas de apoio às fontes renováveis de energia no Brasil.....	57
2.14 Os benefícios da energia solar fotovoltaica.....	59
2.15 A energia solar fotovoltaica no mercado energético mundial.....	60
2.16 Os custos dos sistemas fotovoltaicos e a curva de aprendizado para a tecnologia fotovoltaica.....	62
2.17 Os modelos de programas de incentivo às fontes renováveis de energia, em especial à energia solar fotovoltaica.....	65
2.17.1 O sistema de preços (<i>Feed-in Law</i>).....	66
2.17.2 O sistema de quotas.....	66
2.18 O mecanismo de Incentivo alemão à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	71
2.19 O mecanismo de Incentivo espanhol à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	75
2.20 O mecanismo de Incentivo Japonês à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	78
2.21 O mecanismo de Incentivo Americano à energia solar fotovoltaica e o mercado atual.....	79

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O setor elétrico brasileiro: histórico e reestruturação

A reforma do Setor Elétrico Brasileiro começou em 1993 com a Lei nº 8.631, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre (MME, 2009).

Em meados de 1996, o consórcio Internacional Coopers & Lybrand foi contratado pelo Ministério de Minas e Energia e a Eletrobrás para realizar um estudo sobre a reforma do setor elétrico, intitulado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, ou Projeto RESEB, que tinha por objetivo regulamentar o setor, elaborar políticas energéticas e transferir a responsabilidade da operação e do investimento ao setor privado (DELGADO, 2003). Ainda segundo Delgado (2003), esses objetivos seriam alcançados a partir de quatro áreas genéricas:

- O novo arranjo comercial para o setor: compreende a compra e venda de energia no atacado, o acesso às redes de transmissão e de distribuição e os mecanismos para assegurar planejamento e expansão do setor;
- Arcabouço legal e regulamentar: necessário para permitir a reforma do setor, inclusive aos ajustes ao quadro jurídico e regulamentar as concessões, monopólios naturais, a concorrência e padrões técnicos e de atendimento ao cliente;
- Mudanças institucionais: essas mudanças incluem uma revisão do foco de responsabilidades ao nível do Ministério; o estabelecimento de um órgão Regulador independente que fiscalize os serviços regulados e promova um ambiente positivo para estimular a competição onde for possível e economicamente vantajosa; a revisão do papel da Eletrobrás; mudança estrutural das empresas do setor;
- Questões econômico-financeiras do setor: análise sobre mecanismos de financiamento do setor, alocação de riscos e nível de retorno das diversas atividades.

As principais conclusões do projeto foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica, ou seja, dividi-las nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização, e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. Foi também identificada a necessidade de criação de um órgão regulador (a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica.

Através da Lei nº 9.427 de 1996, foi criada a ANEEL, cujas atribuições são: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atendendo reclamações de agentes e consumidores com equilíbrio entre as partes e em benefício da

sociedade; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços (ANEEL, 2009a). Com as propostas de mudanças institucionais, a Lei nº 9648 de 1998 altera algumas atribuições da Lei nº 9.427 de 1996 e cria também o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pelo planejamento e programação da operação, pelo despacho centralizado da geração e pela contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica. Concluído em agosto de 1998, o Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado (CCEE, 2009).

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Durante os anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro, sustentado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (MME, 2009).



Figura 5: Visão geral do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro.

Fonte: Price Water House Coopers, 2004.

A Tabela 3 descreve de forma resumida as diversas alterações que o Setor Elétrico Brasileiro sofreu na última década até chegar ao modelo vigente (CCEE, 2008).

Tabela 3: Alterações no antigo modelo institucional do setor elétrico brasileiro.

Fonte: CCEE, 2008.

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos.	Financiamento através de recursos públicos e privados.	Financiamento através de recursos públicos e privados.
Empresas verticalizadas.	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização.	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais.	Abertura e ênfase na privatização das Empresas.	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas.
Monopólios - Competição inexistente.	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos.	Competição na geração e comercialização.
Tarifas reguladas em todos os segmentos.	Preços livremente negociados na geração e comercialização.	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa.
Mercado regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado.
Contratação: 100% do Mercado.	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004).	Contratação: 100% do mercado + reserva.
Planejamento determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS).	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores.	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE.	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Com o novo modelo do setor elétrico, os monopólios naturais foram mantidos apenas nos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. Os serviços de geração e comercialização passaram a fazer parte de um mercado competitivo (DELGADO, 2003), como é apresentado de forma esquemática na Figura 6.

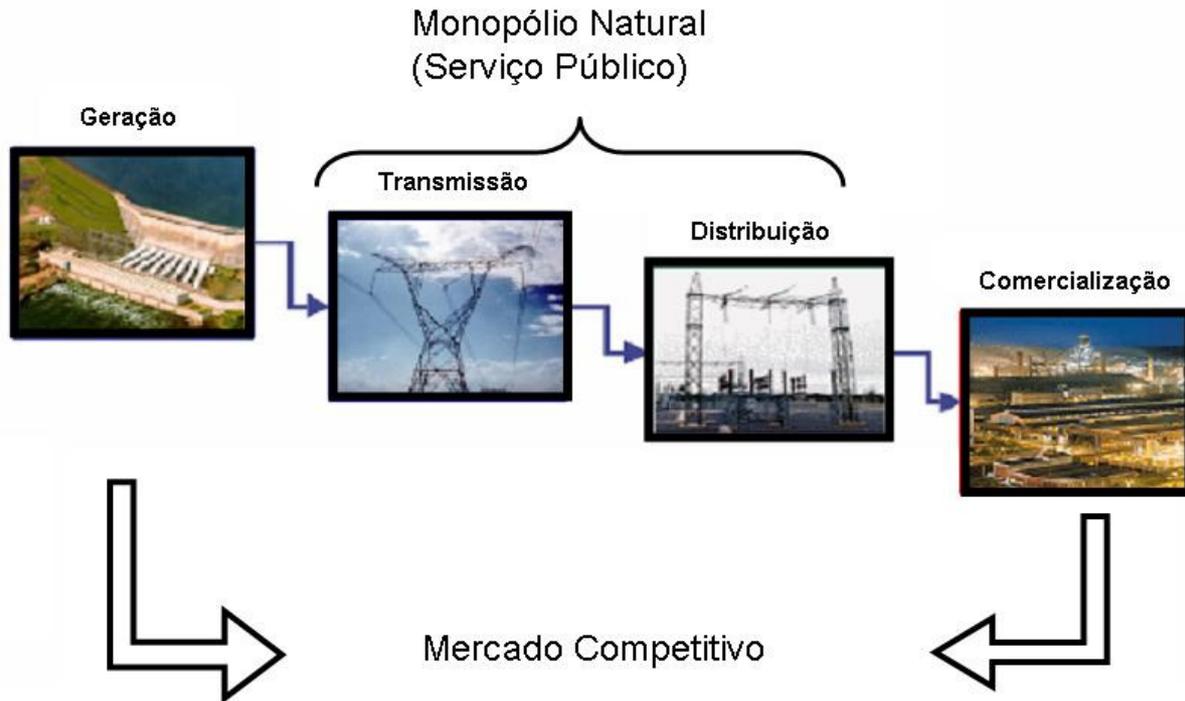


Figura 6: Estrutura do novo modelo do Setor Elétrico Nacional.

Fonte: Delgado, 2003.

2.2 A geração de energia elétrica no Brasil

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), da ANEEL o Brasil possui no total 2.065 empreendimentos em operação, totalizando 103.497.028 kW de potência instalada. Do total de usinas, 1.242 térmicas abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 338 Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH), 289 centrais geradoras hidroelétricas (pequenas usinas hidroelétricas), 159 são hidroelétricas, 33 centrais geradoras eólicas, duas nucleares e duas solares. Este segmento contou com mais de 1.100 agentes regulados entre concessionários de serviço público de geração, comercializadores, autoprodutores e produtores independentes. O BIG relaciona, ainda, 130 empreendimentos em construção e mais 469 outorgados, o que permitirá a inserção de mais 33,8 mil MW à capacidade instalada no país nos próximos anos, como mostra a Tabela 4.

Tabela 4: Empreendimentos em operação, construção e outorgados.

Fonte: ANEEL, 2009b.

Empreendimentos em operação em 2009				
Tipo	Quantidade	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	%
Central geradora hidroelétrica (CGH)	289	162.122	161.521	0,16
Central geradora eolielétrica (EOL)	33	414.480	414.480	0,40
Pequena central hidroelétrica (PCH)	338	2.655.033	2.608.236	2,52
Central geradora solar fotovoltaica (SOL)	1	20	20	0
Usina hidroelétrica de energia (UHE)	159	74.700.627	74.922.779	72,39
Usina termoeleétrica de energia (UTE)	1.242	26.296.530	23.383.596	22,59
Usina termonuclear (UTN)	2	2.007.000	2.007.000	1,94
Total	2.065	106.240.812	103.502.632	100
Empreendimentos em construção				
Tipo	Quantidade	Potência outorgada (kW)	%	
CGH	1	848	0,01	
EOL	7	339.500	2,66	
PCH	63	1.049.117	8,23	
UHE	23	7.781.400	61,02	
UTE	34	3.580.623	28,08	
Total	128	12.751.488	100	
Empreendimentos outorgados entre 1998 e 2009				
Tipo	Quantidade	Potência outorgada (kW)	%	
CGH	73	49.613	0,19	
EOL	50	2.388.173	9,11	
Central geradora undi-elétrica (CGU)	1	50	0	
PCH	159	2.266.621	8,65	
UHE	13	8.790.000	33,54	
UTE	171	12.710.350	48,50	
Total	467	26.204.807	100	

A maior parte da potência, tanto instalada quanto prevista, provém de usinas hidroelétricas, em segundo lugar, estão as térmicas e, na seqüência, o conjunto de empreendimentos menores. O planejamento da expansão do setor elétrico, produzido pela Empresa de Pesquisa Energética

(EPE) prevê a diversificação da matriz da energia elétrica, historicamente concentrada na geração por meio de fonte hidráulica (EPE, 2009).

Há poucos anos, as hidroelétricas representavam cerca de 90% da capacidade instalada no país. Em 2008, essa participação recuou para cerca de 74%. O fenômeno foi resultado da construção de usinas baseadas em outras fontes (como termoelétricas movidas a gás natural e a biomassa) em ritmo maior que aquele verificado nas hidroelétricas (MME, 2008).

2.3 A transmissão de energia elétrica no Brasil

O sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil foi composto em 2008 por mais de 90 mil quilômetros de linhas e operada por 64 concessionárias. Essas empresas, que obtiveram as concessões ao participar de leilões públicos promovidos pela ANEEL, são responsáveis pela implantação e operação da rede que liga as usinas (fontes de geração) às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores (tecnicamente chamados de centros de carga) (ANEEL, 2008).

A grande extensão da rede de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração, constituído, na maior parte, por usinas hidroelétricas instaladas em localidades distantes dos centros consumidores. A principal característica desse segmento é a sua divisão em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange a quase totalidade do território brasileiro, e os Sistemas Isolados, instalados principalmente na região Norte e Nordeste.

O SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2008, concentrava aproximadamente 900 linhas de transmissão que somam 89,2 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV (também chamada rede básica que, além das grandes linhas entre uma região e outra, é composta pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais) (CCEE, 2009). De acordo com os dados do Balanço Energético Nacional (ano base, 2008), a capacidade instalada no SIN em 2007 foi de 100.4 TW, composta por diferentes tipos de geração: hidráulica, petróleo, gás natural, carvão mineral, eólica, biomassa, nuclear e solar.

Os sistemas isolados são predominantemente abastecidos por usinas térmicas movidas a óleo diesel e óleo combustível – embora também abriguem pequenas centrais hidroelétricas (PCH), centrais geradoras hidroelétricas (CGH) e termoelétricas movidas a biomassa. Esses sistemas estão localizados principalmente na região Norte: nos estados de Amazonas, Roraima, Acre, Amapá e Rondônia e são assim denominados por não estarem interligados ao SIN e por não permitirem o intercâmbio de energia elétrica com outras regiões. Segundo dados da Eletrobrás, eles atendem a uma área de 45% do território brasileiro e a cerca de 3% da população nacional – aproximadamente 1,3 milhão de consumidores espalhados por 380 localidades (CCEE, 2009).

Os sistemas isolados de maior porte suprem as capitais Rio Branco (AC), Macapá (AP), Manaus (AM) e Porto Velho (RO) e o estado de Roraima (com exceção da capital Boa Vista e seus arredores, abastecidos pela Venezuela)(ANEEL, 2008).

2.4 A distribuição de energia elétrica no Brasil

O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias, responsáveis pelo atendimento de mais de 61 milhões de unidades consumidoras. O controle acionário dessas companhias pode ser estatal ou privado. No primeiro caso, os acionistas majoritários são o governo federal, estaduais e/ou municipais. Nos grupos de controle de várias empresas privadas verifica-se a presença de investidores nacionais, norte-americanos, colombianos, espanhóis e portugueses (ANEEL, 2008).

As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Nas redes de transmissão, após deixar a usina, a energia elétrica trafega em tensão que varia de 88 kV a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e, por meio de um sistema composto por fios, postes e transformadores, chega à unidade final em 127 volts ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais que operam com tensões mais elevadas (de 2,3 kV a 88 kV) em suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora (pela chamada rede de subtransmissão) (ANEEL, 2008).

Os direitos e obrigações dessas companhias são estabelecidos no Contrato de Concessão celebrado com a União para a exploração do serviço público em sua área de concessão – território geográfico do qual cada uma delas detém o monopólio do fornecimento de energia elétrica. As 63 distribuidoras que operaram em 2008 atuaram em diferentes Estados do país, sendo que alguns deles, como São Paulo, abrigaram mais de uma dessas companhias (ANEEL, 2008).

2.5 A comercialização de energia elétrica no Brasil

Em 15 de março de 2004, através da Lei 10.848 e regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A CCEE sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, criado pela Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002 (CCEE, 2009).

Entre as principais atribuições da CCEE estão:

- Promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegada pela ANEEL;
- Manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;
- Manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças PLD do mercado de curto prazo por submercado;
- Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização.

A CCEE é integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores livres, assim definidos no inciso X do § 2º do artigo 1º do Decreto nº 5.163, de 2004 (CCEE, 2009).

Com o objetivo de garantir tarifas menores aos consumidores e assegurar o abastecimento e investimentos na expansão do sistema, no dia 30 de julho de 2004, o Governo Federal assinou o Decreto 5163/04, que regulamenta um novo modelo para o setor elétrico através da Lei 10.848 de 2004 (ANEEL, 2009a). O Decreto 5163, de 30 de julho de 2004, regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências (ANEEL, 2009a).

2.5.1 O processo de comercialização de energia elétrica

O Processo de Comercialização de Energia Elétrica ocorre de acordo com parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10848/2004, pelos Decretos nº 5163/2004 e nº 5.177/2004 (o qual instituiu a CCEE), e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica (ANEEL, 2009a). A lei é baseada na competição de preços

no processo de comercialização, incentivando a livre concorrência e a modicidade tarifária; investe na atuação do Poder Público no planejamento do Sistema; obriga as distribuidoras e consumidores livres a pré-contratarem 100% da sua carga; cada contrato de venda deve ter lastro físico de geração de energia. Os princípios seguem os seguintes itens:

- Modicidade Tarifária;
- Segurança de Suprimento;
- Estabilidade do Marco Regulatório;
- Estabelecimento da Inserção Social.

As relações comerciais entre os Agentes participantes da CCEE são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do Sistema Interligado Nacional devem ser registrados na CCEE. Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência; os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais (CCEE, 2009).

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, sendo esse limitado por um preço mínimo e por um preço máximo. Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos (CCEE, 2009).

2.5.2 O ambiente de contratação

O novo Modelo do Setor Elétrico define que a comercialização de energia elétrica seja realizada em dois ambientes de mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. Os Agentes de Geração sejam concessionários de serviço público de Geração, Produtores Independentes de Energia ou Autoprodutores, assim como os Comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração, e todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo (CCEE, 2009). Uma visão geral da comercialização de energia, envolvendo os dois ambientes de contratação, é apresentada na Figura 7.

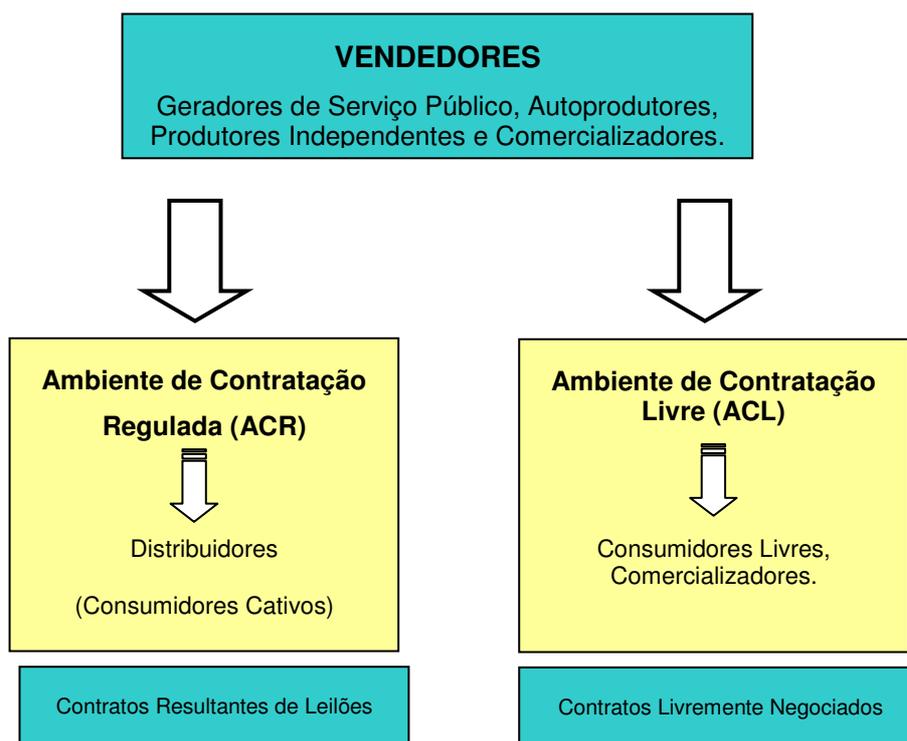


Figura 7: Estrutura do ambiente de contratação de energia elétrica no Brasil.

Fonte: CCEE, 2009.

Segundo dados da CCEE (2009b) 23,23% da energia do SIN foi comercializada no mercado livre em Dezembro de 2008. Foram considerados no consumo do mercado livre: consumidor livre e especial, autoprodutor e eletrointensivos.

Em 2008, o consumo cativo atendido pelas distribuidoras totalizou 36.775 MW médios e o consumo livre, 11.130 MW médios, representando respectivamente 77% e 23% de todo o mercado de distribuição. Desse consumo no mercado livre, 1.018 MW médios foram referentes aos eletrointensivos (2%), 2.994 MW médios foram referentes aos autoprodutores e produtores independentes (6%) e 7.117 MW médios foram referentes aos consumidores livres e especiais (15%) (CCEE, 2009b)

Na Contabilização de Janeiro de 2009, participaram das operações na CCEE 956 Agentes, sendo 24 Autoprodutores, 58 Comercializadores, 658 Consumidores Livres, 43 Distribuidores, 29 Geradores, 143 Produtores Independentes e 1 Agente da Classe Importador/Exportador (CCEE, 2009a).

2.5.2.1 O ambiente de contratação regulada (ACR)

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados

entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica (CCEE, 2009).

Participam do ACR os Agentes Vendedores e Agentes de Distribuição de energia elétrica. Para garantir o atendimento aos seus mercados, os Agentes de Distribuição podem adquirir energia das seguintes formas, de acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004 (ANEEL, 2009a):

- Leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração;
- Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição e com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor;
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- Itaipu Binacional.

Além disso, conforme descrito no mesmo artigo do Decreto nº 5.163/2004, os contratos firmados pelos Agentes de Distribuição até 16/03/2004 também são considerados como energia contratada para atendimento à totalidade de seus respectivos mercados (ANEEL, 2009a).

Nesse ambiente todas as distribuidoras de energia contratam em conjunto a sua demanda, para atendimento aos consumidores cativos. É considerado um ambiente de negócios “conservador”, com garantia de receita em longo prazo e baixo risco (CCEE, 2009).

2.5.2.1.1 O funcionamento dos leilões de energia

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de Distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de licitação na modalidade de leilões, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/2004 e artigo 2º da Lei nº 10.848/2004 (ANEEL, 2009a).

À ANEEL cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme determinado no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

O critério de menor tarifa (inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004) é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por Mega-Watt hora para atendimento da demanda prevista pelas Distribuidoras. Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado

(CCEAR) serão, então, celebrados entre os vencedores e as Distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão (CCEE, 2009).

Se considerarmos “A” como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos Agentes de Distribuição nos leilões de energia, o cronograma para a realização dos leilões é o seguinte:

- No quinto ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 3), é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de Geração existentes.

Além disso, poderão ser promovidos Leilões de Ajuste, previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga (ANEEL, 2009a).

2.5.2.2 O ambiente de contratação livre (ACL)

No ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais. Nesse ambiente há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de contratos bilaterais.

Atualmente 27,71 % da energia (141320 MWh) da capacidade instalada do SIN são comercializados no ACL (ONS, 2009). A média de consumidores livres e especiais nos últimos 12 meses foi de 680 agentes na CCEE, enquanto que essa média foi de 664 em 2007 (CCEE, 2009). Nesse ambiente, o consumidor migra por questões ambientais, associadas à imagem da sua empresa, questões éticas e/ou, e talvez principalmente, quando vê vantagem nos preços (CCEE, 2009). A Figura 8 ilustra o ACL.

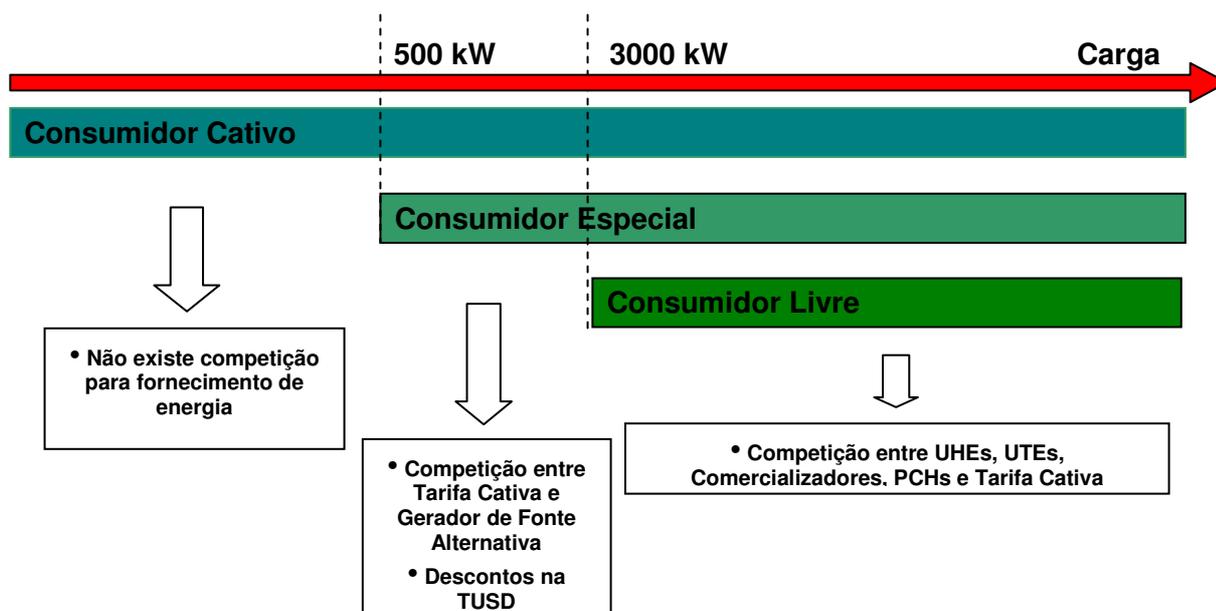


Figura 8: Estrutura do ambiente de contratação livre do setor elétrico brasileiro.

Fonte: ELETROSUL, 2008.

2.6 A legislação associada à comercialização de energia no novo modelo do setor elétrico

A Lei nº 9.074/1995 (ANEEL, 2009a) celebra a criação de um ambiente facilitador à configuração de novos agentes no mercado brasileiro de energia elétrica e, por conseqüência, à entrada de novas tecnologias e aproveitamento de fontes renováveis de energia. Nela é criada a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), definido como:

Artigo II – Considera-se Produtor Independente de Energia a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco”.

O decreto nº 2003/1996, que regulamenta a referida lei, fixa regras que dão forma à figura do Produtor Independente de Energia, diferenciando este de um novo ator denominado Autoprodutor de Energia Elétrica, assim definido em lei:

II – Considera-se Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

Por força deste decreto, “objetivando a garantia da utilização e a comercialização da energia produzida”, tanto o Produtor Independente de Energia quanto o Autoprodutor passaram a ter garantido “o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários ou

permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido”.

O referido decreto em seu artigo 23 define quais os possíveis clientes a terem seu abastecimento de energia provido por um Produtor Independente de Energia:

Art 23 - A venda de Energia Elétrica por Produtor Independente poderá ser feita para:

I - Concessionários de serviço público de energia elétrica;

II – Consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei no 9074/1995;

III – Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais forneça vapor ou outro insumo oriundo de processo de cogeração;

IV – Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V – Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até 180 dias contado da respectiva solicitação.

Os artigos 15 e 16 da Lei nº 9074/1995 (ANEEL, 2009a) tratam da regulamentação das condições necessárias para que um consumidor possa ser considerado “consumidor livre”. Este novo ator é definido como aquele consumidor que ao apresentar (na primeira etapa da aplicação da lei) uma carga instalada igual ou superior a 10.000 kW, atendido por uma tensão nunca inferior a 69 kV lhe fica facultado o direito de opção de compra, total ou parcial, de um Produtor Independente de energia elétrica.

A lei estabeleceu que passado um período de três anos os consumidores livres poderão ampliar seu leque de opção de compra também aos concessionários, permissionários ou autorizados de energia elétrica do sistema. Cinco anos após a publicação da lei passam a ser considerados como consumidores livres todos aqueles consumidores com potência instalada superior a 3MW a uma tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV. Fica definido também que passados oito anos de cumprimento da lei, o poder concedente poderá reduzir os limites de carga e tensão que condiciona o enquadramento como consumidor livre.

É considerado Consumidor Especial, nos termos da Resolução 247 (ANEEL, 2009a), o responsável por:

- Unidade consumidora (individual) do Grupo A com demanda maior ou igual a 500 kW ou; conjunto de unidades consumidoras do Grupo A (no mesmo submercado no SIN), reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, localizadas em áreas contíguas ou que possuam o mesmo CNPJ, caso localizadas em áreas não contíguas.

Segundo a CCEE (2009), o Consumidor Especial poderá adquirir energia de:

- I - Fontes hidráulicas de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com características de pequena central hidroelétrica (PCH);
- II - Empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW;
- III - Empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW.

2.7 O consumo energético nacional e as tarifas de energia elétrica

O mercado de energia elétrica vem refletindo o bom momento da economia brasileira, aquecida pelo avanço da produção industrial e pelo aumento dos investimentos. Estes elementos têm possibilitado uma ampliação da renda média da população ocupada e também uma diminuição na taxa de desocupação, que, juntamente com a valorização da moeda nacional (real) em relação ao dólar, vêm estimulando as vendas de equipamentos eletroeletrônicos e eletrodomésticos, impulsionando, dessa forma, o consumo de energia elétrica em todo o país.

Ao se analisar a participação das cinco regiões brasileiras no consumo nacional de energia elétrica em novembro de 2007, verifica-se que o Sudeste concentrou 55% do montante total, seguido por Nordeste e Sul, que participaram com 17% cada uma. As regiões Centro-Oeste e Norte representaram 6% do mercado nacional cada, na mesma comparação. Neste mesmo mês, todas as regiões apresentaram expansão do consumo de energia elétrica, relativamente a novembro de 2006, sendo que a maior delas foi observada no Centro-Oeste, de 7,9%, e a menor na região Sul, de 5,1% (EPE, 2007).

De acordo com a Tabela 5, o consumo residencial em 2007 no Brasil totalizou 90.541 GWh, o que significou avanço de 5,9% frente ao mesmo mês do ano anterior. O consumo industrial anual de energia elétrica em âmbito nacional atingiu o montante de 172.610 GWh, total 5% superior ao registrado no ano de 2006. O consumo comercial anual de energia elétrica no Brasil totalizou 58.627 GWh, representando aumento de 6,7% em relação ao mesmo mês do ano anterior. O agregado “outros consumos”, que reúne o consumo das classes rural, poder público, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio, alcançou um total anual de 375.642 GWh, montante 5,4% superior ao registrado no ano de 2006. Em 2007, foram consumidos no Brasil um total de 375.642 GWh, 5,4% a mais do que em 2006.

Tabela 5: Consumo de energia elétrica por classe no Brasil (GWh).

Fonte: EPE, 2007.

Classes de consumo	2006	2007	%
Residencial	85.495	90.541	5,9
Industrial	164.345	172.610	5,0
Comercial	54.939	58.627	6,7
Outros	51.603	53.863	4,4
Total	356.382	375.642	5,4

A tarifa média total de energia elétrica em 2007, de acordo com a Tabela 6, foi de 258,1 R\$/MWh, com um aumento de 1,3% frente à observada em 2006, conforme dados da ANEEL (2009a). Contribuíram para esse incremento as tarifas de todas as classes de consumo, exceto a Residencial, para a qual houve uma queda de 0,3%. Com os maiores aumentos na tarifa, destacam-se a classe Industrial e o Serviço Público, com um avanço de 3,6% e 3,3%, respectivamente. Dentre as cinco regiões, Sudeste e Centro-Oeste tiveram o maior aumento de tarifa (a primeira 1,7% e a última 1,9%) e a menor tarifa foi verificada no Sul do país (226,3 R\$/MWh).

Tabela 6: Tarifa de energia elétrica por classe e por região no Brasil (R\$/MWh), sem considerar os impostos.

Fonte: ANEEL, 2009a.

Classes de consumo	REGIÃO					Brasil
	N	NE	SE	S	CO	
Residencial	293,00	276,29	313,32	278,78	303,90	300,00
Industrial	215,88	207,98	224,66	204,44	220,58	216,88
Comercial	291,06	290,29	279,42	252,75	282,33	278,08
Rural	217,39	177,32	202,29	150,35	207,04	181,15
Poder público	306,90	317,77	290,78	277,82	291,52	296,90
Iluminação pública	166,06	171,79	171,84	154,66	165,11	167,03
Serviço público	188,31	183,21	199,04	180,17	184,24	191,36
Consumo próprio	286,94	303,51	303,24	244,79	297,65	294,58
Tarifa média total	263,51	250,69	269,34	226,29	263,42	258,07

O consumo per capita de energia brasileiro sempre foi considerado relativamente baixo, mas o crescimento da renda nacional e sua redistribuição deverão influir no sentido de que esse consumo aumente. Esse valor ainda se mostrará reduzido, especialmente quando comparado a países desenvolvidos. A título de comparação, a Oferta Interna de Energia (OIE) per capita em 2030 poderá chegar a 2,33 tep per capita, valor ainda pouco representativo se comparado com o atual consumo dos EUA, de 7,9 tep per capita, ou do Japão, de cerca de 4 tep per capita. Observando-se o mesmo com o consumo anual de eletricidade, para o Brasil atualmente em torno de 1.600 kWh per capita e apontando para cerca de 4.321 kWh per capita em 2030.

O PNE 2030 estima, para uma população de aproximadamente 239 milhões de habitantes, uma oferta interna de energia de cerca de 556 milhões de tep. Nessas condições, a oferta interna de energia, em tep por habitante, evoluirá de 1,19 (2005) para 2,33 (2030).

2.8 A composição das tarifas de energia elétrica no Brasil

As faturas mensais emitidas pelas distribuidoras registram a quantidade de energia elétrica consumida, em kWh, no mês anterior. O valor final a ser pago pelo consumidor corresponde à soma de três componentes: o resultado da multiplicação entre a energia elétrica consumida e o valor do kWh; os encargos do setor elétrico e os tributos determinados por lei (ANEEL, 2009a).

Os encargos do setor elétrico, embutidos na tarifa, têm aplicação específica. Os tributos são destinados ao governo e a parcela que fica com a distribuidora, é utilizada para os investimentos em expansão e manutenção da rede, remuneração dos acionistas e cobertura de seus custos. Desta maneira, a tarifa praticada remunera não apenas as atividades de distribuição, mas também de transmissão e geração de energia elétrica (ANEEL, 2009a).

Até a década de 90, existia uma tarifa única de energia elétrica no Brasil, que garantia a remuneração das concessionárias, independentemente de seu nível de eficiência. Esse sistema não incentivava a busca pela eficiência por parte da distribuidora, uma vez que a integralidade de seu custo era transferida ao consumidor.

Em 1993, com a Lei no 8.631, as tarifas passaram a ser fixadas por empresa, conforme características específicas de cada área de concessão, por exemplo: número de consumidores, quilômetros de rede de transmissão e distribuição, tamanho do mercado (quantidade de unidades de consumo atendidas por uma determinada infraestrutura), custo da energia comprada e tributos estaduais, entre outros. Portanto, se essa área coincide com a de uma unidade federativa, a tarifa é única naquele estado. Caso contrário, tarifas diferentes coexistem dentro do mesmo estado (ANEEL, 2009a).

2.8.1 Encargos e tributos

Os encargos setoriais são custos inseridos sobre o valor da tarifa de energia elétrica, como forma de subsídio, para desenvolver e financiar programas do setor elétrico definidos pelo Governo Federal. Esses valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de energia elétrica. Como são contribuições definidas em leis aprovadas pelo Congresso Nacional, são utilizados para determinados fins específicos (ANEEL, 2008).

Alguns encargos têm, por exemplo, o objetivo de incentivar o uso fontes alternativas, outros contribuem para a universalização do acesso à energia elétrica e/ou para reduzir o valor da conta mensal dos consumidores localizados em áreas remotas do país, como a região Norte, abastecida por usinas a óleo diesel e não conectadas ao SIN (ANEEL, 2008).

A Tabela 7 apresenta a descrição e o montante arrecadado, em milhões de reais, dos principais encargos inseridos na tarifa de energia elétrica (ANEEL, 2008).

Tabela 7: Descrição dos principais encargos inseridos na tarifa de energia elétrica no Brasil e o montante arrecadado.

Fonte: ANEEL, 2008.

Encargo	Finalidade	Valores em milhões de R\$ (2007)
CCC- Conta de Consumo de Combustíveis	Subsidiar a geração térmica na região Norte do país (Sistemas Isolados).	2.871
CDE- Conta de Desenvolvimento Energético	Propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas; Promover a universalização do serviço de energia e subsidiar as tarifas da subclasse residencial Baixa Renda.	2.470
RGR- Reserva Global de Reversão	Indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico.	1.317
CFURH- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	Compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica.	1.224
P&D- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	Promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais.	667
PROINFA- Programa de incentivo às fontes alternativas de energia	Subsidiar as fontes alternativas de energia	635
TFSEE- Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica	Prover recursos para o funcionamento da ANEEL.	327
ESS- Encargos de serviços do sistema	Subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN.	86
Total		9.617

Os tributos, conforme a ANEEL (2008) são pagamentos compulsórios devidos ao Poder Público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. Sobre as contas mensais de energia elétrica incidem os seguintes tributos:

- Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), federal;
- Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) estadual;
- Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), municipal.

Os Encargos e Tributos, de acordo com a Figura 9, representam em média 33,4% da fatura de energia elétrica.

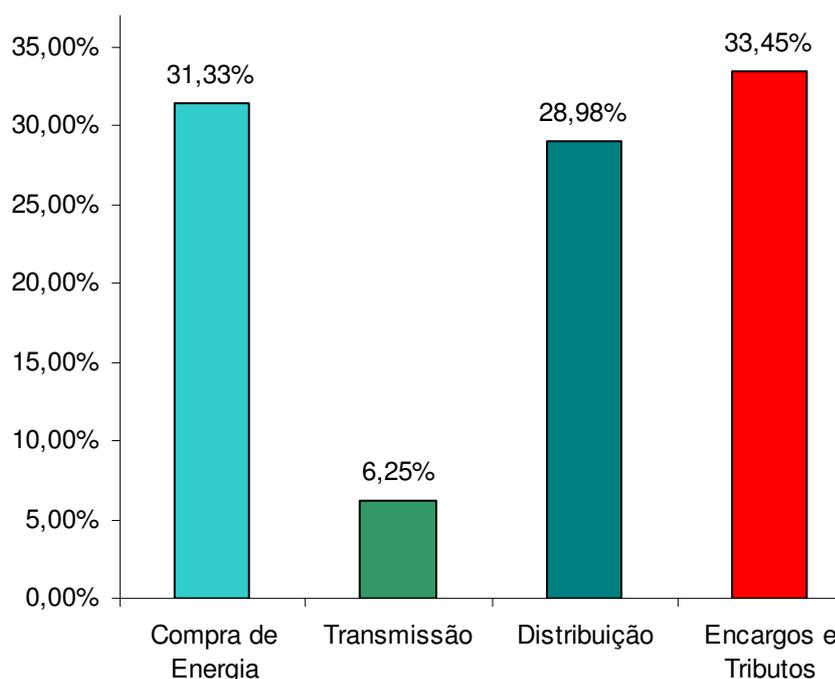


Figura 9: Detalhamento do percentual de cada componente de uma fatura de energia elétrica (consumidor residencial brasileiro).

Fonte: ANEEL, 2008.

2.9 A economia e os investimentos no setor elétrico brasileiro

Através dos dados de previsão de crescimento da oferta estimada pela ANEEL, foi possível gerar a Tabela 8, que apresenta um balanço do crescimento da oferta e da demanda de energia elétrica até 2011. A hipótese simplificadora subjacente a este cenário é a de que a atual capacidade de geração instalada é de 100.000 MW.

Tabela 8: Balanço da oferta e demanda de energia elétrica (2007-2011).

Fontes: MME, EPE e ANEEL, 2007.

Ano	Elasticidade (A)	Cresc. PIB (%) (B)	Cresc. Oferta (mil MW) (C)	Cresc. Demanda (mil MW) (D)	Déficit no ano (mil MW) (E) = (D-C)	Déficit acumulado (mil MW) (F)
2007	1,23	4,2	4,3	5,2	0,9	0,9
2008	1,23	4,2	3,2	5,2	2,0	2,9
2009	1,23	4,2	1,7	5,2	3,5	6,4
2010	1,23	4,2	2,3	5,2	2,9	9,3
2011	1,23	4,2	1,0	5,2	4,2	13,5
Total	-	-	12,5	26,0	-	-

A Tabela 8, utilizando dados do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, mostra que o país vai chegar em 2011 com uma diferença a menos de 13,5 mil MW entre o crescimento da oferta e o crescimento da demanda. Tal cenário indica dificuldades crescentes de garantia de abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos. As chuvas que encheram todos os grandes reservatórios, a ponto de ter que verter água em suas barragens, garantem o suprimento do país até 2008.

Estudo divulgado pelo Instituto Acende Brasil, entidade criada em 2006 pela Câmara Brasileira dos Investidores em Energia Elétrica, mostra que em 2009 o risco de racionamento no Sudeste, principal região consumidora do país, subirá para 5%, limite máximo aceitável pela ANEEL e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Para o Brasil, em 2010, este indicador aumentará para 8%, e chegará a 14% em 2011, quase o triplo do risco máximo recomendado (VALOR ECONÔMICO, A2, 17 abr. 2007 e B7, 13 a 15 abr. 2007). Os dados oficiais gerados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) são mais conservadores: risco de déficit de 4,5% em 2010 e de 10% em 2011 – o dobro do que o mercado de energia aceita como limite.

Portanto, o quadro de oferta futura de energia elétrica, aliado às projeções de crescimento da demanda de 5,2% ao ano até 2011, aponta a fragilidade de garantia da oferta do insumo. Para agravar a situação, além da baixa agregação de usinas hídricas, o parque térmico a gás natural está pouco operante por falta do combustível.

As projeções para investimentos no setor elétrico são de R\$ 78,4 bilhões até o ano de 2010, sendo R\$ 65,9 bilhões para geração e R\$ 12,5 bilhões para transmissão. As metas de geração têm por objetivo aumentar a capacidade, até 2010, em 12.386 MW. Os principais projetos, que totalizam 5.617 MW (45,3% da meta de geração) e que deverão estar em operação até 2010, são: região Norte (UHE Estreito, localizada no rio Tocantins e com capacidade instalada de 1.087 MW); região Sudeste (2 UHE – Baú I e Barra do Braúna – 4 PCH e 7 UTE, com capacidade total de 1.903 MW); e região Sul (6 UHE e 2 UTE, com capacidade total de 2.627 MW).

Para transmissão estão previstos R\$ 12,5 bilhões até 2010, e a meta física corresponde à construção de 13.826 km de linha, assim distribuídos por região: Norte, com investimento de R\$ 5,4 bilhões para 4.721 km; Nordeste, com investimento de R\$ 1,5 bilhão para 2.276 km; Sudeste, com investimento de R\$ 2,7 bilhões para 2.900 km; Sul, com investimento de R\$ 1,1 bilhão para 2.078 km; e Centro-Oeste, de R\$ 1,8 bilhão para 1.851 km. Como pode ser observado, o grande investimento em linha de transmissão está direcionado para a região Norte. Esta região detém 43,2% do investimento total e 34,1% da quantidade de quilômetros a ser construída.

Quanto aos combustíveis renováveis (etanol e biodiesel), estão previstos R\$ 17,4 bilhões de investimento, assim distribuídos por região: Norte, com R\$ 53 milhões para biodiesel; Nordeste, com R\$ 140 milhões também para biodiesel; Sudeste, com R\$ 10,9 bilhões, sendo R\$ 8,5 bilhões para etanol, R\$ 316 milhões para biodiesel e R\$ 2,1 bilhões para a construção de alçodutos; Sul,

com R\$ 958 milhões, sendo R\$ 628 milhões para etanol e R\$ 330 milhões para biodiesel; e Centro-Oeste, com R\$ 5,3 bilhões, sendo R\$ 3 bilhões para etanol, R\$ 2 bilhões para a construção de alcooldutos e R\$ 357 milhões para biodiesel.

2.10 As fontes renováveis de energia no Brasil

No contexto de disponibilidade de FRE, podemos dizer que o Brasil é privilegiado, pois dispõe da maior bacia hidrográfica do mundo, com grande potencial para transformação em força motriz e em energia elétrica (MME, 2008). O país possui grandes florestas tropicais, com áreas cultiváveis e que, exploradas sustentavelmente, poderão ser inesgotáveis produtoras de energia; possui ainda um potencial eólico promissor, além do que a energia solar destaca-se como grande fonte primária ainda a ser explorada em escala mais significativa.

No Brasil, quando se fala em fontes alternativas de energia ou FRE, a referência é feita em especial às pequenas centrais hidroelétricas, energia eólica, à biomassa e à solar.

2.10.1 Pequenas centrais hidroelétricas

A Resolução nº 394/98 da ANEEL define como Pequena Central Hidroelétrica (PCH) as centrais com potência instalada total de até 30 MW e área inundada máxima de reservatório de 3 km². A definição de PCH no restante do mundo estabelece como potência instalada máxima total 10 MW. Alguns benefícios foram concedidos pelo órgão regulador no sentido de incentivar a geração de eletricidade a partir das PCH como, por exemplo, a concessão de um desconto de 50% nas tarifas de transporte da eletricidade gerada por este tipo de usina.

Como são empreendimentos que geralmente procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão, as PCH têm papel cada vez mais relevante na promoção do desenvolvimento da geração distribuída no país. Em 2008, segundo dados da ANEEL, a potência instalada de PCH era de 2.399 MW em 320 empreendimentos (ANEEL, 2009a).

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, o potencial hidroelétrico a aproveitar é de cerca de 126.000 MW. Desse total, mais de 70% estão nas bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia. As regiões Sul (PR) e Sudeste (MG) concentram o maior potencial instalado de PCH. A nova fronteira é a região Centro-Oeste (MT, MS). Um potencial da ordem de 15.000 MW foi identificado, para a totalidade do território nacional, em aproximadamente 3.000 aproveitamentos de 1 a 30 MW. Até 2030, prevê-se uma capacidade instalada de 7.800 MW (PORTO, 2007).

Sob o ponto de vista sócio-ambiental, a construção de PCH deve ser concebida com os mesmos cuidados que deveriam ser observados nos grandes aproveitamentos hidrelétricos. Ortiz (2005) assinala que “é evidente que uma PCH pode causar menor impacto do que uma grande central hidroelétrica; contudo, dentro das especificidades sócio ambientais de uma região, pode infligir impactos muito graves e irreversíveis para um bioma determinado e para as populações que nele e dele vivem”.

As PCH contam com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não-onerosa para exploração do potencial hidráulico ou simples comunicação ao poder concedente quando tiver potência até 1.000 kW (Lei nº. 9.074/95 e Lei nº. 9.427/96);
- Isenção da taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios pela exploração do recurso hídrico (Lei nº 9.427/96, alterada pela Lei nº. 9.648/98);
- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em Pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº. 9.991/00, alterada pela Lei nº. 10.438/02).

Quando conectada ao SIN:

- Pode concorrer nas chamadas públicas do PROINFA e ter sua produção de energia comprada, pela Eletrobrás, por 20 anos (Lei nº. 10.438/02, alterada pela Lei nº 10.762/03, ampliou o prazo de 15 para 20 anos);
- Redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº. 9.427/96);
- Pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº. 9.427/96);
- Pode participar no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para compartilhar os riscos hidrológicos com outras usinas hidroelétricas – UHE e PCH participantes (Decreto nº. 2.665/98, alterado pelos Decretos nº. 3.653/00 e nº. 4.550/02);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até dois anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia, o Valor de Referência (VR) (Decreto nº. 5.163/04);
- Como fonte alternativa, pode comercializar no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas, com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº. 5.163/04).

2.10.2 Energia eólica

O Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial e pela volatilidade de 5% (oscilação da velocidade), o que dá maior previsibilidade ao volume a ser produzido. Além disso, como a velocidade costuma ser maior em períodos de estiagem, é possível operar as usinas eólicas em sistema complementar com as usinas hidroelétricas, de forma a preservar a água dos reservatórios em períodos de poucas chuvas. Sua operação permitiria, portanto, a “estocagem” da energia elétrica.

As estimativas apresentadas pelo Atlas do Potencial Eólico de 2001, publicado pelo CEPEL, apontaram para um potencial de geração de energia eólica de 143 mil MW no Brasil, volume superior à potência instalada total no país, de 105 mil MW em novembro de 2008. Isso pode ser traduzido em uma geração anual de energia da ordem de 272,2 TWh. As mais recentes medições de vento realizadas em diversas regiões do país confirmam a existência de um grande potencial eólico ainda por ser explorado em cerca de 8,5 mil km² somente na costa litorânea, sem considerar vários outros mananciais de vento em diversas áreas (CBEE, 2008). De acordo com a Figura 10, os maiores potenciais medidos encontram-se nas regiões Nordeste, principalmente no litoral, Sudeste e Sul.

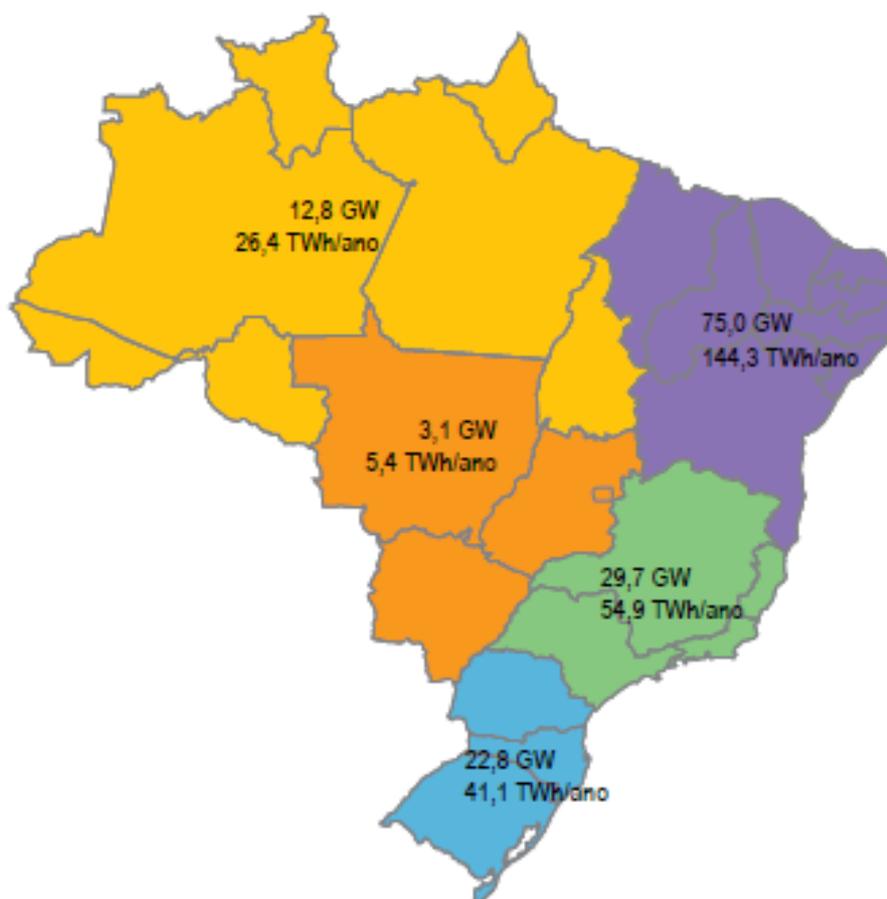


Figura 10: Potencial eólico medido por região do Brasil.

Fonte: ANEEL, 2008.

Segundo o PNE 2030, o potencial eólico brasileiro tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia. Tal interesse pode ser evidenciado na instalação no país de firmas que, inicialmente, se voltavam para a construção das pás das turbinas, mas que hoje já desenvolveram infra-estrutura e parcerias que viabilizam a manufatura de geradores de 800 até 2.300 kW, com alto índice de nacionalização, tanto de matéria prima e como de mão de obra. Várias empresas mantêm torres de medições e elaboram estudos de infra-estrutura para instalação e operação de parques eólicos. Existem cerca de 5.300 MW em projetos eólicos autorizados pela ANEEL.

Os Valores Econômicos¹ da geração eólica variam de 203 a 231 R\$/MWh, para fatores de capacidade entre 0,42 e 0,32, respectivamente, sendo superior à média de preços dos leilões de energia nova, de 139,00 R\$/MWh (MME, 2008).

Entretanto, com o desenvolvimento da indústria nacional de fabricação de aerogeradores e partes integrantes, os custos de implantação tenderão a se reduzir, na medida em que houver concorrência entre as empresas, conseqüentemente tornando o valor desta energia mais competitivo.

A experiência brasileira de aproveitamento eólico para geração de energia elétrica ainda é pouco expressiva. No entanto, a confirmação da existência de um grande manancial eólico de alta qualidade técnica, distribuído em vasta parte do território nacional, em especial na costa litorânea da região nordeste, adicionada à emergente necessidade de expansão do sistema de abastecimento elétrico, tem apontado para uma rápida penetração desta fonte na matriz energética nacional.

Considerando o grande potencial eólico existente no Brasil, confirmado através de medidas de vento precisas realizadas recentemente, é possível produzir eletricidade a custos competitivos com centrais termoelétricas, nucleares e hidroelétricas. Análises dos recursos eólicos medidos em vários locais do Brasil, mostram a possibilidade de geração elétrica com custos da ordem de 70 – 80 US\$/MWh (CBEE, 2008).

Segundo dados da ANEEL (2009a), a capacidade instalada no Brasil era da ordem de 273 MW em 2008, com turbinas de médio e grande porte conectadas ao SIN, distribuídos em 17 empreendimentos.

A geração eólica conta com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não onerosa, para potência acima de 5.000 kW, ou simples comunicação ao poder concedente, quando tiver potência até 5.000 kW (Lei nº 9.074/95);

¹ Valor Econômico Correspondente ao valor de venda da energia elétrica que, num determinado tempo e para um determinado nível de eficiência, viabiliza economicamente um projeto de padrão médio utilizando a referida fonte (ANEEL, 2009).

- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº 9.991/00, alterada pela Lei nº 10.438/02).

Quando conectada ao SIN:

- Pode concorrer nas chamadas públicas do PROINFA e ter sua produção de energia comprada, pela Eletrobrás, por 20 anos (Lei nº 10.438/02, alterada pela Lei nº 10.762/03, ampliou o prazo de 15 para 20 anos);
- Com potência até 30.000 kW, possui redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/96).
- Com potência até 30.000 kW, pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº 9.427/96);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até 2 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia (VR) (Decreto nº 5.163/04);
- Como fonte alternativa, pode comercializar no ACR, nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas, com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº 5.163/04).

Os grandes argumentos favoráveis à fonte eólica são, além da renovabilidade, perenidade, grande disponibilidade, independência de importações e custo zero para obtenção de suprimento (ao contrário do que ocorre com as fontes fósseis). O principal argumento contrário é o custo que, embora seja decrescente, ainda é elevado na comparação com outras fontes. Em 2008, no Brasil, considerando-se também os impostos embutidos, o custo dessa energia era de cerca de 230,00 R\$/MWh, enquanto o custo da energia hidroelétrica estava em torno dos 116,00 R\$/MWh (ANEEL, 2009a).

2.10.3 Energia da biomassa

A biomassa voltada para fins energéticos abrange a utilização dos resíduos sólidos urbanos, animais, vegetais, industriais e florestais para geração de energia alternativa. As formas mais comuns de aproveitamento da biomassa são os resíduos agrícolas, madeira e plantas, a exemplo da cana de açúcar, do eucalipto e da beterraba (de onde se extrai álcool).

O Brasil se destaca como o segundo maior produtor de etanol que, obtido a partir da cana-de-açúcar, apresenta potencial energético similar e custos muito menores que o etanol de países como Estados Unidos e regiões como a União Européia. Segundo o BEN, em 2007 a produção brasileira alcançou 8.612 mil tep (toneladas equivalentes de petróleo) contra 6.395 mil tep em 2006, o que representa um aumento de 34,7% (MME, 2008).

A produção de biodiesel também é crescente e parte dela é exportada para países desenvolvidos, como os membros da União Européia. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em 2007 o país produziu 402.154 m³ do combustível puro (B100), diante dos 69.002 m³ de 2006 (ANEEL, 2009a).

A utilização da biomassa como fonte de energia elétrica tem sido crescente no Brasil, principalmente em sistemas de cogeração (pela qual é possível obter energia térmica e elétrica) dos setores industrial e de serviços. Em 2007, ela foi responsável pela oferta de 18 TWh, segundo o Balanço Energético Nacional de 2008. Na relação das fontes internas, a biomassa só foi superada pela hidroeletricidade, com participação de 85,4% (incluindo importação)(MME, 2008).

Em 2005 e 2006 foram comercializados 659,3 MW em biomassa (bagaço de cana) por meio dos leilões de energia nova. Estima-se que valores adicionais de geração elétrica por bagaço de cana da ordem de 6.400 MW sejam inseridos na matriz elétrica brasileira até 2030 (CCEE, 2009).

Com relação aos segmentos madeireiro e arrozeiro, estima-se um potencial de 1.300 MW. O custo de geração com resíduos de arroz está em torno de 117,00 R\$/MWh e o de madeira 114,00 R\$/MWh (MME, 2008).

Nas regiões menos desenvolvidas, a biomassa mais utilizada é a de origem florestal. Além disso, os processos para a obtenção de energia se caracterizam pela baixa eficiência – ou necessidade de grande volume de matéria-prima para produção de pequenas quantidades. Uma exceção a essa regra é a utilização da biomassa florestal em processos de cogeração industrial (ANEEL, 2009A). Já a produção em larga escala da energia elétrica e dos biocombustíveis está relacionada à biomassa agrícola e à utilização de tecnologias eficientes. A pré-condição para a sua produção é a existência de uma agroindústria forte e com grandes plantações, sejam elas de soja, arroz, milho ou cana-de-açúcar.

A geração de energia a partir da biomassa animal encontrava-se, em 2008, em fase quase experimental, com poucas usinas de pequeno porte em operação no mundo. Por isso, em estatísticas e estudos, era tratada pela designação genérica de “Outras Fontes”. Já para a biomassa de origem vegetal, o quadro era diferente, em função da diversidade e da aceitação de seus derivados. Apenas nos automóvel tipo *flex fuel* o consumo de etanol mais que dobrou nos últimos sete anos, superando os 60 milhões de litros em 2007 (ANEEL, 2009a).

Outra alternativa às fontes convencionais de energia e que está em desenvolvimento no Brasil são os óleos vegetais. A transesterificação é a reação de óleos vegetais com um produto intermediário ativo obtido pela reação entre metanol ou etanol e uma base (hidróxido de sódio ou de potássio).

O uso energético dessa fonte proporciona vantagens ambientais e econômicas, caracterizando-se, inclusive, pelo aspecto de viabilização do desenvolvimento sustentável, primordialmente, em comunidades rurais. Os óleos vegetais na sua forma *in natura* já estão sendo usados em motores

multicombustíveis para a geração de eletricidade na região Amazônica Brasileira, a exemplo da Comunidade Vila Boa Esperança, no Pará, onde mais de 100 famílias utilizam eletricidade gerada a partir de óleo de dendê, que é produzido na própria região.

Segundo o Plano Nacional de Energia 2030, o maior potencial de produção de eletricidade, através da biomassa, encontra-se na região Sudeste, particularmente no Estado de São Paulo, e é estimado em 609,4 milhões GJ/ano. Na seqüência estão Paraná (65,4 milhões GJ/ano) e Minas Gerais (63,2 milhões GJ/ano).

De acordo com o PNE 2030, com a expansão e renovação das unidades de processamento do setor sucroalcooleiro e a valorização dos resíduos agrícolas e industriais do processo, as centrais termoelétricas de cogeração integradas aos sistemas produtivos também deverão incorporar os avanços tecnológicos viabilizados ao longo do horizonte de estudo, elevando significativamente o potencial de produção de energia elétrica excedente (ofertável para a rede após o atendimento das necessidades da própria unidade industrial) ou minimizando o consumo de biomassa para atendimento das necessidades energéticas do processo e disponibilizando-a para uso como matéria-prima em aplicações mais rentáveis.

O uso da biomassa para geração de energia elétrica conta ainda com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não onerosa, para potência acima de 5.000 kW, ou simples comunicação ao poder concedente, quando tiver potência até 5.000 kW (Lei nº 9.074/95);
- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº 9.991/00, alterada pela Lei nº 10.438/02.).

Quando conectada ao SIN:

- Pode concorrer nas chamadas públicas do PROINFA e ter sua produção de energia comprada, pela Eletrobrás, por 20 anos (Lei nº 10.438/02, alterada pela Lei nº 10.762/03, ampliou o prazo de 15 para 20 anos);
- Com potência até 30.000 kW, possui redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/96);
- Com potência até 30.000 kW, pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº 9.427/96);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até 2 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia (VR) (Decreto nº 5.163/04);
- Como fonte alternativa, pode comercializar no ACR, nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas, com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº 5.163/04).

Os principais aspectos negativos da utilização da biomassa, principalmente para o uso como combustível são a interferência no tipo natural do solo e a possibilidade da formação de monoculturas em grande extensão de terras – o que competiria com a produção de alimentos. Estas variáveis têm sido contornadas por técnicas e processos que aumentam a produtividade da biomassa reduzindo, portanto, a necessidade de crescimento de áreas plantadas (ANEEL, 2008).

2.10.4 Energia solar

Assim como ocorre com os ventos, o Brasil é privilegiado em termos de radiação solar. O Plano Nacional de Energia 2030 reproduz dados do Atlas Solarimétrico do Brasil e registra que essa radiação varia de 8 a 22 MJ/m² durante o dia, sendo que as menores variações ocorrem nos meses de maio a julho, variando de 8 a 18 MJ/m². Além disso, o Nordeste possui irradiação comparável às melhores regiões do mundo nessa variável, como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão, e a região de Dagget, no Deserto de Mojave, Califórnia.

Os programas de eletrificação rural, atualmente existentes no país, caracterizam-se pela magnitude dos seus objetivos e pelo uso de novas tecnologias de geração, sobretudo as de geração distribuída, baseadas em fontes renováveis de energia. Na Bahia, dois programas destacam-se: o Programa PRODUZIR, para eletrificação de domicílios, com recursos do Banco Mundial, e o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), do MME, agora incorporado ao Programa Luz para Todos (ANEEL, 2008).

O estado da Bahia vem se destacando, no Brasil, no uso desses sistemas FV. Ao todo, são aproximadamente 20 mil sistemas solares instalados ou em processo de instalação no estado, através do Programa Luz Para Todos do governo federal, realizado em parceria com o governo do estado e a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Isto corresponde a um investimento de R\$ 15 milhões, com previsão de mais R\$ 8 milhões para os próximos anos. Com o objetivo de eletrificar todo o estado, espera-se que seja autorizada, para os próximos anos, a contratação de aproximadamente 80.000 novos sistemas (PEREIRA, 2008).

O direcionamento para esses nichos de mercado – comunidades e cargas isoladas – deverá permanecer ao longo do horizonte do plano, até porque a expansão, em muitos casos, depende ainda de incentivos, o que poderá ser reduzido na medida do aumento de escala da geração FV e conseqüente queda nos preços.

Apesar de este potencial estar bastante difundido em cidades do interior e na zona rural, a participação do sol na matriz energética nacional é bastante reduzida. Tanto que a energia solar não chega a ser citada na relação de fontes que integram o Balanço Energético Nacional, edição de 2008 (ANEEL, 2009a). No Banco de Informações de Geração (BIG), da Aneel, consta apenas uma usina FV – Araras, no município de Nova Mamoré, no Estado de Rondônia, com potência

instalada de 20,48 kW. O BIG não registra qualquer outro empreendimento fotovoltaico em construção ou já outorgado. O que existe no país são pesquisas e implantação de projetos pilotos da tecnologia, já descritos no Capítulo 1 (Introdução e Contextualização).

A energia solar FV conectada à rede surge como uma grande promessa para a geração distribuída. Um dos aspectos importantes será normalizar questões essenciais da geração distribuída, nos aspectos de qualidade, segurança e proteção. Mas a maior dificuldade ainda reside no custo dos módulos, bem como na divulgação e reconhecimento dos benefícios que esta FRE pode trazer ao SIN.

A maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar do dia. Os mapas de variabilidade do recurso solar apresentados no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al*, 2006) apontam variabilidades inferiores a 10% para a maior parte do território nacional.

Contudo, a maioria da população brasileira e das atividades socioeconômicas do país se concentra em regiões mais distantes do Equador. Em Porto Alegre, capital brasileira mais meridional (cerca de 30° S), a duração solar do dia varia de 10 horas e 13 minutos a 13 horas e 47 minutos, aproximadamente, entre 21 de junho e 22 de dezembro, respectivamente.

No Brasil, entre os esforços mais recentes e efetivos de avaliação da disponibilidade de radiação solar, destacam-se os seguintes:

- Atlas Solarimétrico do Brasil: iniciativa da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, em parceria com o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB;
- Atlas de Irradiação Solar do Brasil: elaborado pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (LABSOLAR-UFSC), em parceria com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
- Atlas Brasileiro de Energia Solar: faz parte do projeto SWERA - *Solar and Wind Energy Resource Assessment*, financiado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e pelo Fundo Global para o Meio Ambiente. O projeto foi iniciado em 2001 e envolveu o INPE e o LABSOLAR-UFSC.

A geração solar conta com os seguintes benefícios e vantagens legais:

- Autorização não onerosa, para potência acima de 5.000 kW, ou simples comunicação ao poder concedente, quando tiver potência até 5.000 kW (Lei nº 9.074/95 e Resolução ANEEL nº 112/99. Aplicam-se, por analogia, os mesmos critérios relativos à UTE);
- Isenção da aplicação anual de no mínimo 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor (Lei nº 9.991/00, alterada pela Lei nº 10.438/2002).

Quando conectada ao SIN:

- Com potência até 30.000 kW, goza de redução não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição (Lei nº 9.427/1996);
- Com potência até 30.000 kW, pode comercializar energia elétrica diretamente com consumidor cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (Lei nº 9.427/1996);
- Como geração distribuída, pode comercializar direto com distribuidoras, por meio de leilões anuais de ajuste destas, com contratação por até dois anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas, limitados ao valor do último leilão de energia (VR) (Decreto nº 5.163/2004);
- Como fonte alternativa, pode comercializar no ACR, nos leilões específicos de compra de energia proveniente de fontes alternativas, com contratação de 10 até 30 anos e possibilidade de repasse integral de preços às tarifas (Decreto nº 5.163/2004).

A geração heliotérmica, embora haja estudos que apontem uma redução do custo de instalação de uma usina, não se mostra ainda competitiva, mas algumas regiões do Brasil apontam grande potencial, como pode ser visto na Figura 11, que mostra os valores médios de radiação solar direta para todas as capitais brasileiras.

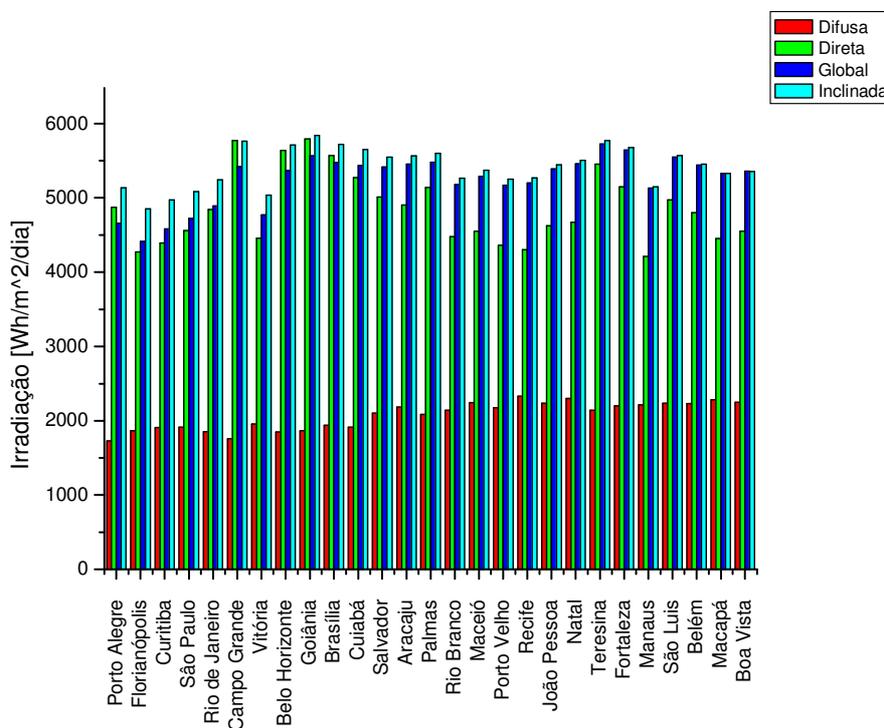


Figura 11: Médias diárias anuais de irradiação difusa, direta, global horizontal e global na inclinação da latitude média da cidade, para todas as capitais brasileiras, (Wh/m²/dia).

Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006.

Pelo fato de utilizar sistemas concentradores, que se utilizam da fração direta da radiação solar, esses geradores necessitam de sistemas de rastreamento da trajetória aparente do sol e atingem desempenho ótimo em regiões com altos índices de radiação direta (céu claro), como é o caso principalmente nas capitais de Minas Gerais, Goiás e Mato Grosso do Sul.

O PNE 2030 considera que a geração FV vai se tornar competitiva quando seu custo chegar a 3.000 US\$/kW, tomando como base de comparação a tarifa de fornecimento. Nessa situação, o custo do watt deveria ser de US\$ 1,50, o que a curva de aprendizagem sugere ser possível de atingir, nos Estados Unidos, somente após 2020. Nessas condições, o PNE 2030 considerou que o aproveitamento da energia solar FV, integrada à rede, seria marginal no horizonte de estudo.

2.11 Os agentes na área das fontes renováveis de energia e do sistema interligado nacional

Diversos são os agentes e entidades relacionadas direta ou indiretamente às FRE no Brasil. A Tabela 9 apresenta uma lista com os principais envolvidos na disseminação, regulamentação e inclusão das FRE no SIN, bem como o papel que cada uma desenvolve e a sua tendência no mercado.

Tabela 9: Lista de agentes e entidades envolvidas direta ou indiretamente na área das fontes renováveis de energia no Brasil. O papel de cada uma e a sua tendência no mercado energético.

Fonte: Relatório Técnico GTZ: Fontes Renováveis de Energia voltadas à geração de energia para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (2008).

AGENTES	PAPEL	TENDÊNCIA
<p>CNPE Conselho Nacional de Políticas Energéticas</p>	<p>Através do Decreto nº 3.520, de 21 de Junho de 2000, Dispõe sobre a estrutura e o funcionamento do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, criado pela Lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997, é órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes de energia CNPE e dá outras providências. O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do país. É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.</p>	<p>Manter a função de assessorar a Presidência da República nos assuntos relativos a políticas energéticas, atuando de forma complementar ao MME.</p>
<p>MME Ministério de Minas de Energia</p>	<p>O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.</p>	<p>Concentrar e manter o controle das políticas públicas. O MME inicialmente outorgou e mais recentemente suspendeu e retomou algumas atribuições para autonomia e poder da ANEEL.</p>
<p>ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica</p>	<p>A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos Agentes de Distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).</p>	<p>Mais recentemente e com a criação da EPE houve um retrocesso nas atribuições e poderes da ANEEL. Parte considerável dos recursos que a ANEEL administrava em programas de P&D junto a empresas de energia foram destinados para a EPE.</p>

Continuação Tabela 9: Lista de agentes e entidades envolvidas direta ou indiretamente na área das fontes renováveis de energia no Brasil. O papel de cada uma e a sua tendência no mercado energético.

Fonte: Relatório Técnico GTZ: Fontes Renováveis de Energia voltadas à geração de energia para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (2008).

AGENTES	PAPEL	TENDÊNCIA
<p>EPE Empresa de Pesquisa Energética</p>	<p>Instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.</p>	<p>A EPE tem realizado estudos e projeções do cenário energético nacional, tendo recentemente publicado o Plano Nacional de Energia - PNE 2030. Uma das críticas à ação de planejamento e estabelecimento de cenários energéticos apresentados pela EPE se refere à sua postura conservadora e perpetuadora do modelo energético vigente, com pouca visão de um futuro no qual as FRE ocupem papel de maior destaque. A EPE passou também a assumir algumas atividades anteriormente exercidas pela ANEEL.</p>
<p>CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</p>	<p>A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada, por delegação da ANEEL.</p>	<p>A CCEE deverá manter sua ação na área de sua competência, atuando principalmente no ACR.</p>
<p>CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico</p>	<p>O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.</p>	<p>O CMSE deverá manter sua ação de monitoramento e de acompanhamento dos desenvolvimentos no setor elétrico nacional.</p>

Continuação Tabela 9: Lista de agentes e entidades envolvidas direta ou indiretamente na área das fontes renováveis de energia no Brasil. O papel de cada uma e a sua tendência no mercado energético.

Fonte: Relatório Técnico GTZ: Fontes Renováveis de Energia voltadas à geração de energia para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (2008).

AGENTES	PAPEL	TENDÊNCIA
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico	O ONS foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como objetivo principal, atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.	O ONS deverá manter sua ação de supervisão e controle do SIN.
Concessionárias de Energia	Agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição ou transmissão ou geração de energia elétrica.	As Concessionárias de Energia deverão diversificar suas ações no sentido de atender a um mercado que futuramente poderá vir a ser mais exigente. Espera-se resistência por parte destes agentes com relação a qualquer mudança neste sentido.
PIE Produtor Independente de Energia	Produtor Independente de Energia a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda, ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.	Havendo sinalização de um mercado mais diferenciado de energia, os PIEs poderão intensificar suas ações e se dedicar a produzir eletricidade por FRE para atender ao ACL. Há necessidade, no entanto, de induzir este mercado.
APs Auto Produtores	Titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL	Havendo sinalização de um mercado mais diferenciado de energia, os APs poderão intensificar suas ações e se dedicar a produzir eletricidade por FRE para atender ao ACL. Há necessidade, no entanto, de induzir este mercado.
Consumidores Cativos	Consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário de distribuição.	Existe grande resistência por parte de vários agentes do setor para a liberalização do consumidor cativo.

Continuação Tabela 9: Lista de agentes e entidades envolvidas direta ou indiretamente na área das fontes renováveis de energia no Brasil. O papel de cada uma e a sua tendência no mercado energético.

Fonte: Relatório Técnico GTZ: Fontes Renováveis de Energia voltadas à geração de energia para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (2008).

AGENTES	PAPEL	TENDÊNCIA
Consumidores Especiais e Livres	São considerados consumidores especiais, todos aqueles consumidores com potência instalada superior a 0.5MW e consumidores livres, todos aqueles consumidores com potência instalada superior a 3MW a uma tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.	Existe uma tendência considerável de aumento do número de consumidores especiais e livres.
Ministério da Fazenda	Ministério da Fazenda é o órgão que na estrutura administrativa da República Federativa do Brasil que cuida basicamente da formulação e execução da política econômica.	O Ministério da Fazenda manterá sua postura de zelo pela balança comercial do país.
BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, ex-autarquia federal criada pela Lei nº 1.628, de 20 de junho de 1952, foi enquadrado como uma empresa pública federal, com personalidade jurídica de direito privado e patrimônio próprio, pela Lei nº 5.662, de 21 de junho de 1971. O BNDES é um órgão vinculado ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e tem como objetivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país.	Das ações do BNDES resultam a melhoria da competitividade da economia brasileira e a elevação da qualidade de vida da sua população.
ENTIDADES	EXPERTISE	TENDÊNCIA
ANAMMA Associação Nacional de Órgãos Municipais de Apoio ao Meio Ambiente	ANAMMA, é uma entidade civil, sem fins lucrativos ou vínculos partidários, representativa do poder municipal na área ambiental, com o objetivo de fortalecer os Sistemas Municipais de Meio Ambiente para implementação de políticas ambientais que venham a preservar os recursos naturais e melhorar a qualidade de vida dos cidadãos.	A ANAMMA deverá intensificar suas ações no sentido de preservação dos recursos naturais, impondo dificuldades crescentes a empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia que apresentem impactos ambientais.
ABRAVA Associação Brasileira de Refrigeração, Arcondicionado, Ventilação e Aquecimento	Energia solar.	Lobby pró-solar e ações que visam fortalecer o setor industrial, estudos e projetos.
IDEAL Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina	Articulação política e técnica nos países da América Latina.	Políticas públicas em favor das FRE.
GREENPEACE	Todas as FRE e proteção ambiental.	Ações de polarização da opinião pública.

Continuação Tabela 9: Lista de agentes e entidades envolvidas direta ou indiretamente na área das fontes renováveis de energia no Brasil. O papel de cada uma e a sua tendência no mercado energético.

Fonte: Relatório Técnico GTZ: Fontes Renováveis de Energia voltadas à geração de energia para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (2008).

ENTIDADES	EXPERTISE	TENDÊNCIA
ABENS Associação Brasileira de Energia Solar	Energia solar.	Divulgação das tecnologias relacionadas à energia solar.
ISES DO BRASIL <i>International Solar Energy Society</i> , Seção Brasil	Todas as FRE.	Divulgação das tecnologias relacionadas à FRE.
CBEE Centro Brasileiro de Energia Eólica	Energia eólica.	Divulgação da tecnologia eólica, estudos e projetos.
PETROBRÁS	Todas as FRE.	Adoção de FRE em uma postura de empresa de energia “ <i>beyond petroleum</i> ”, sem perder o foco principal em negócios.
CERPCH Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidroelétricas	Pequenas centrais hidroelétricas.	Divulgação da tecnologia das pequenas centrais hidroelétricas, estudos e projetos.
ABRADEE Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	Representa 49 concessionárias de distribuição de energia elétrica, responsáveis pelo atendimento de 99% do mercado brasileiro de energia elétrica.	Defesa os interesses de suas associadas.
ELETRONUCLEAR Eletrobrás Termonuclear S.A.	Geração termonuclear.	Viabilização de usinas termonucleares.
UFSC Universidade Federal de Santa Catarina	Energia solar térmica e fotovoltaica, energia eólica, planejamento energético, eficiência energética.	P&D em energia solar, eólica, eficiência energética e planejamento energético em vários laboratórios.
UNICAMP Universidade Estadual de Campinas	Energia solar.	P&D em energia solar.
USP Universidade de São Paulo	Energia solar e biomassa.	P&D em energia solar e biomassa em vários laboratórios e centro de referência em biomassa (CENBIO).

Continuação Tabela 9: Lista de agentes e entidades envolvidas direta ou indiretamente na área das fontes renováveis de energia no Brasil. O papel de cada uma e a sua tendência no mercado energético.

Fonte: Relatório Técnico GTZ: Fontes Renováveis de Energia voltadas à geração de energia para o Sistema Interligado Nacional Brasileiro (2008).

ENTIDADES	EXPERTISE	TENDÊNCIA
PUC-RS Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul	Energia solar fotovoltaica.	P&D em energia solar.
UFRGS Universidade Federal do Rio Grande do Sul	Energia solar térmica e fotovoltaica.	P&D em energia solar.
ULBRA Universidade Luterana do Brasil (São Leopoldo – RS)	Energia solar fotovoltaica.	P&D em energia solar.
UNISINOS - Universidade do Vale dos Sinos	Energia solar fotovoltaica.	P&D em energia solar.
PUC-MG Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais	Energia solar térmica e fotovoltaica.	P&D em energia solar.
UFPA Universidade Federal do Pará	Energia solar fotovoltaica e energia eólica, eficiência energética.	P&D em energia solar, eólica e eficiência energética.
UFPE Universidade Federal de Pernambuco	Energia solar térmica e fotovoltaica, energia eólica.	P&D em energia solar e eólica.
UFCE Universidade Federal do Ceará	Energia solar térmica e fotovoltaica, energia eólica.	P&D em energia solar e eólica.
UNIFACS Universidade de Salvador	Energia solar fotovoltaica e energia eólica, planejamento energético, regulação do mercado de energia elétrica.	P&D em energia solar e eólica e em planejamento energético e política energética.

2.12 Os mecanismos de incentivo que visam à integração das fontes renováveis de energia no SIN e as legislações e regulamentações em questão

No Brasil, o sistema de preços, geralmente utilizado como mecanismo de incentivo na maioria dos países da Europa, já existe desde a Lei nº 9.648/1998. Essa lei estabeleceu a livre negociação de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizada, condicionada às restrições definidas no inciso I, alíneas a e b, o qual limitava as liberdades dos contratos para o período de 1998 a 2002. A partir do ano de 2003 os montantes de energia e de potência passaram a ser contratados com uma redução gradual à razão de 25% do montante referente ao ano de 2002.

Como forma de limitar o repasse dos preços da energia elétrica comprada pelas distribuidoras e permissionárias para as tarifas de fornecimento aos consumidores finais dentro das regras determinadas pela Lei nº 9.648 de 1998, a ANEEL publicou a Resolução nº 266, de 13 de agosto de 1998, estabelecendo a metodologia de cálculo do repasse, criando assim um Valor Normativo – VN, sendo este, segundo Dutra (2001, p.148) “*o custo de referência para a comparação com o preço de compra da energia e a definição do custo a ser repassado às tarifas de fornecimento*”. A Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999, definiu um valor específico para cada fonte, orientando, dessa forma, o Valor Normativo (VN) a ser um dispositivo favorável ao uso de fontes energéticas renováveis de maior custo de produção, permitindo que fossem repassados maiores custos de geração às tarifas, como forma de viabilizar o estabelecimento competitivo dessas fontes.

Através da Resolução 233, de 29 de Julho de 1999, foram estabelecidos Valores Normativos que limitavam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários (ANEEL, 1999). Essa Resolução contemplava as fontes: termoelétrica a carvão nacional, pequena central hidroelétrica (PCH), termoelétrica biomassa, eólica e solar FV. A Resolução 233 foi revogada e substituída pela Resolução 248, de 6 de Maio de 2002, que ainda se encontra em vigor. Essa atualizou procedimentos para cálculos dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento, a partir da Lei no 10.438, de 26 de Abril de 2002, que criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir das fontes eólica, PCH, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional (ANEEL, 2009a). Na revisão da Resolução 233 de 1999, que resultou na Resolução 248 de 2002, a energia solar FV não foi contemplada, devido aos altos custos para a sua utilização. A Tabela 10 ilustra esse processo e as resoluções mencionadas.

Tabela 10: Processo regulatório através das Resoluções ANEEL.

Fonte: ANEEL, 2009a.

RESOLUÇÃO n° 266/1998	Primeira resolução que tratou do VN*. Essa estabeleceu os procedimentos para o cálculo do repasse, no qual o VN é o custo de referência para cotejamento entre o preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas.
RESOLUÇÃO n° 233/1999	Altera alguns pontos na formulação do custo de compra de energia estabelecido pela Resolução n. 266, 1998. Foram estabelecidos os VN para referência de repasse, discriminados por fonte de geração, sujeitos aos fatores de ponderação e fórmula de reajuste.
RESOLUÇÃO n° 022/2001	Atualiza procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento. Estabelece fórmula para a energia proveniente de centrais geradoras que utilizam carvão mineral nacional.
RESOLUÇÃO n° 256/2001	Estabelece os VN para as centrais termoelétricas com geração a gás, sendo este diferenciado para usinas de potência superior ou inferior a 350 MW.
RESOLUÇÃO n° 248/2002	Em razão de deliberação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, bem como do inscrito nos arts. 3 e 13 da Lei n 10.438, de 26 de abril de 2002, esta Agência publicou a Resolução n. 248, de 2002, a qual revogou a Resolução n. 22, de 2001, estabelecendo em seu art. 7, um único valor para o VN que seria atrelado à fonte mais competitiva.
RESOLUÇÃO n° 487/2002	Altera dispositivos da Resolução n. 248, de 6 de maio de 2002, referentes aos procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento.
RESOLUÇÃO n° 488/2002	Regulamenta o estabelecido na Resolução CNPE n. 7, de 21 de agosto de 2002, aprovada pela Presidência da República em 22 de agosto de 2002, no que se refere à aplicação dos VN vigentes até a data da edição da Resolução n. 248, de 6 de maio de 2002, para a energia gerada pelos empreendimentos especificados na norma.
Nota técnica n° 23/2003	Estabelece os critérios de repasse que observam as regras associadas ao VN, o conjunto da legislação em vigor, incluindo as diretrizes dos Contratos de Concessão e as referências de preços de mercado (leilão).
Obs.:	As recentes alterações no modelo do setor elétrico, introduzidas pela Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto n. 5.163 de 30 de julho de 2004, modificaram a linha de regulamentação setorial delineada pela legislação acima apresentada.

Com o desenvolvimento de um programa de incentivo adequado para o Brasil, as resoluções indicadas na Tabela 10 devem ser reavaliadas, a fim de inserir a tecnologia solar FV no contexto da utilização das FRE no país, a partir de um sistema de preços apropriado.

* VN= Valores Normativos que limitavam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários (ANEEL, 1999).

Durante a crise energética de 2001, foi criada a Câmara para Assuntos Relacionados à Crise Energética, com o objetivo de atuar no estabelecimento de metas para a redução do consumo de eletricidade no plano de racionamento e, também, procurar soluções a curto e a médio prazo para estimular investimentos em geração e diversificação do setor energético (CSPE, 2001). Buscando atingir essas metas, foram estabelecidas algumas iniciativas, no que tange à legislação e a mecanismos de incentivo, para promover as energias renováveis.

Através da Lei nº 10.438 de 26 de Abril de 2002, e revisada pela Lei nº 10.762 de 11 de Novembro de 2003, foram criados o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Essa lei também dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária, universalização do serviço público e dá nova redação a outras leis (DUTRA, e SZKLO, 2008).

O PROINFA é um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento. O Programa, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), foi dividido em duas etapas. Na primeira foi estabelecida a contratação, pela ELETROBRÁS, em até dois anos, de 3.300 MW de capacidade que vêm sendo incorporados ao SIN. Desse montante, 1.100 MW foram destinados à fonte eólica, 1.100 MW para pequenas centrais hidroelétricas (PCH) e 1.100 MW para projetos de biomassa. Os contratos dos geradores com a ELETROBRÁS têm duração de 20 anos, contados a partir da entrada em operação (MME, 2009). Na primeira chamada pública, realizada em Outubro de 2004 foram contratados 2.527,45 MW das três fontes, sendo 1.100 MW de eólica, 1.100 de PCH e 327,46 MW de biomassa. A segunda etapa previu o aumento da energia produzida a partir das mesmas fontes até atingir 10% do consumo anual de energia no país, a ser alcançado em até 20 anos.

Os critérios de regionalização, previstos na Lei nº 10.762, estabelecem um limite de contratação por Estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para as PCH, o que possibilita a todos os Estados que tenham vocação e projetos aprovados e licenciados a oportunidade de participarem do programa. A limitação, no entanto, é preliminar, já que, caso não venha a ser contratada a totalidade dos 1.100 MW destinados a cada tecnologia, o potencial não-contratado será distribuído entre os Estados que possuírem as licenças ambientais mais antigas. Para participarem do programa, os empreendimentos terão de ter licença prévia de instalação (MME, 2009).

O PROINFA conta com o suporte do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê o financiamento de até 70% do investimento (MME, 2009).

Outra importante ferramenta para auxiliar no desenvolvimento das renováveis é o programa LUZ PARA TODOS, que foi criado pelo Governo Federal em 2004 e tem como desafio acabar com a

exclusão elétrica no país. O objetivo do programa é levar energia elétrica para mais de 12 milhões de pessoas até 2008. A instalação da energia elétrica até os domicílios será gratuita para as famílias de baixa renda e, para o consumidor residencial, com ligação monofásica e consumo mensal inferior a 80 kWh/mês, as tarifas serão reduzidas, como previsto na legislação. O objetivo do governo é utilizar a energia como vetor de desenvolvimento social e econômico destas comunidades, contribuindo para a redução da pobreza e aumento da renda familiar.

Atualmente, já existem diversos projetos de lei (PLs) com o objetivo de promover outras FRE, incluindo micropotenciais hidráulicos, ondas, marés, solar e geotérmica. Dentre os que se relacionam com a energia solar FV estão:

- PROJETO DE LEI N.º 1.563, DE 2007: Dispõe sobre fontes renováveis de energia, com o objetivo de promover a universalização, a geração distribuída e a racionalização energética, e altera a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, para modificar o Proinfa e aumentar a participação de fontes alternativas na matriz energética nacional. Altera o art. 1º da Lei n.º 8.001, de 13 de março de 1990, constitui fundo especial para financiar pesquisas e fomentar a produção de energia elétrica e térmica a partir da energia solar e da energia eólica, e dá outras providências;
- PROJETO DE LEI N.º 2.023, DE 2007: Institui incentivos fiscais para a aquisição de bens e prestação de serviços necessários para a utilização de energia solar, eólica ou outras formas de energia alternativa;
- PROJETO DE LEI N.º 2.505, DE 2007: Cria o Certificado de Empreendedor de Energia Renovável (CEER), a ser concedido a pessoas físicas ou jurídicas que produzirem energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis;
- PROJETO DE LEI N.º 2.867, DE 2008: Autoriza a emissão de Certificados de Energia Alternativa;
- PROJETO DE LEI N.º 3.259, DE 2004: Cria o Programa de Incentivo às Energias Renováveis, e dá outras providências;
- PROJETO DE LEI N.º 2.737, DE 2008: Estabelece incentivos à geração de energia a partir de fonte solar;
- PROJETO DE LEI N.º 3.831, DE 2004: Dispõe sobre incentivos à geração de energias alternativas e dá outras providências;
- PROJETO DE LEI N.º 523, DE 2007: Institui a Política Nacional de Energias Alternativas e dá outras providências;
- PROJETO DE LEI N.º 7.692, DE 2006: Institui o Programa Brasileiro de Geração Descentralizada de Energia Elétrica e dá outras providências.

2.13 Os programas de apoio às fontes renováveis de energia no Brasil

Com o objetivo de promover o uso racional de energia, a nível mundial, através da utilização de FRE, diversos países têm investido fortemente em programas de pesquisa e desenvolvimento. Apesar das FRE oferecerem benefícios ambientais maiores, se comparados aos combustíveis fósseis, o custo de geração ainda permanece alto. Estes custos têm diminuído, e é esperado que diminuam ainda mais; porém, a implementação do uso em larga escala destas fontes poderia ser mais acelerada se os governos investissem mais em programas de pesquisa e desenvolvimento e, principalmente, em programas de incentivo por tempo curto e limitado. Assim, gerações futuras poderão obter benefícios através da utilização de uma energia limpa e sustentável, de forma a contribuir com a preservação do meio ambiente.

Mesmo tendo em vista todas as vantagens da utilização da geração descentralizada, através das FRE, a aplicação destas no mercado brasileiro, exceto pelo potencial hidrelétrico e pela biomassa, ainda é bastante pequena, principalmente devido ao alto custo da tecnologia. Portanto, este tópico necessita de uma abordagem mais profunda.

O Brasil conta com o apoio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). O BNDES entende que investimentos na melhoria do desempenho ambiental de atividades produtivas e de infra-estrutura são indutores do desenvolvimento econômico e social. Este assume o compromisso de disponibilizar recursos adequados para a promoção da qualidade ambiental e de atividades ambientalmente sustentáveis. No sentido de formalizar a inserção da variável ambiental nos procedimentos de enquadramento, análise de crédito, contratação e acompanhamento de operações, o BNDES aprovou em 1996 uma resolução interna que condiciona o apoio financeiro do banco a programas ou projetos que atendam a legislação ambiental e de segurança e medicina do trabalho, bem como ao equacionamento adequado do suprimento e do uso eficiente de energia (BNDES, 2009).

A ELETROBRÁS gerencia diversos programas e fundos setoriais que atendem às mais diversas áreas do setor elétrico. Dentre os fundos setoriais estão:

- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): foi criada em 1973 para financiar os custos com a geração de energia à base de combustíveis fósseis: A Lei nº 5.899, de 1973, em sua primeira redação, criou a Conta de Consumo de Combustível – CCC, objetivando subsidiar a geração de energia elétrica feita a partir do uso de combustíveis fósseis. O aprimoramento dessa lei em 1993 disciplinou o rateio dos custos de aquisição desses combustíveis entre todas as concessionárias ou autorizadas do país, para garantir os recursos financeiros ao suprimento de energia elétrica a consumidores de localidades isoladas do sistema interligado de geração e distribuição. No entanto, a reforma promovida no setor elétrico, introduzindo as acepções de um mercado concorrencial, as pressões ambientalistas internacionais direcionadas à adoção de praticas sustentáveis de geração de energia elétrica e a imperativa

necessidade de promover a apropriação dos benefícios advindos pelo uso da energia elétrica a todos os cidadãos brasileiros, terminaram por induzir a criação de incentivos a uma maior penetração de formas renováveis de geração. Refletindo estas novas abordagens, a Lei nº 9.648, de 27 de Maio de 1998, estende os benefícios da CCC a todos os empreendimentos de geração de energia elétrica feitos a partir de fontes renováveis com a finalidade de substituir a geração termoelétrica advinda de combustíveis fósseis nos sistemas isolado e estabeleceram a extinção, a partir de 1º de janeiro de 2006, da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. A Lei nº 9.648/2002 e, posteriormente, a Lei nº 10.438/2002, mantiveram até 2022 a sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados. As quotas anuais da CCC para 2008 foram fixadas pela diretoria colegiada da ANEEL, num valor total de R\$ 3 bilhões, o que representa um acréscimo de 4,6% em relação ao valor definido para 2007, de R\$ 2,87 bilhões (ANEEL, 2008). No entanto, em 2007 a CCC- Isol custou à sociedade brasileira R\$ 4,98 bilhões (ELETROBRÁS, 2008);

- Reserva Global de Reversão (RGR): é utilizada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, o Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel) e o Reluz, que trata da eficiência energética na iluminação pública dos municípios brasileiros. Os aportes deste encargo, criado em 1957, também são direcionados às obras de expansão do sistema elétrico, como a revitalização de parques térmicos e aquisição de medidores e telecomandos para subestações. Em 2004 e 2005, a RGR gerou recursos da ordem de R\$ 2,6 bilhões. Em 2007, foram arrecadados R\$ 2.317,3 milhões em 2007, dos quais 56,5% são provenientes de arrecadação de quotas (ELETROBRÁS, 2008);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): é um encargo setorial estabelecido em lei e pago pelas empresas de distribuição. O valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, viabilizando a competitividade da energia elétrica produzida a partir de fontes eólicas, pequenas usinas hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados. Também cabe a este órgão levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional (universalização). Criada em 26 de abril de 2002, através da Lei 10.762, a CDE terá duração de 25 anos e é gerida pela Eletrobrás cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional. Hoje, cinco usinas termoelétricas movidas a carvão mineral estão incluídas na CDE: Charqueadas e Jorge Lacerda, ambas da Tractebel; São Jerônimo e Presidente Médici (CGTEE) e Figueira (Copel). A ANEEL aprovou o valor de R\$ 2,48 bilhões referente às cotas da Conta da CDE,

que foram recolhidos em 2008 por agentes de geração e de distribuição que fornecem energia para consumidores finais. Do total, R\$ 2,32 bilhões foram relativos a distribuidoras e outros R\$ 156,82 milhões foram pagos pelas transmissoras. O montante financeiro é 1,19% superior ao apurado em 2007. Embora se verifique um aumento real da arrecadação das cotas da CDE, o efeito para as tarifas será de uma redução média de 0,15%, isto devido ao aumento do mercado pagante em 4,2% (ANEEL, 2008).

2.14 Os benefícios da energia solar fotovoltaica

O valor e os benefícios da energia fotovoltaica têm sido examinados de várias perspectivas:

- Do consumidor;
- Da concessionária; e
- Do meio ambiente.

A energia FV apresenta baixo impacto ambiental, sem ruído ou poluição durante a sua utilização. A tecnologia é considerada uma das mais viáveis para a utilização no ambiente urbano, devido à sua capacidade de integração às edificações.

Segundo estudos realizados por Haas (1994), os diferentes beneficiários agregam diferentes valores à energia FV. O consumidor compara os custos de produção e os preços da eletricidade. No caso de um sistema integrado à edificação, haveria uma economia de investimentos, uma vez que os módulos fotovoltaicos poderiam substituir elementos de revestimento; a concessionária faz uma comparação entre os custos de produção e as oportunidades de custos. Para as concessionárias, o valor da geração FV depende da radiação local e da curva de carga. Um grande benefício seria a redução de linhas de transmissão e distribuição necessárias para a rede elétrica; o governo analisa os benefícios sociais ou custo evitado. Para o governo, o mais importante é justificar o porquê de subsidiar a tecnologia FV (HAAS, 1994).

Haas (1994) complementa que os benefícios sociais do sistema descentralizado e integrado a edificações urbanas são o custo evitado em área, uma vez que o sistema pode ser integrado a edificações, a redução de investimentos, devido a um menor custo de estrutura para suporte e o benefício de haver uma tendência indireta à conservação de energia por parte dos consumidores.

Existem os benefícios que atendem ao governo, à concessionária e ao consumidor. Os contínuos investimentos em caminhos antigos de produção e distribuição de energia não reduzem os riscos do sistema centralizado, como os blackouts. Os investimentos em novos caminhos de produção e distribuição de energia, como em sistemas descentralizados, poderiam reduzir os grandes riscos e a possibilidade de perdas econômicas oriundas das falhas no sistema (AITKEN; STADEN, 2005). Dessa forma, todos estariam se beneficiando com a geração FV.

Para Tsoutsos (2005), existem também os benefícios sócio-econômicos e estratégicos, associados à geração FV como: o aumento da independência energética nacional; as significativas oportunidades de empregos; a diversificação e segurança no suprimento de energia; o suporte na reestruturação do mercado energético, a redução da dependência dos combustíveis importados e a aceleração da eletrificação rural em países em desenvolvimento.

Segundo dados publicados pela revista *PHOTON International* (2009), a criação de empregos somente na Alemanha no setor das FRE, no ano de 2007, chegou a 249 mil empregos. A energia FV foi responsável por 50.700 mil empregos. De acordo com a Figura 12, é possível observar que entre os anos de 2006 e 2007 a geração de empregos no mercado de energia solar foi a que mais cresceu, quando comparado ao mercado das outras FRE.

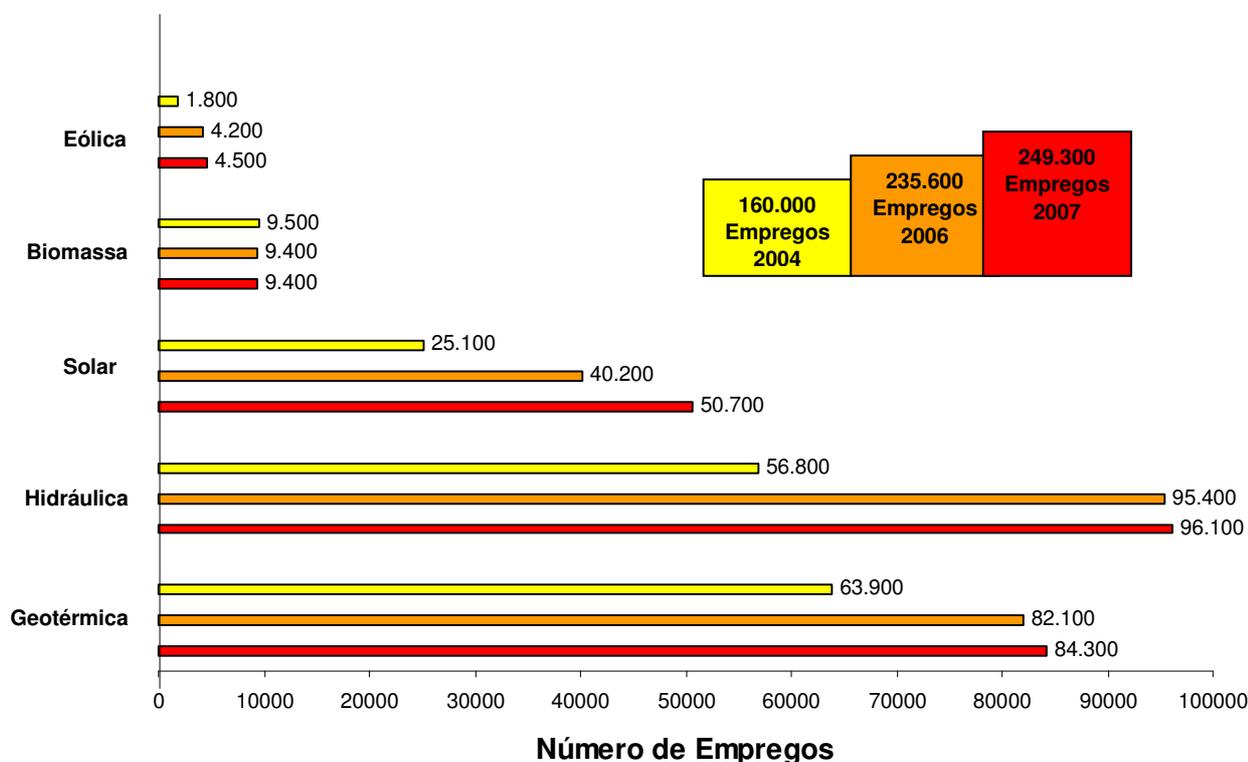


Figura 12: Geração de empregos por FRE na Alemanha nos anos 2004, 2006 e 2007.

Fonte: *PHOTON International*, 2009.

2.15 A energia solar fotovoltaica no mercado energético mundial

Os sistemas FV vêm tomando impulso crescente no mercado energético principalmente a partir de 1996. O crescimento significativo na produção anual de módulos FV no mundo, a partir da década de 90, se deu principalmente em função dos programas de incentivo, em especial os programas alemão, espanhol e japonês (MAYCOCK, 2005). A Figura 13 apresenta o crescimento da potência anual mundial de módulos solares FV, do ano de 1992 até 2008, conforme estudo publicado pela

revista *PHOTON International* (2009). A capacidade anual mundial instalada em 2008 atingiu o recorde de 5.900 MW, representando um crescimento de 92% com relação a 2007.

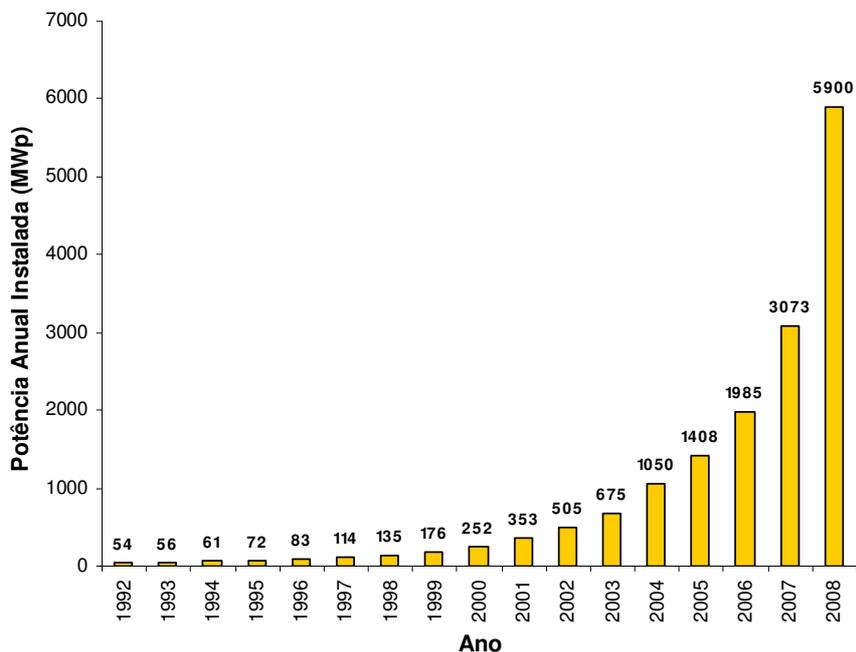


Figura 13: Evolução mundial da capacidade instalada de módulos FV entre 1992 e 2008.

Fonte: Navigant Consulting, 2008; *PHOTON International*, 2009.

Quando comparada com outras FRE, a participação da energia FV é pouco expressiva na matriz energética mundial. Ainda assim, ela vem aumentando de forma expressiva ao longo dos anos. Em 2008, a potência total acumulada foi 15,9 GW, conforme a Figura 14.

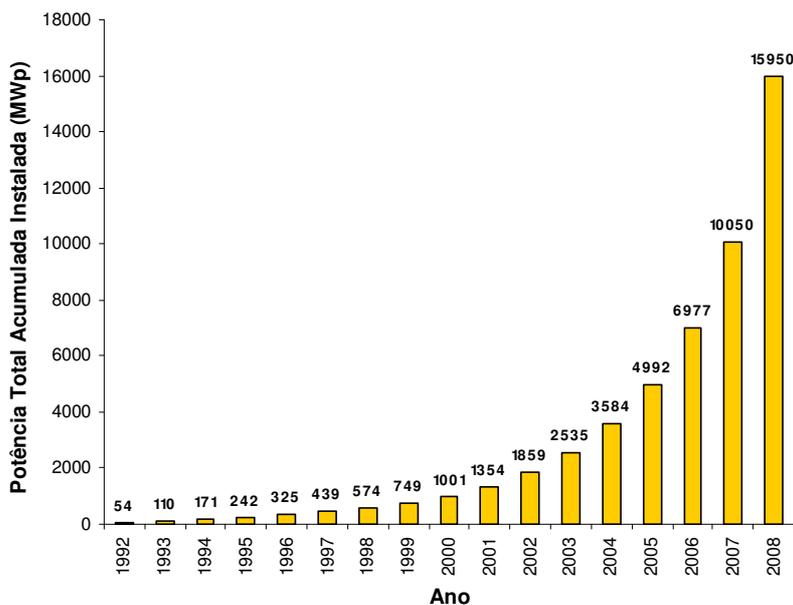


Figura 14: Evolução da capacidade instalada acumulada de módulos FV no mundo entre 1992 e 2008.

Fonte: Navigant Consulting, 2008; *PHOTON International*, 2009.

Mesmo com uma participação ainda reduzida no suprimento da demanda energética mundial, a energia FV é a FRE que apresenta a maior taxa anual de crescimento, segundo estudos publicados pela IEA, 2008 e é apresentado na Figura 15.

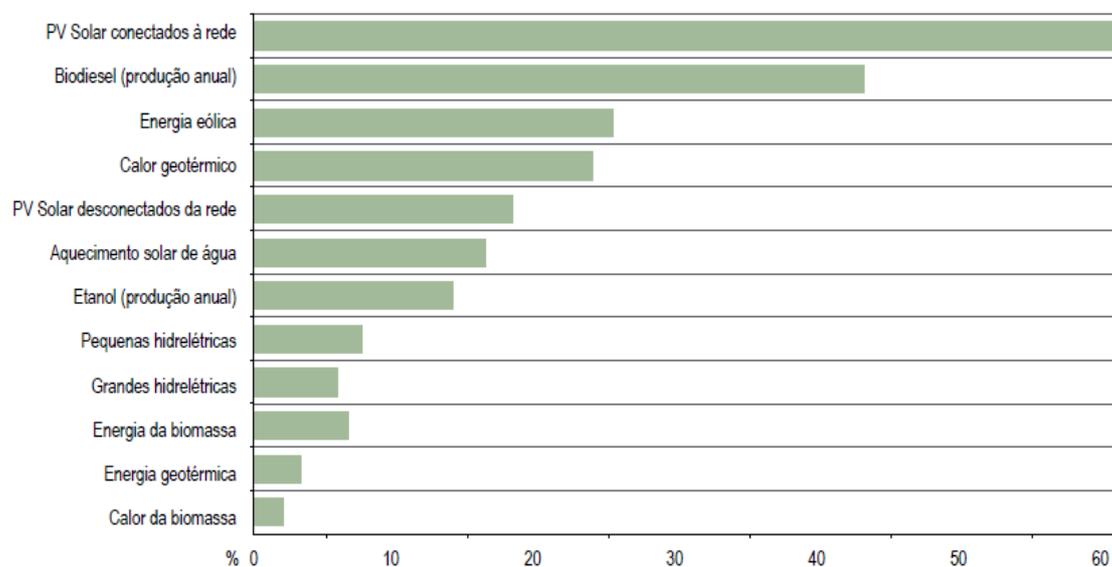


Figura 15: Taxas médias de crescimento anual da capacidade de energia renovável.

Fonte: REN21, 2008.

A Alemanha e a Espanha estão entre os países com a maior capacidade instalada, seguidos do Japão, E.U.A e Itália. A Espanha instalou em 2008, 3.130 MWp, o que correspondeu a 53% da demanda mundial e a Alemanha atingiu 1.500 MWp, o que correspondeu a 25% do mercado anual mundial.

2.16 Os custos dos sistemas fotovoltaicos e a curva de aprendizado para a tecnologia fotovoltaica

Na maioria dos casos, as FRE dificilmente tornam-se competitivas com relação ao mercado consolidado das fontes de geração convencional. É necessária uma produção em grande escala para reduzir esta lacuna entre as duas opções. O cenário de viabilidade econômica poderia mudar se fossem levados em consideração os custos ambientais da geração convencional e as vantagens econômicas, sociais e ambientais das FRE (CAVALIERO e SILVA, 2005).

Como previamente descrito no Capítulo 1 (item Justificativas), a tecnologia FV, embora seja uma das mais caras nos dias de hoje, dentre as FRE é a que apresenta uma maior estimativa de redução de custos ao longo dos anos (EPIA, 2008). De acordo com a Figura 16, onde é

apresentada a evolução dos custos de um sistema FV na Alemanha entre o ano de 2006 e 2008, é possível observar que esses custos caíram significativamente nos últimos anos e há estimativas que caíam ainda mais.

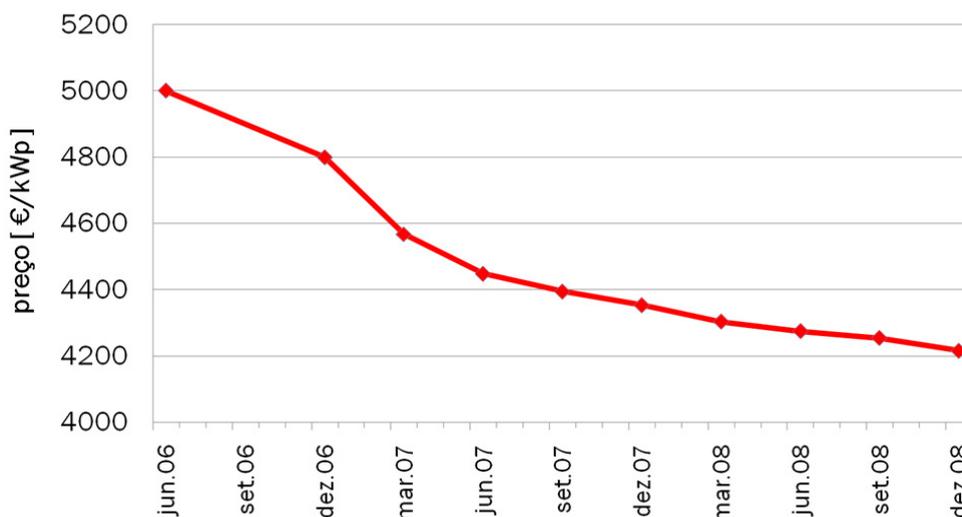


Figura 16: Preço final de sistemas fotovoltaicos completos na Alemanha (€/kWp), para instalação de até 100 kWp.

Fonte: Pesquisa independente, 100 empresas de instalação alemãs responderam à pesquisa.

Uma importante ferramenta para se prever a redução dos custos de uma tecnologia é a curva de aprendizado ou curva de experiência. Essa ferramenta pode ser utilizada para qualquer tecnologia, mas cada qual com as suas variáveis. Aqui é descrito a curva de aprendizado ou curva de experiência para a tecnologia FV. De acordo com Christopher Harmon (2008), a curva de aprendizado (Figura 17) é uma ferramenta utilizada para descrever o passado e para projetar a tendência futura dos custos.

O desenvolvimento industrial desta tecnologia demonstra que cada vez que a experiência (volume acumulado de produção) acumulada dobra, o custo de produção cai em cerca de 20% às atuais taxas de crescimento observadas nos últimos anos (MAYCOCK; WAKEFIELD, 1975); (MARGOLIS, 2003); (SUREK, 2005); (HARMON, 2008); (SZABÓ; WALDAU, 2009). Isso se traduz em uma redução de custos de proporção de cerca de 5% ao ano.

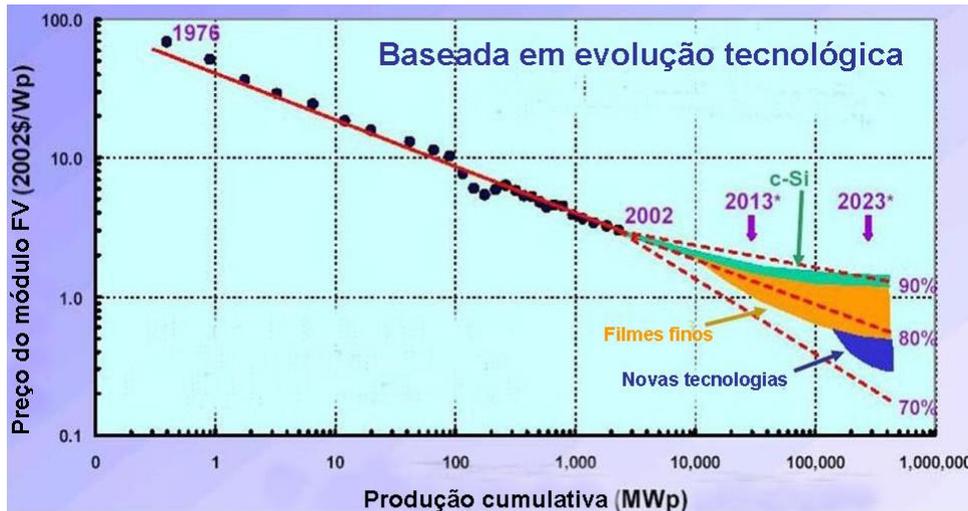


Figura 17: Curva de aprendizado para a energia solar fotovoltaica. Uma curva de aprendizado de 80% corresponde a uma redução de custos de 20% para cada dobro da produção acumulada.

Fonte: Surek, T. 2005.

Essa curva é baseada na observação do processo de produção de muitas indústrias, onde a redução desses custos está relacionada com a produção cumulativa. A curva de aprendizado geralmente é expressada pela Equação 1:

$$Custo(CUM) = Custo_0 \times CUM^b \tag{Eq.1}$$

onde:

Custo (CUM) é o custo da unidade em função da quantidade produzida;

Custo_0 = o custo da primeira unidade;

CUM = o custo cumulativo por unidade ao longo de um determinado tempo;

b = índice de experiência. O índice de experiência pode ser utilizado para o cálculo do conceito de "taxa de aprendizagem". A taxa de aprendizagem é definida como a redução dos custos cada vez que a produção acumulada é duplicada.

Segundo Harmon (2008) as causas da redução dos custos são atribuídas a uma combinação de melhorias produção (processo de inovação, aprendizagem, etc.), o desenvolvimento de produto (inovação do produto, remodelagem do produto e padronização produto) e diminuição dos custos de entrada na fabricação (peças e materiais).

2.17 Os modelos de programas de incentivo às fontes renováveis de energia, em especial à energia solar fotovoltaica

Preocupados com as questões ambientais e com o contínuo crescimento da demanda energética mundial, vários países procuram incentivar o uso das FRE através de subsídios, reestruturando e privatizando seus setores energéticos, reorientando-os para uma situação de competitividade, na qual o estado atua como agente regulador. Um dos principais objetivos do incentivo à utilização das FRE é aumentar o grau de competitividade dessas e, com isso diversificar a matriz energética mundial. Outra importante característica de um mecanismo de incentivo consiste na redução gradual de investimentos num período de tempo estipulado. O principal objetivo destes é estimular o uso das fontes até elas se tornarem competitivas e não necessitarem mais de incentivos (CAVALIERO; SILVA, 2005).

Como exemplo, podemos mencionar a Alemanha, Espanha, Japão, Estados Unidos, Inglaterra, Portugal, Áustria, Itália, Grécia, Holanda, Austrália, Suíça e diversos outros. Dentre esses, merecem destaque as experiências alemã, japonesa, americana, espanhola e italiana. Esses países estão entre os mais avançados em termos de programas de incentivo e políticas públicas para estimular o uso da energia FV e é onde se encontram as maiores potências FV instaladas.

Remunerar toda a energia produzida por um sistema fotovoltaico, ou apenas a parcela entregue à rede é uma das diferenciações existentes entre os diversos mecanismos de incentivo encontrados (IEA, 1996).

Existe uma série de opções que podem ser utilizadas pelos governantes para promover o uso das FRE. A primeira delas é estimular o uso através de iniciativas voluntárias, particularmente por meio da disseminação da informação e da educação. A segunda é através de normas ambientais ou impostos energéticos. A terceira opção é promover as FRE através de um suporte direto, o qual é o foco desta tese. O uso combinado dessas ferramentas é essencial e pode ser considerado a chave para o sucesso para promover as FRE em um país.

De acordo com Sawin (2004), podem-se destacar cinco categorias mais relevantes de mecanismos de incentivo:

- Regulamentos que controlam a capacidade instalada de energia, a quantidade de energia gerada, ou obrigatoriedade de compra dessa energia;
- Incentivos financeiros;
- Normas industriais, códigos de construção e de licenciamento;
- Educação e disseminação de informação;
- Envolvimento de agentes do setor (*Stakeholders*).

2.17.1 O sistema de preços (*Feed-in Law*)

De acordo com o sistema *Feed-in* ou sistema de preços, as concessionárias de energia elétrica são obrigadas a conectar em sua rede qualquer gerador de FRE, além de terem a obrigatoriedade de comprar dos PIE toda essa energia renovável a preços estipulados pelo governo (geralmente um valor maior do que o preço de mercado para a geração convencional). Esse pagamento aos PIE é garantido por um período de tempo, também previamente determinado pelo governo e devidamente regulamentado. O preço pago pela energia renovável, ou seja, a tarifa prêmio (TP) tem uma relação direta com o custo de geração da FRE. Por esse motivo, para cada FRE é pago um valor de TP (HOLM, 2005); (MENDONÇA, 2007); (IEA, 2009); (BMU, 2009).

Os custos desse mecanismo são diluídos entre todos os usuários finais de energia, através de: um encargo aplicado por kWh de energia convencional consumido, encargo destinado a empresas de serviço público (que necessitam adquirir uma energia “verde”), por encargos destinados à compra de crédito de carbono ou por uma combinação dessas variáveis (SAWIN, 2004).

Atualmente, esse mecanismo é aplicado na maioria dos países Europeus. Além disso, os países que apresentam os maiores crescimentos no mercado de FRE são países que utilizam o mecanismo baseado no sistema de preços (SAWIN, 2004).

Uma variação no sistema de preços, “*net metering*”, permite aos consumidores instalar pequenos sistemas de FRE em suas residências ou empresas e vender os seus excedentes de eletricidade para a rede. Esse excesso é vendido pelo preço de mercado. Em alguns casos, os PIE são pagos por todo kWh que eles injetam na rede, em outros casos, eles recebem crédito apenas quando a geração é igual a seu consumo.

O sistema de preços só pode ser aplicado a sistemas interligados à rede elétrica (HOLM, 2005). A vantagem deste modelo é que não é necessário um investimento inicial por parte do governo. O financiamento do sistema fotovoltaico é viabilizado pela taxa de retorno do investimento decorrente da tarifa prêmio do programa de incentivo.

2.17.2 O sistema de quotas

No sistema de quotas o governo estipula os alvos de potência, subsidia as instalações e deixa que o mercado determine os preços. Geralmente os governantes estipulam um mínimo de potência instalada e de geração de energia, ou uma parcela de energia oriunda de FRE. Essa determinação pode ser aplicada aos consumidores, aos produtores ou aos distribuidores de energia (HOLM, 2005) (SAWIN, 2004).

Existem duas variações básicas de sistema de quotas utilizados hoje em dia:

- *Renewable Portfolio Standards* (RPS);
- *Tendering Systems* (TS).

Na categoria do RPS, é estipulada uma meta para a quantidade mínima de geração ou de capacidade instalada de energia ou de potência oriunda de FRE. Essa meta, geralmente aumenta a cada ano. Cabe aos investidores e aos geradores escolher como essa meta será cumprida, ou seja, o tipo de tecnologia utilizada (exceto nas regiões onde as metas por FRE já estão estipuladas), os preços e os contratos que estes irão firmar. No final do período estipulado para o cumprimento das metas, os operadores de rede (dependendo da política estabelecida), devem comprovar o cumprimento das obrigações estipuladas, caso contrário eles estão sujeitos a uma penalidade. Os PIE recebem créditos, na forma de “certificados verdes”, “etiquetas verdes”, ou “crédito de FRE”. Esses créditos podem ser negociáveis ou vendidos, para servir como um comprovante legal do cumprimento da lei estabelecida pelo mecanismo (HOLM, 2005) (SAWIN, 2004).

Na categoria do TS o governo estipula um alvo (quota) e um preço máximo para a eletricidade, por kWh gerado. Os produtores submetem as suas ofertas para estes contratos. O governo subsidia a diferença entre o mercado de referência e o contrato vencedor. As quotas podem ser aplicadas a sistemas isolados ou interligados na rede. Comparado com o sistema de preços, existem relativamente menos experiências com quotas, e essas são maiores nos países desenvolvidos (HOLM, 2005). Isso se deve, principalmente, pelo fato de que nesse modelo, é necessário um investimento inicial alto do governo, o que para os países em desenvolvimento torna-se inviável.

Ambas as variáveis, *Renewable Portfolio Standards* e *Tendering Systems*, têm uma duração menor do que a duração do sistema de preços.

No sistema de quotas, por estabelecer metas específicas para as FRE, ou de geração, ou de capacidade instalada, existe a certeza quanto ao futuro do mercado. As quotas podem garantir aos produtores e aos fabricantes uma certeza quanto ao crescimento do mercado para as FRE (LAUBER, 2003). Nesse sistema, a velocidade com que as tecnologias renováveis entram no mercado, é determinada por decisões políticas, as quais podem ser alheias ao progresso técnico e de eficiência de utilização das FRE (KROHN, 2000). Já no sistema de preços, não é possível prever esse crescimento, por outro lado, as tarifas podem ser ajustadas para encorajar mais ou menos os investidores, conforme a necessidade. Além disso, os países que utilizam esse sistema têm superado as metas nacionais para o uso de FRE (MENANTEAU *et al.*, 2003); (LAUBER, 2003); (MEYER, 2003).

A Tabela 11 apresenta a lista dos países que apresentam algum tipo de mecanismo de incentivo às FRE, identificando o modelo adotado.

Tabela 11: Mecanismo de incentivo para promover às FRE nos países desenvolvidos, em transição e em desenvolvimento.

Fonte: IEA, 2008.

Pais	Feed-in Law	Renewable portfolio standard	Subsídios ao capital, subvenções ou descontos	Investimento ou outros créditos de imposto	Redução do imposto sobre venda, sobre energia, sobre consumo ou sobre valor agregado	Certificados, etiquetas ou créditos de FRE negociáveis	Pagamentos da produção de energia ou créditos de imposto	Net metering	Investimentos públicos, empréstimos ou financiamento	Licitação pública
Países desenvolvidos e em transição										
Alemanha	☺		☺	☺	☺				☺	
Argélia	☺			☺	☺	☺				
Argentina	☺		☺		☺		☺			
Austrália		☺	☺			☺			☺	
Áustria	☺		☺	☺		☺			☺	
Bélgica		☺	☺		☺	☺		☺		
Brasil	☺								☺	☺
Camboja			☺							
Canadá			☺	☺	☺				☺	
Chile			☺							
China	☺		☺	☺	☺				☺	☺
Chipre	☺		☺							
Costa Rica	☺									
Coréia	☺		☺	☺	☺				☺	
Croácia	☺			☺					☺	
Dinamarca	☺				☺	☺		☺	☺	☺
Equador	☺			☺						
Eslovênia	☺								☺	
Espanha	☺		☺	☺					☺	
Estados Unidos			☺	☺			☺			
Estônia	☺				☺					

Continuação Tabela 11: Mecanismo de incentivo para promover às FRE nos países desenvolvidos, em transição e em desenvolvimento.

Fonte: IEA, 2008.

Pais	Feed-in Law	Renewable portfolio standard	Subsídios ao capital, subvenções ou descontos	Investimento ou outros créditos de imposto	Redução do imposto sobre venda, sobre energia, sobre consumo ou sobre valor agregado	Certificados, etiquetas ou créditos de FRE negociáveis	Pagamentos da produção de energia ou créditos de imposto	Net metering	Investimentos públicos, empréstimos ou financiamento	Licitação pública
Países desenvolvidos e em transição										
Filipinas			☺	☺	☺				☺	
Finlândia			☺		☺	☺	☺			
França	☺		☺	☺	☺	☺			☺	☺
Grécia	☺		☺	☺						
Guatemala				☺	☺					
Holanda	☺		☺	☺		☺	☺			
Honduras				☺	☺					
Hungria	☺				☺	☺			☺	
Índia			☺	☺	☺		☺		☺	☺
Indonésia	☺									
Inglaterra		☺	☺		☺	☺				
Irlanda	☺		☺	☺		☺				☺
Israel	☺									
Itália	☺	☺	☺	☺		☺		☺		
Japão		☺	☺			☺		☺	☺	
Latvia	☺								☺	☺
Lituânia	☺		☺	☺					☺	
Luxemburgo	☺		☺	☺						
Malta	☺				☺					
Marroco				☺						
México				☺						
Nicarágua	☺			☺	☺					
Noruega			☺	☺		☺				☺
Nova Zelândia			☺					☺		
Panamá							☺			

Continuação Tabela 11: Mecanismo de incentivo para promover às FRE nos países desenvolvidos, em transição e em desenvolvimento.

Fonte: IEA, 2008.

País	Feed-in Law	Renewable portfolio standard	Subsídios ao capital, subvenções ou descontos	Investimento ou outros créditos de imposto	Redução do imposto sobre venda, sobre energia, sobre consumo ou sobre valor agregado	Certificados, etiquetas ou créditos de FRE negociáveis	Pagamentos da produção de energia ou créditos de imposto	Net metering	Investimentos públicos, empréstimos ou financiamento	Licitação pública
Países desenvolvidos e em transição										
Polônia		☺	☺		☺				☺	☺
Portugal	☺		☺	☺	☺					
México				☺						
Nicarágua	☺			☺	☺					
Noruega			☺	☺		☺				☺
Nova Zelândia			☺						☺	
Panamá								☺		
Polônia		☺	☺		☺				☺	☺
Portugal	☺		☺	☺	☺					
República Checa	☺		☺	☺	☺	☺		☺		
República Eslováquia	☺			☺					☺	
Romênia					☺					
Rússia			☺			☺				
Suécia		☺	☺	☺	☺	☺	☺			
Suíça	☺									
Países em desenvolvimento										
África do Sul			☺							
Siri Lanka	☺									
Tailândia	☺	☺						☺	☺	
Tunísia			☺	☺						
Turquia	☺	☺								
Uganda	☺								☺	

Como previamente observado, a maioria dos países está adotando o *Feed-in* como estratégia para promover as FRE. O que distingue esse mecanismo em cada país, na maioria dos casos são os valores de tarifa prêmio, adotados para cada tecnologia, o tempo de duração do programa, ou seja, o período garantido de tempo para o pagamento dessas tarifas e a redução anual das tarifas para novas instalações.

2.18 O mecanismo de incentivo alemão à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

A Alemanha vem investindo em mecanismos de incentivo para promover as FRE há muitos anos, mas a energia FV começou a ser contemplada por esses mecanismos apenas a partir de 1988. A energia FV foi a segunda FRE a penetrar no mercado alemão, sucedendo à energia eólica.

Período entre 1990-1998 (Inserção da energia FV na matriz energética alemã)

Em 1990 o governo alemão estabeleceu uma nova lei energética de modo a permitir compensações aos geradores de energia por FRE. Por fim, foi aprovada por unanimidade a *Feed-in Law*. Essa lei teve uma oposição inicial das concessionárias de energia, mas não foi o suficiente para frear a iniciativa (JACOBSSON; LAUBER, 2004).

A *Feed-in Law* exigia que as concessionárias conectassem os geradores de FRE na sua rede de distribuição e que comprassem essa energia gerada na sua área de concessão, a um valor pré-determinado (no mínimo 90% do valor pago à geração convencional, para a energia solar e eólica) (SAWIN, 2004). Esse mecanismo possibilitou incentivos financeiros significativos, mas esses incentivos foram menores para a energia FV, uma vez que seus custos ainda eram muito elevados. Nessa fase, a energia eólica adquiriu maturidade, mas não foi o suficiente para que o mesmo ocorresse com a energia FV, principalmente pelo seu elevado custo.

A inserção da energia FV no mercado energético alemão aconteceu através do Programa 1.000 Telhados, em 1991. Esse programa foi administrado pela Instituição de Crédito Alemã para a Reconstrução, e garantiu o financiamento de 60-79% das instalações. Foram instalados cerca de 2.200 sistemas conectados, totalizando aproximadamente 5,3 MWp em 1993 (IEA, 1999); (STAISS; RÄUBER, 2002); (JACOBSSON; LAUBER, 2004).

Considerando que o Programa 1.000 Telhados foi um sucesso, a formação do mercado que o programa induziu não foi forte o suficiente para justificar investimentos em novas instalações de indústrias de células solares. As indústrias agora esperavam um sucessor desse programa. O lobby pela indústria de células solares da Alemanha, também se intensificou. A Siemens já havia iniciado a sua produção nos EUA. Continuar a produção na Alemanha, sem nenhuma perspectiva de um grande mercado, seria claramente questionado sobre o ponto de vista da indústria. Então,

a EUROSOLAR propôs o Programa de 100.000 Telhados, que foi aprovado pelos Sociais Democratas. Com a promessa de um forte programa, a ASE, segunda maior produtora de células solares, decidiu investir em uma nova usina na Alemanha. A produção de células começou em meados de 1998 em uma unidade com capacidade de 20 MW (HOFFMANN, 2001). A partir daí, começaram a ser instaladas outras indústrias de células solares, devido à perspectiva do programa de 100.000 Telhados.

Período entre 1998-2003 (A energia FV adquire maturidade na Alemanha)

Em 1999 o Programa 100.000 Telhados entrou em vigor, com aproximadamente 350 MW instalados. O programa foi subsidiado através de empréstimos ao investidor com juros baixos. Ao final de 1999, 3.500 novos empréstimos foram concedidos, para a instalação de mais 9 MWp. Nesse período ficou claro que os investidores estavam aguardando por uma revisão da *Feed-in Law*, que levou tempo para ser preparada. Segundo Jacobsson e Lauber (2004), essa revisão gerou o *Renewable Energy Sources Act (EEG)*, em Março de 2000. Nessa revisão, foi determinado que a geração por FRE fosse distribuída entre todas as concessionárias, com base no total de energia elétrica vendida, assegurando assim que nenhuma região fosse sobrecarregada. Essa revisão também determinou pagamentos por kWh específicos para cada FRE, baseado nos custos reais de geração.

A EEG justificou as tarifas especiais para a *Feed-in Law*, de acordo com três razões:

- A primeira se refere ao princípio de “o poluidor paga” com relação às externalidades;
- A segunda relata que fontes convencionais de energia se beneficiavam de substanciais subsídios do governo, que mantinham seus preços artificialmente baixos;
- e a terceira quebra o círculo vicioso de altos custos unitários e baixos volumes de produção típicos das tecnologias de uso de FRE para geração de eletricidade.

Com base nessa Lei, as tarifas foram garantidas por um período de 20 anos (na antiga *Feed-in Law*, não havia garantia de tempo para o pagamento das tarifas), até que se chegasse a uma potência acumulada de 350 MWp.

As tarifas para energia FV, em 2000 e 2001 eram de 0,506 €/kWh para telhados solares de até 5MWp e para outras instalações solares de até 10 MWp. Essas tarifas decresciam a cada ano (~5%) para novas instalações (0,457 €/kWh por 20 anos para geradores solares instalados em 2003) (JACOBSSON; LAUBER, 2004); (*Renewable Energy Source Act*, 2000).

Juntamente com o Programa de 100.000 Telhados, a revisão da *Feed-in Law* fez com que o mercado de células solares se tornasse um excelente investimento. Em 2000 a Alemanha já havia se tornado líder mundial em telhados solares e já haviam sido implementadas seis indústrias

locais (que em 1996 eram duas). Em menos de três anos, o limite de potência de 350 MW já havia sido atingido (150 MW foram instalados nos primeiros seis meses dentro do Programa de 100.000 Telhados). Mesmo com o aumento do limite de potência para 1.000 MW, os investimentos caíram drasticamente na metade de 2003, uma vez que o preço pago pela energia gerada se mostrou insuficiente, sem os empréstimos de baixo juro do Programa 100.000 Telhados. Nesse período, foi criada uma nova emenda à EEG, a ser adotada em algum momento do ano de 2004.

Período entre 2004 -2008

Para assegurar o contínuo crescimento do mercado FV no país, além de a emenda da EEG revisar as tarifas pagas pela energia FV gerada, também foi eliminado o limite para a capacidade de energia instalada por FR. Outro fator importante foi referente à oposição das indústrias energo-intensivas, que inicialmente estavam pagando um alto valor nas suas tarifas. Nessa emenda da EEG, foi estipulado um limite de acréscimo na tarifa de 0,05 centavos de €/kWh, para a diluição dos custos do programa, aos consumidores que apresentam um consumo superior a 10 GWh de eletricidade ao ano (anteriormente esse valor era de 100 GWh/ano), em uma única unidade consumidora, e cujos custos gastos com a eletricidade representam mais do que 15% (percentual que anteriormente era de 20%) da sua arrecadação bruta.

Em Julho de 2007, o Parlamento alemão decidiu fazer alterações na EEG, onde ocorreu uma reforma nas tarifas de provisionamento. Isso incluiu um aumento anual nas taxas de regressão (a partir de 2009). A Tabela 12 mostra a variação na regressão estipulada para os anos seguintes, de acordo com o tipo de sistema e potência instalada. Além disso, não haverá mais o bônus pago à energia FV gerada por sistemas instalados nas fachadas das edificações (REN21, 2007).

Tabela 12: Ajustes no índice de regressão anual das tarifas prêmio na Alemanha, de acordo com a revisão da EEG, de 2008.

Fonte: IEA, 2008/BMU, 2008.

	2008	2009	2010	2011
Sistemas instalados na cobertura das edificações < 100 kWp	5%	8%	8%	9%
Sistemas instalados na cobertura das edificações > 100 kWp	6%	10%	10%	9%
Sistemas montados no solo	6,5%	10%	10%	9%

Continuação Tabela 12: Ajustes no índice de regressão anual das tarifas prêmio na Alemanha, de acordo com a revisão da EEG, de 2008.

Fonte: IEA, 2008/BMU, 2008.

	Percentuais agregados aos valores descritos acima	2009	2010	2011
Limite de potência (MWp)	aumenta 1%	1.500	1.700	1.900
	diminui 1%	1.000	1.100	1.200

A regressão para os próximos anos dependerá da potência FV anual instalada. Os percentuais de regressão previamente definidos para os anos de 2009, 2010 e 2011 sofrerão um acréscimo de 1% ou um decréscimo de 1%, de acordo com a potência FV instalada no ano em questão.

A regressão estipulada para os anos em questão sofrerá um aumento de 1% caso a potência FV instalada seja superior a: 1.500 MWp (2009), 1.700 MWp (2010) e 1.900 MWp (2011) e sofrerá uma redução de 1% caso a potência FV seja menor do que: 1.000 MWp (2009), 1.100 MWp (2010) e 1.200 MWp (2011).

De acordo com a Tabela 13, também é possível observar a variação das tarifas prêmio com a revisão de EEG de 2008, para os sistemas instalados na cobertura das edificações (BMU, 2008).

Tabela 13: Redução das tarifas prêmio na Alemanha, de acordo com a revisão da EEG, de 2008.

Fonte: IEA, 2008/BMU, 2008.

	EEG 2004 €/kWh	EEG 2009 €/kWh
Sistemas < 30 kWp	0,4441	0,4301
Sistemas entre 30-100 kWp	0,4226	0,4091
Sistemas > 100 kWp	0,4179	0,3958
Sistemas > 1.000 kWp	0,4179	0,3300

O processo de evolução da energia FV na matriz energética da Alemanha, em função dos diferentes mecanismos de incentivo adotados ao longo dos anos, bem como um resumo da situação atual do mercado FV é apresentado através da Figura 20.

Alemanha abordou o desafio dos elevados custos de capital inicial para as FRE através de empréstimos com juros baixos, oferecidos pelos principais bancos e re-financiados pelo governo federal, e através da introdução de tarifas específicas para a energia FV, a partir do ano de 2000.

A potência FV total acumulada na Alemanha no ano de 2008, segundo estimativas da *Photon International* (2009), chegou a 5,3 GW (1,5 GW no ano). No ano de 2007 (Figura 18), esse valor foi de 3,8 GW (1,1GW no ano).

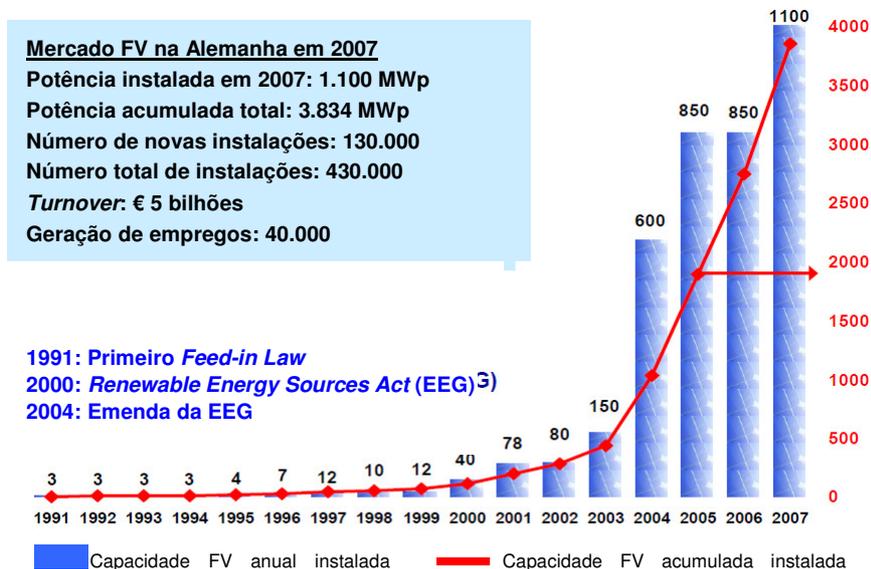


Figura 18: O processo de evolução da energia FV na matriz energética da Alemanha, em função dos diferentes mecanismos de incentivo adotados ao longo dos anos.

Fonte: REN21. 2007.

No ano de 2007, aproximadamente 40.000 pessoas estavam trabalhando nesse setor (Figura 20), 842 MW de células foram produzidos apenas na Alemanha e cerca de 10.000 empresas estavam trabalhando no setor de energia FV (EPIA, 2008).

2.19 O mecanismo de incentivo espanhol à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

Período entre 1998 - 2001

Em 23 de dezembro 1998, a Espanha regulamenta uma lei que estabelece um novo marco para o sistema elétrico espanhol, criando um ambiente propício para a inclusão de FRE. O Real Decreto 2818/1998 estipulou uma remuneração paga, a título de incentivo, à geração produzida por FRE. Essa remuneração deveria ser revisada periodicamente e teria duração até que se atingisse a potência instalada de 50 MWp em sistemas menores ou iguais a 5kWp. Além disso, as concessionárias de energia eram obrigadas a comprar o excedente da energia gerada através de FR, por um preço no mínimo igual ao valor de mercado, para a produção de energia elétrica acrescido de um incentivo fixo, para o caso da energia FV (SREA, 2004).

Esses mecanismos não foram suficientes para alavancar a tecnologia FV na Espanha, uma vez que o limite de potência estipulado, além de ser baixo, gerou incertezas quanto ao futuro dos novos sistemas.

Em 1999 foi criado o Plano de Fomento às Energias Renováveis. Esse plano foi baseado numa política de incentivo de obrigações e teve como objetivo suprir no mínimo, 12% do consumo energético total do país, através de fontes renováveis de energia até o ano de 2010 (SALAS; OLIAS, 2009).

Período de 2004 - 2007

Em 12 de Março de 2004, foi criado o real decreto 436/2004. Esse decreto previa incentivos para novas instalações em diferentes formas: para geradores que vendessem a sua produção de energia para a rede de distribuição e para geradores que vendessem sua produção para o mercado livre. No primeiro caso, os produtores de energia receberiam uma tarifa definida como uma percentagem da tarifa regulada. No segundo caso, os produtores receberiam o preço estabelecido pelo mercado ou um preço livremente negociado pelo titular ou o representante da instalação, complementado por um incentivo pela participação. A nova lei incluiu uma garantia de pagamento de 39,6 centavos de euros/kWh para sistemas de até 100 kW, por um período de 25 anos.

No final de 2007 já havia sido instalado uma potência total de 634 MW, superando a meta de 410 MW do Plano de Fomento às Energia Renováveis para o ano de 2010.

Período entre 2007-2008

Em 25 de Maio de 2007, foi criado o Real Decreto 661/2007. Esse decreto regulamentou a atividade de produção de energia elétrica em regime especial. Esse decreto desvinculou a tarifa paga à energia FV da tarifa média de referência e estipulou novos valores (Tabela 14).

Tabela 14: Tarifas prêmio atuais na Espanha e para os anos posteriores ao término do programa..

Fonte: IEA, 2008.

Potência	Tarifa regulada (€/kWh)
Sistemas < 20 kW (integrado à edificação ou instalado na cobertura)	0,34
Sistemas > 20 kWp e máximo 2M (integrado à edificação ou instalado na cobertura)	0,32
Sistemas > 20 MWp e máximo 10M (não integrados à edificação)	0,32

Nesse período, a indústria FV se acelerou para o cumprimento de entrada de 3.130 MW (CNE, 2008) instalados até outubro de 2008. No ano de 2007 a potência total FV instalada na Espanha foi de 634 MW. Esse crescimento acelerado do mercado espanhol fez com que o programa fosse interrompido para uma nova revisão.

Período de 2008

Foi instituído em 26 de Setembro de 2008, o Real Decreto 1578/2008. Esse Decreto tratou da retribuição da atividade de produção de energia elétrica gerada por sistemas FV para instalações posteriores a data limite de permanência da retribuição do Real Decreto 661/2007, de 25 de maio.

Esse novo regime econômico pretende estimular a aplicação de sistemas FV integrados às edificações, visto que esse segmento na Espanha é responsável por apenas 5% do mercado (ZILLES, 2009). Esse Decreto estabeleceu um limite de potência FV (500 MW/ano) a ser instalado no país, com o objetivo de frear o crescimento acelerado de grandes instalações.

O que aconteceu em Espanha mostra claramente que o mercado mundial FV ainda é fortemente dependente do apoio governamental, por meio de programas de incentivo e por decisões de políticas. O que é necessário para o contínuo desenvolvimento do mercado não é uma tarifa prêmio mais elevada, mas uma política pública e um programa de incentivo estável e a longo prazo.

Em 2007 e durante a metade de 2008, todos os aspectos referentes à energia FV na Espanha eram positivos. Havia tarifas prêmio atrativas, linhas de crédito fácil, o preço do petróleo estava subindo e a economia estava crescendo rapidamente. Atualmente, a indústria enfrenta os baixos preços do petróleo, recessão econômica, difícil concessão de empréstimos e um dos maiores mercados mundiais para a tecnologia FV regulado por um limite de potência instalada e com tarifas prêmio 30% mais baixas. As conseqüências das alterações no mercado regulatório espanhol serão sentidas por todos os países (*Thesolarfuture*, 2009).

O mercado FV espanhol cresceu mais de 2.661 MW de novas instalações em 2008. Esse enorme crescimento de aproximadamente 300%, comparado com o ano de 2007, justifica em parte o aumento do preço dos módulos em 2008. Para o ano de 2009, o limite de 500 MW imposto pelo programa espanhol fará com que o mercado espanhol decline aproximadamente 80%, no ano em questão. Isso irá se refletir de uma forma ruim na indústria mundial, devido à crise econômica e à oferta excessiva de módulos FV. Por outro lado, isso irá se refletir de uma forma positiva para o consumidor, uma vez que em conseqüência disso, os preços têm declinado entre 20-40% (SALAS e OLIAS, 2009).

A Figura 19 apresenta o crescimento do mercado FV na Espanha, desde 2003 até o ano 2008 e as estimativas para os anos seguintes, de acordo com a nova *Feed-in Law*.

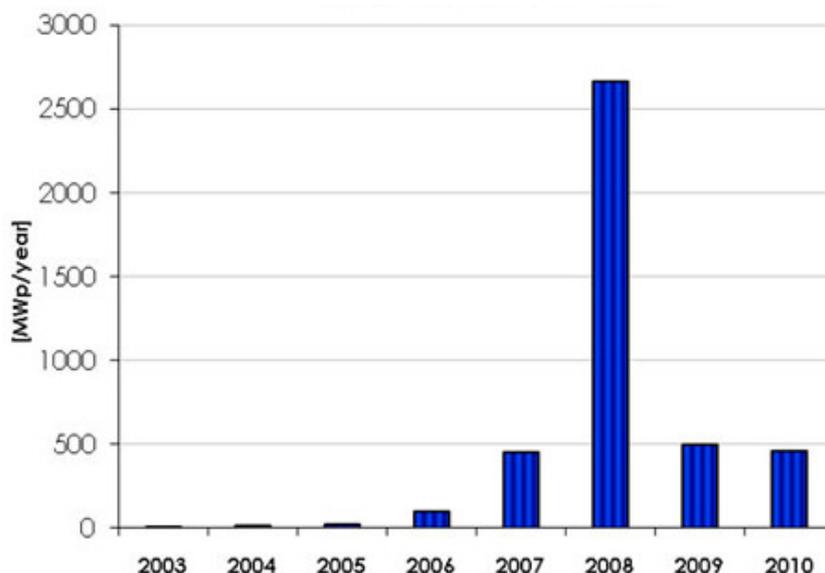


Figura 19: Evolução da potência FV anual na Espanha, até 2008 e os efeitos da nova *Feed-in Law* para os anos seguintes.

Fonte: Solar Plaza, 2009.

2.20 O mecanismo de incentivo japonês à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

No Japão, a escassez de fontes convencionais de geração de energia, o risco da falta de um abastecimento energético estável, e a importância em agregar as questões ambientais, principalmente a redução de CO₂, aumentaram a necessidade do país de acelerar os avanços para a implementação das FRE.

Em 1992, o Japão estabeleceu um mecanismo de incentivo baseado no *Net Metering*, obrigando que todas as concessionárias comprassem o excedente a um preço mínimo de varejo. Em 1994, o Japão lançou o *Subsidy Programme for Residential PV Systems*, com o objetivo de promover a energia FV. O programa viabilizou empréstimos com juros baixos e também um abrangente programa de educação. Os descontos foram reduzidos ao longo dos anos, para novas instalações, de 50% do custo instalado em 1994 para 12% em 2002 (ano de término do programa) (MOORE; IHLE, 1999); (HAASS, 2002).

A implementação do *Residential PV System Dissemination Programme*, que terminou em Outubro de 2005, começou com o *Monitoring Programme for Residential PV systems* (1994-1996) e foi substituído pelo *Programme for the Development of the Infrastructure for the Introduction of Residential PV Systems* (EPIA, 2008).

O *Residential PV System Dissemination Programme* liderou a expansão do mercado FV Japonês durante 12 anos. Em 2006, 88.5% da potência FV instalada, ou seja, 254 MWp, eram referentes a instalações residenciais conectadas à rede elétrica. O Japão totalizou 1.709 MW em 2006. Em 2007 o mercado japonês declinou, instalando 210 MW, 36% menos do que o ano anterior, totalizando 1,9 GWp instalados (EPIA, 2008). Uma das causas desse declínio se deve ao encerramento do subsídio para a instalação dos sistemas (IEA, 2009).

A partir de 2007, o governo Japonês passou a subsidiar programas para promover os outros setores (comercial, industrial e outras aplicações não residenciais) em larga escala, por considerar a aplicação no setor residencial bem estabilizada. Com isso, mais de 300 municipalidades introduziram outras medidas para promover as instalações dos sistemas FV. Um dos maiores programas foi anunciado pelo governo de Tóquio que planeja dar suporte à instalação de 1 GWp de sistemas FV distribuídos em 40.000 residências entre 2009 e 2010. A Federação de Companhias de Energia Elétrica do Japão anunciou a intenção de instalar usinas FV com uma potência cumulativa de 10 GWp até 2020 (EPIA, 2008).

A maior parte dos subsídios que entraram em operação em 2007 favorece apenas as grandes instalações e, portanto, os grandes investidores. O incentivo a grandes unidades de geração FV vai contra algumas das vantagens da utilização da energia FV que é a sua utilização próxima ao ponto de consumo e a ausência da necessidade de uma área física, uma vez que os módulos FV podem servir como elementos de revestimento ou podem ser alocados na cobertura das edificações. As grandes unidades de geração, além de necessitarem de uma área física para sua instalação, dificilmente estão próximas do ponto de consumo.

2.21 O mecanismo de incentivo americano à energia solar fotovoltaica e o mercado atual

Após muitos anos de impasses políticos e negociações com relação ao uso e ao incentivo às FRE, o mercado FV começou a ser modificado a partir de 2005. O principal avanço aconteceu em 29 de Julho de 2005, quando o subsídio foi aprovado e em seguida, no dia 8 de Agosto de 2005, foi assinada pelo presidente Bush. Os principais mecanismos de incentivo são:

- Acréscimo permanente do incentivo, de 10% para 30%, durante um período de 2 anos. Isso inclui todas as tecnologias de energia solar. Após dois anos o crédito volta a ser de 10%;
- Estabelecimento de um crédito energético solar de 30%, durante 2 anos, para sistemas residenciais. A taxa de crédito é limitada a \$ 2,000.

As taxas de crédito para FRE foram limitadas até o final de 2008 e após 10 anos de debates políticos, em 23 de Setembro de 2008, o senado americano votou pela prorrogação desse crédito. (*Energy Improvement and Extension Act 2008*); (EPIA, 2009).

O segundo marco foi a aprovação, em 14 de Agosto de 2006, do programa californiano *Million Solar Roofs Plan* ou *Senate Bill 1* (SB1). O governo espera que o programa permita a instalação de 1.000.000 de telhados solares, totalizando cerca de 3 GWp de potência FV até 2018. Já em Janeiro de 2006, a Comissão Pública de Concessionárias da Califórnia (CPUC) colocou a maior parcela do plano em vigor, quando criou o *California Solar Initiative* para oferecer descontos nos sistemas FV. Pelo fato de as concessionárias apenas terem autoridade sobre os seus próprios investidores, os descontos foram disponibilizados pelos consumidores dessas concessionárias e somente foram disponíveis para esses consumidores. O SB1 expandiu o programa para outras municipalidades, o que fez com que aumentasse o limite do número de consumidores que pode vender o seu excedente de energia FV à rede elétrica. Esse número era limitado a 0,5% dos consumidores de cada concessionária, e atualmente foi elevado para 2,2% (EPIA, 2009).

Em 2007 os E.U.A foram o quarto maior mercado FV mundial, com 190 MWp de novos sistemas FV conectados à rede elétrica (SHE, 2008). Mais uma vez, a Califórnia e Nova Jérsei foram responsáveis por cerca de 70% da potência FV total instalada. A potência total instalada nos E.U.A foi de 814 kWp (JRC, 2008).

3 METODOLOGIA

3.1 Análise da produtividade da geração fotovoltaica no Brasil.....	82
3.2 Criação de diretrizes para um programa residencial de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica no Brasil	86
3.3 Simulação de um programa residencial de telhados solares para o Brasil.....	86
3.4 Análise de paridade tarifária para a tecnologia fotovoltaica no Brasil.....	95

3 METODOLOGIA

3.1 Análise da produtividade da geração solar fotovoltaica na Brasil

A análise da produtividade da geração FV no Brasil, de forma conectada à rede elétrica, foi realizada através da comparação com o potencial de alguns países desenvolvidos. Foi dado destaque à Alemanha e à Espanha, que são considerados os países com os mais bem sucedidos mecanismos de incentivo às FRE.

O estudo foi baseado em pesquisa documental, informações obtidas por meio de órgãos públicos, pesquisas bibliográficas em periódicos indexados, e bibliotecas virtuais associadas ao setor energético e à estatística social e econômica desses países.

Primeiramente, foi calculada a geração de energia que um sistema FV hipotético teria, quando aplicado no Brasil e na Espanha, considerando a mesma potência FV instalada. Para esse cálculo, foi adotada como potência FV desse sistema hipotético, a potência FV instalada na Alemanha no ano de 2008. Foram definidos a Alemanha e a Espanha para a comparação, por se tratarem dos países com a maior potência FV instalada e com os mais bem sucedidos mecanismos de incentivo às energias renováveis.

A geração FV desse sistema foi calculada para o Brasil e para a Espanha, uma vez que para a Alemanha se considerou a geração real no ano de 2008.

O cálculo da geração de energia FV foi baseado na Equação 2.

$$E_{FV} = P \times Yield \quad (\text{Eq.2})$$

onde,

E_{FV} = energia FV gerada pelo sistema, em kWh/ano;

P = potência instalada, em kWp;

Yield = produtividade média anual do tipo de tecnologia FV escolhido, para a irradiação solar média anual para o local considerado, em kWh/kWp/ano.

Para o cálculo do *Yield* de cada região do Brasil, foi considerado um *Yield*-base, baseado nas experiências e medições realizadas no gerador FV instalado no LABSOLAR-UFSC, em operação desde 1997, para a tecnologia de silício amorfo, de 839 kWh/kWp/ano para uma irradiação solar anual de 1.000 kWh/m²/ano (RÜTHER, 1998); (RÜTHER, 1999); (RÜTHER e DACOREGIO, 2000); (RÜTHER *et al.*, 2001); (RÜTHER *et al.*, 2004)(RÜTHER *et al.*, 2006). Dividindo

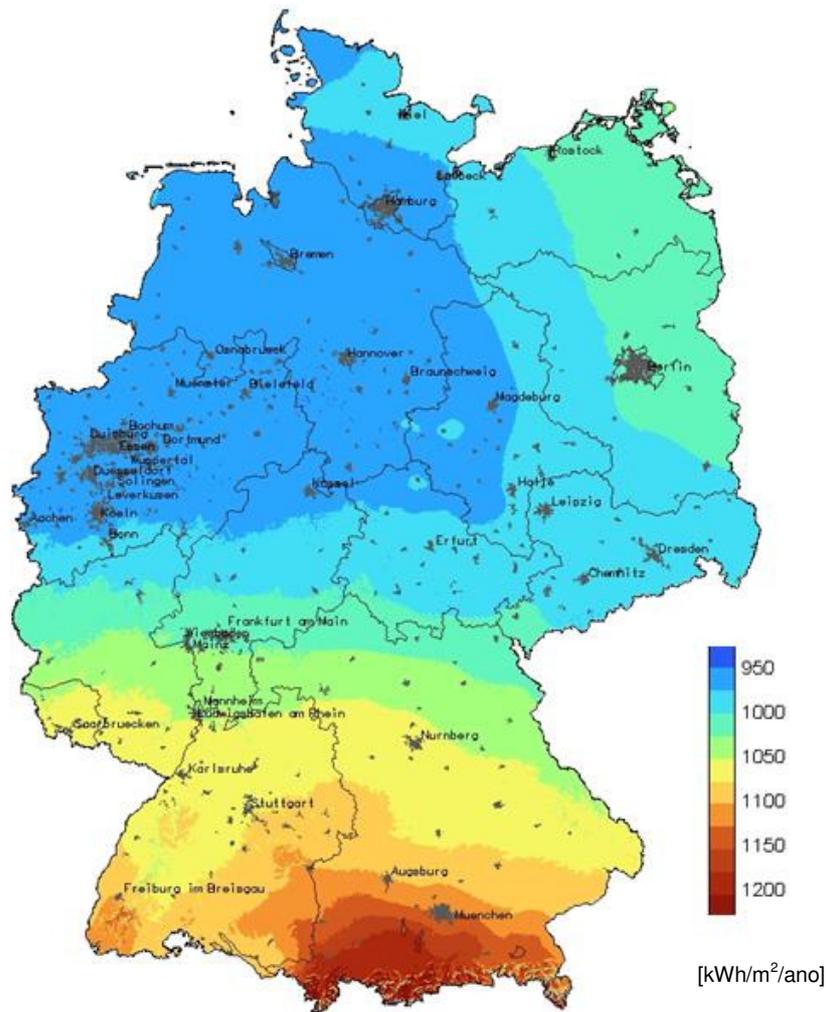


Figura 21: Mapa de irradiação Solar da Alemanha para o plano horizontal. Somatório anual do total das médias diárias.

Fonte: <http://sunbird.jrc.it/pvgis/countries/europe.htm>

Os dados de irradiação solar incidente em uma superfície inclinada e para uma superfície horizontal para o Brasil foram obtidos através do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2006). Os valores para as superfícies inclinadas são apresentados através da Figura 22, em kWh/m²/ano.

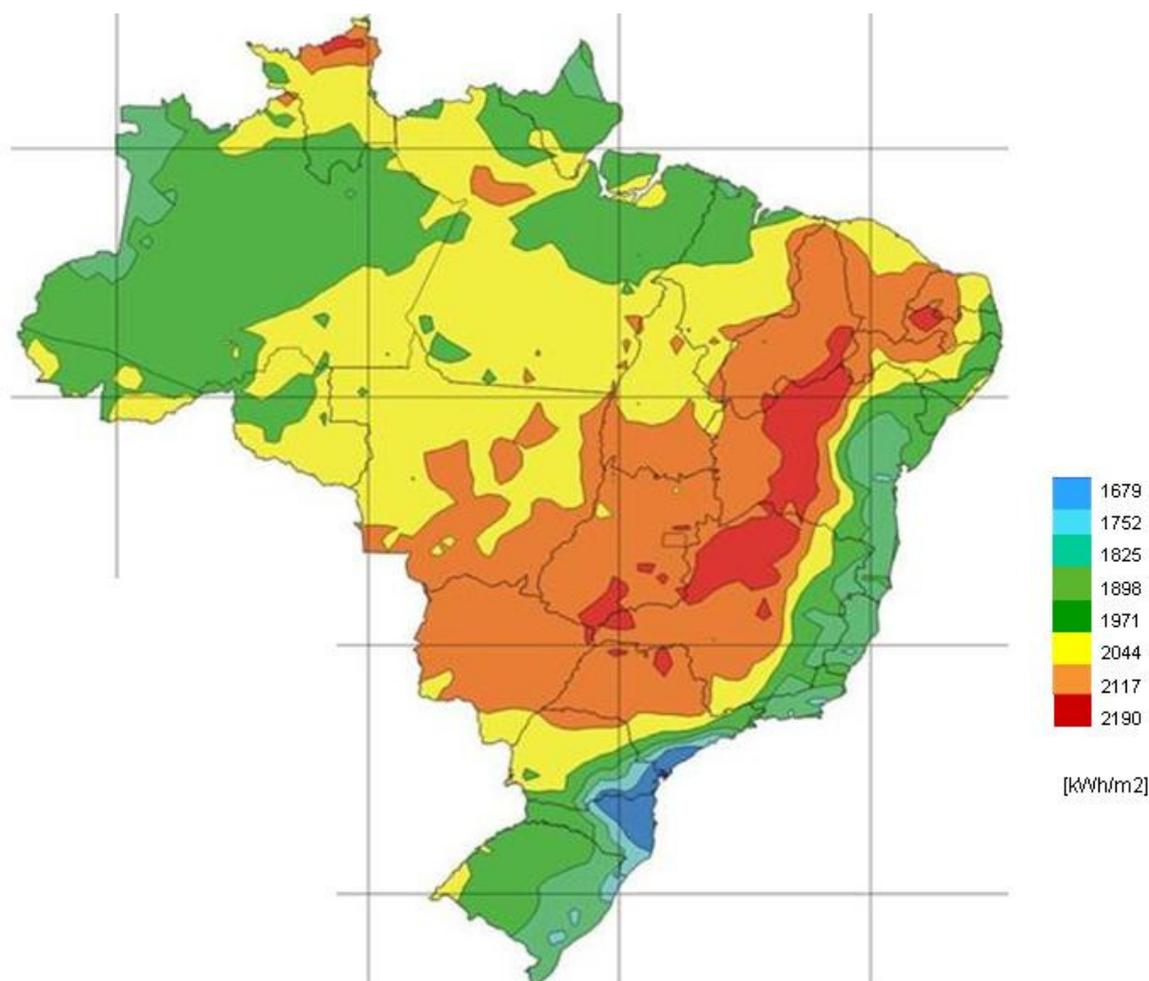


Figura 22: Mapa de irradiação solar do Brasil para o plano inclinado. Somatório anual do total das médias diárias.

Fonte: Adaptação própria do Atlas Brasileira de Energia Solar (2006).

Através da Equação 2 foi calculada a geração de energia FV que o sistema hipotético teria se instalado na região mais favorecida do Brasil, em termos de irradiação solar, e se instalado na região mais favorecida da Espanha. Portanto, os valores de irradiação solar utilizados para esse cálculo foram os máximos de cada país em questão, para o plano inclinado: 2.190 kWh/m²/ano (Brasil) e 2.028 kWh/m²/ano (Espanha).

Através do mapeamento dos diferentes tipos de consumidores no mercado energético nacional, da análise das tarifas de energia aplicadas em cada classe, das características de consumo e socioeconômicas da população, bem como da análise referente à área terrestre e à irradiação solar média anual horizontal nesses países, foi criado um banco de dados. Com a correlação desses dados foi possível identificar:

1) O número de consumidores residenciais de baixa renda, que seriam excluídos do rateio dos custos de um programa de telhados solares no Brasil;

2) Contrastar a geração de energia FV que um mesmo sistema hipotético teria nesses diferentes países;

3) e os impactos dessa mesma geração no suprimento da demanda energética e na tarifa de energia aplicada ao usuário final.

3.2 Criação de diretrizes para um programa residencial de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica no Brasil

Através de pesquisas bibliográficas, de um período de estudos na Alemanha, de entrevistas com agentes do setor energético e com responsáveis pelo desenvolvimento de algumas políticas públicas para promover as FRE foram estudados os principais mecanismos de incentivo adotados pelos países desenvolvidos, observando as suas diferentes estratégias, bem como seus prós e contras, desde a fase inicial até os dias de hoje. A análise deu uma maior ênfase para os programas alemão e espanhol, que são considerados os precursores em termos de políticas climáticas e mecanismos de incentivo às FRE. Esse estudo permitiu a identificação das ações que resultaram no sucesso e no insucesso de alguns programas.

Posteriormente, foi realizado um estudo da situação do Brasil para promover e para dar suporte às FRE. Foram observados os mecanismos de incentivo que visam à inserção dessas fontes no SIN e as legislações e regulamentações em questão. Assim, foram identificadas as falhas de alguns programas e os principais gargalos (técnicos, econômicos e políticos), que freiam essa inserção em grande escala. Com base nessas informações, foi possível sugerir algumas alternativas frente às barreiras encontradas e delinear as melhores estratégias a serem aplicadas num programa brasileiro que contemple a energia solar FV.

A partir daí, foi desenvolvido um guia para a criação de um programa de telhados solares FV, conectados à rede elétrica no Brasil. Esse guia contém um conjunto de diretrizes para um programa de incentivo à tecnologia solar FV no Brasil, com informações sobre o modelo de mecanismo mais recomendado para aplicação no Brasil, de que forma as melhores estratégias adotadas pelos países desenvolvidos poderiam ser aplicadas ou adaptadas à realidade brasileira e quais as alterações que seriam necessárias para que a legislação existente pudesse dar suporte ao programa brasileiro.

3.3 Simulação de um programa residencial de telhados solares para o Brasil

A simulação para um programa brasileiro, voltado para o setor residencial e de pequeno porte foi realizada considerando uma potência FV total de 1GWp a ser instalada num período de tempo

equivalente a 10 anos. Com base nesses dados, foram verificados os impactos desse programa, tanto de caráter econômico, quanto energético.

O programa proposto é baseado no mecanismo alemão *Feed-in Law*, estabelecido através do *Renewable Energy Sources Act* (EEG) (2008), mas contempla especificamente a tecnologia FV. Esse modelo apresenta a vantagem de não haver a necessidade de um investimento inicial por parte do governo. No modelo alemão, o PIE paga pelo sistema e tem o custo de seu investimento remunerado através da tarifa de injeção na rede, denominada tarifa prêmio. Existe um contrato padrão entre a rede de alimentação e a rede de distribuição, onde as concessionárias são obrigadas a comprar toda a energia produzida por FRE. Esses custos são diluídos na tarifa dos consumidores finais. O financiamento do sistema FV é viabilizado pela taxa interna de retorno (TIR), decorrente da tarifa prêmio do programa de incentivo.

A proposta para o programa brasileiro segue os pontos positivos do *Renewable Energy Sources Act* e adapta os pontos que não estão de acordo com a realidade do país. Por exemplo, no modelo alemão, todos os consumidores finais de energia pagam na sua fatura um valor por kWh consumido, destinado às tarifas prêmio de todas as FRE. No caso do Brasil, o programa sugere:

- Uma potência menor do que a instalada anualmente na Alemanha;
- Consumidores diferenciados, que iriam ratear os custos desse programa; e
- Tarifas prêmio menores.

Como observado no Capítulo 2 (Revisão Bibliográfica), os programas de incentivo utilizados na maioria dos países desenvolvidos tiveram início com potências pequenas. Um programa de pequeno porte para a fase inicial, não teria um custo tão oneroso para o usuário final de energia, quanto o custo de um programa de grande porte. Outra justificativa se deve ao fato de que os investidores, a população e os operadores precisam atingir um nível de confiança, maturidade e domínio tecnológico, fatores que devem acontecer de forma ordenada.

Pelo fato de o Brasil ser um país em transição e por haver uma parcela significativa de consumidores de baixa renda, ao contrário do que ocorre nos países desenvolvidos, optou-se pela exclusão desses consumidores no rateio dos custos de um programa solar residencial no Brasil.

O programa brasileiro também sugere que sejam aplicadas tarifas prêmio menores do que as adotadas pela maioria dos países desenvolvidos, uma vez que tarifas prêmio elevadas acarretam num impacto tarifário de maior magnitude ao usuário final.

No mecanismo brasileiro, seria determinada uma potência FV máxima anual, a ser instalada de forma distribuída entre pequenas instalações, num período de tempo predefinido pelo programa. O programa seria destinado a pequenos sistemas integrados a edificações e conectados à rede elétrica. Isso estimularia a instalação dos sistemas próximo ao centro de carga, evitando as

perdas na transmissão e distribuição, bem como a necessidade de uma área física exclusiva para estes geradores.

Os operadores da rede ou concessionárias seriam obrigados a comprar toda a energia FV gerada pelos produtores independentes de energia, e a pagar uma tarifa mínima (tarifa prêmio) fixada pelo governo, por cada kWh FV gerado. O custo do pagamento dessas tarifas seria diluído entre todos os usuários finais residenciais (exceto os consumidores de baixa renda) e entre as concessionárias, através da cobrança de uma taxa mensal. A taxa mensal seria aplicada sobre o valor da fatura de energia elétrica e, para o consumidor residencial, seria proporcional ao seu consumo energético. Essa taxa aumentaria a cada ano, de acordo com as novas instalações, até o último ano do programa; ou seja, até o ano limite para a instalação da potência FV total estipulada pelo programa. A partir daí, esse valor declinaria até o último ano de pagamento das tarifas prêmio.

A taxa destinada ao consumidor final residencial (exclusive baixa renda) em cada região do país seria igual para todas as regiões, independente da potência FV instalada. Esse mecanismo de equalização regional tem por objetivo nivelar e diluir o impacto tarifário, de modo a compensar qualquer concentração de potência FV instalada em determinadas regiões do país. Caso a distribuição do custo anual do programa fosse feita de maneira proporcional à potência FV instalada em cada região, os usuários finais localizados nas regiões com uma maior concentração de potência FV teriam um impacto tarifário mais elevado.

As tarifas prêmio pagas pela energia FV gerada, por outro lado, seriam variáveis de região para região, de forma inversamente proporcional à irradiação incidente. Ou seja, as regiões que apresentam níveis maiores de irradiação, receberiam tarifas menores. A finalidade seria permitir que todas as regiões se desenvolvessem de forma equilibrada e não apenas as regiões mais favorecidas em termos de irradiação solar.

O incentivo (tarifa prêmio) seria pago gradualmente, assegurado por um período de tempo predeterminado e com valor reajustado ou não, de acordo com a inflação. Quanto maior for o período predeterminado, menor seria o impacto na tarifa do usuário final, mas os PIE recuperariam os seus investimentos mais tardiamente. Para os cenários apresentados, foi adotado um período de pagamento das Tarifas Prêmio de 25 anos.

A tarifa prêmio, por kWh gerado, declinaria 5% a cada ano para novas entradas, a fim de estimular o produtor a investir mais cedo. Ou seja, o produtor que instalasse o seu sistema no ano de 2010, receberia durante um período predeterminado pelo programa, uma tarifa prêmio fixa de “y” R\$ por kWh produzido, já o produtor que instalasse seu sistema no ano de 2011, receberia uma tarifa prêmio fixa de “ $y - 5\% \times y$ ” e assim sucessivamente para os investidores dos anos seguintes.

O declínio da tarifa reflete a curva de aprendizado da tecnologia (redução de custos de produção em função do aumento cumulativo em capacidade instalada, atraindo investidores a longo prazo). Pela análise da curva de aprendizado da tecnologia FV (POPONI, 2003) (KESHNER; ARYA, 2004) (HOFFMANN, 2006), observa-se que esta apresenta uma redução anual de custo de 5%. Por isso, esse foi o fator utilizado para a taxa de redução anual no valor da tarifa prêmio. Esse cálculo é feito pela Equação 3:

$$TP_{_atual} = TP_{_inicial} \times (1 - Red)^{(Ano-1)} \quad (\text{Eq.3})$$

onde:

$TP_{_atual}$ = tarifa prêmio correspondente ao ano em curso, em R\$/kWh;

$TP_{_inicial}$ = tarifa prêmio correspondente ao primeiro ano do projeto, em R\$/kWh;

Red = taxa de redução anual da tarifa prêmio para novas instalações = 5%;

Ano = número do ano de vigência do programa.

Baseado no fato de que as concessionárias seriam obrigadas a comprar toda a energia gerada pelos sistemas FV, haveria o benefício de posse dessa energia, ou seja, elas iriam “ganhar” uma energia, pela qual todos os consumidores residenciais estariam pagando. Portanto, para os cenários apresentados, foi assumido que as concessionárias pagariam uma taxa por cada kWh adquirido. Essa taxa foi adotada como sendo o menor valor que a concessionária paga às geradoras pelo kWh de energia convencional. Portanto, ao invés delas comprarem uma determinada quantia de energia convencional, elas estariam comprando uma energia renovável (FV) e com isso o custo total do programa, para o usuário final do setor residencial (exclusive baixa renda), seria menor, uma vez que o valor pago pela concessionária seria abatido do custo total do programa.

Foram feitas simulações para diferentes portes de programa, taxa interna de retorno¹ (TIR), duração do programa e período de pagamento da tarifa prêmio. As simulações tiveram por objetivo analisar os diferentes impactos de cada fator, tanto para o investidor, quanto para o usuário final de energia. Com isso, foi possível identificar o custo total do programa, as tarifas prêmio de injeção de energia FV na rede, os impactos econômicos da diluição dos custos entre os consumidores residenciais, a contribuição que esta geração de energia teria na matriz energética

¹ A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa necessária para igualar o valor de um investimento (valor presente) com os seus respectivos retornos futuros ou saldos de caixa. Sendo usada em análise de investimentos significa a taxa de retorno de um projeto.

nacional e o momento em que o preço da energia FV e da energia convencional será o mesmo para o usuário final (paridade tarifária).

A metodologia de cálculo aqui apresentada é referente ao primeiro ano desse programa hipotético.

Os cenários desenvolvidos seguiram as seguintes etapas:

1. Definição do porte do programa, ou seja, a capacidade instalada anual de potência FV, em MWp/ano = 100 MWp/ano;
2. Definição da duração do programa, ou seja, o período máximo para a instalação dos sistemas FV, em anos = 10 anos;
3. Definição do período de pagamento da tarifa prêmio, ou seja, o tempo em que o investidor receberá o incentivo predeterminado por cada kWh gerado pelo seu sistema, em anos = 25 anos;
4. Definição da TIR, ou seja, a taxa necessária para igualar o valor de um investimento com os seus respectivos retornos, em % (variável de acordo com o cenário) = 6%, 7%, 8% e 10%;
5. Identificação e quantificação dos usuários finais de energia que entrariam no rateio dos custos do programa = todos os consumidores finais da classe residencial, excluindo os de baixa renda;
6. Quantificação do consumo energético desses usuários finais, em kWh/ano;

Foram adotados como valores fixos, para a base de cálculo:

- Custo do sistema FV como 4.500 euros por kWp instalado, sendo o euro cotado a R\$ 3,00: valor referente ao mercado atual FV, para o ano de 2009;
- Despesas anuais de operação, manutenção e reposição (OM&R) do sistema equivalente a 1% do custo total do sistema por ano: percentual baseado nas experiências de medição do gerador FV instalado no LABSOLAR-UFSC, em operação desde 1997 (RÜTHER, 1998); (RÜTHER, 1999); (RÜTHER; DACOREGIO, 2000); (RÜTHER *et al.*, 2001); (RÜTHER *et al.*, 2004); (RÜTHER *et al.*, 2006).
- Redução anual do custo da tecnologia FV de 5%: percentual que reflete a curva de aprendizado da tecnologia FV, descrita no Capítulo 2;
- Degradação anual do rendimento do gerador de 0,5%: percentual baseado nas experiências de medição do gerador FV instalado no LABSOLAR-UFSC, em operação desde 1997 (RÜTHER, 1998); (RÜTHER, 1999); (RÜTHER; DACOREGIO, 2000); (RÜTHER *et al.*, 2001); (RÜTHER *et al.*, 2004); (RÜTHER *et al.*, 2006).

- Crescimento anual no consumo energético residencial (3,9%): percentual de crescimento médio verificado ao longo dos anos no Brasil, de acordo com dados da ANEEL (2009);
- *Yield* médio para o Brasil de 1500 kWh/kWp^{*}.

* Para todos os cenários foi adotado um *yield* médio de 1500 kWh/kWp, com o objetivo de simplificação dos cálculos. Assim, os cálculos apresentados nos cenários, não são referentes a todo o Brasil e sim a uma região cuja irradiação solar é de em média 1787 kWh/m²/ano. Para o cálculo da tarifa prêmio por região, deve ser inserido o valor de *yield* correspondente à região desejada, uma vez que a tarifa prêmio é inversamente proporcional ao *yield* de cada região.

Com base nesses dados, cada cenário calculou:

- (*CustoSistema _total*) = O custo total anual do sistema FV, em €/ano (investimento).

O investimento refere-se ao valor total investido nos sistemas FV (referente ao primeiro ano do programa) e foi calculado segundo a Equação 4.

$$CustoSistema_total = P_{FV} \times Custo_kWp \quad (Eq.4)$$

onde,

P_{FV} = Potência FV total instalada, instalada no primeiro ano do programa, em kWp/ano;

$Custo_kWp$ = Custo do kW de potência FV instalada, em €/kWp.

- (TP) A tarifa prêmio, ou seja, o preço do kWh gerado, em €/kWh

Esse valor refere-se à tarifa prêmio paga ao PIE, pelos consumidores residenciais, por cada kWh gerado. A TP foi calculada segundo a Equação 5.

$$TP = Custo_kWp \times \frac{\left[\frac{TIR \times (1 + TIR)^t}{(1 + TIR)^t - 1} + D \right]}{Yield} \quad (Eq.5)$$

onde,

TIR = Taxa interna de retorno;

t = Tempo de duração do programa de incentivo, em anos;

D = Despesas anuais do sistema, em % anual do custo total do sistema;

$Yield$ = Produtividade média anual para a o nível médio anual de irradiação solar considerada, em kWh/kWp/ano. Para esse cálculo, foi considerado um rendimento do gerador FV de 839 kWh/kWp/ano a uma irradiação solar anual de 1.000 kWh/m². Esse valor foi baseado nas experiências e medições realizadas no gerador FV instalado no LABSOLAR-UFSC, em operação desde 1997 (RÜTHER, 1998); (RÜTHER, 1999); (RÜTHER e DACOREGIO, 2000); (RÜTHER *et al.*, 2001); (RÜTHER *et al.*, 2004); (RÜTHER *et al.*, 2006).

- ($Custo_concessionária$) Custo do montante de energia FV adquirida pelas concessionárias, em €/ano.

O custo da energia FV adquirida pelas concessionárias (Eq.6) equivale ao valor mínimo que elas pagariam pela compra da mesma quantidade de energia convencional. Nos cenários apresentados, esse valor mínimo por cada kWh de energia adquirida foi adotado como sendo € 0,05 €/kWh .

$$Custo_concessionária = 0,05 \times E_{FV} \quad (Eq.6)$$

- ($Custo_programa$) Custo anual do programa, para o primeiro ano, em €/ano.

Custo total anual do programa refere-se ao montante que deverá ser rateado entre os usuários finais do setor residencial, exclusive os consumidores de baixa renda, para o pagamento da tarifa prêmio. Esse montante foi calculado segundo a Equação 7.

$$Custo_programa = TP \times E_{FV} - Custo_concessionária \quad (Eq.7)$$

onde,

TP= A tarifa prêmio, ou seja, o preço do kWh gerado, em €/kWh;

E_{FV} = Energia FV gerada pelo sistema, em kWh/ano;

$Custo_concessionária$ = Preço do montante de energia FV adquirida pelas concessionárias, em €/ano.

- ($Acr\acute{e}scimo_tarifa$) Impacto na tarifa do consumidor residencial, em €/kWh/ano.

O impacto na tarifa do consumidor residencial refere-se à taxa aplicada na tarifa residencial, exclusive baixa renda, por cada kWh consumido de energia convencional, ao longo do período de pagamento das Tarifas Prêmio. Essa taxa foi calculada segundo a Equação 8.

$$Acr\acute{e}scimo_tarifa = \frac{Custo_programa}{Consumo_residencial} \quad (Eq.8)$$

onde,

$Custo_programa$ = montante anual que deverá ser rateado entre os usuários finais do setor residencial, exclusive os consumidores de baixa renda.

$Consumo_residencial$ = Consumo anual de energia elétrica convencional, do setor residencial, exclusive baixa renda, em kWh/ano;

- (E_{FV}) Geração anual de energia FV, em kWh/ano.

A geração anual de energia FV foi calculada segundo a Equação 2, já descrita no item 3.1.

Os cálculos acima descritos equivalem ao primeiro ano do programa. Para os anos seguintes, foi gerada uma planilha eletrônica que reflete os impactos dos diferentes cenários ao longo dos anos de duração do programa e de pagamento das tarifas prêmio. Os resultados de todas as análises foram apresentados em forma de gráficos e tabelas.

Todo o processo de elaboração do programa proposto para o Brasil e do caso real do programa alemão, tanto pelo lado da geração quanto pelo lado do consumo, é demonstrado através dos algoritmos apresentados nas Figuras 23 e 24.

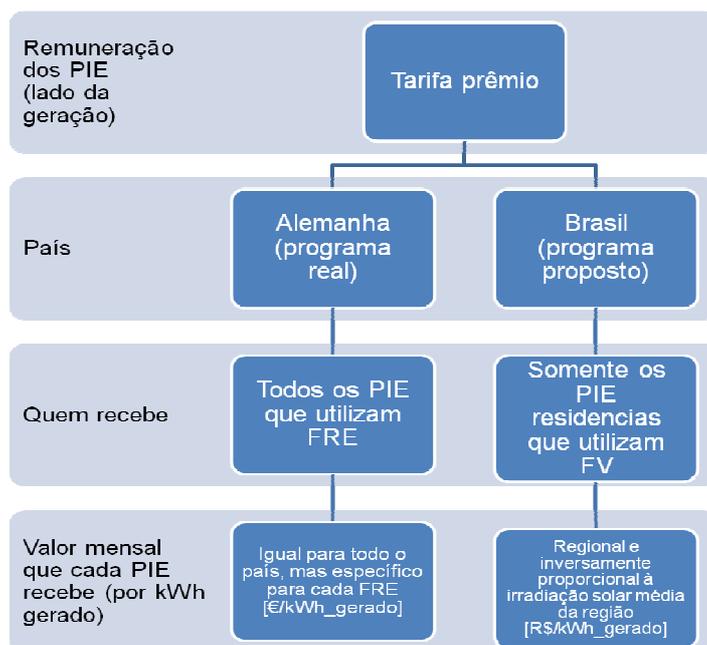
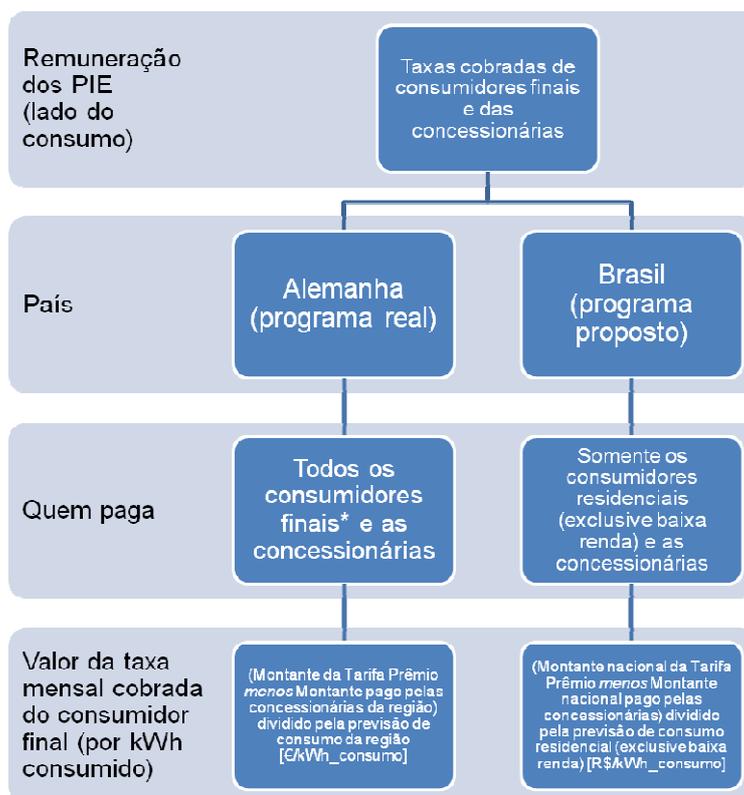


Figura 23: Fluxograma do programa residencial de incentivo às FRE na Alemanha e a proposta para o programa brasileiro residencial de telhados solares – lado da geração.



*Na emenda da EEG de 2004, foi estabelecido um limite de 0,05 centavos de €/kWh aos consumidores que apresentam um consumo superior a 10 GWh de eletricidade ao ano, em uma única unidade consumidora, e cujos custos gastos com a eletricidade representam mais do que 15% da sua arrecadação bruta (*Hardship clause*).

Figura 24: Fluxograma do programa residencial de incentivo às FRE na Alemanha e a proposta para o programa brasileiro residencial de telhados solares – lado do consumo.

3.4 Análise de paridade tarifária para a tecnologia fotovoltaica no Brasil

O trabalho apresenta um estudo de paridade tarifária entre a energia gerada através de sistemas FV e a energia gerada por fontes convencionais, para o setor residencial do Brasil. A paridade tarifária é atingida quando o preço (para o usuário final) da energia fornecida por sistemas FV é equivalente ou menor do que o preço da energia gerada por fontes convencionais. O estudo é baseado em diferentes cenários de paridade, e é ilustrado através de um mapa, denominado mapa de paridade tarifária para a energia FV.

Para a elaboração dos mapas de paridade tarifária no Brasil, foram considerados os seguintes dados:

- Irradiação solar em cada região do Brasil, para o plano inclinado: média do total anual de irradiação solar, em kWh/m²/ano;
- Tarifa de energia média para o setor residencial, com impostos: vigente em cada estado, para o ano em questão (variável de acordo com os cenários);
- Percentual anual de reajuste tarifário para o setor residencial (variável de acordo com o cenário);
- TIR (variável de acordo com o cenário);
- Custo do sistema fotovoltaico: fixado em 4.500 €/kWp instalado, para o ano de 2008;
- Preço da energia FV em cada região do Brasil (variável de acordo com o cenário);
- Redução anual dos custos da tecnologia FV: 5%, baseado na curva de aprendizado para a tecnologia FV;
- Despesas anuais do sistema: fixado em 1% do custo do sistema (baseado em experiências de medição no sistema fotovoltaico instalado no LABSOLAR da Universidade Federal de Santa Catarina).

Sobre o mapa brasileiro de energia solar, (Fig.22), foram marcadas cinco isoáreas com cores distintas: amarela, verde escura, laranja, verde clara e azul, onde cada uma representa um nível médio anual de irradiação solar, em kWh/m²/ano. Considera-se que todos os estados, contidos dentro da mesma isoárea, apresentam o mesmo nível de irradiação solar. Os valores de irradiação solar foram colocados à direita do mapa (em kWh/m²/ano), dentro das suas faixas correspondentes. O preço da energia convencional para o setor residencial (tarifa de energia), em cada estado e considerando os tributos e encargos setoriais (em €/kWh), foi inserido dentro do seu respectivo estado, para o ano em questão. Os valores referentes ao preço da energia FV, para o ano em questão, e para a TIR adotada, foram colocados à esquerda do mapa, em €/kWh, dentro da sua respectiva isoárea. Todos os estados contidos dentro da mesma faixa de irradiação

solar apresentam o mesmo preço de energia FV, já que esses são proporcionais à energia solar disponível.

A partir daí, foi gerado um novo mapa, denominado mapa brasileiro de paridade tarifária para a Energia FV, e representado pela Figura 25.

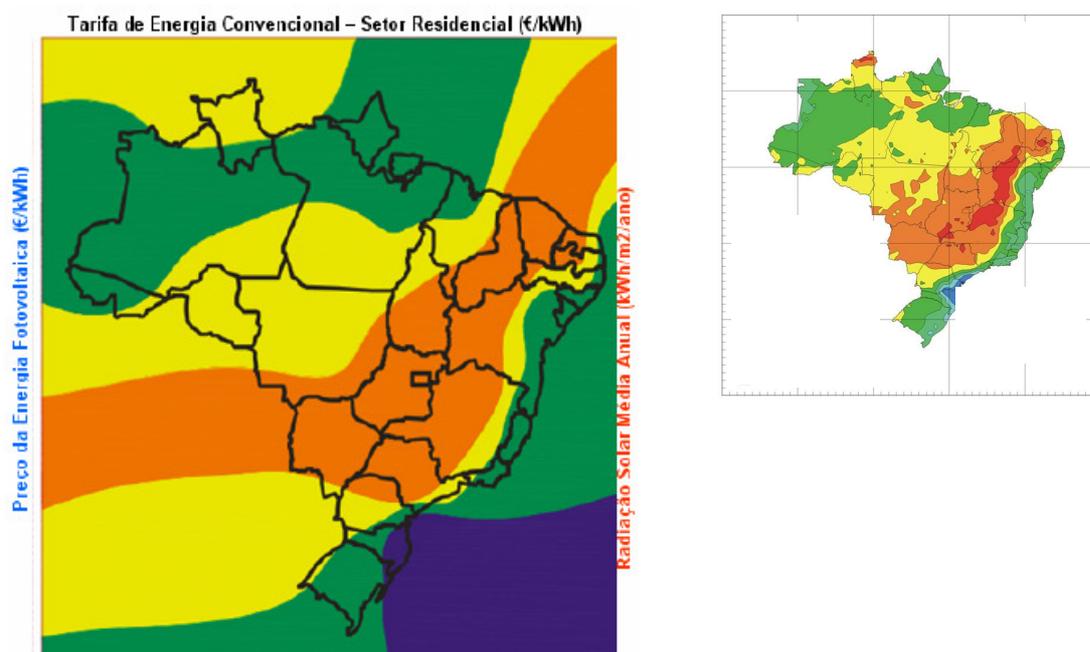


Figura 25: Mapa brasileiro de paridade tarifária para a tecnologia FV.

Os valores referentes às tarifas de energia para o setor residencial em cada estado foram obtidos através de dados da ANEEL. Foi selecionada uma concessionária por estado (a com o maior número de consumidores) e assim, identificados os valores das correspondentes tarifas de energia elétrica para o setor residencial (em R\$/kWh), conforme Tabela 15. Os valores obtidos e apresentados na Tabela 15 não consideram os tributos estaduais e encargos setoriais.

Como já descrito no Capítulo 2 (Revisão Bibliográfica), a fatura de energia elétrica do usuário final é composta, além dos custos de produção e transporte de energia elétrica, os encargos setoriais e também os impostos (ICMS/PIS/Cofins). Esses tributos e encargos são valores que variam de estado para estado e que, representam aproximadamente 33,45% da fatura de energia do usuário final (ANEEL, 2009).

Por essa razão, para simplificar os cenários de estudo, foi adotado um percentual referente aos impostos, igual para todas as regiões do Brasil e fixo ao longo dos anos. Portanto, para se obter a tarifa de energia elétrica do setor residencial já com os encargos e tributos, para o ano de 2008 foi acrescido 30% aos valores de tarifa de energia convencional para o setor residencial,

apresentados na Tabela 15, para cada região. Essas tarifas de energia elétrica, considerando o acréscimo hipotético (30%), foram apresentadas na coluna sombreada dessa mesma tabela.

O preço da energia FV no Brasil (TP) (legenda esquerda dos mapas) foi calculado segundo a Equação 3, descrita no item 3.4. Esse cálculo foi baseado em cenários, onde foram consideradas diferentes TIR. As diferentes TIR adotadas variam desde uma taxa aplicada para investimentos pequenos, como por exemplo, na caderneta de poupança, até uma TIR mais elevada (TIR: 6%, 7% e 8%).

Os cenários foram divididos em Grupos: A, B e C e sub Grupos: A1, A2, B1, B2, C1 e C2. Cada grupo corresponde a uma TIR e os Sub-Grupos correspondem ao ano que o cenário está sendo analisado. Ou seja:

- Grupo A (TIR: 6%) => A1 (ano 2015) => A2 (ano 2020);
- Grupo B (TIR: 7%) => B1 (ano 2015) => B2 (ano 2020);
- Grupo C (TIR: 8%) => C1 (ano 2015) => C2 (ano 2020).

Dentro de cada Sub-Grupo foram realizados cenários para diferentes percentuais anuais de reajuste tarifário para o setor residencial. Tomando como exemplo os percentuais de variação nas tarifas residenciais no Brasil ao longo dos anos (Tab.15), é possível observar que não há e nem se pode prever uma evolução linear. Portanto, para o desenvolvimento dos mapas, foram desenvolvidos cenários, considerando diferentes percentuais anuais de acréscimo na tarifa convencional do setor residencial: 1%, 2% e 4%. Foram realizados outros cenários considerando percentuais de crescimento maiores, mas como esses valores estão fora da realidade brasileira atual, eles estão apresentados apenas nos anexos. No Capítulo 4 (Análise dos Resultados) foram discutidos e analisados os cenários que consideraram os três percentuais descritos.

Tabela 15: Evolução das tarifas de energia convencional para o setor residencial, das diferentes concessionárias (sem considerar os encargos e impostos), os percentuais de reajuste ao longo dos anos e a tarifa residencial para o ano de 2008, considerando um acréscimo hipotético de 30% (referente aos encargos e tributos) sobre o valor fornecido pela concessionária.

Fonte: ANEEL, 2008.

Estados do Brasil	Concessionária	2005 (R\$/kWh)	% de reajuste	2006 (R\$/kWh)	% de reajuste	2007 (R\$/kWh)	% de reajuste	2008 (R\$/kWh)	Tarifa residencial para 2008 com um acréscimo hipotético de 30%, referente aos encargos e tributos (R\$/kWh)
DF	CEB	0,27	-8,26	0,25	0,83	0,25	-3,37	0,24	0,32
RS	CEEE	0,31	-10,40	0,28	6,58	0,30	1,86	0,31	0,40
SC	CELESC	0,33	-3,57	0,32	-5,56	0,30	-7,79	0,28	0,36
PR	COPEL	0,30	-14,34	0,26	-2,07	0,26	1,99	0,26	0,34
SP	ELETROPAULO	0,29	-1,95	0,28	-14,47	0,25	7,93	0,27	0,35
MS	ENERSUL	0,39	7,83	0,42	-4,05	0,40	-9,55	0,37	0,48
MT	CEMAT	0,32	-5,97	0,31	7,24	0,33	-1,14	0,33	0,42
MG	CEMIG	0,39	4,92	0,41	6,10	0,43	-20,64	0,36	0,47
RJ	CERJ	0,39	-4,23	0,38	-5,25	0,36	9,80	0,40	0,52
ES	ESCELSA	0,31	7,66	0,33	-14,29	0,29	6,53	0,31	0,40
GO	CELG	0,31	-4,42	0,30	5,09	0,31	-6,37	0,29	0,38
TO	CELTINS	0,36	9,55	0,40	5,93	0,43	-4,36	0,41	0,53
BA	COELBA	0,34	2,17	0,35	5,25	0,37	-16,15	0,32	0,41
SE	ENERGIPE	0,32	-0,93	0,31	-0,93	0,31	-12,35	0,28	0,36
AL	CEAL	0,31	4,92	0,32	5,47	0,34	11,77	0,39	0,50
PE	CELPE	0,32	4,44	0,34	0,80	0,34	2,76	0,35	0,45
PB	CELB	0,30	0,00	0,30	-4,89	0,28	2,07	0,29	0,38
RN	COSERN	0,28	-2,34	0,27	5,11	0,29	-2,16	0,28	0,37
CE	COELCE	0,36	1,06	0,37	-10,28	0,33	5,25	0,35	0,46
MA	CEMAR	0,33	8,29	0,36	3,37	0,38	9,89	0,42	0,54
PA	SAELPA	0,33	6,03	0,35	-0,31	0,35	11,13	0,39	0,51
AP	CEA	0,20	5,66	0,21	-6,53	0,20	-0,86	0,20	0,26
RR	CER	0,25	7,38	0,27	4,92	0,28	19,89	0,35	0,46
AM	CEAM	0,28	-7,61	0,26	7,11	0,28	16,34	0,33	0,43
AC	ELETROACRE	0,31	9,20	0,34	-9,39	0,31	16,69	0,37	0,48
RO	CERON	0,33	7,39	0,36	-1,40	0,35	11,73	0,40	0,52
PI	CEPISA	0,28	12,53	0,32	11,48	0,36	6,61	0,39	0,50
Média		0,31	1,30	0,32	-0,15	0,32	2,13	0,33	0,43

Os cenários foram baseados em combinações entre os percentuais de variação na tarifa de energia para o setor residencial e as diferentes TIR, para o ano em questão. As áreas que apresentaram o preço da energia FV igual ou inferior ao preço da energia convencional, ou seja, as áreas que atingiriam a paridade tarifária sob as condições adotadas pelo cenário, foram hachuradas.

A paridade tarifária através dos mapas foi analisada e discutida para os anos de 2015 e 2020. Foram adotados esses dois anos, uma vez que no ano de 2015 já começaria a existir paridade tarifária em algumas capitais do Brasil localizadas na região Sudeste (onde está concentrado o maior consumo energético do Brasil e o maior PIB) e o ano de 2020 seria o ano de término de um programa de incentivo a telhados solares residenciais, proposto para um período de 10 anos, supostamente iniciado no ano de 2010. A partir da análise de paridade tarifária, foi possível contrastar esses resultados com os índices econômicos, energéticos e sociais de cada região, ou seja, identificar quais regiões seriam mais atrativas para se instalar um sistema FV.

Os valores referentes à tarifa de energia residencial e de tarifa prêmio ao longo dos anos, para cada cenário, foram descritos na forma de tabelas e encontram-se nos anexos desta tese. As células destacadas na cor cinza correspondem aos preços de tarifa que são iguais ao preço da energia FV, no estado e no ano em questão. Os mapas de paridade para diferentes combinações de TIR e acréscimos na tarifa de energia convencional do setor residencial, bem como para diferentes anos, estão apresentados nos anexos.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Análise da produtividade da geração fotovoltaica no Brasil.....	101
4.2 Diretrizes para um programa de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica no Brasil.....	105
4.3 Simulação de um programa de telhados solares para o Brasil.....	107
4.4 Análise de paridade tarifária para a tecnologia fotovoltaica no Brasil.....	123

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Análise da produtividade da geração fotovoltaica no Brasil

O Brasil apresenta uma série de vantagens significativas com relação aos países industrializados no que diz respeito à aplicação da tecnologia FV. Aqui é feita uma comparação da produtividade da geração solar FV conectada à rede elétrica no Brasil, com a da Espanha e a da Alemanha, que são considerados os países com os mais bem sucedidos mecanismos de incentivo às FRE.

Tomando os valores mínimos e máximos anuais da irradiação solar global horizontal para esses três países (Tabela 16) é possível verificar que a região menos ensolarada do Brasil (1.533 kWh/m²/ano) recebe aproximadamente 25% mais irradiação solar do que a região mais ensolarada da Alemanha (1.225 kWh/m²/ano) e a região mais ensolarada da Espanha (1.804 kWh/m²/ano) apresenta apenas 18% mais irradiação do que a região menos ensolarada do Brasil.

Tabela 16: Dados comparativos entre Brasil, Alemanha e Espanha.

Fonte: IBGE (2008), BMU (2009), EPIA, *Joint Research Centre (2009)* e Federal Statistical Office of Germany (2008).

	BRASIL	ALEMANHA	ESPANHA
Nº de habitantes	189 milhões	82 milhões	44 milhões
Nº de consumidores residenciais	48,3 milhões	44 milhões	N.D.*
Nº de consumidores residenciais de classe média	30,3 milhões	N.D.*	N.D.*
Nº de consumidores residenciais de classe baixa	18 milhões	N.D.*	N.D.*
Consumo final de energia elétrica	412 TWh/ano	616 TWh/ano	274 TWh/ano
Consumo de energia elétrica per capita	2,2 MWh/ano	7,5 MWh/ano	6,2 MWh/ano
Consumo final de energia elétrica residencial	85 TWh/ano	140 TWh/ano	65 TWh/ano
Consumo final de energia elétrica residencial classe baixa	13,7 TWh/ano	N.D.*	N.D.*
Consumo final de energia elétrica residencial classe média	71 TWh/ano	N.D.*	N.D.*
Tarifa final média de energia elétrica residencial (com impostos)	0,14 €/kWh	0,21 €/kWh	0,19 €/kWh
Irradiação Solar Global Horizontal Máxima	2.171 kWh/m ² /ano	1.225 kWh/m ² /ano	1.804 kWh/m ² /ano
Irradiação Solar Global Horizontal Mínima	1.533 kWh/m ² /ano	952 kWh/m ² /ano	1.192 kWh/m ² /ano
Yield Máximo	1.840 kWh/kWp/ano	1.086 kWh/kWp/ano	1.475 kWh/kWp/ano
Yield Mínimo	1.300 kWh/kWp/ano	802 kWh/kWp/ano	1.001 kWh/kWp/ano

*N.D.: não disponível.

Continuação Tabela 16: Dados comparativos entre Brasil, Alemanha e Espanha.Fonte: IBGE, BMU, EPIA, *Joint Research Centre* e Federal Statistical Office of Germany 2008.

Potência FV Instalada	-	5,3 GWp	3,7 GWp
Geração anual de Energia FV	-	4,3 TWh/ano	N.D.
Percentual de contribuição no suprimento da demanda energética total anual	-	0,7%	N.D.
Tarifa prêmio destinada a cada kWh gerado de Energia FV	-	0,32-0,43 €/kWh	0,32-0,34 €/kWh

*N.D.: não disponível.

A Alemanha no ano de 2008, totalizou uma potência FV conectada à rede elétrica de 5,3 GWp, gerando 4,3 TWh/ano, que corresponde a 0,7% do consumo final de energia elétrica total anual do país (Tabela 17). Se considerarmos essa mesma potência instalada no Brasil, considerando um *yield* máximo de 1.840 kWh/kWp/ano, a energia FV gerada pelo sistema hipotético no Brasil, conforme a Equação 1, indicada no Capítulo 3, seria:

$$E_{FV\text{Brasil}}_{\text{máx}} = 5.300.000 \text{ kWp} * 1.840 \text{ kWh/kWp/ano}$$

$$E_{FV\text{Brasil}}_{\text{máx}} = 9,8 \text{ TWh/ano}$$

Quando se considera um *yield* mínimo para o Brasil de 1.300 kWh/kWp/ano (*yield* para a cidade de Florianópolis) a energia FV gerada pelo sistema hipotético no Brasil seria de:

$$E_{FV\text{Brasil}}_{\text{mín}} = 5.3000 \text{ kWp} * 1.300 \text{ kWh/kWp/ano}$$

$$E_{FV\text{Brasil}}_{\text{mín}} = 6,9 \text{ TWh/ano}$$

A energia FV gerada por esse sistema hipotético, na melhor situação (*yield* máximo) representaria 2,4% do consumo de energia elétrica total do Brasil (Tabela 17), mais do que representa atualmente a contribuição da energia nuclear em nosso país. Na pior situação (*yield* mínimo), representaria 1,7% do consumo de energia elétrica total do Brasil.

A energia FV gerada pelo sistema hipotético na Espanha (considerando um *yield* máximo da Espanha de 1.475 kWh/kWp/ano), seria:

$$E_{FVEspanha}_{\text{máx}} = 5.300.000.000 \text{ kWp} * 1.475 \text{ kWh/kWp/ano}$$

$$E_{FVEspanha}_{\text{máx}} = 7,8 \text{ TWh/ano}$$

Essa geração, no melhor caso (*yield* máximo) teria uma contribuição de 2,8% para o atendimento do consumo final da energia elétrica total anual espanhola, contrastado com os 0,7% de contribuição com relação ao suprimento da demanda energética na Alemanha. A energia FV gerada na melhor região da Espanha seria apenas 13% maior do que a energia FV gerada na pior região do Brasil (Florianópolis).

A Espanha, mesmo tendo níveis de irradiação solar menores que o Brasil, teria uma contribuição relativamente maior no que diz respeito ao suprimento da demanda energética final, pois o consumo energético anual do país é menor do que o do Brasil.

Essa análise mostra também que a mesma potência FV da Alemanha, se instalada na região do Brasil com um *yield* máximo, teria uma geração aproximadamente 2,3 vezes maior do que a da Alemanha. Mesmo que a potência FV alemã fosse instalada na região do Brasil com um *yield* mínimo, essa geração seria aproximadamente 1,6 vezes maior do que a geração FV da Alemanha. Essa potência FV teria um impacto no suprimento da demanda anual do Brasil, para o ano de 2007, aproximadamente 3,4 vezes maior do que o impacto dessa mesma potência no suprimento da demanda energética alemã, considerando um *yield* máximo e 2,4 vezes maior considerando um *yield* mínimo.

Quando se compara com a Espanha, a geração de energia FV do Brasil seria 26% maior (para um *yield* máximo). Por outro lado, a energia FV gerada pelo sistema brasileiro teria uma contribuição no suprimento da demanda energética total anual 14% menor do que a contribuição do mesmo sistema na Espanha.

Quando se analisa o percentual de contribuição que essa geração teria no consumo de energia elétrica total anual, verificamos que esse impacto seria bem maior no Brasil do que na Alemanha. A Alemanha, mesmo sendo um país de dimensões relativamente menores do que as do Brasil e tendo uma população aproximadamente 57% menor do que a população brasileira apresenta um consumo final de energia elétrica aproximadamente 50% superior. O consumo per capita no Brasil está em torno de 2,2 MWh/ano/hab, enquanto que o na Alemanha está em torno de 7,5 MWh/ano/hab (aproximadamente 3,4 vezes maior do que o do Brasil).

De acordo com esses dados, pode-se constatar que a mesma potência FV real instalada na Alemanha, teria no Brasil uma geração energética e um impacto no suprimento da demanda significativamente maior, uma vez que o Brasil apresenta valores de irradiação maiores e uma demanda energética menor do que a da Alemanha. Isso acarretaria num custo menor de investimento por KWh gerado no Brasil do que na Alemanha.

Quando se analisa a tarifa de energia elétrica para o setor residencial, é possível observar que a tarifa no Brasil é aproximadamente 33% mais barata do que a da Alemanha e 26% mais barata do que a da Espanha.

De acordo com a Tabela 17, na Alemanha, no ano de 2007, um consumidor médio residencial (292 kWh/mês), pagava uma tarifa de energia equivalente a 60,31 €/mês (0,21 €/kWh). Desse valor total, € 2,94 foram destinados ao pagamento das tarifas prêmio, ou seja, o impacto tarifário referente à diluição dos custos do programa alemão de incentivo às energias renováveis equivalerá a 0,010 €/kWh de energia convencional consumida (4,7% da tarifa).

Tabela 17: Evolução da fatura de energia elétrica mensal para o setor residencial da Alemanha.

Fonte: BMU, 2008.

	2004	2005	2006	2007
Tarifa de energia para o setor residencial em €/kWh	N.D.	0,18	0,19	0,21
Fatura de energia para o setor residencial em €/ mês (292 kWh/mês)	52,48	54,23	56,63	60,31
Geração e Transmissão	31,56	32,73	34,53	35,70
EEG	1,58	1,84	2,20	2,94
KWkG*	0,91	0,99	0,90	0,85
Carga de Concessão	5,22	5,22	5,22	5,22
Taxa de Eletricidade	5,97	5,97	5,97	5,97
Taxa de Valor agregado	7,24	7,48	7,81	9,63

N.D. = Dados não disponíveis

* KWkG = fomento destinado à co-geração à base de fontes fósseis.

O percentual da tarifa de energia elétrica destinado à EEG na Alemanha engloba todas as FRE, não somente a energia solar FV. Portanto, o impacto tarifário calculado para o Brasil não poderia ser comparado ao da Alemanha, uma vez que o cenário brasileiro considerou apenas o fomento à energia solar FV. De qualquer maneira, mesmo com o acréscimo de uma taxa na tarifa de energia elétrica do consumidor residencial do Brasil, destinada apenas à energia FV, a tarifa de energia elétrica do brasileiro continuaria mais baixa do que as tarifas da Alemanha e da Espanha.

O Brasil possui aproximadamente 48,3 milhões de consumidores residenciais, dos quais 18 milhões são considerados consumidores de baixa renda. Os consumidores residenciais de classe média totalizam mais de 30 milhões, consumidores esses que poderiam pagar uma taxa nas suas faturas de energia elétrica, destinada à energia solar, através de um sistema de preços semelhante ao aplicado pelo governo alemão e pelo governo espanhol. Essa taxa seria de magnitude menor à aplicada nesses dois países desenvolvidos e, mesmo assim, a tarifa de energia elétrica residencial média do Brasil continuaria menor do que as praticadas na Alemanha e na Espanha.

Os programas de incentivo à tecnologia FV alemão e espanhol já atingiram maturidade e grande capacidade instalada. O objetivo aqui é mostrar que também em um país em transição como o

Brasil é possível estabelecer um programa de incentivo à geração solar FV conectada à rede elétrica, aplicado somente às parcelas da população que têm um maior poder aquisitivo.

4.2 Diretrizes para um programa de incentivo à tecnologia solar fotovoltaica no Brasil

Como previamente apresentado na revisão bibliográfica, uma das principais barreiras para a inserção das energias renováveis está no seu alto custo. Em quase todos os casos, o custo da produção das energias renováveis ainda é superior ao da geração convencional. Isso também se justifica pelo fato de que os custos externos, associados à geração elétrica convencional não são refletidos no preço. Portanto, atribuir valores econômicos e financeiros aos benefícios das energias renováveis e aos danos da energia convencional é um fator fundamental.

Remunerar toda a energia produzida por um sistema FV, ou apenas a parcela entregue à rede é uma das diferenciações existentes entre os diversos mecanismos de incentivo encontrados (IEA, 1996) (GREENPEACE, 1997). Como já foi previamente descrito no Capítulo 2, existem dois tipos gerais de políticas regulatórias de acesso à rede: sistema de preços e sistema de quotas.

Conforme Holm e Arch (2005), o sistema de preços (*Feed-in Law*) é o mecanismo mais recomendado para promover as FRE, não apenas nos países desenvolvidos, mas principalmente nos países em desenvolvimento. Uma vez que os países mais pobres têm necessidades básicas a serem supridas, não faz sentido adotar um programa de incentivo onde o governo tenha que entrar com um alto investimento inicial. A vantagem do sistema de preços é que não existe a necessidade de um investimento por parte do governo. Sendo assim, a análise sugere para aplicação no Brasil, um mecanismo de incentivo baseado no sistema de preços, adaptado à nossa realidade, de forma que a população pobre não viesse a pagar as taxas da geração FV nas suas tarifas de energia.

O sistema de preços tem a vantagem de que o governo não é o único participante do mercado energético. Passam a fazer parte desse mercado os pequenos, médios e grandes investidores, bem como empreendedores nacionais e internacionais. Isso traria benefícios para o Brasil, tanto em termos de tecnologia e desenvolvimento, quanto em termos de geração de empregos.

Na metodologia proposta, o governo não necessitaria subsidiar diretamente essas instalações. Uma alternativa seria facilitar e permitir um suporte financeiro em forma de taxas de crédito e empréstimos com juros baixos; dessa forma estaria encorajando e incentivando possíveis investidores, gerando uma garantia para os seus negócios. Estes indicativos nacionais deveriam ser compatíveis com os princípios do mercado interno de eletricidade, levar em consideração as características das diferentes fontes de energia renováveis, bem como as diversas tecnologias e diferenças geográficas. Os mesmos deveriam incluir períodos transitórios suficientes para manter a confiança dos investidores, permitir que esta nova fonte renovável de energia possa ser

competitiva com a geração convencional a longo prazo, limitar os custos para os consumidores e reduzir, a médio prazo, a necessidade de apoio público.

Os subsídios diretos, como forma de política pública, caracterizam-se por apresentar maior transparência em relação a incentivos que promovem a concessão de subsídios indiretos. Independentemente do tipo de subsídios, a sua concessão geralmente é justificada pelo agente público como um investimento na garantia de fornecimento. A concessão de subsídios deve ser calibrada ao longo do tempo, de forma a criar incentivos para que a fonte alternativa se torne competitiva a médio e longo prazo, sempre analisando o comportamento da demanda de energia e os custos das fontes de geração.

A proposta para um mecanismo brasileiro deveria ser baseada no limite anual e total de geração FV. Na Alemanha, não existe esse limite, mas a Espanha, com a revisão do seu mecanismo que aconteceu ao final de 2008, passou a adotar esse limite na sua potência instalada. Essa limitação no caso do Brasil teria como finalidade não encarecer demasiadamente o programa, ou seja, fazer com que o impacto na tarifa dos consumidores fosse de proporção ainda menor do que a do impacto na tarifa dos países desenvolvidos. O objetivo seria começar com metas relativamente pequenas em uma primeira etapa, até que fosse possível aumentar o número de instalações e que o mercado consiga amadurecer, dando uma maior confiabilidade e competitividade à tecnologia. Numa segunda etapa, essas metas poderiam ser revisadas e aumentadas.

Para que esses objetivos sejam cumpridos, deveria ser determinado, por intermédio de mecanismos legais, que todas as operadoras de energia sejam obrigadas a comprar e a comercializar uma determinada porcentagem (previamente estabelecida e regulamentada) de energia oriunda da tecnologia FV, conectando-a na rede elétrica de distribuição. Também deveria ser aprovada uma lei que trate especificamente da compensação (tarifa prêmio) da eletricidade oriunda das energias renováveis e do repasse desses custos ao consumidor, que incluía a energia FV. Caberia à ANEEL e à ELETROBRAS o registro e a normatização das unidades conectadas.

No sentido de incluir a geração solar FV na matriz brasileira nas próximas décadas, sugere-se a proposição de um programa de incentivo à geração solar com tarifas prêmio semelhantes às praticadas no programa alemão, permitindo ao mesmo tempo em que o cidadão comum possa ter acesso à rede elétrica e garantia de compra do valor total da sua produção de energia. Um programa nestes moldes, limitado a 10 anos na aceitação de novos entrantes até um limite na escala do GWp e com pagamento de tarifas prêmio por 20 ou 25 anos em condições que remunerassem o investimento de forma satisfatória, não somente viria a viabilizar a tecnologia solar FV em grande escala no Brasil, como prepararia o sistema elétrico brasileiro para a situação da paridade tarifária a ser atingida na próxima década. Além disto, um programa deste tipo poderia atrair para este setor da economia novos recursos financeiros, advindos do investimento de agentes, inclusive pessoas físicas, que tradicionalmente não são investidores nesta área.

Outro aspecto que deve ser observado se refere a considerações relativas aos agentes distribuidores de energia: sabe-se que no programa alemão houve grande resistência por parte das empresas distribuidoras de energia, uma vez que estas não eram remuneradas pelo trabalho adicional de administrar a entrada de grandes quantidades de pequenos geradores pulverizados em seu sistema de distribuição. Neste sentido, poderia ser concebido um programa que incluísse algumas vantagens para estes agentes, de modo a que se sintam atraídos e remunerados pela sua nova atividade neste setor, evitando sua oposição à iniciativa.

4.3 Simulação de um programa de telhados solares para o Brasil

Foram feitas diferentes simulações para um programa de telhados solares conectados à rede elétrica no Brasil. Os cenários apresentam diferentes variações no que diz respeito à TIR, ao tempo de duração do programa, ao tempo de pagamento da tarifa prêmio e ao percentual de reajuste da tarifa de energia elétrica para o setor residencial. Assim, foram verificados os impactos econômicos de cada variável.

Foram adotados como valores fixos, para a base de cálculo, os seguintes itens:

- Porte total do programa = 1.000 MWp;
- Custo do sistema FV = 4.500 € por kWp instalado, sendo o euro cotado a R\$ 3,00;
- Despesas de operação, manutenção e reposição (OM&R) do sistema = 1% do custo total anual do sistema;
- Redução anual do custo da tecnologia FV = 5%;
- Degradação anual do rendimento do gerador = 0,5%;
- Crescimento anual no consumo energético residencial = 4%;
- *Yield* médio do Brasil (considerando a irradiação média anual de 1.768 kWh/m²/ano) = 1.500 kWh/kWp/ano.

Cenário A:

Esse cenário descreve um programa de 1.000 MWp de potência FV a ser instalada num período de 10 anos, tendo como meta anual média 100 MWp, mas não necessariamente fixando esse valor para o primeiro ano do programa. A duração estabelecida para o pagamento da tarifa prêmio, por cada kWh produzido pelo PIE FV, foi de 25 anos. Foi utilizada uma TIR de 6%. Essa taxa é equivalente a Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP (BNDES, 2009).

Sendo assim, um programa desse porte teria um investimento total nos sistemas FV, no primeiro ano do programa, equivalente a:

$$\text{CustoSistema}_{total} = \text{€ } 450 \text{ milhões (R\$ 1,35 bilhão)}$$

Esse investimento para o primeiro ano do programa seria de € 450 milhões (R\$ 1,35 bilhão). Partindo do princípio de que o limite de potência anual instalada fosse de 100 MWp e de que essa potência seria dividida em kits de 1 kWp, cada kit custaria ao investidor € 4.500,00 (R\$ 13.500,00).

Neste cenário, o PIE que instalasse seu gerador FV de 1kWp, no primeiro ano do programa, considerando um *yield* médio de 1.500 kWh/kWp, receberia uma tarifa prêmio ao longo de 25 anos equivalente a:

$$TP = 0,26 \text{ €/kWh (0,78 R\$/kWh)}$$

O programa teria uma geração anual de energia FV (E_{FV}), em kWh/ano, equivalente a:

$$E_{FV} = 150.000.000 \text{ kWh/ano}$$

Baseado no fato de que as concessionárias de energia passariam a ter o benefício de posse da energia FV, cujos custos estariam sendo diluídos entre todos os consumidores residenciais, exclusive os de baixa renda, foi calculado o preço que elas pagariam por esse montante.

$$\text{Custo}_{concessionária} = \text{€ } 7,5 \text{ milhões (R\$ 22,5 milhões)}$$

O preço pago pelas concessionárias pelo montante de energia FV adquirido seria diluído do montante total necessário para o pagamento da tarifa prêmio.

O custo total do programa, para o primeiro ano, ou seja, o montante anual que deveria ser diluído entre os consumidores residenciais para o pagamento de cada kWh gerado de energia FV, seria equivalente a:

$$\text{Custo}_{programa} = \text{€ } 32,2 \text{ milhões (R\$ 96,6 milhões)}$$

O impacto da diluição do custo total anual do programa na tarifa dos consumidores residenciais de energia, exclusive os consumidores de baixa renda, no primeiro ano do programa, seria equivalente a:

$$\text{Acréscimo}_{tarifa} = 0,00045 \text{ €/kWh (0,0013 R\$ /kWh)}$$

Os cálculos acima descritos equivalem ao primeiro ano do programa. A Figura 26 descreve a análise de investimento ao longo dos anos de duração do programa e o impacto tarifário para o cenário referente à simulação A.

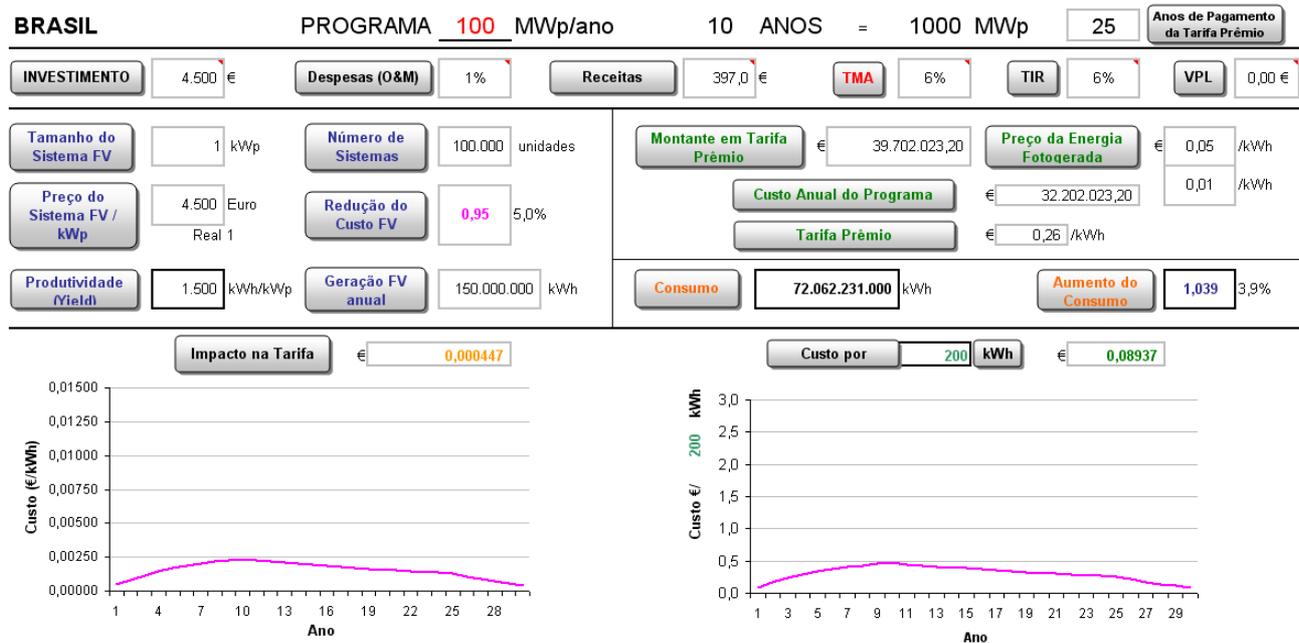


Figura 26: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 6%.

Através dos dados apresentados na Figura 26, é possível analisar o impacto da diluição dos custos do programa na tarifa de energia do usuário final do setor residencial. A curva localizada à esquerda da figura representa a evolução desses custos, por kWh consumido. A curva localizada à direita da figura corresponde ao impacto total na fatura mensal de um consumidor médio do setor residencial, com consumo de aproximadamente 200 kWh/mês.

No primeiro ano do programa, como já apresentado nos cálculos anteriores, o consumidor teria um impacto tarifário equivalente a 0,00044 €/kWh. Esse custo aumentaria até o décimo ano do programa, que seria o ano limite para a instalação dos sistemas, e atingiria um pico de 0,0023 €/kWh (0,0069 R\$/kWh). A partir do décimo ano do programa, esses valores começariam a declinar, uma vez que não existiriam novos sistemas entrando e que parte já teria sido remunerada.

O impacto da diluição desses custos na fatura de um consumidor residencial, com consumo médio mensal de 200 kWh, seria de 0,089 €/mês (0,27 R\$/mês) no primeiro ano, chegando a 0,47 €/mês (1,41 R\$/kWh) no décimo ano.

O custo para o primeiro ano de um programa com esse porte seria equivalente a € 32,20 milhões (R\$ 99,60 milhões). Esse custo cresceria anualmente até o último ano de duração do programa, atingindo um pico de € 238,41 milhões (R\$ 715,24 milhões) no ano 10. A partir daí, esses custos anuais começariam a declinar, uma vez que não haveria novas entradas de sistemas (Tab. 18).

Tabela 18: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 6%.

Brasil – Residencial - TIR 6%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
1	32.202.023	32.202.023	0,09	0,00045
2	62.306.820	94.508.843	0,17	0,00083
3	90.412.341	184.921.185	0,23	0,00116
4	116.611.559	301.532.744	0,29	0,00144
5	140.992.719	442.525.463	0,34	0,00168
6	163.639.572	606.165.035	0,38	0,00188
7	184.631.601	790.796.637	0,41	0,00204
8	204.044.231	994.840.867	0,43	0,00217
9	221.949.031	1.216.789.899	0,45	0,00227
10	238.413.911	1.455.203.810	0,47	0,00234
11	238.016.896	1.693.220.706	0,45	0,00225
12	237.617.915	1.930.838.621	0,43	0,00216
13	237.216.959	2.168.055.579	0,42	0,00208
14	236.814.018	2.404.869.598	0,40	0,00200
15	236.409.083	2.641.278.681	0,38	0,00192
16	236.002.143	2.877.280.824	0,37	0,00184
17	235.593.190	3.112.874.014	0,35	0,00177
18	235.182.211	3.348.056.225	0,34	0,00170
19	234.769.199	3.582.825.424	0,33	0,00164
20	234.354.142	3.817.179.565	0,31	0,00157
21	233.937.030	4.051.116.595	0,30	0,00151
22	233.517.854	4.284.634.449	0,29	0,00145
23	233.096.602	4.517.731.051	0,28	0,00139
24	232.673.266	4.750.404.317	0,27	0,00134
25	232.247.834	4.982.652.151	0,26	0,00129
26	200.603.679	5.183.255.831	0,21	0,00107
27	171.069.366	5.354.325.196	0,18	0,00088

Continuação Tabela 18: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 6%.

Brasil – Residencial - TIR 6%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
28	143.547.105	5.497.872.302	0,14	0,00071
29	117.944.086	5.615.816.388	0,11	0,00056
30	94.172.230	5.709.988.618	0,09	0,00043
31	72.147.950	5.782.136.568	0,06	0,00032
32	51.791.933	5.833.928.501	0,04	0,00022
33	33.028.925	5.866.957.426	0,03	0,00013
34	15.787.525	5.882.744.951	0,01	0,00006
35	-	-	-	-
Custo Total		€ 5,88 Bilhões (R\$ 17,64 Bilhões)		

O impacto dessas variáveis, portanto, seria de pouca magnitude para o usuário final. Por outro lado, uma TIR equivalente a 6% não seria tão interessante, quando comparado aos outros cenários, a ponto de atrair investidores para esse mercado.

Os cenários a seguir (B, C e D) apresentaram os mesmos valores, no que diz respeito ao investimento para o primeiro ano do programa, à energia FV gerada e ao valor pago pelas concessionárias, uma vez que a potência do programa, o tempo de pagamento das tarifas prêmio, tempo limite para instalação dos sistemas e valor pago pelas concessionárias por cada kWh gerado de energia FV, não variaram.

Cenário B:

Esse cenário descreve um programa com uma TIR estipulada como sendo de 7%. Sendo assim, um programa desse porte teria os seguintes impactos econômicos:

$$TP = 0,29 \text{ €/kWh (0,87 R\$/kWh)}$$

$$\text{Custo}_{\text{ programa}} = \text{€ } 35,6 \text{ milhões (R\$ 106,8 milhões)}$$

$$\text{Acréscimo}_{\text{ tarifa}} = 0,00049 \text{ €/kWh (0,0015 R\$/kWh)}$$

A Figura 27 descreve a análise de investimento ao longo dos anos de duração do programa e o impacto tarifário para o cenário referente à simulação B.

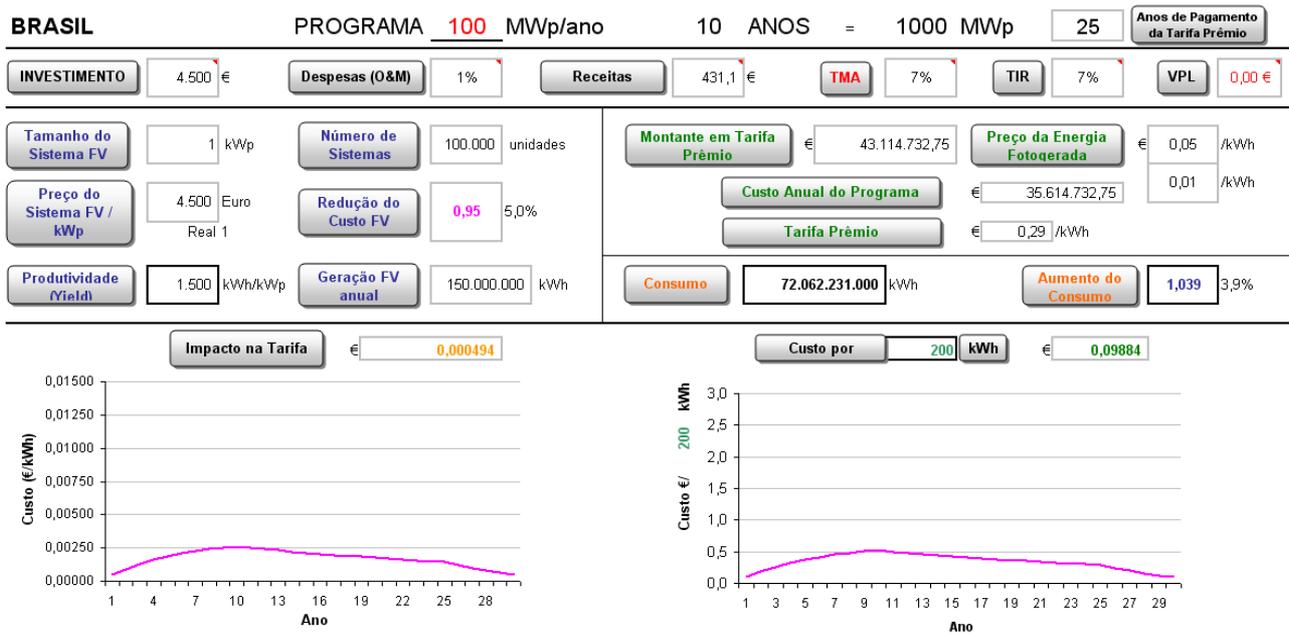


Figura 27: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 7%.

No primeiro ano do programa, conforme é apresentado na Tabela 19, o consumidor teria um impacto tarifário equivalente a 0,00049 €/kWh (0,0015 R\$/kWh), atingindo o equivalente a 0,0026 €/kWh (0,0078 R\$/kWh) no décimo ano do programa. Esses valores teriam um impacto na fatura de um consumidor médio residencial, com consumo médio mensal de 200 kWh, correspondente a 0,10 €/mês (0,30 R\$/mês) no primeiro ano do programa, atingindo um pico de 0,52 €/mês (1,56 R\$/mês) ao fim do período limite para instalação de novos sistemas (10 anos).

O custo para o primeiro ano do programa nesse cenário seria equivalente a € 35,61 milhões (R\$ 106,84 milhões). Esse custo cresceria anualmente até o último ano de duração do programa, atingindo um pico de € 265,80 milhões (R\$ 797,40 milhões) no décimo ano. A partir daí, esses custos anuais começariam a declinar, uma vez que não haveria novas entradas de sistemas.

Uma TIR de 7%, um pouco mais elevada do que a aplicada no cenário A, já seria um pouco mais atrativa ao investidor e o impacto na tarifa do consumidor seria de magnitude semelhante à do cenário A.

Tabela 19: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 7%.

Brasil – Residencial - TIR 7%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
1	35.614.733	35.614.733	0,10	0,00049
2	68.961.604	104.576.337	0,18	0,00092
3	100.147.095	204.723.432	0,26	0,00129
4	129.272.285	333.995.717	0,32	0,00160
5	156.433.118	490.428.835	0,37	0,00186
6	181.720.661	672.149.496	0,42	0,00208
7	205.221.345	877.370.841	0,45	0,00226
8	227.017.197	1.104.388.038	0,48	0,00241
9	247.186.059	1.351.574.097	0,51	0,00253
10	265.801.797	1.617.375.894	0,52	0,00261
11	265.404.781	1.882.780.675	0,50	0,00251
12	265.005.800	2.147.786.476	0,48	0,00241
13	264.604.845	2.412.391.320	0,46	0,00232
14	264.201.904	2.676.593.224	0,45	0,00223
15	263.796.969	2.940.390.193	0,43	0,00214
16	263.390.029	3.203.780.222	0,41	0,00206
17	262.981.075	3.466.761.297	0,40	0,00198
18	262.570.097	3.729.331.394	0,38	0,00190
19	262.157.084	3.991.488.478	0,37	0,00183
20	261.742.027	4.253.230.505	0,35	0,00176
21	261.324.916	4.514.555.421	0,34	0,00169
22	260.905.739	4.775.461.160	0,32	0,00162
23	260.484.488	5.035.945.648	0,31	0,00156
24	260.061.152	5.296.006.800	0,30	0,00150
25	259.635.720	5.555.642.520	0,29	0,00144
26	224.578.855	5.780.221.375	0,24	0,00120
27	191.802.468	5.972.023.843	0,20	0,00098
28	161.200.237	6.133.224.080	0,16	0,00080
29	132.671.246	6.265.895.326	0,13	0,00063
30	106.119.716	6.372.015.042	0,10	0,00049
31	81.454.747	6.453.469.789	0,07	0,00036
32	58.590.075	6.512.059.864	0,05	0,00025
33	37.443.844	6.549.503.708	0,03	0,00015
34	17.938.383	6.567.442.091	0,01	0,00007
35	-	-	-	-
Custo Total		€ 6,57 Bilhões (R\$ 19,71 Bilhões)		

Cenário C:

Esse cenário descreve um programa com uma TIR = 8%. Sendo assim, um programa desse porte teria um investimento anual equivalente a:

$$TP = 0,31 \text{ €/kWh (0,93 R\$/kWh)}$$

$$\text{Custo}_{\text{ programa}} = \text{€ } 39,2 \text{ milhões (R\$ 117,4 milhões)}$$

$$\text{Acréscimo}_{\text{ tarifa}} = 0,00054 \text{ €/kWh (0,0016 R\$/kWh)}$$

A Figura 28 descreve a análise de investimento ao longo dos anos de duração do programa e o impacto tarifário para o cenário referente à simulação C.

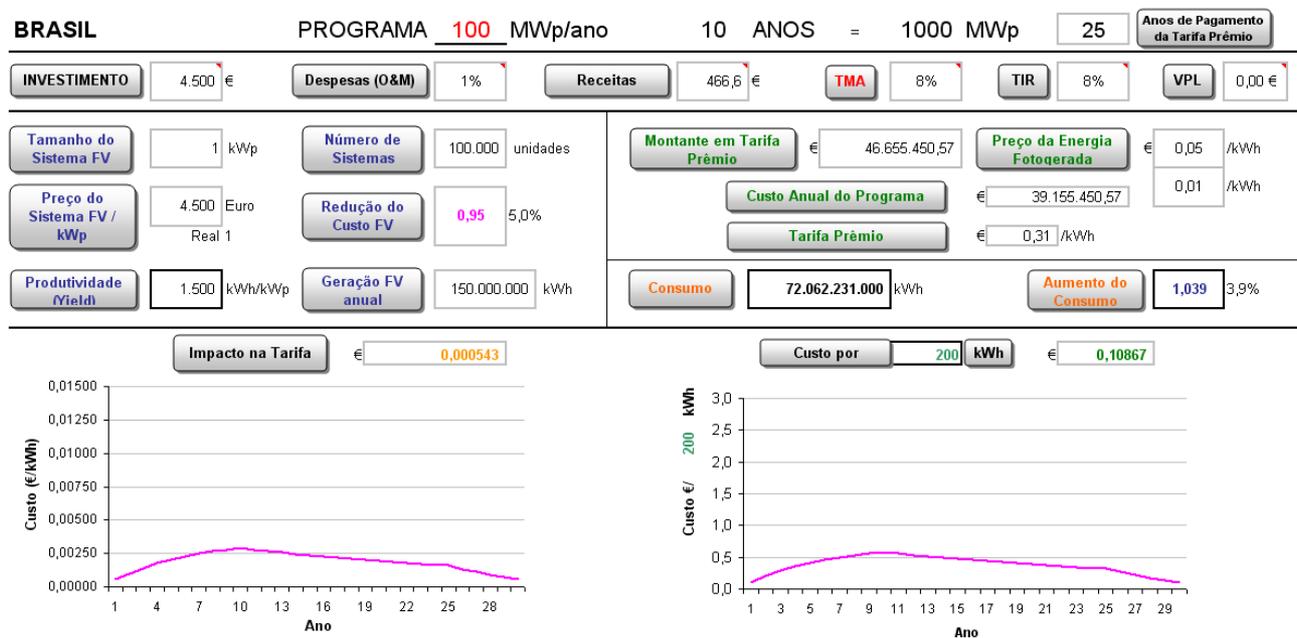


Figura 28: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 8%.

De acordo com a Tabela 20, no primeiro ano do programa, o consumidor teria um impacto tarifário equivalente a 0,00054 €/kWh (0,0016 R\$/kWh), atingindo o equivalente a 0,0029 €/kWh (0,0087 R\$/kWh) no décimo ano do programa. O impacto tarifário para um consumidor residencial, com consumo médio mensal de 200 kWh, seria correspondente a 0,11 €/mês (0,33 R\$/mês) no primeiro ano do programa, atingindo um pico de 0,58 €/mês (1,74 R\$/mês) ao fim do décimo ano.

O custo para o primeiro ano do programa seria de € 39,15 milhões (R\$ 117,41 milhões), chegando a um pico de € 294,22 milhões (R\$ 882,65 milhões) no ano 10. A partir daí, esse custo anual declinaria até o último ano de pagamento.

Tabela 20: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 8%.

Brasil – Residencial - TIR 8%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
1	39.155.451	39.155.451	0,11	0,00054
2	75.866.004	115.021.454	0,20	0,00101
3	110.246.993	225.268.447	0,28	0,00142
4	142.407.906	367.676.353	0,35	0,00176
5	172.452.676	540.129.028	0,41	0,00205
6	200.479.958	740.608.987	0,46	0,00230
7	226.583.395	967.192.382	0,50	0,00250
8	250.851.862	1.218.044.244	0,53	0,00266
9	273.369.709	1.491.413.953	0,56	0,00279
10	294.216.983	1.785.630.936	0,58	0,00289
11	293.819.967	2.079.450.902	0,56	0,00278
12	293.420.986	2.372.871.888	0,53	0,00267
13	293.020.030	2.665.891.918	0,51	0,00257
14	292.617.089	2.958.509.008	0,49	0,00247
15	292.212.154	3.250.721.162	0,47	0,00237
16	291.805.215	3.542.526.376	0,46	0,00228
17	291.396.261	3.833.922.637	0,44	0,00219
18	290.985.282	4.124.907.919	0,42	0,00211
19	290.572.270	4.415.480.189	0,41	0,00203
20	290.157.213	4.705.637.401	0,39	0,00195
21	289.740.101	4.995.377.502	0,37	0,00187
22	289.320.925	5.284.698.427	0,36	0,00180
23	288.899.674	5.573.598.101	0,35	0,00173
24	288.476.337	5.862.074.438	0,33	0,00166
25	288.050.905	6.150.125.343	0,32	0,00160
26	249.453.323	6.399.578.666	0,27	0,00133
27	213.313.253	6.612.891.919	0,22	0,00109
28	179.515.525	6.792.407.444	0,18	0,00089
29	147.950.811	6.940.358.255	0,14	0,00070
30	118.515.344	7.058.873.599	0,11	0,00054
31	91.110.635	7.149.984.234	0,08	0,00040
32	65.643.210	7.215.627.445	0,06	0,00028
33	42.024.364	7.257.651.809	0,03	0,00017
34	20.169.918	7.277.821.727	0,02	0,00008
35	-	-	-	-
Custo Total		€ 7,28 Bilhões (R\$ 21,84 Bilhões)		

Uma TIR de 8%, embora mais atrativa ao investidor, já acarretaria num impacto relativamente maior na tarifa do consumidor. Esse valor seria 10% maior do que o impacto calculado pelo cenário A.

Cenário D:

O cenário D descreve um programa com uma TIR = 10%. Valor equivalente à TIR utilizada no PROINFA. A aplicação dessa taxa acarretaria nos seguintes impactos:

$$TP = 0,36 \text{ €/kWh (1,08 R\$/kWh)}$$

$$Custo_programa = \text{€ 46,6 milhões (R\$ 139,7 milhões)}$$

$$Acr\acute{e}scimo_tarifa = 0,00065 \text{ €/kWh (0,0019 R\$/kWh)}$$

A Figura 29 descreve a análise de investimento ao longo dos anos de duração do programa e o impacto tarifário para o cenário referente à simulação D.

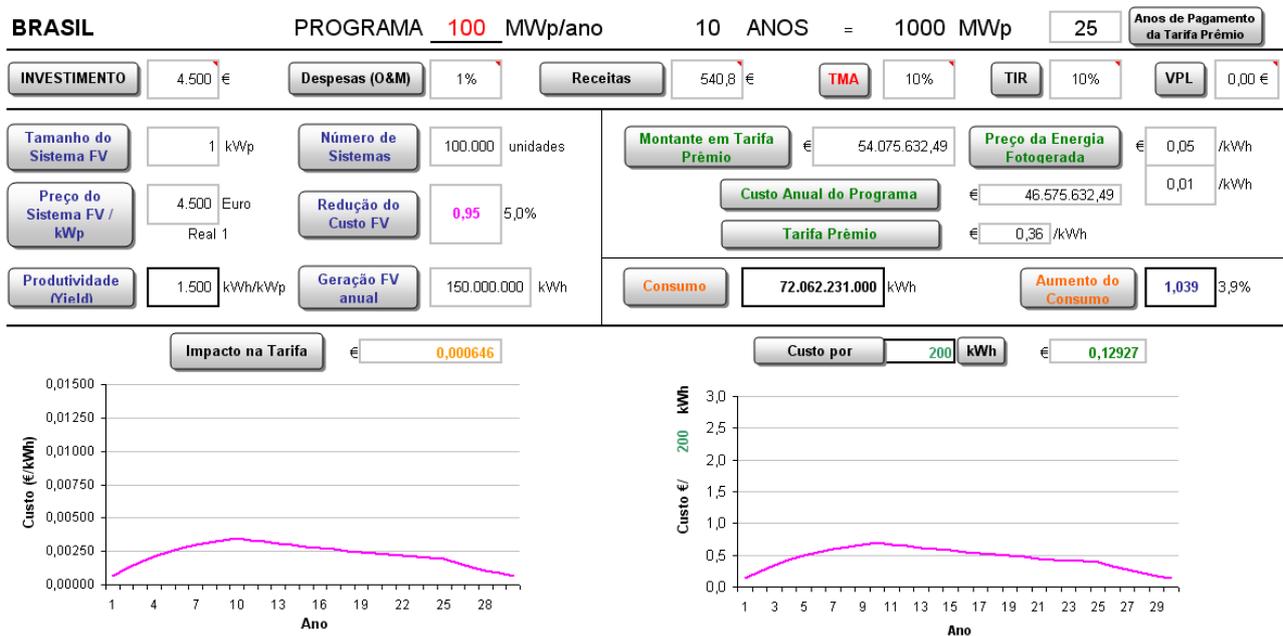


Figura 29: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 10 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 25 anos, considerando uma TIR de 10%.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 21, no primeiro ano do programa, o consumidor teria um impacto tarifário equivalente a € 0,00065 €/kWh (0,0019 R\$/kWh), atingindo o equivalente

a 0,0035 €/kWh (0,010 R\$/kWh) no décimo ano do programa. Esses valores teriam um impacto na fatura de um consumidor médio residencial (consumo mensal de 200 kWh) correspondente a 0,13 €/mês (0,39 R\$/mês) no primeiro ano do programa, atingindo um pico de 0,72 €/mês (2,16 R\$/mês) ao fim do período limite para instalação de novos sistemas (ano 10).

O custo anual desse programa, para o primeiro ano, seria € 46,57 milhões (R\$ 139,73 milhões), atingindo um limite de € 353,76 milhões no décimo ano (R\$ 1,06 bilhão). A partir daí, esse custo anual declinaria a cada ano, até o ano de pagamento equivalente a última entrada (ano 35).

Tabela 21: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 10%.

Brasil – Residencial - TIR 10%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
1	46.575.632	46.575.632	0,13	0,00065
2	90.335.358	136.910.991	0,24	0,00121
3	131.413.062	268.324.052	0,34	0,00169
4	169.935.853	438.259.906	0,42	0,00210
5	206.024.408	644.284.313	0,49	0,00245
6	239.793.286	884.077.599	0,55	0,00275
7	271.351.238	1.155.428.837	0,60	0,00299
8	300.801.495	1.456.230.332	0,64	0,00319
9	328.242.042	1.784.472.373	0,67	0,00335
10	353.765.881	2.138.238.254	0,70	0,00348
11	353.368.865	2.491.607.119	0,67	0,00334
12	352.969.884	2.844.577.003	0,64	0,00322
13	352.568.928	3.197.145.931	0,62	0,00309
14	352.165.987	3.549.311.918	0,59	0,00297
15	351.761.052	3.901.072.971	0,57	0,00286
16	351.354.113	4.252.427.083	0,55	0,00275
17	350.945.159	4.603.372.242	0,53	0,00264
18	350.534.180	4.953.906.422	0,51	0,00254
19	350.121.168	5.304.027.590	0,49	0,00244
20	349.706.111	5.653.733.701	0,47	0,00235
21	349.288.999	6.003.022.700	0,45	0,00226
22	348.869.823	6.351.892.523	0,43	0,00217
23	348.448.572	6.700.341.094	0,42	0,00208
24	348.025.235	7.048.366.330	0,40	0,00200

Continuação Tabela 21: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 10 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 25 anos e TIR de 10%.

Brasil – Residencial - TIR 10%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
25	347.599.803	7.395.966.133	0,39	0,00193
26	301.582.039	7.697.548.172	0,32	0,00161
27	258.392.797	7.955.940.969	0,27	0,00133
28	217.898.354	8.173.839.323	0,22	0,00108
29	179.971.762	8.353.811.084	0,17	0,00086
30	144.492.511	8.498.303.595	0,13	0,00066
31	111.346.206	8.609.649.801	0,10	0,00049
32	80.424.266	8.690.074.067	0,07	0,00034
33	51.623.629	8.741.697.696	0,04	0,00021
34	24.846.483	8.766.544.180	0,02	0,00010
35	-	-	-	-
Custo Total		€ 8,77 Bilhões (R\$ 26,31 Bilhões)		

Uma TIR de 10% seria mais atraente aos investidores, uma vez que a tarifa prêmio por kWh gerado de energia FV estaria valendo 0,36 €/kWh (1,08 R\$/kWh). Esse valor seria aproximadamente 157% maior do que o valor médio do kWh cobrado do setor residencial (0,14 €/kWh para o ano de 2008).

Cenário E:

Esse cenário descreve um programa de 20 anos de tempo de duração, com o pagamento das tarifas prêmio garantido por um período de 20 anos e uma TIR = 7%. O que difere esse cenário dos outros é o tempo de duração do programa e o tempo de pagamento das tarifas prêmio. Baseado nesse contexto, o programa teria os seguintes impactos:

$$TP = 0,31 \text{ €/kWh (0,93 R\$/kWh)}$$

$$Custo_programa = € 19.738.408,00 \text{ (R\$ 59.215.224,00)}$$

$$Acréscimo_tarifa = 0,00027 \text{ €/kWh (0,00081 R\$/kWh)}$$

A Figura 29 descreve a análise de investimento ao longo dos anos de duração do programa e o impacto tarifário para o cenário referente à simulação E.

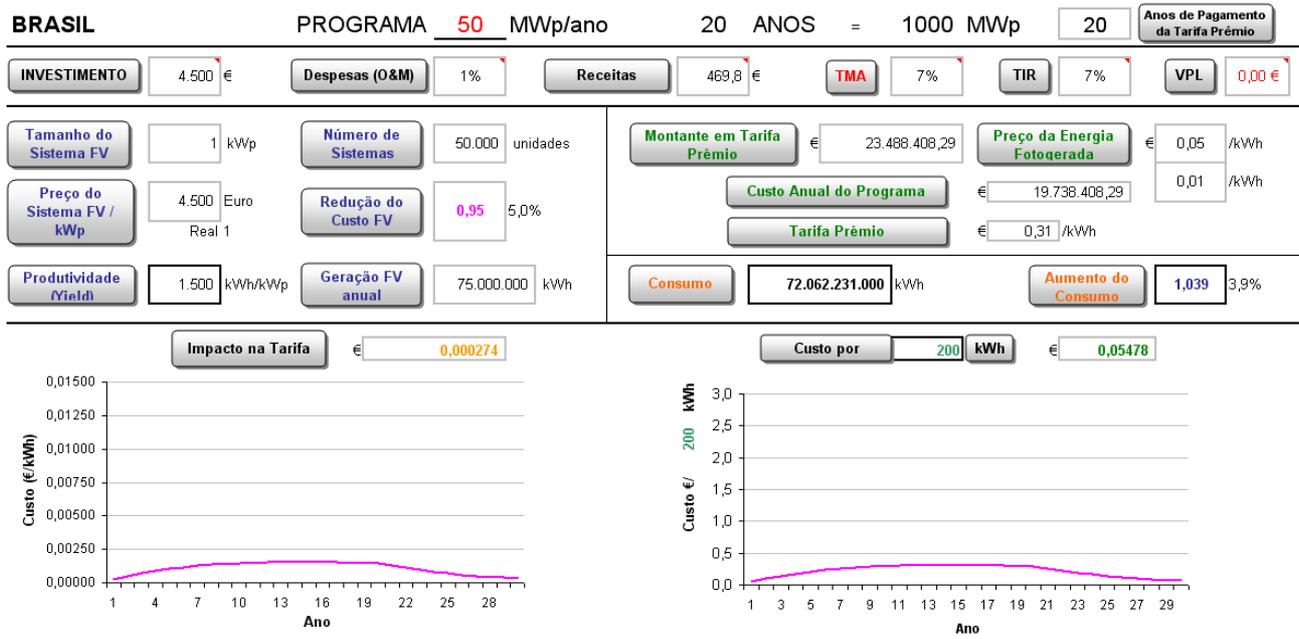


Figura 30: Simulação de um programa residencial de telhados solares no Brasil, com duração de 20 anos para novas instalações, e pagamento das tarifas prêmio garantidas por um período de 20 anos, considerando uma TIR de 7%.

O cenário E, mesmo considerando a mesma TIR aplicada no Cenário B, apresenta variações nos impactos. No cenário B, foi considerado um programa de 10 anos de tempo de duração (DP) com o pagamento das tarifas prêmio (TP) garantido por um período de 25 anos.

A partir do momento em que se aumenta o tempo de duração do programa (20 anos, no caso do Cenário E), o custo para o primeiro ano do programa passaria a ser menor, o equivalente a € 19,74 milhões (R\$ 59,21 milhões)(Tabela 22). Esse custo atingiria um limite no vigésimo ano do programa, equivalente a € 214,93 milhões (R\$ 644,80 milhões), uma vez que a potência anual limitada seria distribuída num numero maior de anos e, conseqüentemente, seria reduzida para 50 MW/ano. O acréscimo na tarifa do consumidor diminuiria, passando para 0,00027 €/kWh (0,00081 R\$/kWh), pois o montante anual arrecadado em tarifa prêmio seria menor. Por fim, a tarifa prêmio aumentaria, uma vez que foi reduzido o seu período de pagamento para 20 anos.

Esse cenário poderia ser atrativo para o investidor e para o usuário final, mas não seria interessante para dar fomento à tecnologia FV no Brasil, uma vez que seria instalada anualmente uma potência FV reduzida.

Tabela 22: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 20 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 20 anos e TIR de 7%.

Brasil – Residencial - TIR 7%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
1	19.738.408	19.738.408	0,05	0,00027
2	38.246.334	57.984.742	0,10	0,00051
3	55.581.845	113.566.587	0,14	0,00071
4	71.800.067	185.366.653	0,18	0,00089
5	86.953.329	272.319.982	0,21	0,00104
6	101.091.304	373.411.286	0,23	0,00116
7	114.261.139	487.672.425	0,25	0,00126
8	126.507.583	614.180.009	0,27	0,00134
9	137.873.107	752.053.116	0,28	0,00141
10	148.398.014	900.451.130	0,29	0,00146
11	158.120.551	1.058.571.681	0,30	0,00150
12	167.077.009	1.225.648.690	0,30	0,00152
13	175.301.820	1.400.950.510	0,31	0,00154
14	182.827.651	1.583.778.161	0,31	0,00154
15	189.685.492	1.773.463.653	0,31	0,00154
16	195.904.739	1.969.368.392	0,31	0,00153
17	201.513.269	2.170.881.661	0,30	0,00152
18	206.537.524	2.377.419.185	0,30	0,00150
19	211.002.575	2.588.421.760	0,29	0,00147
20	214.932.192	2.803.353.952	0,29	0,00144
21	195.155.190	2.998.509.142	0,25	0,00126
22	176.612.371	3.175.121.513	0,22	0,00110
23	159.245.726	3.334.367.239	0,19	0,00095
24	143.000.186	3.477.367.424	0,16	0,00082
25	127.823.481	3.605.190.905	0,14	0,00071
26	113.665.997	3.718.856.902	0,12	0,00061
27	100.480.648	3.819.337.550	0,10	0,00052
28	88.222.745	3.907.560.295	0,09	0,00044
29	76.849.878	3.984.410.173	0,07	0,00037
30	66.321.807	4.050.731.980	0,06	0,00030
31	56.600.347	4.107.332.327	0,05	0,00025
32	47.649.272	4.154.981.600	0,04	0,00020
33	39.434.213	4.194.415.812	0,03	0,00016
34	31.922.567	4.226.338.379	0,025	0,00013
35	25.083.411	4.251.421.791	0,019	0,00009
36	18.887.418	4.270.309.208	0,014	0,00007

Continuação Tabela 22: Custo de um programa residencial de telhados solares no Brasil e impacto tarifário para usuário final de energia elétrica do setor residencial, exclusive baixa renda. Duração do programa: 20 anos; pagamento das tarifas prêmio garantidas por 20 anos e TIR de 7%.

Brasil – Residencial - TIR 7%				
Ano	Custo (€)		€/200 kWh/mês	€/kWh
	Anual	Acumulado	Impacto na Tarifa	Impacto por kWh consumido
37	13.306.774	4.283.615.982	0,009	0,00005
38	8.315.108	4.291.931.090	0,006	0,00003
39	3.887.417	4.295.818.507	0,003	0,00001
40	-	-	-	-
Custo Total		€ 4,23 Bilhões (R\$ 12,69 Bilhões)		

A partir do momento em que se limita um tempo menor para que a potência total do programa seja instalada, estimula-se uma produção em escala num menor período e conseqüentemente faz-se com que o mercado se desenvolva de forma mais acelerada. Além do fato de que a contribuição anual da geração de energia solar FV seria relativamente menor. A Tabela 23 apresenta um resumo dos cenários, onde são apresentados os valores acima calculados.

Através desses dados, é possível constatar que quanto maior a TIR e menor o período de pagamento da tarifa prêmio, mais atrativo ele será ao investidor. Nesse caso, as tarifas prêmio são elevadas e o acréscimo na tarifa do usuário final também.

Quanto maior for o tempo de duração do programa, ou seja, o período limite para a instalação da potência FV, menor será o custo anual do programa e menor será o impacto na tarifa do usuário final. Por outro lado, menor será também a contribuição da energia FV gerada no suprimento da demanda energética anual. A tarifa prêmio vai variar conforme o período de pagamento determinado e TIR aplicada.

Tabela 23: Resumo da análise econômica para as simulações de um programa de telhados solares no Brasil, equivalente ao primeiro ano e ao último ano do programa.

	Variáveis	<i>CustoSistema_total</i> em milhões de €/ano (milhões de R\$)	<i>TP</i> em €/kWh (R\$/kWh)	E_{FV} (Ano 1) em GWh/ano	<i>Custo_programa</i> (Ano 1) em milhões de €/ano (milhões de R\$)	<i>Custo_programa</i> (Ano 10) em milhões de €/ano (milhões de R\$)	<i>Acréscimo_tarifa</i> (Ano 1) em €/kWh/mês (R\$/kWh /mês)	<i>Acréscimo_tarifa</i> (Ano 10) em €/kWh/mês (R\$/kWh /mês)
A	TIR=6% DP=10 anos TTP=25 anos	450 (1.350)	0,26 (0,78)	150	32,20 (96,6)	238,41 (715,24)	0,00045 (0,0013)	0,0023 (0,0069)
B	TIR=7% DP=10 anos TTP=25 anos		0,29 (0,87)		35,61 (106,84)	265,80 (797,40)	0,00049 (0,0015)	0,0026 (0,0078)
C	TIR=8% DP=10 anos TTP=25 anos		0,31 (0,93)		39,15 (117,41)	294,22 (882,65)	0,00054 (0,0016)	0,0029 (0,0087)
D	TIR=10% DP=10 anos TTP=25 anos		0,36 (1,08)		46,57 (139,73)	353,76 (1.061,30)	0,00065 (0,0019)	0,0035 (0,010)
E	TIR=7% DP=20 anos TTP=20 anos	225 (675)	0,31 (0,93)	75	19,74 (59,21)	214,93 (644,80)	0,00027 (0,00081)	0,0015 (0,0045)

Onde,

TIR = Taxa Interna de Retorno;

DP= Tempo de duração do programa de incentivo;

TTP = Tempo de duração do pagamento das tarifas prêmio;

CustoSistema_total = Investimento total anual nos sistema FV;

TP= Tarifa prêmio, ou seja, o preço do kWh gerado;

E_{FV} = Quantidade de energia FV gerada pelo sistema;

Custo_programa = Custo anual do programa;

Acréscimo_tarifa = Impacto na tarifa do consumidor residencial, exclusive os consumidores de baixa renda.

Obs.: Foram adotados como valores fixos, para a base de cálculo: custo do sistema FV = 4.500 €/kWp instalado; despesas anuais de operação, manutenção e reposição (OM&R) do sistema (1% do custo total do sistema por ano); redução anual do custo da tecnologia FV de 5%; degradação anual do rendimento do gerador de 0,5%; crescimento anual no consumo energético residencial de 3,9% e um yield médio para o Brasil de 1500 kWh/kWp.

A Tabela 24 faz uma comparação dos cenários descritos para o Brasil, com o caso real da Alemanha. Embora a potência proposta nos cenários brasileiros seja bem menor do que a potência instalada na Alemanha, o Brasil em todos os cenários teria uma tarifa prêmio à energia FV semelhante à aplicada pelo governo alemão e um impacto tarifário, que na pior hipótese, seria 55 % menor.

Tabela 24: Análise comparativa das tarifas prêmio e dos impactos tarifários entre os cenários propostos para o Brasil e o caso real da Alemanha (no ano de 2007).

Cenários para o Brasil (Ano1)					
Variáveis	A	B	C	D	E
	TIR=6% DP=10 anos TTP=25 anos	TIR=7% DP=10 anos TTP=25 anos	TIR=8% DP=10 anos TTP=25 anos	TIR=10% DP=10 anos TTP=25 anos	TIR=7% DP=20 anos TTP=20 anos
<i>TP</i> (€/kWh)	0,26	0,29	0,31	0,36	0,31
<i>Acréscimo _ tarifa</i> (Ano 1) (€/kWh/mês)	0,00045	0,00049	0,00054	0,00065	0,00027

Variáveis	Caso real da Alemanha (Ano 2007)
<i>TP</i> (€/kWh)	0,32-0,43
<i>Acréscimo _ tarifa</i> (Ano 1) (€/kWh/mês)	0,0010

Fonte: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2008.

Os valores de tarifa prêmio descritos na tabela acima, correspondem aos valores pagos por kWh FV, durante um período de 25 anos, para os investidores que instalarem seus sistemas FV no Ano 1. Os investidores que instalarem seus sistemas FV no Ano 2, receberam uma tarifa prêmio 5% menor do que a do Ano 1 e assim sucessivamente.

As tarifas prêmio no caso real da Alemanha correspondem ao valor pago por kWh FV para os investidores que instalaram seus sistemas no ano de 2007.

4.4 Análise de paridade tarifária para a tecnologia fotovoltaica no Brasil

Para cada cenário, foram desenvolvidos alguns estudos de paridade tarifária, onde foi possível identificar o momento e as regiões em que o preço da energia FV (tarifa prêmio/kWh) seria

equivalente ao preço da energia convencional (tarifa/kWh) para o setor residencial do Brasil. Foram apresentados estudos de paridade para o ano de 2015 (1), que seria o ano onde começaria a aparecer a paridade tarifária em algumas regiões do Brasil e para o ano de 2020 (2), que seria o ano equivalente ao término de um programa de incentivo, com início em 2010. Esses estudos utilizaram a TIR aplicada em cada cenário (A: 6%, B: 7% e C: 8%) e variações anuais de reajuste tarifário para o setor residencial (Acr) de 1%, 2% e de 4%. As variações de reajuste tarifário apresentadas nos mapas de paridade foram as que geraram os melhores resultados, ou seja, aquelas em que a paridade tarifária começaria a acontecer em alguns estados no ano em questão.

De acordo com os dados da Tabela 25, o resultado dos cenários foi relacionado com as características sociais, econômicas e energéticas dos estados que atingiriam a paridade tarifária, no ano em questão.

Tabela 25: Indicadores energéticos, econômicos e sociais para cada região do Brasil, no ano de 2008.

Fonte: IBGE, 2008; BEN, 2008; ANEEL, 2008; Atlas Brasileira de Energia Solar, 2006.

	Consumo Residencial (GWh/ano)	População (mil)	PIB/capita (R\$/ano)	Yield (kWh/kWp/ano)	Tarifa média residencial com imposto hipotético* de 30% (R\$/kWh)
NORTE	4.685	15.080	7.247	1435	0,39
Rondônia	586	1.567	8.408	1408	0,46
Acre	234	664	6.692	1413	0,44
Amazonas	1.083	3.351	10.320	1381	0,36
Roraima	198	405	8.123	1436	0,34
Pará	1.907	7.136	5.617	1462	0,39
Amapá	287	619	7.344	1430	0,26
Tocantins	390	1.337	6.952	1514	0,52
NORDESTE	14.843	51.713	5.498	1480	0,42
Maranhão	1.369	6.199	4.150	1444	0,46
Piauí	717	3.041	3.700	1547	0,44
Ceará	2.343	8.238	5.054	1522	0,46
Rio Grande do Norte	1.138	3.051	5.948	1477	0,36
Paraíba	977	3.628	4.690	1460	0,44
Pernambuco	3.056	8.518	5.931	1520	0,41
Alagoas	750	3.057	4.687	1441	0,41
Sergipe	597	2.007	6.821	1468	0,39
Bahia	3.897	13.974	6.583	1437	0,44

Continuação Tabela 25: Indicadores energéticos, econômicos e sociais para cada região do Brasil, no ano de 2008.

Fonte: IBGE, 2008; BEN, 2008; ANEEL, 2008; Atlas Brasileira de Energia Solar, 2006.

	Consumo Residencial (GWh/ano)	População (mil)	PIB/capita (R\$/ano)	Yield (kWh/kWp/ano)	Tarifa média residencial com imposto hipotético de 30% (R\$/kWh)*
SUDESTE	49.522	79.753	15.468	1420	0,45
Minas Gerais	7.376	19.522	10.012	1413	0,52
Espírito Santo	1.594	3.474	13.846	1473	0,41
Rio de Janeiro	10.867	15.593	16.052	1429	0,49
São Paulo	29.685	41.164	17.977	1363	0,36
SUL	14.984	27.368	13.208	1337	0,39
Paraná	5.192	10.410	12.339	1333	0,36
Santa Catarina	3.801	5.974	14.539	1301	0,41
Rio Grande do Sul	5.991	10.984	13.310	1378	0,39
CENTRO OESTE	6.848	13.313	14.604	1539	0,41
Mato Grosso do Sul	1.022	2.304	9.557	1546	0,52
Mato Grosso	1.413	2.866	13.365	1516	0,39
Goiás	2.688	5.750	8.992	1558	0,39
Distrito Federal	1.724	2.393	34.510	1534	0,34

* Uma vez que os valores referentes às tarifas de energia para o setor residencial em cada estado, fornecidos pela ANEEL, eram valores sem considerar os tributos e encargos e baseado no fato de que estes correspondem a aproximadamente 35% da fatura de energia elétrica, foi atribuído um percentual hipotético de 30% sobre o valor das tarifas fornecidas pela ANEEL, a fim de computar esses encargos na tarifa energética do setor residencial.

A Figura 31, leva em consideração uma TIR de 6%, valor considerado equivalente às taxas típicas de retorno aplicadas para investimentos em caderneta de poupança no Brasil, e um acréscimo anual na tarifa convencional de energia elétrica para o setor residencial de 2%, valor abaixo da média encontrada nos últimos anos. De acordo com essas condições, a paridade tarifária no Brasil seria atingida em três estados brasileiros (áreas hachuradas), incluindo Minas Gerais, o estado com a mais elevada tarifa de energia elétrica para o setor residencial e que está localizado na região Sudeste do Brasil, com bons índices de irradiação solar. A região Sudeste é responsável por cerca de 54,6% do consumo total residencial de energia elétrica (BEN, 2007) e apresenta o maior PIB per capita nacional. A energia FV nessas regiões teria um preço

equivalente a 0,19 €/kWh. Caso fosse utilizado um percentual anual de acréscimo na tarifa convencional do setor residencial de 1%, a paridade tarifária só começaria a ser atingida no ano 2017, em quatro estados Brasileiros: Ceará, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Mato Grosso do Sul.

A partir do momento em que se considera o mesmo percentual de TIR utilizado na Figura 31, mas um acréscimo anual para a tarifa convencional de 4%, o cenário da Figura 32 mostra que um maior número de estados atingiria a paridade tarifária no mesmo ano em questão (2015). Nesse cenário, a paridade seria atingida em oito estados, incluindo as capitais mais ensolaradas da região Nordeste do Brasil e os estados mais populosos do Sudeste (MG e RJ). A energia FV nessas regiões teria um preço variando de 0,19 €/kWh a 0,20 €/kWh.

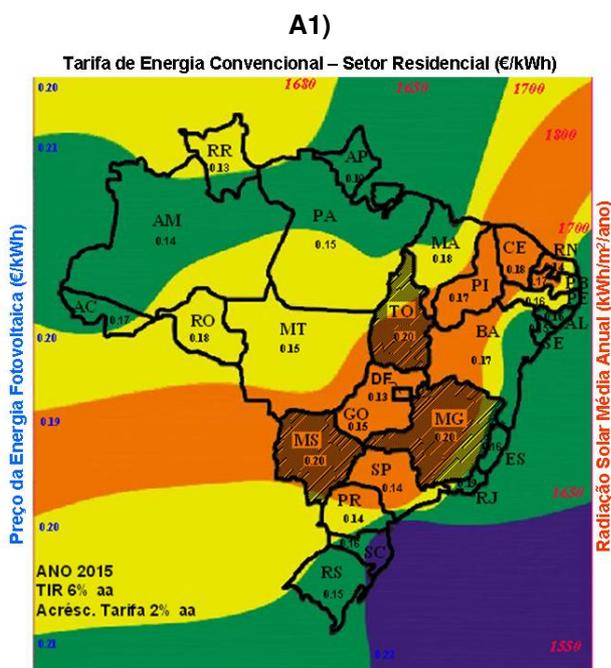


Figura 31: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2015, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%. Paridade tarifária atingida em três estados do Brasil. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

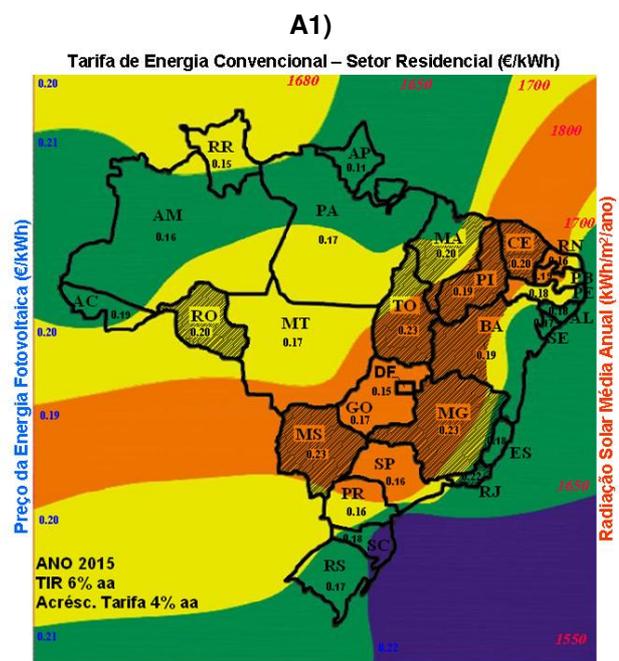


Figura 32: Estados do Brasil que atingiriam L no ano de 2015, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%. Paridade tarifária atingida em oito estados do Brasil e parte da BA. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

Quando se analisa a mesmas variável de TIR (6%) adotada no grupo A1 e acréscimos anuais na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%, 2% e 4%), mas fazendo a análise de paridade para o ano de 2020 (cenários do grupo A2), observa-se que a paridade tarifária aconteceria num número maior de estados brasileiros.

A Figura 33 considera uma TIR de 6% e um acréscimo na tarifa de 1% ano. Nessas condições, a paridade tarifária estaria acontecendo em onze estados brasileiros, no ano de 2020. Entre esses estados encontram-se Minas Gerais e Rio de Janeiro, regiões com uma grande densidade

populacional e consumo energético. A partir do momento em que se considera um acréscimo anual na tarifa convencional do setor residencial de 2% (Figura 34), a paridade tarifária no ano de 2020 aconteceria em dezoito estados do Brasil e parte dos estados da PA, PR, SC e RN. As regiões do Brasil onde estão concentrados os maiores consumos de energia elétrica, maiores PIB e maiores populações, já teriam o preço da energia FV equivalente ao preço da energia convencional. A energia FV para o ano em questão estaria valendo entre 0,16 e 0,19 €/kWh, dependendo da área de irradiação solar, enquanto que a energia convencional estaria custando para o usuário final residencial entre 0,14 e 0,22 €/kWh, dependendo do estado em questão.

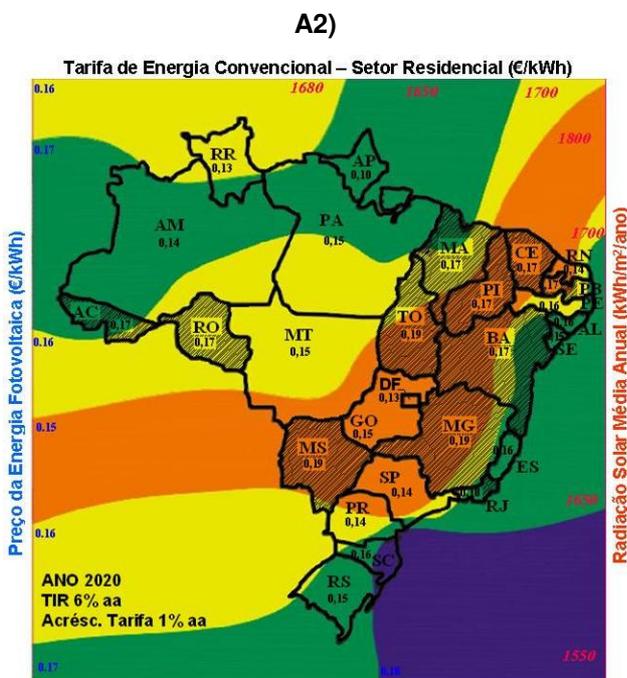


Figura 33: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%. Paridade tarifária atingida em onze estados do Brasil. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

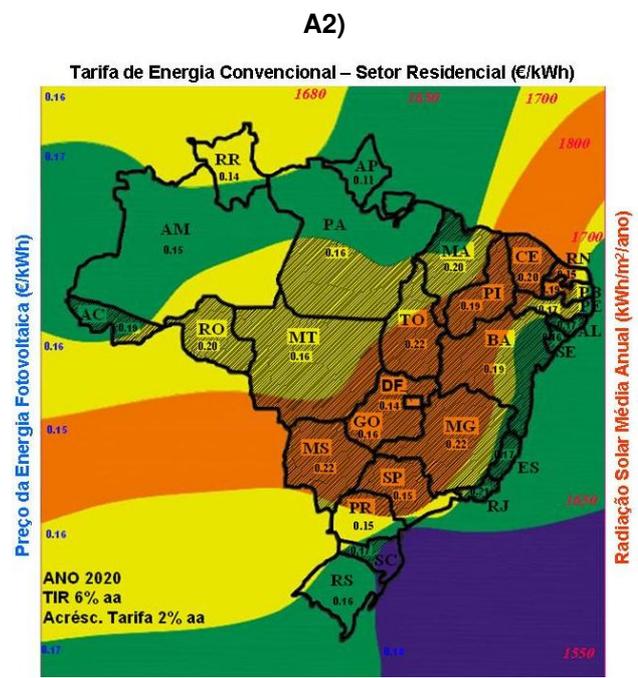


Figura 34: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%. Paridade tarifária atingida em dezoito estados do Brasil e parte dos estados da PA, PR, SC e RN. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

A Figura 35 considera uma TIR de 6% e um acréscimo na tarifa de 4% ano. Neste cenário, praticamente todas as regiões do Brasil, já teriam o preço da energia FV equivalente ao preço da energia convencional, com exceção do estado do AP, que possui a tarifa de energia elétrica mais baixa do Brasil.

A2)

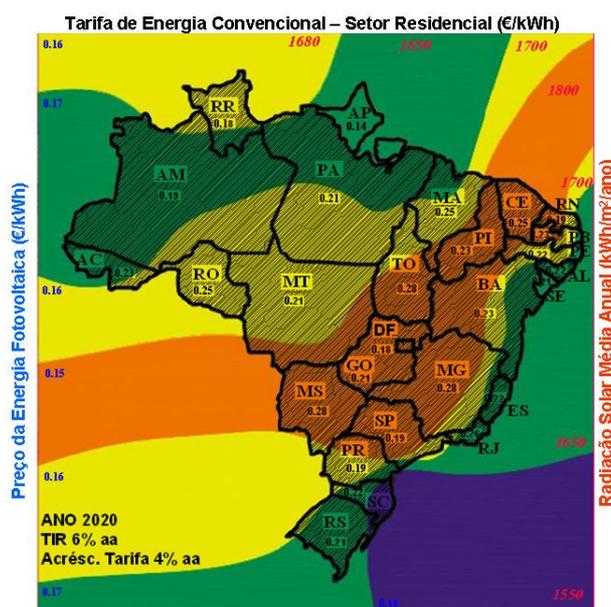


Figura 35: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 6% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%. Paridade tarifária atingida em praticamente todos os estados do Brasil, com exceção do AP. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

Portanto, os cenários apresentados sob as condições variáveis do grupo A (TIR=6% e acréscimo na tarifa de energia elétrica do setor residencial: 1%, 2% e 4%) mostram que entre 2015 e 2020, o Brasil atingiria paridade tarifária entre a energia FV e a energia convencional em praticamente todas as regiões. A paridade começaria a ser atingida em 2015, considerando que as tarifas de energia do setor residencial tivessem um acréscimo anual mínimo de 2%. Um acréscimo anual na tarifa residencial entre 1% e 4% seria um acréscimo condizente com a realidade brasileira.

Quando se analisa os cenários do grupo B, que considera uma TIR um pouco mais razoável ao investidor, em torno de 7%, e um acréscimo anual na tarifa convencional de 1%, 2% e 4% a paridade tarifária aconteceria um pouco mais tarde do que o cenário do grupo A.

No grupo B1, que analisa a paridade tarifária para o ano de 2015, não foram apresentados mapas com os percentuais anuais de acréscimo na tarifa de energia para o setor residencial de 1% e de 2%, pois considerando uma TIR de 7%, a paridade para o ano de 2015 ainda não seria atingida no Brasil.

A Figura 36 mostra que com uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa residencial de 4%, em 2015 um número menor de estados brasileiros atingiria a paridade tarifária. Isso ocorre, porque a TIR ao investidor é maior, o que torna o preço da energia FV mais caro. Sob este cenário, quatro estados brasileiros atingiriam paridade no ano de 2015, entre eles estão estados

populosos da região Sudeste com Rio de Janeiro e Minas Gerais e os estados com as mais elevadas tarifas de energia elétrica para o setor residencial, Tocantins e Mato Grosso do Sul. A energia FV nessas regiões teria um preço equivalente a 0,21 €/kWh.

B1)

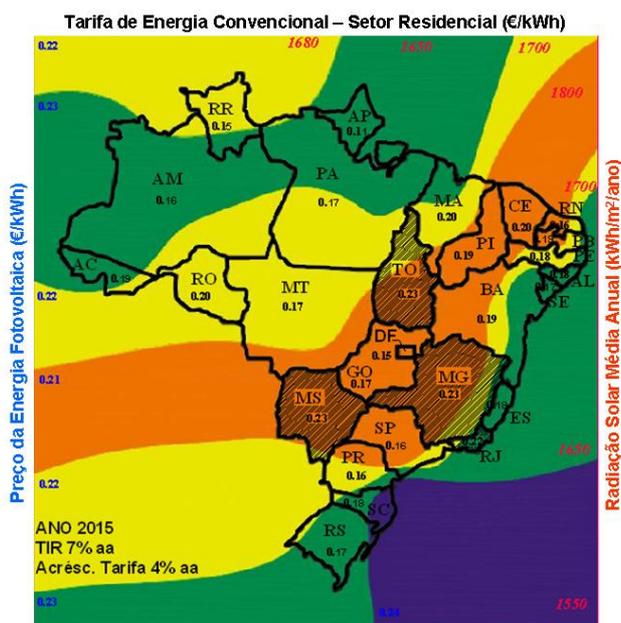


Figura 36: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2015, considerando uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%. Paridade tarifária atingida em quatro estados do Brasil. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

A partir do momento em que se considera um crescimento anual na tarifa de energia convencional de 6% (percentual atualmente fora da realidade brasileira), esse cenário se tornaria um pouco mais interessante no que diz respeito ao número de estados que atingiria paridade tarifária (Ver mapas nos Anexos, para acréscimos nas tarifas de energia convencional maiores do que 4%).

Os cenários do Grupo B2, representado pelas Figuras 37, 38 e 39, que analisa a paridade tarifária para o ano de 2020, sob a mesma condição de TIR = 7% do grupo B1 e acréscimos na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%, 2% e 4%), mostra que a paridade aconteceria em um maior número de estados, quando comparado com os cenários do Grupo B1, sob as mesmas condições.

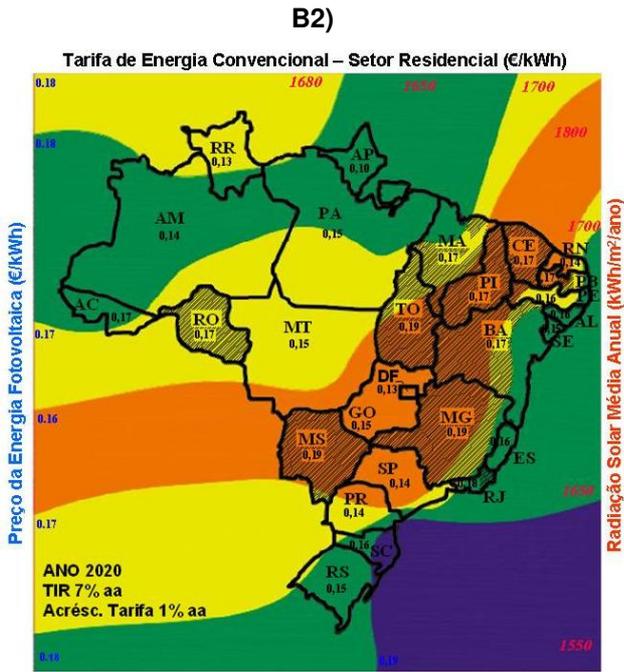


Figura 37: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%. Paridade tarifária atingida em oito estados do Brasil e parte dos estados do MA e da BA. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

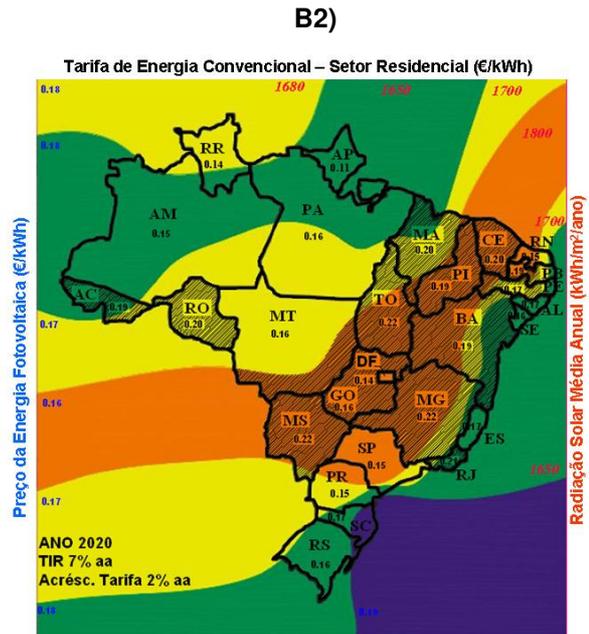


Figura 38: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%. Paridade tarifária atingida em quatorze estados do Brasil e parte do estado do MT. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

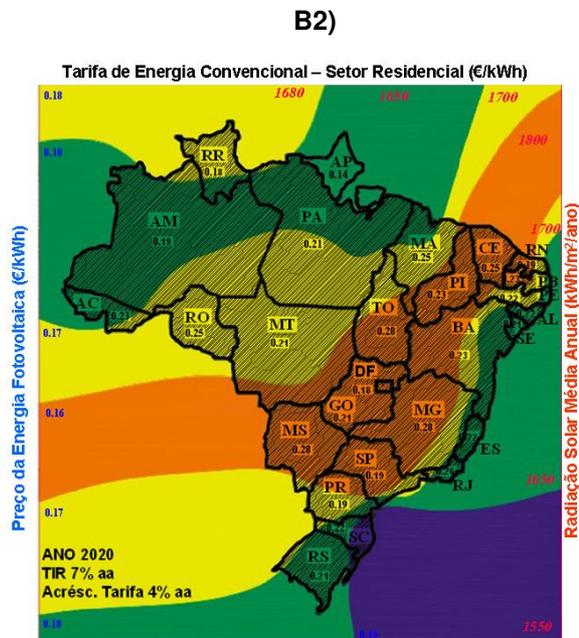


Figura 39: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 7% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%. Paridade tarifária atingida em praticamente todos os estados do Brasil, com exceção do AP. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

Os cenários do Grupo B mostraram que quando se utiliza uma TIR de 7%, a paridade tarifária para a energia FV no Brasil aconteceria a partir do ano de 2015, caso o acréscimo anual nas tarifas residenciais de energia fossem de no mínimo 4%. Para o ano de 2020, a paridade aconteceria num grande número de estados brasileiro, já considerando um acréscimo anual mínimo de 1%.

Os cenários do Grupo C mostram o impacto quando se utiliza uma TIR de 8%, um pouco mais elevada do que a dos outros cenários. Considerando uma TIR de 8%, o Brasil só começaria a apresentar paridade tarifária em seus estados no ano de 2015, caso o acréscimo anual nas tarifas convencionais de energia elétrica do setor residencial fossem de no mínimo 6%, o que não condiz com a realidade brasileira atual. Portanto, no Grupo C, foi analisada a paridade tarifária apenas para o ano de 2020. Nesse ano, a paridade tarifária já começaria a ser atingida, caso o acréscimo na tarifa de energia elétrica do setor residencial fosse de no mínimo 1 % (Figura 40) e caso esse acréscimo fosse de 4% (Figura 42), a paridade tarifária seria atingida em praticamente todos os estado do Brasil.

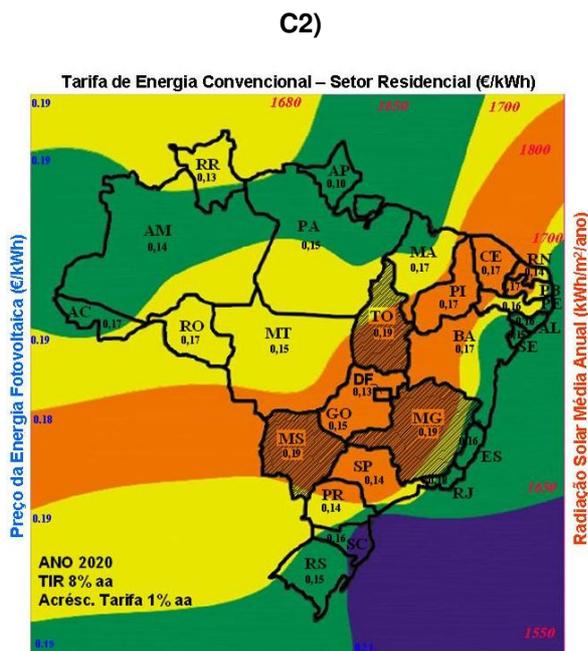


Figura 40: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 8 % e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 1%. Paridade tarifária atingida em três estados do Brasil. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

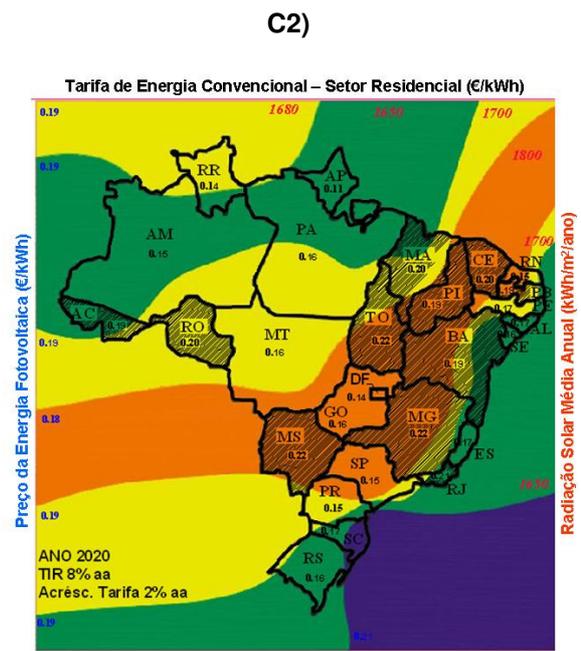


Figura 41: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 8 % e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 2%. Paridade tarifária atingida em onze estados do Brasil. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

C2)

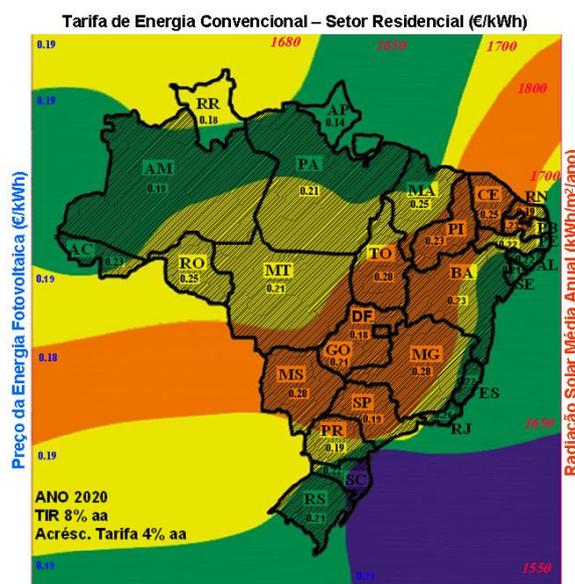


Figura 42: Estados do Brasil que atingiriam paridade tarifária no ano de 2020, considerando uma TIR de 8% e um acréscimo anual na tarifa de energia elétrica do setor residencial de 4%. Paridade tarifária atingida em praticamente todos os estados brasileiros, com exceção de RR e AP. (Dados de partida: custo do kWp instalado = 4.500 €; redução anual dos custos = 5%).

Os cenários do Grupo C mostram que a partir do momento em que se considera uma TIR mais elevada (8%), a paridade tarifária aconteceria em alguns estados brasileiros, a partir do ano de 2015 (C1), caso os percentuais anuais de reajuste tarifário da tarifa convencional de energia fossem um pouco mais elevados (6 e 8%). Já a análise para o ano de 2020 (C2), mostrou que a partir de um reajuste tarifário anual de 1%, o Brasil já começaria a atingir a paridade tarifária em algumas regiões, podendo atingir paridade total caso o acréscimo anual nas tarifas de energia do setor residencial atinjam 4%.

Portanto, de acordo com os cenários, pode se concluir que quanto mais elevada for a TIR adotada por um programa, mais atrativo será para o investidor, mais alto será o preço da energia FV e mais tardiamente será atingida a paridade tarifária.

Na pior das hipóteses (Fig. 40), ou seja, uma TIR mais elevada (8%) e um pequeno acréscimo na tarifa residencial (1%) a paridade tarifária para a tecnologia solar FV começaria a ser atingida nas capitais mais ensolaradas do Brasil, no ano de 2020.

A paridade tarifária acontecerá por si própria, na próxima década, independente da existência de um mecanismo de incentivo. A questão é que quanto antes o país investir nessa tecnologia e criar mecanismos claros e eficazes para a sua disseminação, mais cedo ele se desenvolverá tanto nas áreas econômica e social – através da criação de uma indústria local, da capacitação de

profissionais e da geração de novos postos de trabalho – quanto na energética, através da diversificação da sua matriz.

O preço da energia FV para todas as regiões do Brasil, a partir do ano de 2008 até o ano de 2020, considerando diferentes cenários, estão apresentados em forma de tabelas, nos anexos. Cada tabela representa um cenário, onde foram considerados 5 valores distintos para a TIR: 6%, 7%, 8%, 9% e 10%.

A tarifa de energia elétrica para o setor residencial também é apresentada na forma de tabelas a partir de 2008 até o ano de 2020. São apresentadas tabelas que consideram diferentes percentuais de reajuste tarifário anual. Cada tabela corresponde a um percentual. Esses valores variaram de 1% até 6%.

5 ANÁLISE E RECOMENDAÇÕES PARA A INSERÇÃO DAS FRE NO BRASIL

- 5.1 Falhas de alguns programas de incentivo brasileiros às fontes renováveis de energia.....135
- 5.2 Principais barreiras que freiam a inserção da energia solar fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional em larga escala e algumas alternativas frente às barreiras encontradas.....136
- 5.3 Desafios e argumentos técnicos e econômicos que inibem a integração da energia solar fotovoltaica no SIN e medidas técnicas e políticas para solucionar alguns dos desafios identificados.....139

5.1 Falhas de alguns programas de incentivo brasileiros às fontes renováveis de energia

Esse item descreve alguns programas de incentivo adotados pelo Brasil, com o objetivo de promover as FRE e analisa algumas falhas que podem ter comprometido eficiência de cada um.

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), criado em 1994, foi coordenado pelo Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético (DNDE), do Ministério de Minas e Energia. O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) foi responsável pela parte técnica do programa, compreendendo as especificações técnicas, avaliações de projetos, treinamento técnico de pessoal e análises de desempenho.

O objetivo do PRODEEM foi promover o suprimento de energia às comunidades rurais de baixa renda, localizadas distantes da rede elétrica convencional, sendo priorizada a eletrificação através dos sistemas solares FV. Nessas regiões, o consumo energético é relativamente baixo e o custo da extensão de redes de transmissão e distribuição é considerado alto, principalmente em função das grandes distâncias.

Algumas falhas do PRODEEM foram apontadas como fundamentais segundo Ruiz *et al.* (2007):

- A tecnologia FV prevaleceu, considerando que a tecnologia eólica e PCH foram excluídas;
- De acordo com a Instituição de Controle Brasileira, que auditou o programa, 46% dos sistemas instalados foram desencaminhados e 36% foram instalados corretamente, mas pararam de operar muito precocemente (VARDESIO, 2003);
- A execução do PRODEEM foi baseada em equipamentos importados, o que desencorajou a indústria doméstica;
- O número de pessoas beneficiadas, inicialmente proposto, não foi atingido.

O PRODEEM instalou por volta de 5.700 sistemas FV domiciliares (SFD) em áreas não atendidas pelo SIN, nas Regiões Norte e Nordeste do país. Os SFD eram comprados pelo governo federal e fornecidos sem custo para os usuários finais, através das agências estaduais e locais de energia (energia.iee.usp.br). No entanto, a maioria desses SFD não recebia acompanhamento adequado e não operavam de maneira correta, devido a problemas técnicos e de gestão, e também ao fato de serem fornecidos de graça. Isso gerou uma “má fama” para a tecnologia FV junto ao governo federal e ao Operador da Rede de Transmissão.

Com relação ao PROINFA, uma das grandes barreiras que comprometeu o sucesso do programa foram os baixos preços dos Valores Econômicos, instituídos pela ANEEL, para a compra da energia gerada pelas fontes renováveis contempladas. Os contratos da potência instalada total de 3.300 MW foram igualmente distribuídos entre as três fontes (biomassa, PCH e eólica), o que foi significativamente menor do que o potencial das fontes. No caso da energia eólica, por exemplo, as propostas apresentadas foram aproximadamente três vezes maiores do que o limite de

1.100MW concedido (DUTRA e SZKLO, 2008). A energia produzida por biomassa foi a única que não conseguiu atingir o limite de potência, ficando com 327 MW. Isso ocorreu principalmente pelo baixo valor pago à energia. Dos 51 projetos eólicos que participam da primeira fase do PROINFA, apenas um esteve apto a operar em 2006. Atualmente, existem aproximadamente 15 usinas em operação, totalizando aproximadamente 240 MW (CRESESB, 2008).

As seguintes dificuldades do setor eólico foram apontadas para a conclusão desta primeira fase:

- Falta de recursos financeiros por parte dos investidores. A definição dos PIE restringiu a participação das concessionárias no programa;
- A capacidade de produção de turbinas a serem instaladas com o percentual de nacionalização exigido pelo programa não supriu as expectativas e estas não puderam suprir a demanda do PROINFA;
- As dificuldades enfrentadas na primeira fase do programa criaram uma incerteza com relação ao sucesso da segunda fase.

Essas dificuldades da primeira fase do PROINFA não dependeram apenas das barreiras do próprio programa, mas também na sua adaptação à reestruturação imposta pelo Novo Modelo do Setor Elétrico.

5.2 Principais barreiras que freiam a inserção da energia solar fotovoltaica no Sistema Interligado Nacional em larga escala e algumas alternativas frente às barreiras encontradas

O setor elétrico brasileiro esteve por muitos anos com investimentos insuficientes, planejamento inadequado e marco regulatório instável, tendo em vista as suas principais características: *i)* estar vinculado à grande economia de escala; *ii)* ser intensivo em capital; *iii)* ter longo prazo de maturação dos investimentos; *iv)* demandar especificidades tecnológicas para as diversas fontes, e *v)* ser rígido na localização dos potenciais.

Com base nas dificuldades citadas e na análise panorâmica do Setor Energético Nacional, algumas barreiras específicas para a inserção da energia solar FV no SIN podem ser destacadas:

- O Brasil, não apresenta os mesmos problemas ambientais associados a uma geração de energia baseada em combustíveis fósseis, como na maioria dos países desenvolvidos. Por esse motivo, não existe um *lobby* relevante para o investimento, relativamente superior, para a utilização dessa tecnologia, uma vez que os custos envolvidos no processo de geração convencional são menores;

- Atualmente, no Brasil, não existe nenhum mecanismo que quantifique os custos das externalidades associadas à geração de energia convencional. A partir do momento em que for agregado ao seu custo final o custo dessas externalidades, a energia solar FV, que hoje ainda é vista como cara estará mais próxima de atingir a competitividade;
- O sistema de governo brasileiro, com relação à produção de energia e ao seu uso, é centralizado. Os estados e municipalidades não têm autonomia para legislar nas políticas relacionadas ao setor energético. Portanto, qualquer decisão é sempre tomada pelos órgãos do governo federal, o que se torna uma forte barreira, uma vez que existe uma grande rotatividade com relação aos cargos envolvidos e uma dificuldade de acesso aos agentes do primeiro escalão, que desconhecem as vantagens da utilização da tecnologia;
- Em comparação com a maioria dos países desenvolvidos, a economia brasileira ainda é bastante instável. As baixas taxas de juros, o pequeno aumento dos preços em geral, assim como o baixo risco de investimento existente nos países desenvolvidos são contrastados com as instáveis taxas de juros aplicadas no Brasil. Assim, a instabilidade da economia brasileira é uma das grandes barreiras para a inserção da energia solar FV no SIN, uma vez que não encoraja investimentos e nem garante uma segurança;
- O setor elétrico brasileiro vem ao longo dos anos sofrendo com os efeitos da inexistência de um mecanismo regulatório claro, consistente e duradouro, que reduza as incertezas, que são consideradas uma das maiores barreiras aos novos investimentos no setor das FRE. Os agentes do setor elétrico, principalmente os investidores privados, têm grande aversão às freqüentes alterações, tanto regulatórias e econômicas quanto de agentes envolvidos. Essas mudanças se tornam mais preocupantes quando acontecem em um contexto no qual os investimentos são expressivos e o retorno é a longo prazo. Esse fator gera incertezas e faz com que os investidores não se sintam seguros para investirem numa tecnologia que não está madura nem bem suportada por leis;
- As falhas e o insucesso oriundos de alguns programas brasileiros para promover as FRE fazem com que haja um maior obstáculo da parte do governo com relação a investir em mecanismos de incentivo e, principalmente, geram incertezas e relutância aos investidores;
- Em algumas situações, devido ao seu alto custo, quando comparada à geração convencional, existe o paradigma de que, para aplicação em países em desenvolvimento, essa tecnologia é viável apenas no suprimento energético em áreas isoladas;
- A ausência de disseminação da informação para políticos, agentes e população em geral sobre os benefícios da utilização da energia FV;

- A ausência da participação dos agentes e da comunidade nas escolhas e projetos do setor elétrico;
- A ausência de um marco regulatório de caráter orientador para o setor, uma vez que as constantes mudanças e anúncio de normas e medidas provisórias criam um clima de incerteza para os investidores e têm inibido a ampliação de negócios em fontes alternativas de energia no Brasil.

Tendo em vista as barreiras acima mencionadas, esse item apresenta algumas alternativas para minimizar ou solucionar esses obstáculos que freiam a inserção da tecnologia FV em grande escala no Brasil.

- Concebida como uma fonte “limpa” e “barata”, a geração de energia baseada na hidroeletricidade tem revelado grandes problemas não apenas sociais como ambientais. Embora apenas 25% do seu potencial tenham sido explorados, a grande parte desse potencial, cerca de 2/3, está localizada na região da Amazônia. As conseqüências sociais e ambientais bem como o fato de que estes possíveis empreendimentos estariam situados longe dos grandes centros, exigem atenção. No Brasil, as usinas hidroelétricas construídas até o momento correspondem a mais de 34.000km² de terras inundadas para a formação dos reservatórios, e à expulsão ou deslocamento de cerca de 200 mil famílias (BERMANN, 2007). A partir do momento em que forem computadas as externalidades associadas ao processo de exploração e implantação das fontes convencionais de geração, os seus custos serão mais próximos aos da energia FV;
- A implementação de um mecanismo de incentivo que promova também a tecnologia FV, por prazo determinado, em conjunto com incentivos financeiros e fiscais, deve ser adequada a cada tecnologia e região. As políticas e leis, associadas ao programa de incentivo, devem ser claras e consistentes e principalmente, asseguradas em longo prazo. Elas devem definir objetivos claros e devidamente suportados por leis, a longo prazo;
- O incentivo ao desenvolvimento da energia solar FV deve ser uma meta do governo, que deve trabalhar em parceria com entidades privadas e estatais (universidades, em forma de pesquisa e demonstração);
- Uma vez que alguns programas para a inserção das FRE no Brasil foram substituídos por outros, sem nenhum rigor de reavaliação das principais vantagens e falhas, muitos erros foram cometidos novamente. Seria de extrema importância que fossem reavaliados os prós e contras do programas de incentivo existentes, tanto os aplicados no Brasil, quanto os aplicados no exterior, de forma que as experiências obtidas no passado possam auxiliar no desenvolvimento de um programa mais adequado e conseqüentemente resultem numa mitigação de erros;

- É fundamental que seja criado um conjunto de procedimentos que viabilize e facilite a inserção da tecnologia FV no Brasil, permitindo que as experiências obtidas com as instalações nos países desenvolvidos, em especial as da Alemanha e as da Espanha, possam servir de ferramentas para dar fomento e divulgar a iniciativa no país;
- É importante ressaltar que não basta apenas existir um bom mecanismo de incentivo. Este deve ser devidamente apoiado por leis e regulamentações que obriguem as partes envolvidas a cumprirem com as suas obrigações;
- Considerando a dimensão do território brasileiro, a diversidade de recursos disponíveis e a composição atual da matriz energética, a utilização da energia solar FV deve ser analisada sob um critério de complementação e não de substituição das fontes convencionais. Ou seja, de modo estratégico, deve-se entrelaçar as fontes renováveis e as convencionais a custos competitivos, tentando atender, além do equilíbrio ambiental, a segurança no fornecimento;
- O processo de inserção da energia solar FV no SIN é complexo e tem um caráter multidisciplinar. Assim, uma alternativa seria o desenvolvimento de um guia a nível macro, sobre as necessidades e os procedimentos de reformulação no que tange a regulamentação do setor elétrico e propostas de um mecanismo de incentivo adequado. A divulgação deste guia ajudaria os agentes do setor a se posicionarem e a adquirirem maior maturidade e confiabilidade nesse novo nicho do mercado;
- Nesse processo é de extrema importância que sejam investidos recursos em pesquisa e desenvolvimento, a fim de que sejam aperfeiçoados os conhecimentos tecnológicos dessa FRE, bem como a habilitação de profissionais qualificados para atuar no setor;
- O sucesso da adoção em menor escala da energia solar FV depende de um plano coerente de comunicação e envolvimento, garantindo a transparência do processo e a disponibilidade de canais de comunicação para que os agentes possam expor e defender os seus interesses.

5.3 Desafios e argumentos técnicos e econômicos que inibem a integração da energia solar fotovoltaica no SIN e medidas técnicas e políticas para solucionar alguns dos desafios identificados

Os atuais desafios que inibem a integração da energia solar FV no SIN e os principais argumentos utilizados para formar uma opinião contra a integração dessa fonte no SIN, nas áreas técnica e econômica incluem os seguintes:

- Falta de um parque industrial nacional suficientemente desenvolvido na área da energia solar FV, o que encarece os custos;
- Tecnologia e *know-how* nacionais pouco desenvolvidos;
- Falta de mão-de-obra qualificada para atuar neste novo nicho de mercado, principalmente pela pouca demanda e baixos investimentos;
- Falta de segurança quanto à garantia da energia produzida por uma fonte intermitente de energia;
- Falta de um programa de longo prazo, por parte do governo federal, para estimular a geração FV conectada ao SIN;
- Falta de conscientização/visão dos responsáveis pela gestão energética do país quanto às potencialidades e benefícios da geração distribuída de energia no meio urbano e integrada às edificações, através da tecnologia solar FV, dentro de um projeto nacional de “Telhados Solares”;
- Elevado custo da tecnologia solar FV. Ainda que esta tecnologia apresente um grande potencial de redução de custos para produção em larga escala, o elevado custo atual tem inibido ações para a integração da geração FV no SIN, caracterizando um típico problema circular em que porque a tecnologia é cara, ela é pouco utilizada e por ser pouco utilizada, permanece cara. Para romper este ciclo vicioso, um programa de incentivo semelhante ao alemão pode ser proposto com adaptações que reflitam a realidade brasileira, levando à produção em economia de escala, reduzindo custos e viabilizando a inserção da geração solar FV.

Alguns exemplos de medidas técnicas e políticas que poderiam ser adotadas para resolver os desafios e argumentos identificados são:

- *Lobby* e consultorias em prol da energia solar FV, para permitir um maior esclarecimento por parte da classe política e para apoiar argumentos de defesa. Além das características de baixo impacto ambiental da energia solar FV e das vantagens de diversificar o mix energético, o lobby deve ressaltar que, como vem demonstrando o programa de incentivo alemão às FRE, o uso da tecnologia solar FV gera muito mais empregos do que o das tecnologias convencionais de geração de energia;
- *Lobby* e consultorias em prol da geração de energia elétrica de forma descentralizada e integrada a edificações urbanas, através da tecnologia solar FV. Por ser localizada junto ao ponto de consumo, a geração solar FV evita as perdas de transmissão e distribuição decorrentes da geração centralizada e distante do ponto de consumo. Por poderem ser integrados à edificação, os sistemas FV também têm a vantagem de não requererem

áreas extras ocupadas exclusivamente para o fim de geração de energia elétrica. Aspectos relacionados ao potencial de redução de pico de demanda (*peak shaving*) da tecnologia inserida em meio urbano devem também ser abordados e enfatizados;

- Debates para discussão da importância da energia solar FV no planejamento da universalização de acesso à energia elétrica;
- Criação de um programa de incentivo que permita o uso da tecnologia em larga escala. Esse item é um dos mais significativos, pois é através dele que as principais barreiras para a inserção da energia solar FV, no contexto energético nacional poderão ser ultrapassadas. Um programa de porte e condições adequados (baseado no sistema de preços – em contraste ao sistema de quotas) e bem elaborado (de acordo com as condições sociais e econômicas do país), permitirá uma produção em escala, pelo aumento da capacidade instalada. Isso, conseqüentemente, levará ao aumento na demanda por profissionais bem qualificados, melhorando a garantia e qualidade dos serviços prestados. Tal programa deve permitir também que as concessionárias tenham benefícios com a inserção da energia solar FV, de modo a evitar a oposição a estas fontes, como foi observado em outros mercados;
- Com a produção em larga escala, a energia FV poderá também ser vendida na forma de pacotes energéticos a empresas interessadas em incluir em seu portfólio a “energia verde”;
- Maior investimento em projetos piloto e projetos vitrine, a fim de proporcionar um amadurecimento e domínio das tecnologias, bem como oportunidades para qualificação de pessoal, para formação de massa crítica e para provar a viabilidade técnica da tecnologia FV;
- Desenvolvimento de infra-estrutura para um setor privado de suprimento de produtos para SFD, através de apoio a empreendedores da área, assim como prover micro-financeiros atrativos e subsídios para os usuários finais;
- Todos os sistemas apoiados por programas do governo devem prever uma monitoração adequada, para que funcionem de forma adequada, para que não ocorram novas experiências como o PRODEEM.

6 CONCLUSÕES

O Brasil é um país rico em FRE, no entanto pouco tem sido feito para promovê-las e, principalmente, para inseri-las na matriz energética nacional através de uma geração distribuída. A energia solar FV conectada à rede elétrica no Brasil deve ser compreendida como uma fonte complementar de energia, uma vez que esta é considerada uma fonte intermitente. Por outro lado, seu potencial é muitas vezes superior à demanda de energia ativa e futura do país, razão pela qual deve ser incentivada a participar com frações crescentes de contribuição na matriz energética nacional.

Mesmo possuindo um excelente potencial principalmente no que tange a utilização da energia FV, atualmente não existe no Brasil nenhum mecanismo de incentivo ou regulamentação que promova ou que permita de forma clara e eficaz a inserção dessa fonte na matriz energética nacional. Esse fato dificulta o seu desenvolvimento em maior escala e ressalta a importância da aplicação de mecanismos regulatórios para o seu fomento. Outros empecilhos para a adoção da energia FV em grande escala são o alto custo, o que muitas vezes torna seu uso inviável e o desconhecimento dos benefícios da utilização dessa FRE num país com grandes dimensões e com elevados índices de irradiação solar.

Esta tese apresenta o excelente potencial brasileiro para a aplicação da energia FV, quando comparado aos países precursores em mecanismos de incentivo às FRE e ressalta a importância de quebrar o paradigma de que energia FV é viável apenas para os países industrializados. Aqui é apresentada como sugestão a elaboração de um programa residencial de incentivo baseado no mecanismo de sistema de preços (*Feed-in Law*), semelhante ao programa alemão, mas com adaptações que reflitam a realidade brasileira. O objetivo desse programa seria o de levar à produção em economia de escala, reduzir custos e viabilizar a inserção de sistemas FV conectados à rede elétrica.

O Brasil, apesar de ser considerado um país em transição, apresenta uma parcela da população com condições de assumir os custos de um mecanismo de incentivo à tecnologia FV, a exemplo do que foi adotado na Alemanha e com um impacto tarifário menor, para um programa residencial inicialmente de pequeno porte (1.000 MWp a serem instalados no período de 10 anos).

No Brasil, um programa residencial de incentivo seria de grande importância para que todos os setores envolvidos acumulassem experiência e desenvolvessem escalas para que com a chegada da paridade tarifária houvesse uma transição ordenada e efetiva. Um programa nestes moldes, aplicado no Brasil, poderia ser limitado a 10 anos na aceitação de novos entrantes até um limite na escala do GWp e com pagamento de tarifas prêmio por 20 ou 25 anos em condições que remunerassem o investimento de forma satisfatória. Assim, não somente poderia viabilizar a tecnologia FV em grande escala no Brasil, como prepararia o sistema elétrico brasileiro para a situação da paridade tarifária a ser atingida na próxima década. Tal programa deveria permitir

também que as concessionárias tenham benefícios com a inserção da energia solar FV na matriz energética nacional, de modo a evitar a oposição a estas FRE, como foi observado em outros mercados.

O programa proposto é exclusivo para a aplicação residencial e tem um limite de potência máxima, sob a qual existiria um incentivo. Esse limite seria importante para que o programa não se torne tão oneroso, uma vez que no Brasil o governo não iria subsidiar as primeiras instalações, como aconteceu na maioria dos programas adotados pelos países desenvolvidos.

Atualmente, a geração FV ainda é uma das fontes mais caras de geração de energia elétrica, porém seus custos estão declinando ao longo dos anos e as suas perspectivas são de reduções ainda maiores. Ao mesmo tempo, não há nenhuma estimativa de redução dos custos da geração convencional para o consumidor final e de acordo com dados anteriormente observados estes estão aumentando. Portanto, a partir do momento em que houver a paridade tarifária entre a geração convencional e a geração FV, a utilização dessa FRE poderá não somente auxiliar na diversificação da matriz energética, mas também trazer benefícios econômicos, sociais e ambientais ao país. Os consumidores poderão pagar por esta energia o mesmo preço e futuramente até mesmo menos do que o preço da energia convencional, mas com um adicional de estarem consumindo uma energia ambientalmente sustentável.

Os elevados índices de irradiação em todo o território nacional e as elevadas tarifas residenciais de energia elétrica indicam que a assim chamada paridade tarifária entre a geração solar e as fontes convencionais de geração de eletricidade deverá ocorrer no Brasil na próxima década. Neste contexto, urge a adoção de um programa de incentivo à adoção da tecnologia, para que a experiência necessária à sua adoção em grande escala possa ocorrer de forma ordenada e com o máximo benefício a partir do momento em que a paridade tarifária seja atingida. A Alemanha levou cerca de 20 anos para chegar ao estágio em que o sistema elétrico está preparado para absorver a integração em grande escala de pequenos geradores solares e eólicos pulverizados nas redes de transmissão e distribuição daquele país. Na Espanha, onde o estímulo mais recente e menos ordenado a estas tecnologias levou à sua adoção em escalas crescentes, nota-se um certo nível de distúrbio causado pela inserção súbita destes geradores.

As possibilidades de disseminação das FRE devem andar em paralelo com a mudança na concepção dos sistemas energéticos existentes, promovendo a diversificação da matriz energética na região, através da geração distribuída. Dessa forma, possibilitará o desenvolvimento de atividades econômicas locais, promotoras de trabalho e fonte de renda.

As falhas de alguns programas de incentivo às FRE no Brasil desencorajaram os investidores e geraram uma falta de confiabilidade por parte da população com relação aos benefícios reais da sua utilização. Portanto, um estudo aprofundado da história dos mecanismos de incentivo de maior sucesso hoje em dia, principalmente nos países desenvolvidos, é de extrema importância

para que as experiências obtidas por esses países possam servir de ferramentas para alavancar a inserção dessa fonte na matriz energética brasileira e para que os mesmos erros não sejam repetidos.

As experiências obtidas até hoje indicam que são necessárias consideráveis mudanças no mercado energético para que as FRE sejam introduzidas na matriz energética nacional. Os países que têm obtido sucesso e que hoje em dia já dispõem de uma grande quantidade de FRE no seu mix energético, têm assumido um comprometimento (a longo prazo), através de metas suportadas por políticas claras e consistentes, baseadas em uma série de mecanismos de incentivo.

A eficiência das políticas governamentais depende de como elas são concebidas e de como elas são suportadas por leis. O tipo de mecanismo adotado não garante por si próprio o seu sucesso, se ele não for devidamente fiscalizado e apoiado por leis.

As políticas energéticas devem ser condizentes com os projetos e com as tecnologias utilizadas pelo investidor. Ou seja, para promover as FRE em pequena escala, o suporte deve ser garantido ao consumidor final, para promover as FRE em grande escala, o suporte deve ser garantido a grandes empreendedores ou indústrias. Ou seja, deve haver mecanismos de incentivo que suportem tanto o pequeno e médio investidor, quanto o grande investidor, de forma atrativa e diferenciada.

O sistema de preços tem adquirido confiabilidade a nível mundial. Isso vem encorajando bancos e outras instituições financeiras a prover o capital necessário para os investimentos. Esse mecanismo tem sido o responsável pela maior parte da capacidade de FRE instalada mundialmente, possibilitando a criação de indústrias locais, reduzindo os custos através de avanços tecnológicos e de economias de escala.

Para que o programa tenha sucesso, é importante que as tarifas prêmio sejam altas o suficiente para cobrir os custos da geração e assim, atrair os investidores. O pagamento destas também deve ser garantido por período de tempo longo, para assegurar uma TIR alta o suficiente a ponto de encorajar os investidores e ao mesmo tempo não gerar um impacto tarifário (pela diluição dos custos do programa) muito elevado.

O sucesso do sistema de preços também é determinado por outros fatores como a taxa de acesso à rede elétrica, o limite de potência instalada ou de energia injetada na rede, e a facilidade de licenciamento e aprovação dos sistemas. Mesmo com um excelente sistema de preços, se os procedimentos para aprovação das instalações e para as conexões com a rede elétrica levarem muito tempo (meses ou até mais de um ano), o número dos potenciais investidores se tornará limitado. Os esforços do investidor em negociar com questões administrativas e de licenciamento devem ser os menores possíveis.

Todas essas políticas têm tido um importante papel. O sistema de preços na Alemanha terminou com as incertezas com relação a quais PIE poderiam vender à rede elétrica a energia produzida por FRE e com relação a qual preço seria pago por essa energia. Esse mecanismo gerou confiança ao investidor e facilitou créditos com juros baixos, tanto para os grandes investidores, quanto para os pequenos. O aumento nos investimentos acarreta em melhorias tecnológicas, aumento do conhecimento e da experiência, e conseqüentemente em economia de escala, que fazem com que os custos sejam reduzidos.

Espera-se que o presente trabalho possa contribuir com diretrizes para o desenvolvimento de um programa de telhados solares FV no Brasil. Isso beneficiará o país, de forma a fazer com que ele já esteja com o mercado preparado para receber a tecnologia, de forma madura e confiável, quando os preços da energia FV forem competitivos com os da energia convencional.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica.
Disponível em: <www.abrace.org.br/port/home/index.asp>

AITKEN, D., STADEN, R. The renewable energy transition. *Energy & Transport*, SDI 14, 2005.
Disponível em: <<http://www.sustdev.org>>

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, CEPEL, 2001. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009a. Disponível em: <www.aneel.org.br>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009b. BIG – Balanço de informação de gestão.
Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – Atlas Brasileiro de Energia Elétrica, 2008.
Disponível em: <www.aneel.org.br>

BERMANN, C. - Impasses e Controvérsias da Hidreletricidade, 2007. Disponível em:
<www.scielo.br>

BIODISEL. Disponível em:<<http://www.biodiesel.gov.br/>>

BMU - *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*, 2009. Disponível em:<<http://www.bmu.de/allgemein/aktuell/160.php>>

BNDS – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2009. Disponível em:
<<http://www.bndes.gov.br>>

CAVALIERO, C. K. N., SILVA, E. P. Electricity generation: regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in Brazil. *Energy Policy*, v. 33, p. 1745-1752, 2005.

CBEE - Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2009. Disponível em: www.eolica.org.br

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2009. Disponível em:<<http://www.cepel.br/>>

- CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Seminário de divulgação do manual de inventário hidroelétrico, 2008. Disponível em: http://www.cepel.br/seminario/arquivos/apresentacoes12_12/Institucional-12-12-2007.pdf
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2009a. Disponível em: <www.ccee.org.br>
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2009b. Novas Regras e a Busca de Estabilidade no Mercado Livre. Disponível em: <http://www.cogensp.com.br/cogensp/workshop/2009/Gesel_5_Anos_Modelo_24032009.pdf>
- CNE - Comisión Nacional de la Energia. Disponível em: <<http://www.cne.es/cne/Home>>
- CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica, 2009. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br>
- CSPE - Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo, 2009. Disponível em: <<http://www.cspe.sp.gov.br>>
- DELGADO, M.A.P. A Expansão da Oferta de Energia Elétrica Pela Racionalidade do Mercado Competitivo e a Promessa da Modicidade Tarifária. Tese de Doutorado. COPPE / URFJ, 2003.
- DUTRA, R. M. - Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, dissertação de Mestrado, Programa de Planejamento Energético - PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2001.
- DUTRA, R.M. e SZKLO, A.S. - Incentive Policies for Promoting Wind Power Production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian Electric Power Sector Regulation. Renewable Energy, 2008.
- ELETROBRÁS - Relatório de Desempenho Operacional (RDO), Divisão de Planejamento e Operação de Sistemas Isolados (DESI) do Departamento de Sistemas Isolados e Combustíveis (DES), Janeiro de 2008.
- ELETROSUL, 2009. Disponível em:< <http://www.eletrosul.gov.br>>
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 2009. Disponível em: <www.epe.gov.br/default.aspx>

- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Estatística e Análise do Mercado de Energia Elétrica, 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/BoletimMensal/20080505_1.pdf>
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia, 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20081223_1.pdf>
- EPIA - *European Photovoltaic Industry Association, 2009*. Disponível em: <<http://www.epia.org>>
- EPIA - *European Photovoltaic Industry Association: Solar Generation V – 2008. Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020 Competitiveness*. Disponível em: <http://www.epia.org/fileadmin/EPIA_docs/documents/EPIA_SG_V_ENGLISH_FULL_Sept2008.pdf>
- EUROSTAT - *Statistical Office of Europe, 2009*. Disponível em: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1090,1&_dad=portal&_schema=PORTAL>
- Federal Statistical Office of Germany*. Disponível em: <www.destatis.de/e_home.htm>
- HAAS, R. *The value of photovoltaic electricity for society*. *Solar Energy*, v. 54, p. 25-31, 1994.
- HAAS, R. *Building PV markets: the impact of financial incentives*. *Renewable Energy World*, v. 5, n. 4, 2002.
- HARMON, C. Interim Report IR-00-014: *Experience Curves of Photovoltaic Technology*
- HOFFMANN, W., *Interview with Winfred Hoffmann*, ASE, March, 2001
- HOFFMANN, W. *PV solar electricity industry: Market growth and perspective*. *Solar Energy Materials & Solar Cells* v. 90, p. 3285–3311, 2006.
- HOLM, D., ARCH, D. *Renewable Energy Future for the Developing World. White Paper, 2005*. Disponível em: <<http://writepaper.ises.org>>. Acesso em 2008.
- IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Disponível em: <www.ibge.gov.br>
- IEA – *International Energy Agency, 2009*. Disponível em: <www.iea.org>
- IEA - *International Energy Agency. Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems. Annual Report, 1999*. Disponível em: <www.iea.org>

Instituto Ascende Brasil. Disponível em:
<<http://www.acendebrasil.com.br/site/secoes/home.asp>>

JACOBSSON, S.; LAUBER, V. *The politics and policy of energy system transformation: explaining the German diffusion of renewable energy technology*. Energy Policy, v. 34. p. 256-276, 2004.

JANNUZZI, G. M. *Power Sector Reforms in Brazil and its Impacts on Energy Efficiency and Research and Development Activities*. Energy Policy, v. 33, p. 1753-1762, 2005.

JARDIM, C. S.; RUTHER, R.; SALAMONI, I. T.; VIANA, T.; REBECHI, S. H.; KNOB, P. *The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil*. Energy and Buildings, v. 40, p. 365-370, 2007.

JRC – Joint Research Centre, 2009. Disponível em:<<http://ec.europa.eu/dgs/jrc/index.cfm>>

JRC – Joint Research Centre. *Research, Solar Cell Production and Market Implementation of Photovoltaics. PV Status Report 2008*. Disponível em:..
<<http://re.jrc.ec.europa.eu/refsys/pdf/PV%20Report%202008.pdf> >

KESHNER, M. S., ARYA, R. 2003. *Study of potential cost reductions resulting from super large scale manufacturing of PV modules*. Disponível em: < <http://www.nreal.gov>>

KRAUTER, C. W., KISSEL, M. *RE in Latin America*. REFOCUS magazine, 2/2005.

LAUBER, V. *REFIT and RPS: options for a harmonized community framework*. Energy Policy, v. 32, p. 1405–1414, 2004.

KROHN, S. *Danish wind turbines: an industrial success story*. Danish Wind Industry Association, 2000. Disponível em: <<http://www.windpower.org/en/articles/success.htm>>

MENANTEAU, P.; FINON, D., LAMY, M. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. Energy Policy 31 (2003), pp. 799-812.

MARGOLIS, R. *Photovoltaic Technology Experience Curves and Markets*. Presentation at NCPV and Solar Program Review Meeting. Denver, Colorado, 2003.

- MAYCOCK, P., WAKEFIELD. G.F. *Business analysis of solar photovoltaic conversion*. The Conference Record of the 11th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pg. 252, IEEE, New York, USA, 1975.
- MAYCOCK, P. *Photovoltaics PV market update*. *Renewable Energy WORLD*. Review issue, 2005.
- MENDONÇA, M. *Feed-in Tariffs: accelerating the deployment of renewable energy*. Earthscan. London, 2007.
- MEYER, N, *European schemes for promoting renewables in liberalized markets*. *Energy Policy*, v. 31, p. 665-676, 2003
- MME – Ministério das Minas de Energia. *Balanco Energético Nacional (BEN)*, 2008. Disponível em: <www.mme.org.br>
- MME – Ministério das Minas de Energia. *Plano Nacional de Energia Elétrica 2030*, 2007. Disponível em:http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_1.pdf
- MME – Ministério das Minas de Energia. *Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica*. Apresentação: Laura Porto: COPPE, 2004.
- MOORE, C.; IHLE, J. *Renewable energy policy outside the United States*. *Renewable Energy Policy Project REPP*, Issues Brief No. 14, October, 1999.
- Navigant Consulting: *Analysis of Worldwide Markets for Photovoltaic Products & Five – year Application Forecast 2007-2008*. Disponível em: <<http://www.navigantconsulting.com/>>
- NUPAC – Núcleo de Pesquisas Antárticas e Climáticas. Disponível em: <www.ufrgs.br/antartica/antartica-antartida.html>
- PEREIRA, E. B; MARTINS, F.R.; ABREU, S.L. e RÜTHER, R. - *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, INPE, 2006.
- PEREIRA, O. S. – *Comunicação Pessoal*, 2008.
- PHOTON Internacional, 2009.
- POPONI, D. *Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology base don experiences curves*. *Solar Energy*, v. 74, p. 331-340, 2003.

PORTO, L. Energias Renováveis. MME, 24 de Abril de 2007. Apresentação disponível em: www.mme.gov.br/download.do?attachmentId=10883

Price Water House Coopers, 2009. Disponível em: < <http://www.pwc.com/>>

Relatório Técnico GTZ. Fontes Renováveis de Energia Voltadas à Geração Distribuída de Energia para o Sistema Interligado Nacional, 2008.

REN21 – *Renewables 2007. Global Status Report, 2007.* Disponível em: <http://www.ren21.net/pdf/RE2007_Global_Status_Report.pdf>

Renewable Energy Sources Act, 2000. Disponível em: <<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/res-act.pdf> > Acesso em 2008.

Renewable Energy Sources Act. 2008. Disponível em: < http://www.bmu.de/english/renewable_energy/doc/6465.php>

RUIZ, B.J.; RODRÍGUEZ, V. e BERMANN, C. *Analysis and Perspectives of the Government Programs to Promote the Renewable Electricity Generation in Brazil.* Energy Policy, v.35, p. 2989–2994, 2007.

RÜTHER, R. Experiences and Operational Results of the First Grid - Connected, Building - Integrated, Thin Film Photovoltaic Installation in Brazil. In: 2nd World Conference and Exhibition of Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998, Viena. Anais do 2nd World Conference and Exhibition of Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998. p. 2655-2658.

RÜTHER, R. Demonstrating the Superior Performance of Thin-Film Amorphous Silicon for Building - Integrated Photovoltaic Systems in Warm Climates. In: ISES - International Solar Energy Society 1999 Solar World Congress, 1999, Jerusalém. Anais da ISES - International Solar Energy Society 1999 Solar World Congress, 1999. p. 221-226.

RÜTHER, R. ; DACOREGIO, M. M. . Spreading the Word About Photovoltaics in Brazil: Brasil Solar, and Other PV Dissemination Activities Promoted by LABSOLAR. In: 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2000, Glasgow. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2000.

RÜTHER, R. ; DACOREGIO, M. M. ; MONTENEGRO, A. A. . Four Years and Counting: The Continuous Operation of the First Grid-Connected, Building-Integrated, Thin-Film Photovoltaic Installation in Brazil. In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference,

2001, Munich. Anais do 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2001. v. 1. p. 138-141.

RÜTHER, R. Edifícios Solares Fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Editora UFSC/LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

RÜTHER, R.; DACOREGIO, M.; SALAMONI, I.; KNOB, P. *Performance of the first grid-connected BIPV installation in Brazil over eight years of continuous operation*. In: Proceedings of the 21st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2006. Anais. Dresden, Germany, 2006, p. 2761-2764.

SALAS, V.; OLIAS, E. *Overview of the photovoltaic technology status and perspective in Spain*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.13, 2009.

SAWIN, J. *National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies Around the World. Thematic Background Paper*. Secretariat of the International Conference for Renewable Energies, Bonn, 2004.

SHE, L. *Interstate Renewable Energy Council, U.S. Solar Market Tends 2007*. August 2008.

Solar Plaza. Disponível em: <http://www.thesolarfuture.com/2009/01/21/incredible-growth-in-spanish-solar-energy-market-spells-good-and-bad-news-for-pv-industry/>

SREA – *Spanish Renewable Energy Association*, 2004. Disponível em: <http://journeytoforever.org/energiaweb/2818.htm>

STAISS, F., RAÜBER, A. Strategies in Photovoltaic Research and Development: Market Introduction Programs. Photovoltaics Guidebook, 2002.

SUREK, T. *Crystal growth and materials research in photovoltaics: progress and challenges*. Journal of Crystal Growth, v.275, p. 292–304, 2005.

SZABÓ, S.; WALDAU, A. More competition: Threat or chance for financing renewable electricity? Energy Policy, v. 36, p. 1436–1447, 2008.

TIME magazine. 04/2008.

- THE SOLAR FUTURE. *Incredible growth in Spanish solar energy market spells good and bad news for PV industry*. Disponível em: <<http://www.thesolarfuture.com/2009/01/21/incredible-growth-in-spanish-solar-energy-market-spells-good-and-bad-news-for-pv-industry/>>
- URBANETZ, J. A influência da utilização de sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade dos inversores. Qualificação de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.
- VARELLA, F. Estimativa do índice de nacionalização dos sistemas fotovoltaicos no Brasil. Tese de doutorado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.
- ZILLES, R.; OLIVEIRA, F. H. S. *6,3kWp Photovoltaic Building Integration at São Paulo University*. In: 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Munique, Alemanha, 2001.
- ZILLES, R. Evolução da Regulamentação e Incentivos na Espanha para Instalações Fotovoltaicas Conectadas à Rede. 2º Reunião do Grupo de Trabalho GT-GDSF, 2009.
- WOYTE, A.; NIJS, J.; BELMANS, R. Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configurations: literature review and field test results. *Solar Energy*, n.74, p. 217-213, 2003.

ANEXOS

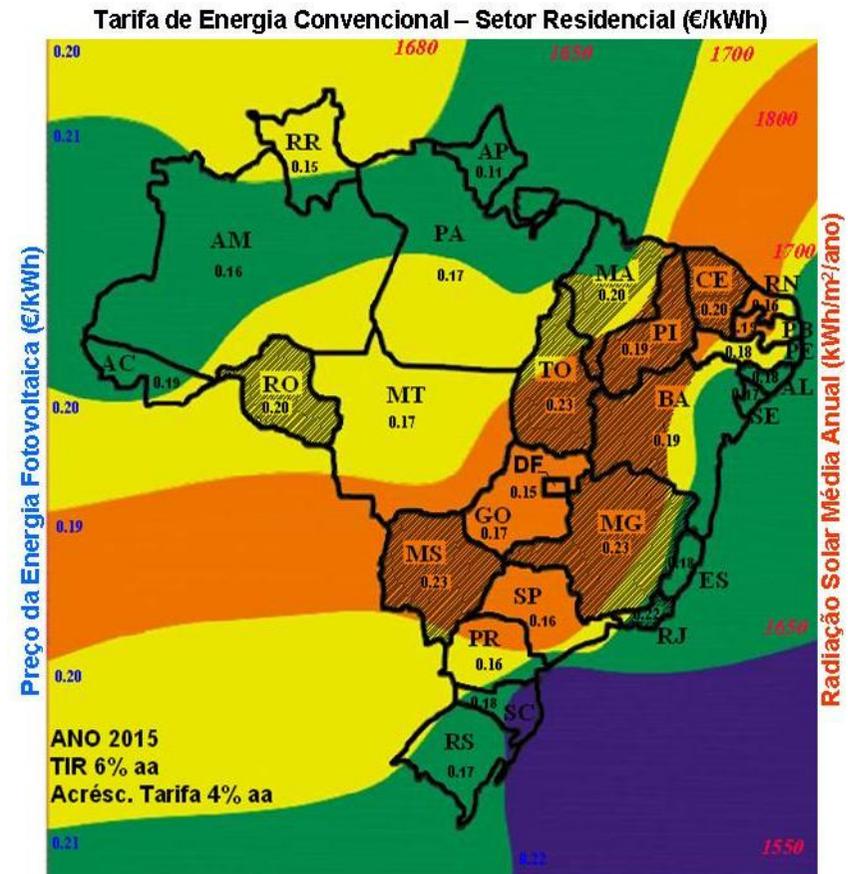
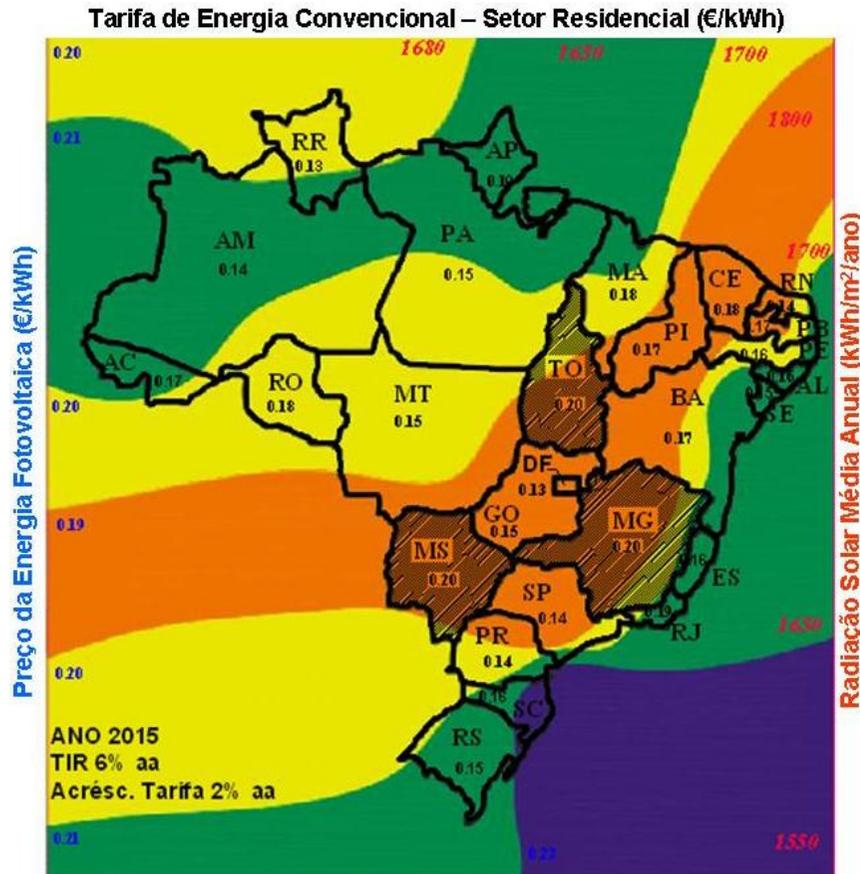
Mapas de paridade tarifária para o setor residencial do Brasil considerando diferentes cenários

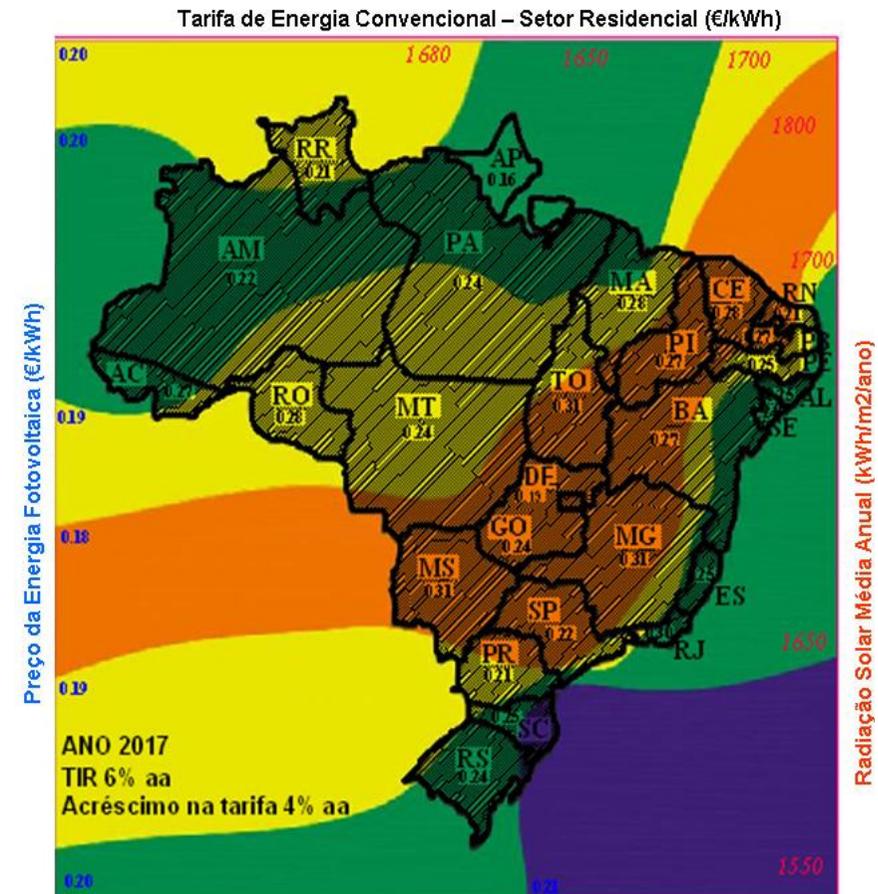
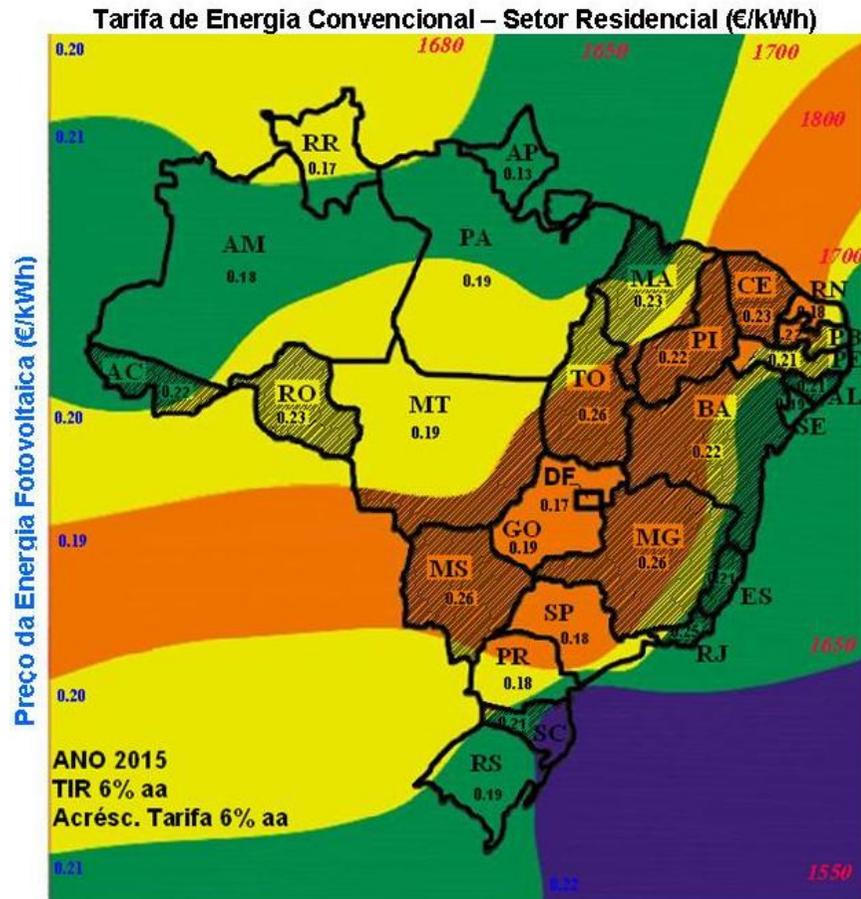
TIR = 6%

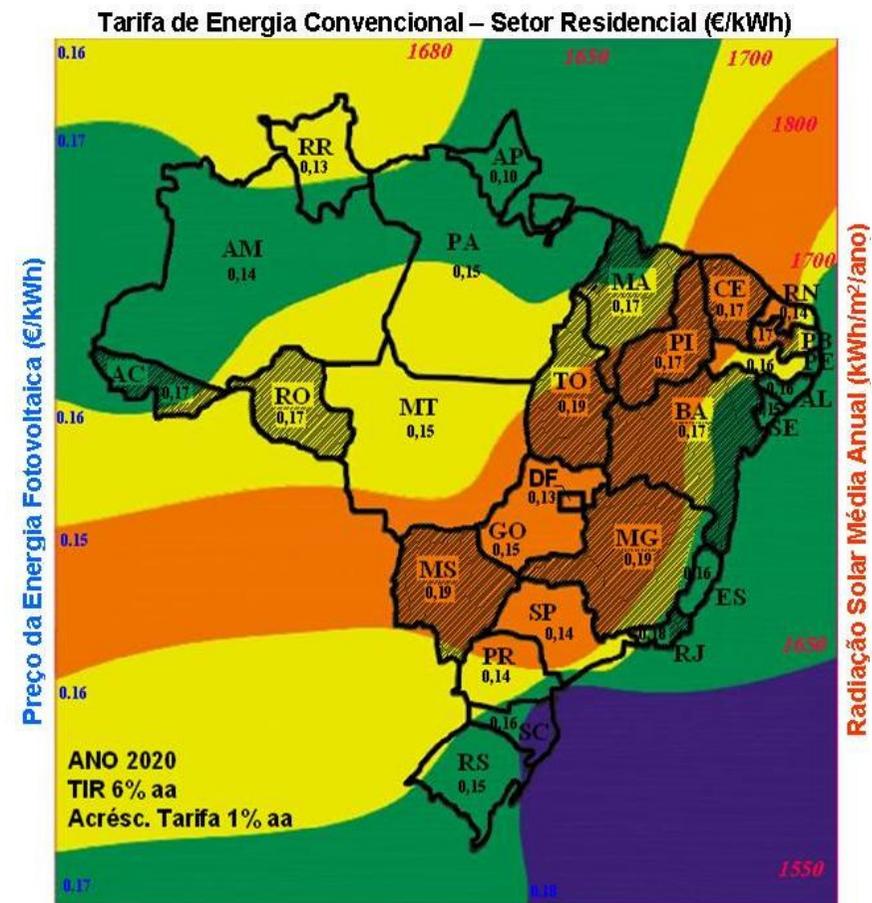
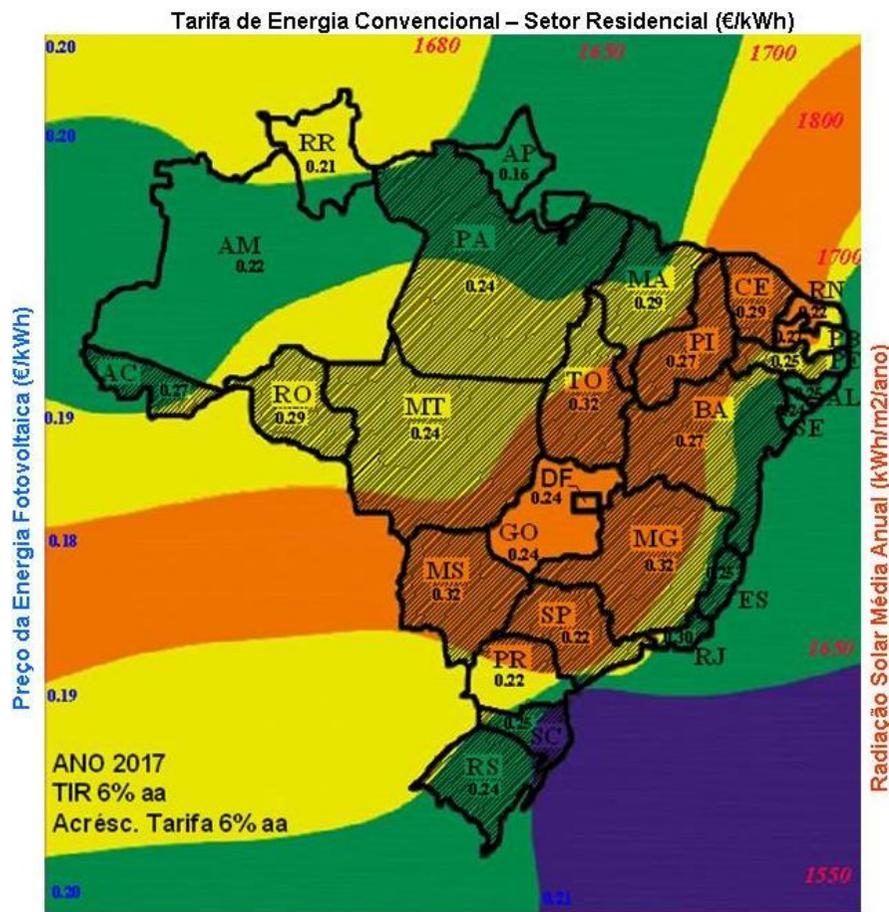
Custo do kWp FV instalado = 4.500 €

Redução anual dos custos = 5%

Cotação do Euro = 3,00 Reais





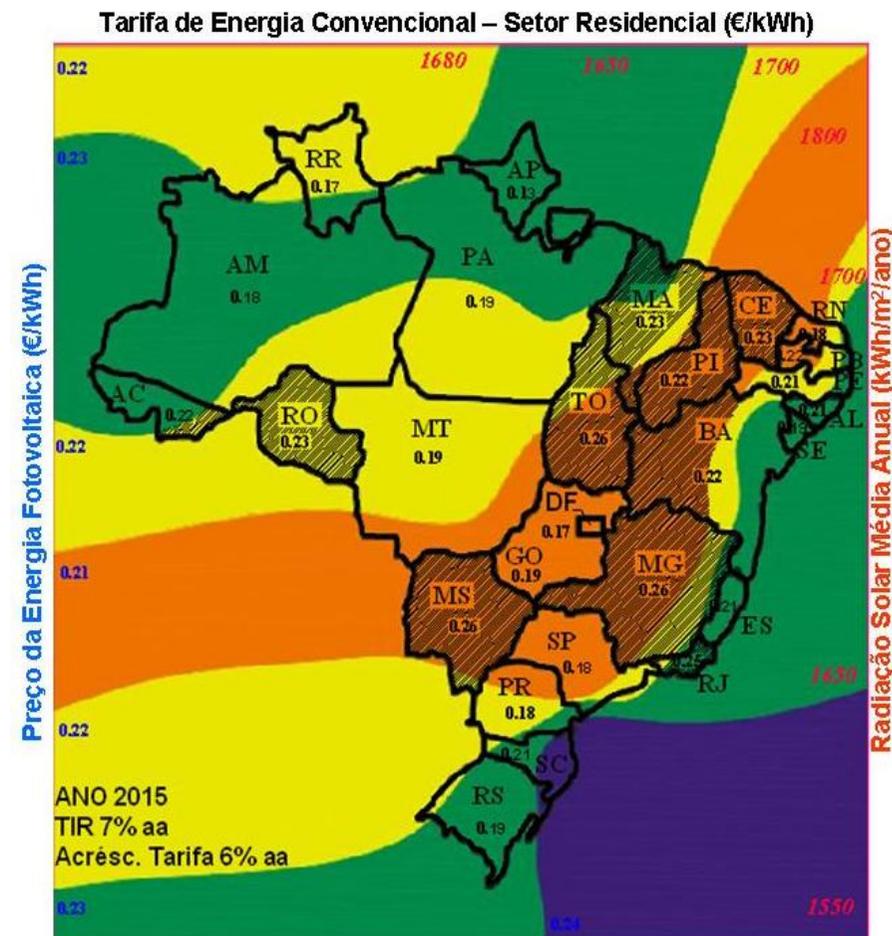
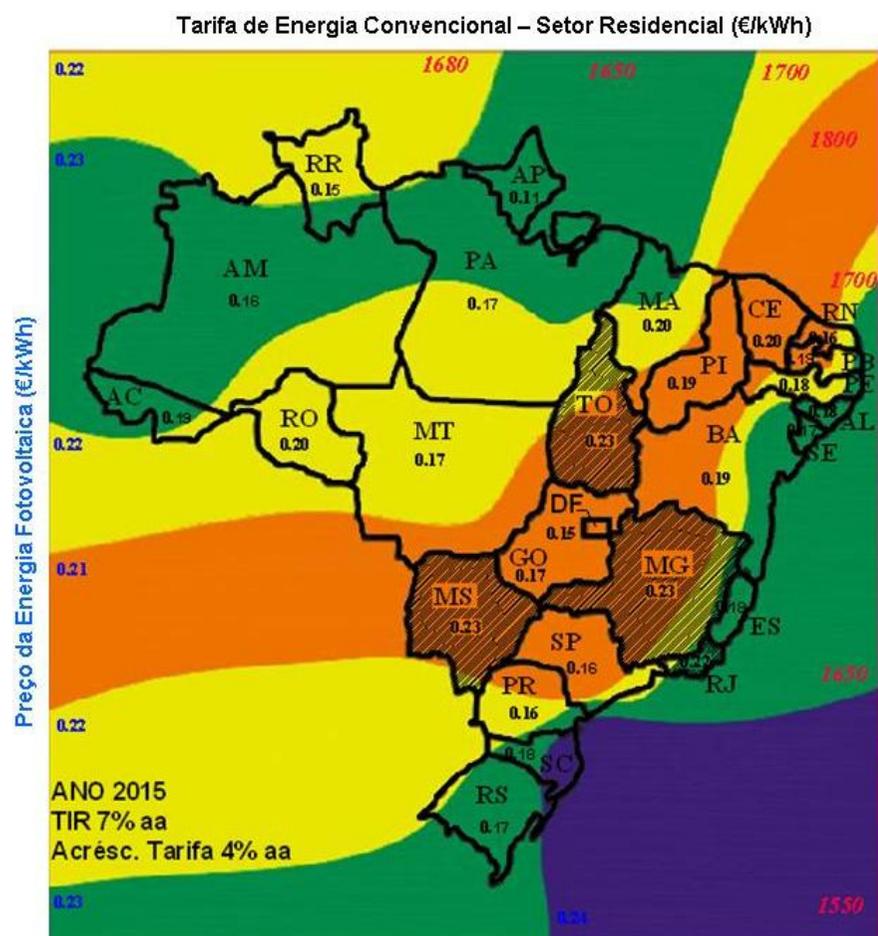


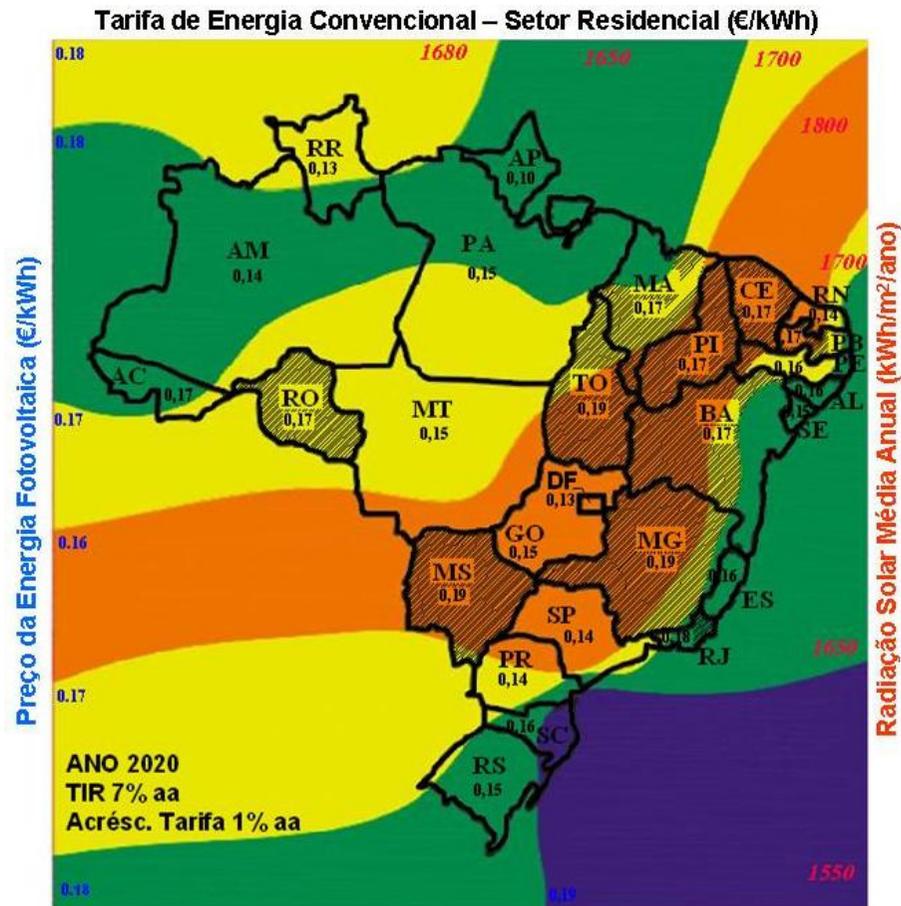
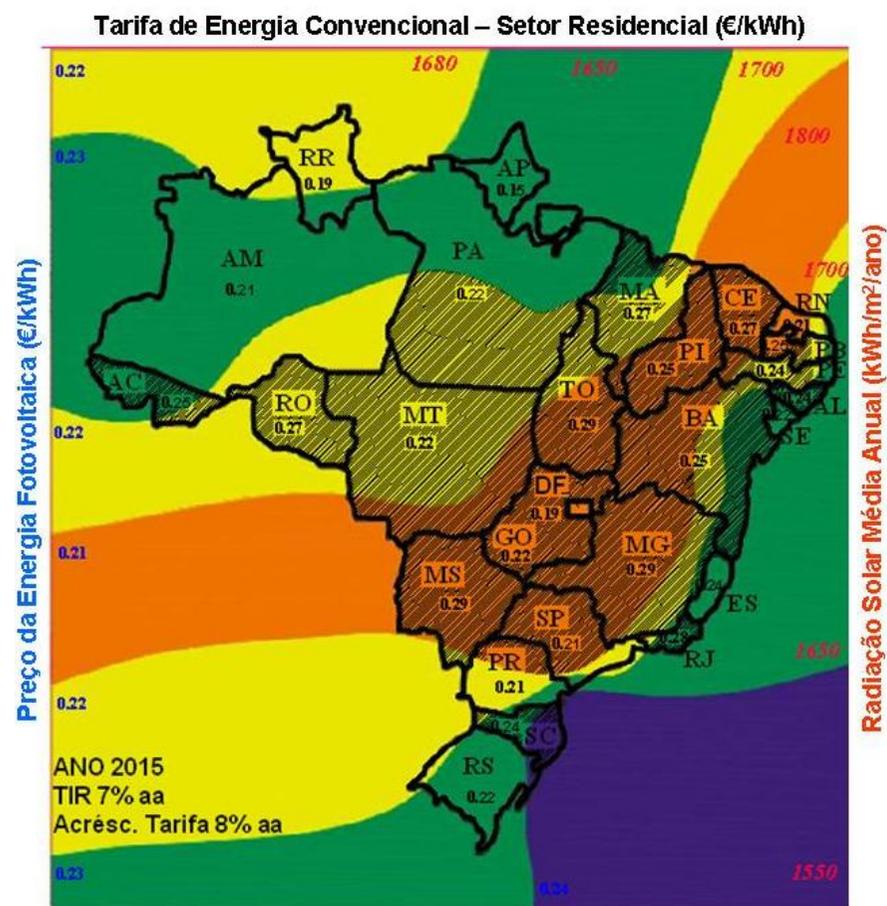
TIR = 7%

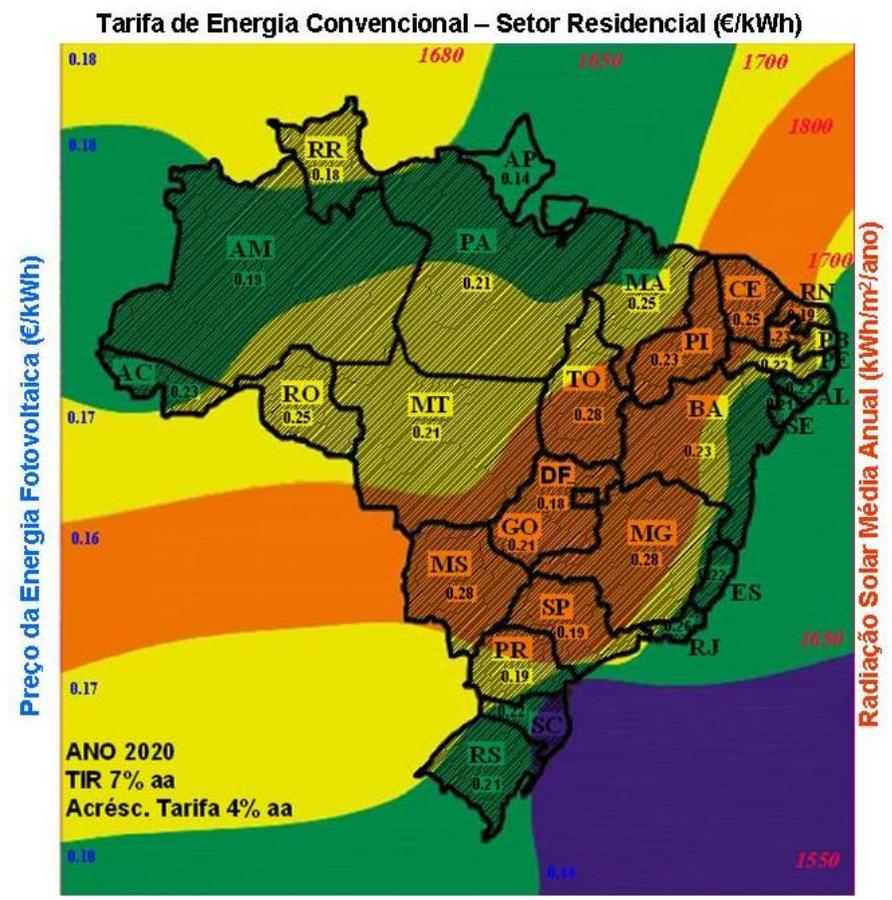
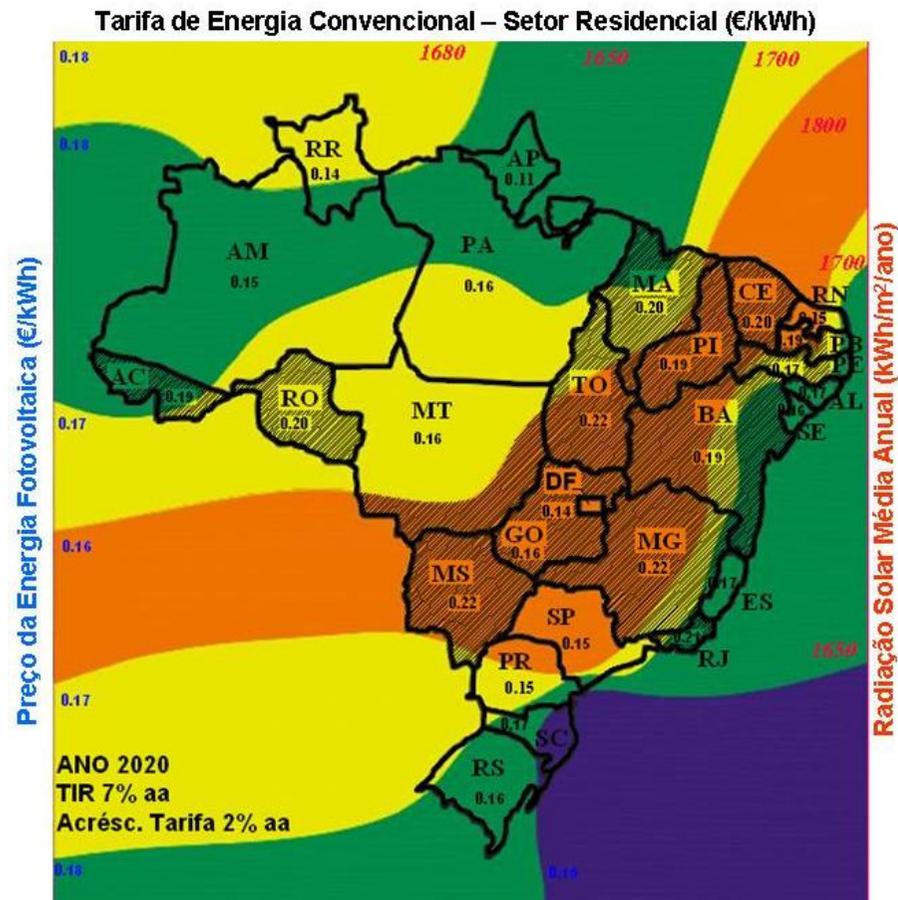
Custo do kWp FV instalado = 4.500 €

Redução anual dos custos = 5%

Cotação do Euro = 3,00 Reais





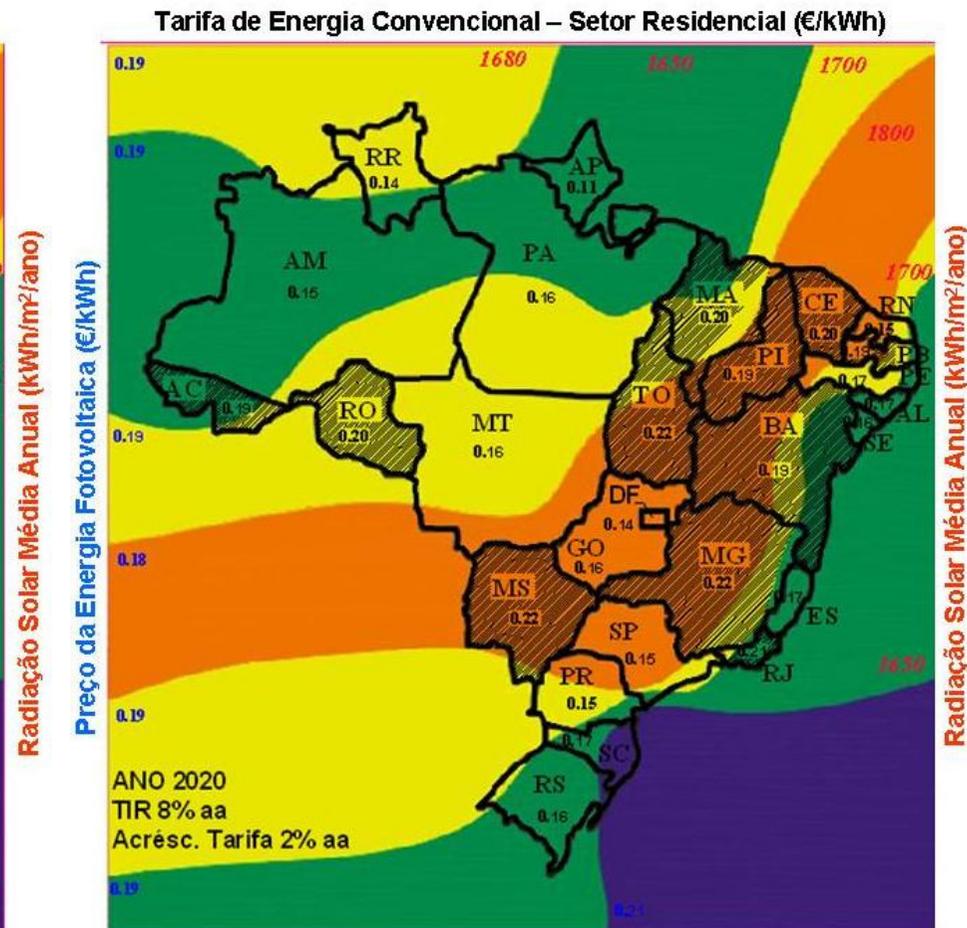
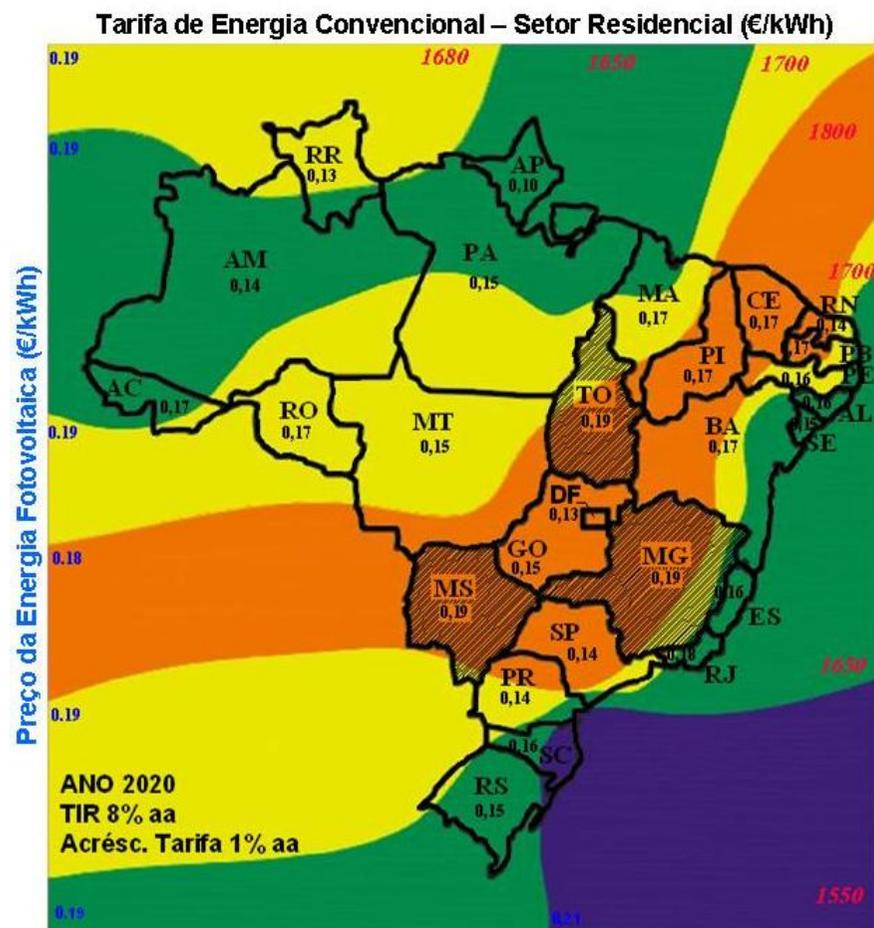


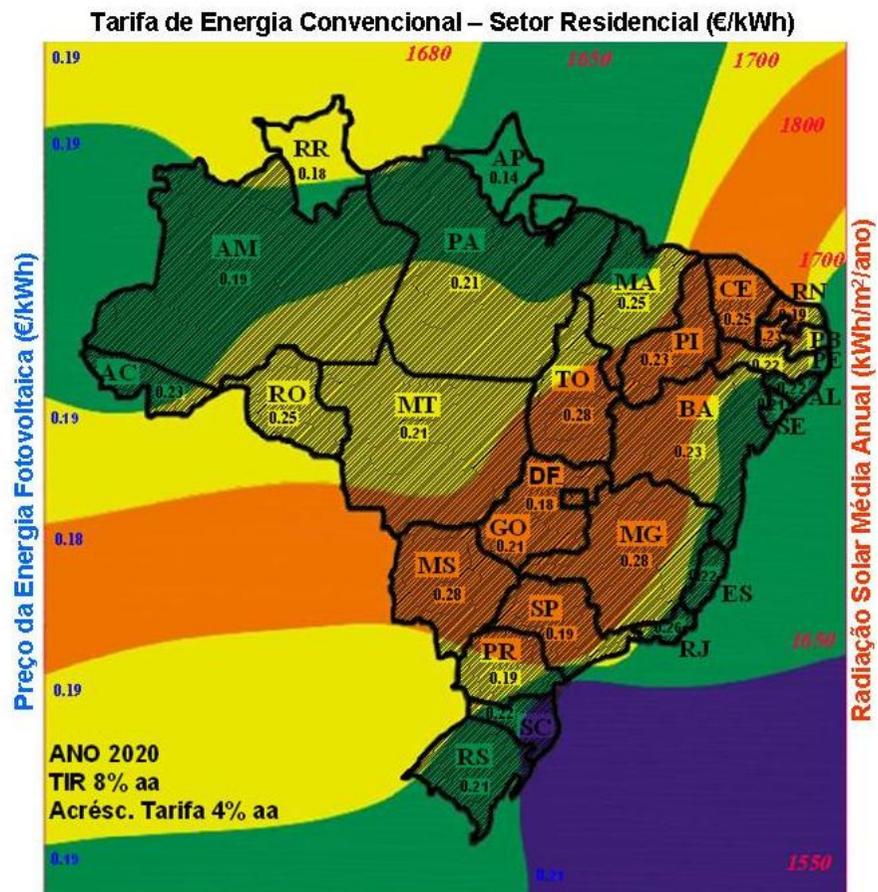
TIR = 8%

Custo do kWp FV instalado = 4.500 €

Redução anual dos custos = 5%

Cotação do Euro = 3,00 Reais



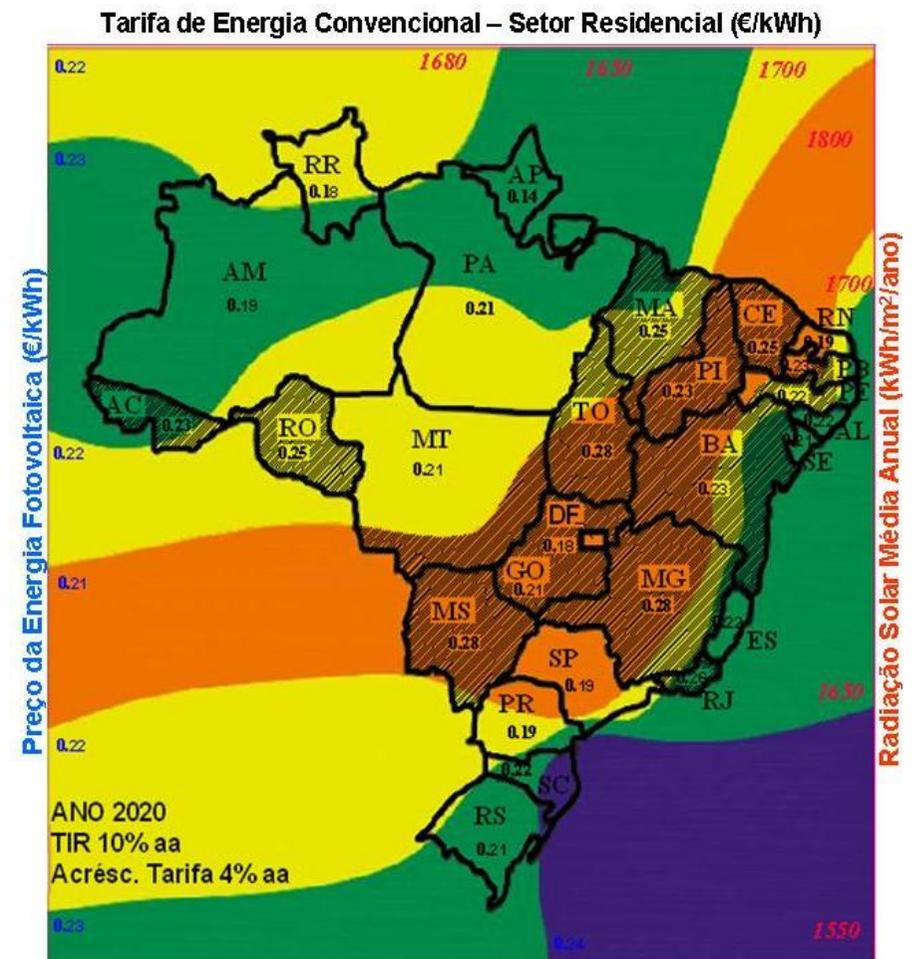
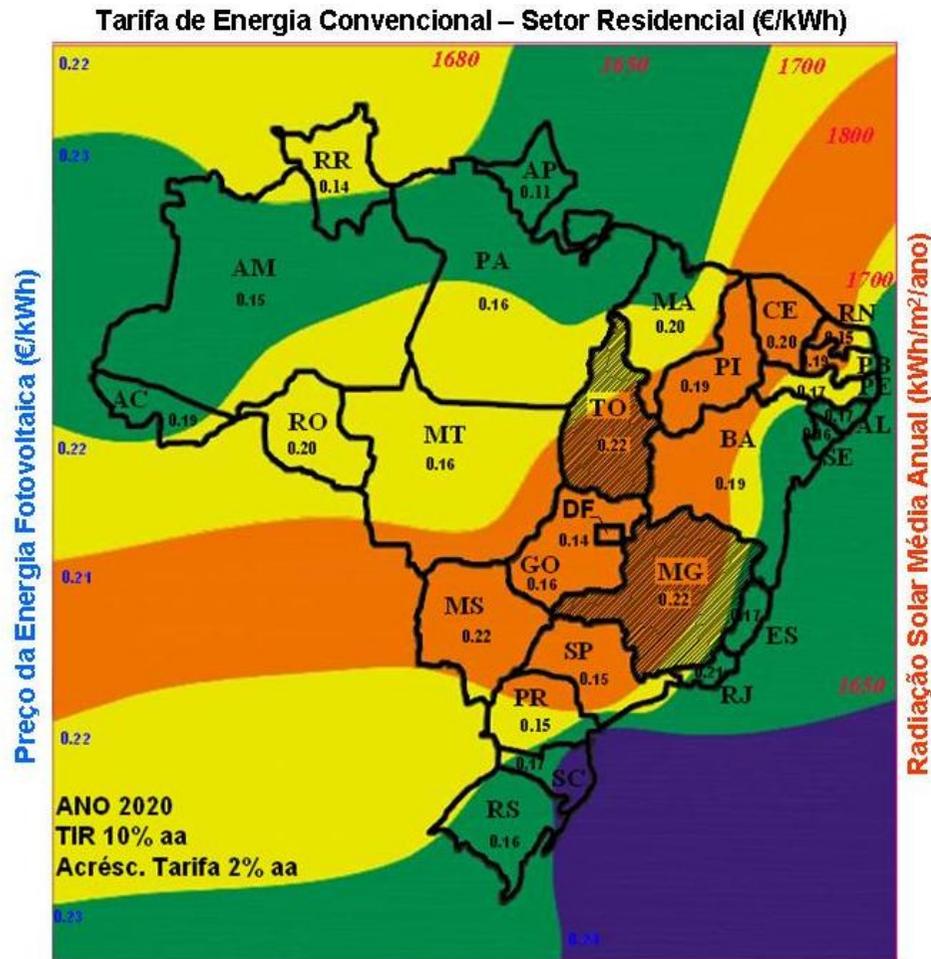


TIR = 10%

Custo do kWp FV instalado = 4.500 €

Redução anual dos custos = 5%

Cotação do Euro = 3,00 Reais



Preço da energia convencional para o setor residencial considerando diferentes percentuais de reajuste anual

Anos de 2008 - 2020

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,156	0,158	0,159	0,161	0,163	0,164	0,166	0,168	0,169	0,171	0,173	0,174
Acre	0,146	0,148	0,149	0,151	0,152	0,154	0,155	0,157	0,158	0,160	0,161	0,163	0,165
Amazonas	0,120	0,122	0,123	0,124	0,125	0,127	0,128	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136
Roraima	0,112	0,113	0,114	0,115	0,116	0,118	0,119	0,120	0,121	0,122	0,123	0,125	0,126
Pará	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136	0,137	0,138	0,140	0,141	0,142	0,144	0,145
Amapá	0,086	0,087	0,088	0,089	0,089	0,090	0,091	0,092	0,093	0,094	0,095	0,096	0,097
Tocantins	0,172	0,174	0,175	0,177	0,179	0,181	0,183	0,184	0,186	0,188	0,190	0,192	0,194
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,156	0,158	0,159	0,161	0,163	0,164	0,166	0,168	0,169	0,171	0,173	0,174
Piauí	0,146	0,148	0,149	0,151	0,152	0,154	0,155	0,157	0,158	0,160	0,161	0,163	0,165
Ceará	0,155	0,156	0,158	0,159	0,161	0,163	0,164	0,166	0,168	0,169	0,171	0,173	0,174
RGN	0,120	0,122	0,123	0,124	0,125	0,127	0,128	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136
Paraíba	0,146	0,148	0,149	0,151	0,152	0,154	0,155	0,157	0,158	0,160	0,161	0,163	0,165
Pernambuco	0,138	0,139	0,140	0,142	0,143	0,145	0,146	0,148	0,149	0,150	0,152	0,154	0,155
Alagoas	0,138	0,139	0,140	0,142	0,143	0,145	0,146	0,148	0,149	0,150	0,152	0,154	0,155
Sergipe	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136	0,137	0,138	0,140	0,141	0,142	0,144	0,145
Bahia	0,146	0,148	0,149	0,151	0,152	0,154	0,155	0,157	0,158	0,160	0,161	0,163	0,165
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,174	0,175	0,177	0,179	0,181	0,183	0,184	0,186	0,188	0,190	0,192	0,194
Espírito Santo	0,138	0,139	0,140	0,142	0,143	0,145	0,146	0,148	0,149	0,150	0,152	0,154	0,155
Rio de Janeiro	0,163	0,165	0,167	0,168	0,170	0,172	0,173	0,175	0,177	0,179	0,180	0,182	0,184
São Paulo	0,120	0,122	0,123	0,124	0,125	0,127	0,128	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136
SUL													
Parana	0,120	0,122	0,123	0,124	0,125	0,127	0,128	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136
Santa Catarina	0,138	0,139	0,140	0,142	0,143	0,145	0,146	0,148	0,149	0,150	0,152	0,154	0,155
RGS	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136	0,137	0,138	0,140	0,141	0,142	0,144	0,145
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,174	0,175	0,177	0,179	0,181	0,183	0,184	0,186	0,188	0,190	0,192	0,194
Mato Grosso	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136	0,137	0,138	0,140	0,141	0,142	0,144	0,145
Goiás	0,129	0,130	0,132	0,133	0,134	0,136	0,137	0,138	0,140	0,141	0,142	0,144	0,145
Distrito Federal	0,112	0,113	0,114	0,115	0,116	0,118	0,119	0,120	0,121	0,122	0,123	0,125	0,126
Acréscimo tarifa (%)	1												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,158	0,161	0,164	0,168	0,171	0,174	0,178	0,181	0,185	0,189	0,192	0,196
Acre	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,165	0,168	0,171	0,175	0,178	0,182	0,185
Amazonas	0,120	0,123	0,125	0,128	0,130	0,133	0,136	0,138	0,141	0,144	0,147	0,150	0,153
Roraima	0,112	0,114	0,116	0,119	0,121	0,123	0,126	0,128	0,131	0,134	0,136	0,139	0,142
Pará	0,129	0,132	0,134	0,137	0,140	0,142	0,145	0,148	0,151	0,154	0,157	0,160	0,164
Amapá	0,086	0,088	0,089	0,091	0,093	0,095	0,097	0,099	0,101	0,103	0,105	0,107	0,109
Tocantins	0,172	0,175	0,179	0,183	0,186	0,190	0,194	0,198	0,202	0,206	0,210	0,214	0,218
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,158	0,161	0,164	0,168	0,171	0,174	0,178	0,181	0,185	0,189	0,192	0,196
Piauí	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,165	0,168	0,171	0,175	0,178	0,182	0,185
Ceará	0,155	0,158	0,161	0,164	0,168	0,171	0,174	0,178	0,181	0,185	0,189	0,192	0,196
RGN	0,120	0,123	0,125	0,128	0,130	0,133	0,136	0,138	0,141	0,144	0,147	0,150	0,153
Paraíba	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,165	0,168	0,171	0,175	0,178	0,182	0,185
Pernambuco	0,138	0,140	0,143	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,164	0,168	0,171	0,175
Alagoas	0,138	0,140	0,143	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,164	0,168	0,171	0,175
Sergipe	0,129	0,132	0,134	0,137	0,140	0,142	0,145	0,148	0,151	0,154	0,157	0,160	0,164
Bahia	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,165	0,168	0,171	0,175	0,178	0,182	0,185
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,175	0,179	0,183	0,186	0,190	0,194	0,198	0,202	0,206	0,210	0,214	0,218
Espírito Santo	0,138	0,140	0,143	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,164	0,168	0,171	0,175
Rio de Janeiro	0,163	0,167	0,170	0,173	0,177	0,180	0,184	0,188	0,191	0,195	0,199	0,203	0,207
São Paulo	0,120	0,123	0,125	0,128	0,130	0,133	0,136	0,138	0,141	0,144	0,147	0,150	0,153
SUL													
Paraná	0,120	0,123	0,125	0,128	0,130	0,133	0,136	0,138	0,141	0,144	0,147	0,150	0,153
Santa Catarina	0,138	0,140	0,143	0,146	0,149	0,152	0,155	0,158	0,161	0,164	0,168	0,171	0,175
RGS	0,129	0,132	0,134	0,137	0,140	0,142	0,145	0,148	0,151	0,154	0,157	0,160	0,164
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,175	0,179	0,183	0,186	0,190	0,194	0,198	0,202	0,206	0,210	0,214	0,218
Mato Grosso	0,129	0,132	0,134	0,137	0,140	0,142	0,145	0,148	0,151	0,154	0,157	0,160	0,164
Goias	0,129	0,132	0,134	0,137	0,140	0,142	0,145	0,148	0,151	0,154	0,157	0,160	0,164
Distrito Federal	0,112	0,114	0,116	0,119	0,121	0,123	0,126	0,128	0,131	0,134	0,136	0,139	0,142
Acréscimo tarifa (%)	2												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,159	0,164	0,169	0,174	0,179	0,185	0,190	0,196	0,202	0,208	0,214	0,221
Acre	0,146	0,151	0,155	0,160	0,165	0,169	0,175	0,180	0,185	0,191	0,196	0,202	0,208
Amazonas	0,120	0,124	0,128	0,132	0,136	0,140	0,144	0,148	0,153	0,157	0,162	0,167	0,172
Roraima	0,112	0,115	0,119	0,122	0,126	0,130	0,133	0,137	0,142	0,146	0,150	0,155	0,159
Pará	0,129	0,133	0,137	0,141	0,145	0,150	0,154	0,159	0,163	0,168	0,173	0,179	0,184
Amapá	0,086	0,089	0,091	0,094	0,097	0,100	0,103	0,106	0,109	0,112	0,116	0,119	0,123
Tocantins	0,172	0,177	0,182	0,188	0,194	0,199	0,205	0,212	0,218	0,224	0,231	0,238	0,245
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,159	0,164	0,169	0,174	0,179	0,185	0,190	0,196	0,202	0,208	0,214	0,221
Piauí	0,146	0,151	0,155	0,160	0,165	0,169	0,175	0,180	0,185	0,191	0,196	0,202	0,208
Ceará	0,155	0,159	0,164	0,169	0,174	0,179	0,185	0,190	0,196	0,202	0,208	0,214	0,221
RGN	0,120	0,124	0,128	0,132	0,136	0,140	0,144	0,148	0,153	0,157	0,162	0,167	0,172
Paraíba	0,146	0,151	0,155	0,160	0,165	0,169	0,175	0,180	0,185	0,191	0,196	0,202	0,208
Pernambuco	0,138	0,142	0,146	0,150	0,155	0,160	0,164	0,169	0,174	0,180	0,185	0,190	0,196
Alagoas	0,138	0,142	0,146	0,150	0,155	0,160	0,164	0,169	0,174	0,180	0,185	0,190	0,196
Sergipe	0,129	0,133	0,137	0,141	0,145	0,150	0,154	0,159	0,163	0,168	0,173	0,179	0,184
Bahia	0,146	0,151	0,155	0,160	0,165	0,169	0,175	0,180	0,185	0,191	0,196	0,202	0,208
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,177	0,182	0,188	0,194	0,199	0,205	0,212	0,218	0,224	0,231	0,238	0,245
Espírito Santo	0,138	0,142	0,146	0,150	0,155	0,160	0,164	0,169	0,174	0,180	0,185	0,190	0,196
Rio de Janeiro	0,163	0,168	0,173	0,179	0,184	0,189	0,195	0,201	0,207	0,213	0,220	0,226	0,233
São Paulo	0,120	0,124	0,128	0,132	0,136	0,140	0,144	0,148	0,153	0,157	0,162	0,167	0,172
SUL													
Parana	0,120	0,124	0,128	0,132	0,136	0,140	0,144	0,148	0,153	0,157	0,162	0,167	0,172
Santa Catarina	0,138	0,142	0,146	0,150	0,155	0,160	0,164	0,169	0,174	0,180	0,185	0,190	0,196
RGS	0,129	0,133	0,137	0,141	0,145	0,150	0,154	0,159	0,163	0,168	0,173	0,179	0,184
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,177	0,182	0,188	0,194	0,199	0,205	0,212	0,218	0,224	0,231	0,238	0,245
Mato Grosso	0,129	0,133	0,137	0,141	0,145	0,150	0,154	0,159	0,163	0,168	0,173	0,179	0,184
Goias	0,129	0,133	0,137	0,141	0,145	0,150	0,154	0,159	0,163	0,168	0,173	0,179	0,184
Distrito Federal	0,112	0,115	0,119	0,122	0,126	0,130	0,133	0,137	0,142	0,146	0,150	0,155	0,159
Acréscimo tarifa (%)	3												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,161	0,167	0,174	0,181	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220	0,229	0,238	0,248
Acre	0,146	0,152	0,158	0,164	0,171	0,178	0,185	0,192	0,200	0,208	0,216	0,225	0,234
Amazonas	0,120	0,125	0,130	0,135	0,141	0,146	0,152	0,158	0,165	0,171	0,178	0,185	0,193
Roraima	0,112	0,116	0,121	0,126	0,131	0,136	0,141	0,147	0,153	0,159	0,165	0,172	0,179
Pará	0,129	0,134	0,140	0,145	0,151	0,157	0,163	0,170	0,177	0,184	0,191	0,199	0,207
Amapá	0,086	0,089	0,093	0,097	0,101	0,105	0,109	0,113	0,118	0,122	0,127	0,132	0,138
Tocantins	0,172	0,179	0,186	0,193	0,201	0,209	0,218	0,226	0,235	0,245	0,255	0,265	0,275
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,161	0,167	0,174	0,181	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220	0,229	0,238	0,248
Piauí	0,146	0,152	0,158	0,164	0,171	0,178	0,185	0,192	0,200	0,208	0,216	0,225	0,234
Ceará	0,155	0,161	0,167	0,174	0,181	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220	0,229	0,238	0,248
RGN	0,120	0,125	0,130	0,135	0,141	0,146	0,152	0,158	0,165	0,171	0,178	0,185	0,193
Paraíba	0,146	0,152	0,158	0,164	0,171	0,178	0,185	0,192	0,200	0,208	0,216	0,225	0,234
Pernambuco	0,138	0,143	0,149	0,155	0,161	0,167	0,174	0,181	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220
Alagoas	0,138	0,143	0,149	0,155	0,161	0,167	0,174	0,181	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220
Sergipe	0,129	0,134	0,140	0,145	0,151	0,157	0,163	0,170	0,177	0,184	0,191	0,199	0,207
Bahia	0,146	0,152	0,158	0,164	0,171	0,178	0,185	0,192	0,200	0,208	0,216	0,225	0,234
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,179	0,186	0,193	0,201	0,209	0,218	0,226	0,235	0,245	0,255	0,265	0,275
Espírito Santo	0,138	0,143	0,149	0,155	0,161	0,167	0,174	0,181	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220
Rio de Janeiro	0,163	0,170	0,177	0,184	0,191	0,199	0,207	0,215	0,224	0,233	0,242	0,252	0,262
São Paulo	0,120	0,125	0,130	0,135	0,141	0,146	0,152	0,158	0,165	0,171	0,178	0,185	0,193
SUL													
Paraná	0,120	0,125	0,130	0,135	0,141	0,146	0,152	0,158	0,165	0,171	0,178	0,185	0,193
Santa Catarina	0,138	0,143	0,149	0,155	0,161	0,167	0,174	0,181	0,188	0,196	0,204	0,212	0,220
RGS	0,129	0,134	0,140	0,145	0,151	0,157	0,163	0,170	0,177	0,184	0,191	0,199	0,207
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,179	0,186	0,193	0,201	0,209	0,218	0,226	0,235	0,245	0,255	0,265	0,275
Mato Grosso	0,129	0,134	0,140	0,145	0,151	0,157	0,163	0,170	0,177	0,184	0,191	0,199	0,207
Goias	0,129	0,134	0,140	0,145	0,151	0,157	0,163	0,170	0,177	0,184	0,191	0,199	0,207
Distrito Federal	0,112	0,116	0,121	0,126	0,131	0,136	0,141	0,147	0,153	0,159	0,165	0,172	0,179
Acréscimo tarifa (%)	4												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,163	0,171	0,179	0,188	0,198	0,207	0,218	0,229	0,240	0,252	0,265	0,278
Acre	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216	0,227	0,238	0,250	0,263
Amazonas	0,120	0,126	0,133	0,139	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216
Roraima	0,112	0,117	0,123	0,129	0,136	0,143	0,150	0,157	0,165	0,173	0,182	0,191	0,201
Pará	0,129	0,135	0,142	0,149	0,157	0,165	0,173	0,182	0,191	0,200	0,210	0,221	0,232
Amapá	0,086	0,090	0,095	0,100	0,105	0,110	0,115	0,121	0,127	0,133	0,140	0,147	0,154
Tocantins	0,172	0,181	0,190	0,199	0,209	0,220	0,230	0,242	0,254	0,267	0,280	0,294	0,309
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,163	0,171	0,179	0,188	0,198	0,207	0,218	0,229	0,240	0,252	0,265	0,278
Piauí	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216	0,227	0,238	0,250	0,263
Ceará	0,155	0,163	0,171	0,179	0,188	0,198	0,207	0,218	0,229	0,240	0,252	0,265	0,278
RGN	0,120	0,126	0,133	0,139	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216
Paraíba	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216	0,227	0,238	0,250	0,263
Pernambuco	0,138	0,144	0,152	0,159	0,167	0,176	0,184	0,194	0,203	0,213	0,224	0,235	0,247
Alagoas	0,138	0,144	0,152	0,159	0,167	0,176	0,184	0,194	0,203	0,213	0,224	0,235	0,247
Sergipe	0,129	0,135	0,142	0,149	0,157	0,165	0,173	0,182	0,191	0,200	0,210	0,221	0,232
Bahia	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216	0,227	0,238	0,250	0,263
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,181	0,190	0,199	0,209	0,220	0,230	0,242	0,254	0,267	0,280	0,294	0,309
Espírito Santo	0,138	0,144	0,152	0,159	0,167	0,176	0,184	0,194	0,203	0,213	0,224	0,235	0,247
Rio de Janeiro	0,163	0,172	0,180	0,189	0,199	0,209	0,219	0,230	0,241	0,253	0,266	0,279	0,293
São Paulo	0,120	0,126	0,133	0,139	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216
SUL													
Paraná	0,120	0,126	0,133	0,139	0,146	0,154	0,161	0,169	0,178	0,187	0,196	0,206	0,216
Santa Catarina	0,138	0,144	0,152	0,159	0,167	0,176	0,184	0,194	0,203	0,213	0,224	0,235	0,247
RGS	0,129	0,135	0,142	0,149	0,157	0,165	0,173	0,182	0,191	0,200	0,210	0,221	0,232
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,181	0,190	0,199	0,209	0,220	0,230	0,242	0,254	0,267	0,280	0,294	0,309
Mato Grosso	0,129	0,135	0,142	0,149	0,157	0,165	0,173	0,182	0,191	0,200	0,210	0,221	0,232
Goias	0,129	0,135	0,142	0,149	0,157	0,165	0,173	0,182	0,191	0,200	0,210	0,221	0,232
Distrito Federal	0,112	0,117	0,123	0,129	0,136	0,143	0,150	0,157	0,165	0,173	0,182	0,191	0,201
Acréscimo tarifa (%)	5												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,164	0,174	0,184	0,195	0,207	0,220	0,233	0,247	0,262	0,277	0,294	0,311
Acre	0,146	0,155	0,164	0,174	0,185	0,196	0,207	0,220	0,233	0,247	0,262	0,278	0,294
Amazonas	0,120	0,128	0,135	0,143	0,152	0,161	0,171	0,181	0,192	0,203	0,216	0,229	0,242
Roraima	0,112	0,119	0,126	0,133	0,141	0,150	0,159	0,168	0,178	0,189	0,200	0,212	0,225
Pará	0,129	0,137	0,145	0,154	0,163	0,173	0,183	0,194	0,206	0,218	0,231	0,245	0,260
Amapá	0,086	0,091	0,097	0,102	0,109	0,115	0,122	0,129	0,137	0,145	0,154	0,163	0,173
Tocantins	0,172	0,182	0,193	0,205	0,217	0,230	0,244	0,259	0,274	0,291	0,308	0,327	0,346
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,164	0,174	0,184	0,195	0,207	0,220	0,233	0,247	0,262	0,277	0,294	0,311
Piauí	0,146	0,155	0,164	0,174	0,185	0,196	0,207	0,220	0,233	0,247	0,262	0,278	0,294
Ceará	0,155	0,164	0,174	0,184	0,195	0,207	0,220	0,233	0,247	0,262	0,277	0,294	0,311
RGN	0,120	0,128	0,135	0,143	0,152	0,161	0,171	0,181	0,192	0,203	0,216	0,229	0,242
Paraíba	0,146	0,155	0,164	0,174	0,185	0,196	0,207	0,220	0,233	0,247	0,262	0,278	0,294
Pernambuco	0,138	0,146	0,155	0,164	0,174	0,184	0,195	0,207	0,219	0,232	0,246	0,261	0,277
Alagoas	0,138	0,146	0,155	0,164	0,174	0,184	0,195	0,207	0,219	0,232	0,246	0,261	0,277
Sergipe	0,129	0,137	0,145	0,154	0,163	0,173	0,183	0,194	0,206	0,218	0,231	0,245	0,260
Bahia	0,146	0,155	0,164	0,174	0,185	0,196	0,207	0,220	0,233	0,247	0,262	0,278	0,294
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,182	0,193	0,205	0,217	0,230	0,244	0,259	0,274	0,291	0,308	0,327	0,346
Espírito Santo	0,138	0,146	0,155	0,164	0,174	0,184	0,195	0,207	0,219	0,232	0,246	0,261	0,277
Rio de Janeiro	0,163	0,173	0,184	0,195	0,206	0,219	0,232	0,246	0,260	0,276	0,293	0,310	0,329
São Paulo	0,120	0,128	0,135	0,143	0,152	0,161	0,171	0,181	0,192	0,203	0,216	0,229	0,242
SUL													
Paraná	0,120	0,128	0,135	0,143	0,152	0,161	0,171	0,181	0,192	0,203	0,216	0,229	0,242
Santa Catarina	0,138	0,146	0,155	0,164	0,174	0,184	0,195	0,207	0,219	0,232	0,246	0,261	0,277
RGS	0,129	0,137	0,145	0,154	0,163	0,173	0,183	0,194	0,206	0,218	0,231	0,245	0,260
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,182	0,193	0,205	0,217	0,230	0,244	0,259	0,274	0,291	0,308	0,327	0,346
Mato Grosso	0,129	0,137	0,145	0,154	0,163	0,173	0,183	0,194	0,206	0,218	0,231	0,245	0,260
Goias	0,129	0,137	0,145	0,154	0,163	0,173	0,183	0,194	0,206	0,218	0,231	0,245	0,260
Distrito Federal	0,112	0,119	0,126	0,133	0,141	0,150	0,159	0,168	0,178	0,189	0,200	0,212	0,225
Acréscimo tarifa (%)	6												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,166	0,177	0,190	0,203	0,217	0,232	0,249	0,266	0,285	0,305	0,326	0,349
Acre	0,146	0,156	0,167	0,179	0,192	0,205	0,219	0,235	0,251	0,269	0,288	0,308	0,329
Amazonas	0,120	0,129	0,138	0,147	0,158	0,169	0,181	0,193	0,207	0,221	0,237	0,253	0,271
Roraima	0,112	0,120	0,128	0,137	0,147	0,157	0,168	0,180	0,192	0,206	0,220	0,235	0,252
Pará	0,129	0,138	0,148	0,158	0,169	0,181	0,194	0,207	0,222	0,237	0,254	0,272	0,291
Amapá	0,086	0,092	0,098	0,105	0,113	0,121	0,129	0,138	0,148	0,158	0,169	0,181	0,194
Tocantins	0,172	0,184	0,197	0,211	0,225	0,241	0,258	0,276	0,296	0,316	0,338	0,362	0,387
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,166	0,177	0,190	0,203	0,217	0,232	0,249	0,266	0,285	0,305	0,326	0,349
Piauí	0,146	0,156	0,167	0,179	0,192	0,205	0,219	0,235	0,251	0,269	0,288	0,308	0,329
Ceará	0,155	0,166	0,177	0,190	0,203	0,217	0,232	0,249	0,266	0,285	0,305	0,326	0,349
RGN	0,120	0,129	0,138	0,147	0,158	0,169	0,181	0,193	0,207	0,221	0,237	0,253	0,271
Paraíba	0,146	0,156	0,167	0,179	0,192	0,205	0,219	0,235	0,251	0,269	0,288	0,308	0,329
Pernambuco	0,138	0,147	0,158	0,169	0,180	0,193	0,207	0,221	0,236	0,253	0,271	0,290	0,310
Alagoas	0,138	0,147	0,158	0,169	0,180	0,193	0,207	0,221	0,236	0,253	0,271	0,290	0,310
Sergipe	0,129	0,138	0,148	0,158	0,169	0,181	0,194	0,207	0,222	0,237	0,254	0,272	0,291
Bahia	0,146	0,156	0,167	0,179	0,192	0,205	0,219	0,235	0,251	0,269	0,288	0,308	0,329
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,184	0,197	0,211	0,225	0,241	0,258	0,276	0,296	0,316	0,338	0,362	0,387
Espírito Santo	0,138	0,147	0,158	0,169	0,180	0,193	0,207	0,221	0,236	0,253	0,271	0,290	0,310
Rio de Janeiro	0,163	0,175	0,187	0,200	0,214	0,229	0,245	0,262	0,281	0,300	0,321	0,344	0,368
São Paulo	0,120	0,129	0,138	0,147	0,158	0,169	0,181	0,193	0,207	0,221	0,237	0,253	0,271
SUL													
Paraná	0,120	0,129	0,138	0,147	0,158	0,169	0,181	0,193	0,207	0,221	0,237	0,253	0,271
Santa Catarina	0,138	0,147	0,158	0,169	0,180	0,193	0,207	0,221	0,236	0,253	0,271	0,290	0,310
RGS	0,129	0,138	0,148	0,158	0,169	0,181	0,194	0,207	0,222	0,237	0,254	0,272	0,291
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,184	0,197	0,211	0,225	0,241	0,258	0,276	0,296	0,316	0,338	0,362	0,387
Mato Grosso	0,129	0,138	0,148	0,158	0,169	0,181	0,194	0,207	0,222	0,237	0,254	0,272	0,291
Goias	0,129	0,138	0,148	0,158	0,169	0,181	0,194	0,207	0,222	0,237	0,254	0,272	0,291
Distrito Federal	0,112	0,120	0,128	0,137	0,147	0,157	0,168	0,180	0,192	0,206	0,220	0,235	0,252
Acréscimo tarifa (%)	7												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,167	0,181	0,195	0,211	0,227	0,246	0,265	0,287	0,309	0,334	0,361	0,390
Acre	0,146	0,158	0,171	0,184	0,199	0,215	0,232	0,251	0,271	0,292	0,316	0,341	0,368
Amazonas	0,120	0,130	0,140	0,152	0,164	0,177	0,191	0,206	0,223	0,241	0,260	0,281	0,303
Roraima	0,112	0,121	0,130	0,141	0,152	0,164	0,177	0,192	0,207	0,223	0,241	0,261	0,282
Pará	0,129	0,139	0,150	0,163	0,176	0,190	0,205	0,221	0,239	0,258	0,279	0,301	0,325
Amapá	0,086	0,093	0,100	0,108	0,117	0,126	0,136	0,147	0,159	0,172	0,186	0,201	0,217
Tocantins	0,172	0,186	0,201	0,217	0,234	0,253	0,273	0,295	0,318	0,344	0,371	0,401	0,433
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,167	0,181	0,195	0,211	0,227	0,246	0,265	0,287	0,309	0,334	0,361	0,390
Piauí	0,146	0,158	0,171	0,184	0,199	0,215	0,232	0,251	0,271	0,292	0,316	0,341	0,368
Ceará	0,155	0,167	0,181	0,195	0,211	0,227	0,246	0,265	0,287	0,309	0,334	0,361	0,390
RGN	0,120	0,130	0,140	0,152	0,164	0,177	0,191	0,206	0,223	0,241	0,260	0,281	0,303
Paraíba	0,146	0,158	0,171	0,184	0,199	0,215	0,232	0,251	0,271	0,292	0,316	0,341	0,368
Pernambuco	0,138	0,149	0,160	0,173	0,187	0,202	0,218	0,236	0,255	0,275	0,297	0,321	0,347
Alagoas	0,138	0,149	0,160	0,173	0,187	0,202	0,218	0,236	0,255	0,275	0,297	0,321	0,347
Sergipe	0,129	0,139	0,150	0,163	0,176	0,190	0,205	0,221	0,239	0,258	0,279	0,301	0,325
Bahia	0,146	0,158	0,171	0,184	0,199	0,215	0,232	0,251	0,271	0,292	0,316	0,341	0,368
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,186	0,201	0,217	0,234	0,253	0,273	0,295	0,318	0,344	0,371	0,401	0,433
Espírito Santo	0,138	0,149	0,160	0,173	0,187	0,202	0,218	0,236	0,255	0,275	0,297	0,321	0,347
Rio de Janeiro	0,163	0,176	0,191	0,206	0,222	0,240	0,259	0,280	0,302	0,327	0,353	0,381	0,411
São Paulo	0,120	0,130	0,140	0,152	0,164	0,177	0,191	0,206	0,223	0,241	0,260	0,281	0,303
SUL													
Paraná	0,120	0,130	0,140	0,152	0,164	0,177	0,191	0,206	0,223	0,241	0,260	0,281	0,303
Santa Catarina	0,138	0,149	0,160	0,173	0,187	0,202	0,218	0,236	0,255	0,275	0,297	0,321	0,347
RGS	0,129	0,139	0,150	0,163	0,176	0,190	0,205	0,221	0,239	0,258	0,279	0,301	0,325
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,186	0,201	0,217	0,234	0,253	0,273	0,295	0,318	0,344	0,371	0,401	0,433
Mato Grosso	0,129	0,139	0,150	0,163	0,176	0,190	0,205	0,221	0,239	0,258	0,279	0,301	0,325
Goias	0,129	0,139	0,150	0,163	0,176	0,190	0,205	0,221	0,239	0,258	0,279	0,301	0,325
Distrito Federal	0,112	0,121	0,130	0,141	0,152	0,164	0,177	0,192	0,207	0,223	0,241	0,261	0,282
Acréscimo tarifa (%)	8												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,169	0,184	0,200	0,219	0,238	0,260	0,283	0,308	0,336	0,366	0,399	0,435
Acre	0,146	0,159	0,174	0,189	0,206	0,225	0,245	0,267	0,291	0,318	0,346	0,377	0,411
Amazonas	0,120	0,131	0,143	0,156	0,170	0,185	0,202	0,220	0,240	0,261	0,285	0,311	0,339
Roraima	0,112	0,122	0,133	0,145	0,158	0,172	0,187	0,204	0,223	0,243	0,265	0,288	0,314
Pará	0,129	0,141	0,153	0,167	0,182	0,198	0,216	0,236	0,257	0,280	0,305	0,333	0,363
Amapá	0,086	0,094	0,102	0,111	0,121	0,132	0,144	0,157	0,171	0,187	0,204	0,222	0,242
Tocantins	0,172	0,187	0,204	0,223	0,243	0,265	0,288	0,314	0,343	0,374	0,407	0,444	0,484
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,169	0,184	0,200	0,219	0,238	0,260	0,283	0,308	0,336	0,366	0,399	0,435
Piauí	0,146	0,159	0,174	0,189	0,206	0,225	0,245	0,267	0,291	0,318	0,346	0,377	0,411
Ceará	0,155	0,169	0,184	0,200	0,219	0,238	0,260	0,283	0,308	0,336	0,366	0,399	0,435
RGN	0,120	0,131	0,143	0,156	0,170	0,185	0,202	0,220	0,240	0,261	0,285	0,311	0,339
Paraíba	0,146	0,159	0,174	0,189	0,206	0,225	0,245	0,267	0,291	0,318	0,346	0,377	0,411
Pernambuco	0,138	0,150	0,163	0,178	0,194	0,212	0,231	0,252	0,274	0,299	0,326	0,355	0,387
Alagoas	0,138	0,150	0,163	0,178	0,194	0,212	0,231	0,252	0,274	0,299	0,326	0,355	0,387
Sergipe	0,129	0,141	0,153	0,167	0,182	0,198	0,216	0,236	0,257	0,280	0,305	0,333	0,363
Bahia	0,146	0,159	0,174	0,189	0,206	0,225	0,245	0,267	0,291	0,318	0,346	0,377	0,411
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,187	0,204	0,223	0,243	0,265	0,288	0,314	0,343	0,374	0,407	0,444	0,484
Espírito Santo	0,138	0,150	0,163	0,178	0,194	0,212	0,231	0,252	0,274	0,299	0,326	0,355	0,387
Rio de Janeiro	0,163	0,178	0,194	0,212	0,231	0,251	0,274	0,299	0,326	0,355	0,387	0,422	0,460
São Paulo	0,120	0,131	0,143	0,156	0,170	0,185	0,202	0,220	0,240	0,261	0,285	0,311	0,339
SUL													
Parana	0,120	0,131	0,143	0,156	0,170	0,185	0,202	0,220	0,240	0,261	0,285	0,311	0,339
Santa Catarina	0,138	0,150	0,163	0,178	0,194	0,212	0,231	0,252	0,274	0,299	0,326	0,355	0,387
RGS	0,129	0,141	0,153	0,167	0,182	0,198	0,216	0,236	0,257	0,280	0,305	0,333	0,363
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,187	0,204	0,223	0,243	0,265	0,288	0,314	0,343	0,374	0,407	0,444	0,484
Mato Grosso	0,129	0,141	0,153	0,167	0,182	0,198	0,216	0,236	0,257	0,280	0,305	0,333	0,363
Goias	0,129	0,141	0,153	0,167	0,182	0,198	0,216	0,236	0,257	0,280	0,305	0,333	0,363
Distrito Federal	0,112	0,122	0,133	0,145	0,158	0,172	0,187	0,204	0,223	0,243	0,265	0,288	0,314
Acréscimo tarifa (%)	9												

Tarifa de energia convencional - Setor Residencial (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,155	0,170	0,187	0,206	0,227	0,249	0,274	0,302	0,332	0,365	0,402	0,442	0,486
Acre	0,146	0,161	0,177	0,195	0,214	0,235	0,259	0,285	0,313	0,345	0,379	0,417	0,459
Amazonas	0,120	0,132	0,146	0,160	0,176	0,194	0,213	0,235	0,258	0,284	0,312	0,344	0,378
Roraima	0,112	0,123	0,135	0,149	0,164	0,180	0,198	0,218	0,240	0,264	0,290	0,319	0,351
Pará	0,129	0,142	0,156	0,172	0,189	0,208	0,229	0,251	0,277	0,304	0,335	0,368	0,405
Amapá	0,086	0,095	0,104	0,114	0,126	0,139	0,152	0,168	0,184	0,203	0,223	0,245	0,270
Tocantins	0,172	0,189	0,208	0,229	0,252	0,277	0,305	0,335	0,369	0,406	0,446	0,491	0,540
NORDESTE													
Maranhão	0,155	0,170	0,187	0,206	0,227	0,249	0,274	0,302	0,332	0,365	0,402	0,442	0,486
Piauí	0,146	0,161	0,177	0,195	0,214	0,235	0,259	0,285	0,313	0,345	0,379	0,417	0,459
Ceará	0,155	0,170	0,187	0,206	0,227	0,249	0,274	0,302	0,332	0,365	0,402	0,442	0,486
RGN	0,120	0,132	0,146	0,160	0,176	0,194	0,213	0,235	0,258	0,284	0,312	0,344	0,378
Paraíba	0,146	0,161	0,177	0,195	0,214	0,235	0,259	0,285	0,313	0,345	0,379	0,417	0,459
Pernambuco	0,138	0,151	0,166	0,183	0,201	0,222	0,244	0,268	0,295	0,324	0,357	0,393	0,432
Alagoas	0,138	0,151	0,166	0,183	0,201	0,222	0,244	0,268	0,295	0,324	0,357	0,393	0,432
Sergipe	0,129	0,142	0,156	0,172	0,189	0,208	0,229	0,251	0,277	0,304	0,335	0,368	0,405
Bahia	0,146	0,161	0,177	0,195	0,214	0,235	0,259	0,285	0,313	0,345	0,379	0,417	0,459
SUDESTE													
Minas Gerais	0,172	0,189	0,208	0,229	0,252	0,277	0,305	0,335	0,369	0,406	0,446	0,491	0,540
Espírito Santo	0,138	0,151	0,166	0,183	0,201	0,222	0,244	0,268	0,295	0,324	0,357	0,393	0,432
Rio de Janeiro	0,163	0,180	0,198	0,217	0,239	0,263	0,289	0,318	0,350	0,385	0,424	0,466	0,513
São Paulo	0,120	0,132	0,146	0,160	0,176	0,194	0,213	0,235	0,258	0,284	0,312	0,344	0,378
SUL													
Paraná	0,120	0,132	0,146	0,160	0,176	0,194	0,213	0,235	0,258	0,284	0,312	0,344	0,378
Santa Catarina	0,138	0,151	0,166	0,183	0,201	0,222	0,244	0,268	0,295	0,324	0,357	0,393	0,432
RGS	0,129	0,142	0,156	0,172	0,189	0,208	0,229	0,251	0,277	0,304	0,335	0,368	0,405
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,172	0,189	0,208	0,229	0,252	0,277	0,305	0,335	0,369	0,406	0,446	0,491	0,540
Mato Grosso	0,129	0,142	0,156	0,172	0,189	0,208	0,229	0,251	0,277	0,304	0,335	0,368	0,405
Goias	0,129	0,142	0,156	0,172	0,189	0,208	0,229	0,251	0,277	0,304	0,335	0,368	0,405
Distrito Federal	0,112	0,123	0,135	0,149	0,164	0,180	0,198	0,218	0,240	0,264	0,290	0,319	0,351
Acréscimo tarifa (%)	10												

Preço da energia convencional para o setor residencial considerando diferentes percentuais de reajuste anual

Anos de 2008 - 2020

Preço da energia FV (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,196	0,186	0,177	0,169	0,161	0,153	0,146	0,139	0,132	0,126	0,120	0,114	0,109
Acre	0,195	0,186	0,177	0,168	0,160	0,153	0,145	0,139	0,132	0,126	0,120	0,114	0,109
Amazonas	0,199	0,190	0,181	0,172	0,164	0,156	0,149	0,142	0,135	0,129	0,122	0,117	0,111
Roraima	0,192	0,183	0,174	0,166	0,158	0,150	0,143	0,136	0,130	0,124	0,118	0,112	0,107
Pará	0,188	0,180	0,171	0,163	0,155	0,148	0,141	0,134	0,128	0,121	0,116	0,110	0,105
Amapá	0,193	0,184	0,175	0,166	0,158	0,151	0,144	0,137	0,130	0,124	0,118	0,113	0,107
Tocantins	0,182	0,173	0,165	0,157	0,150	0,143	0,136	0,129	0,123	0,117	0,112	0,106	0,101
NORDESTE													
Maranhão	0,191	0,182	0,173	0,165	0,157	0,149	0,142	0,136	0,129	0,123	0,117	0,112	0,106
Piauí	0,178	0,170	0,162	0,154	0,146	0,140	0,133	0,127	0,121	0,115	0,109	0,104	0,099
Ceará	0,181	0,172	0,164	0,156	0,149	0,142	0,135	0,129	0,122	0,117	0,111	0,106	0,101
RGN	0,187	0,178	0,169	0,161	0,153	0,146	0,139	0,133	0,126	0,120	0,114	0,109	0,104
Paraíba	0,189	0,180	0,171	0,163	0,155	0,148	0,141	0,134	0,128	0,122	0,116	0,110	0,105
Pernambuco	0,181	0,173	0,164	0,157	0,149	0,142	0,135	0,129	0,123	0,117	0,111	0,106	0,101
Alagoas	0,191	0,182	0,173	0,165	0,157	0,150	0,143	0,136	0,129	0,123	0,117	0,112	0,106
Sergipe	0,188	0,179	0,170	0,162	0,154	0,147	0,140	0,133	0,127	0,121	0,115	0,110	0,104
Bahia	0,192	0,183	0,174	0,166	0,158	0,150	0,143	0,136	0,130	0,124	0,118	0,112	0,107
SUDESTE													
Minas Gerais	0,195	0,186	0,177	0,168	0,160	0,153	0,145	0,139	0,132	0,126	0,120	0,114	0,109
Espírito Santo	0,187	0,178	0,170	0,162	0,154	0,147	0,140	0,133	0,127	0,121	0,115	0,109	0,104
Rio de Janeiro	0,193	0,184	0,175	0,167	0,159	0,151	0,144	0,137	0,130	0,124	0,118	0,113	0,107
São Paulo	0,202	0,192	0,183	0,175	0,166	0,158	0,151	0,144	0,137	0,130	0,124	0,118	0,113
SUL													
Parana	0,207	0,197	0,188	0,179	0,170	0,162	0,154	0,147	0,140	0,133	0,127	0,121	0,115
Santa Catarina	0,212	0,202	0,192	0,183	0,174	0,166	0,158	0,151	0,143	0,137	0,130	0,124	0,118
RGS	0,200	0,190	0,181	0,173	0,165	0,157	0,149	0,142	0,135	0,129	0,123	0,117	0,111
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,178	0,170	0,162	0,154	0,147	0,140	0,133	0,127	0,121	0,115	0,109	0,104	0,099
Mato Grosso	0,182	0,145	0,165	0,157	0,149	0,142	0,136	0,129	0,123	0,117	0,112	0,106	0,101
Goiás	0,177	0,168	0,160	0,153	0,146	0,139	0,132	0,126	0,120	0,114	0,109	0,103	0,098
Distrito Federal	0,180	0,171	0,163	0,155	0,148	0,141	0,134	0,128	0,122	0,116	0,110	0,105	0,100
TIR	2%												

Preço da energia FV (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,237	0,225	0,215	0,204	0,195	0,185	0,177	0,168	0,160	0,152	0,145	0,138	0,132
Acre	0,236	0,225	0,214	0,204	0,194	0,185	0,176	0,167	0,160	0,152	0,145	0,138	0,131
Amazonas	0,241	0,230	0,219	0,208	0,198	0,189	0,180	0,171	0,163	0,155	0,148	0,141	0,134
Roraima	0,232	0,221	0,210	0,200	0,191	0,182	0,173	0,165	0,157	0,150	0,142	0,136	0,129
Pará	0,228	0,217	0,207	0,197	0,187	0,178	0,170	0,162	0,154	0,147	0,140	0,133	0,127
Amapá	0,233	0,222	0,211	0,201	0,192	0,183	0,174	0,166	0,158	0,150	0,143	0,136	0,130
Tocantins	0,220	0,210	0,200	0,190	0,181	0,172	0,164	0,156	0,149	0,142	0,135	0,129	0,123
NORDESTE													
Maranhão	0,231	0,220	0,209	0,199	0,190	0,181	0,172	0,164	0,156	0,149	0,142	0,135	0,128
Piauí	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177	0,169	0,161	0,153	0,146	0,139	0,132	0,126	0,120
Ceará	0,219	0,208	0,199	0,189	0,180	0,171	0,163	0,155	0,148	0,141	0,134	0,128	0,122
RGN	0,225	0,215	0,204	0,195	0,186	0,177	0,168	0,160	0,153	0,145	0,138	0,132	0,126
Paraíba	0,228	0,217	0,207	0,197	0,188	0,179	0,170	0,162	0,154	0,147	0,140	0,133	0,127
Pernambuco	0,219	0,209	0,199	0,189	0,180	0,172	0,164	0,156	0,148	0,141	0,134	0,128	0,122
Alagoas	0,231	0,220	0,210	0,200	0,190	0,181	0,172	0,164	0,156	0,149	0,142	0,135	0,129
Sergipe	0,227	0,216	0,206	0,196	0,187	0,178	0,169	0,161	0,154	0,146	0,139	0,133	0,126
Bahia	0,232	0,221	0,210	0,200	0,191	0,182	0,173	0,165	0,157	0,149	0,142	0,136	0,129
SUDESTE													
Minas Gerais	0,236	0,225	0,214	0,204	0,194	0,185	0,176	0,167	0,160	0,152	0,145	0,138	0,131
Espírito Santo	0,226	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177	0,169	0,161	0,153	0,146	0,139	0,132	0,126
Rio de Janeiro	0,233	0,222	0,211	0,201	0,192	0,183	0,174	0,166	0,158	0,150	0,143	0,136	0,130
São Paulo	0,244	0,233	0,222	0,211	0,201	0,191	0,182	0,174	0,165	0,157	0,150	0,143	0,136
SUL													
Parana	0,250	0,238	0,227	0,216	0,206	0,196	0,186	0,178	0,169	0,161	0,153	0,146	0,139
Santa Catarina	0,256	0,244	0,232	0,221	0,211	0,201	0,191	0,182	0,173	0,165	0,157	0,150	0,142
RGS	0,242	0,230	0,219	0,209	0,199	0,189	0,180	0,172	0,164	0,156	0,148	0,141	0,135
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177	0,169	0,161	0,153	0,146	0,139	0,132	0,126	0,120
Mato Grosso	0,220	0,181	0,199	0,190	0,181	0,172	0,164	0,156	0,149	0,142	0,135	0,128	0,122
Goiás	0,214	0,204	0,194	0,185	0,176	0,167	0,159	0,152	0,145	0,138	0,131	0,125	0,119
Distrito Federal	0,217	0,207	0,197	0,187	0,179	0,170	0,162	0,154	0,147	0,140	0,133	0,127	0,121
TIR	4%												

Preço da energia FV (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,282	0,269	0,256	0,244	0,232	0,221	0,210	0,200	0,191	0,182	0,173	0,165	0,157
Acre	0,281	0,268	0,255	0,243	0,231	0,220	0,210	0,200	0,190	0,181	0,173	0,164	0,156
Amazonas	0,287	0,274	0,261	0,248	0,237	0,225	0,215	0,204	0,195	0,185	0,176	0,168	0,160
Roraima	0,276	0,263	0,251	0,239	0,227	0,217	0,206	0,196	0,187	0,178	0,170	0,162	0,154
Pará	0,272	0,259	0,246	0,235	0,223	0,213	0,203	0,193	0,184	0,175	0,167	0,159	0,151
Amapá	0,278	0,264	0,252	0,240	0,228	0,218	0,207	0,197	0,188	0,179	0,170	0,162	0,155
Tocantins	0,262	0,250	0,238	0,226	0,216	0,205	0,196	0,186	0,177	0,169	0,161	0,153	0,146
NORDESTE													
Maranhão	0,275	0,262	0,249	0,238	0,226	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177	0,169	0,161	0,153
Piauí	0,257	0,244	0,233	0,222	0,211	0,201	0,192	0,182	0,174	0,165	0,158	0,150	0,143
Ceará	0,261	0,248	0,237	0,225	0,215	0,204	0,195	0,185	0,177	0,168	0,160	0,152	0,145
RGN	0,269	0,256	0,244	0,232	0,221	0,211	0,201	0,191	0,182	0,173	0,165	0,157	0,150
Paraíba	0,272	0,259	0,247	0,235	0,224	0,213	0,203	0,193	0,184	0,175	0,167	0,159	0,151
Pernambuco	0,261	0,249	0,237	0,226	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177	0,168	0,160	0,153	0,145
Alagoas	0,276	0,262	0,250	0,238	0,227	0,216	0,206	0,196	0,186	0,178	0,169	0,161	0,153
Sergipe	0,270	0,258	0,245	0,234	0,223	0,212	0,202	0,192	0,183	0,174	0,166	0,158	0,151
Bahia	0,276	0,263	0,251	0,239	0,227	0,216	0,206	0,196	0,187	0,178	0,170	0,162	0,154
SUDESTE													
Minas Gerais	0,281	0,268	0,255	0,243	0,231	0,220	0,210	0,200	0,190	0,181	0,173	0,164	0,156
Espírito Santo	0,270	0,257	0,244	0,233	0,222	0,211	0,201	0,192	0,182	0,174	0,165	0,158	0,150
Rio de Janeiro	0,278	0,265	0,252	0,240	0,229	0,218	0,207	0,197	0,188	0,179	0,171	0,162	0,155
São Paulo	0,291	0,277	0,264	0,252	0,240	0,228	0,217	0,207	0,197	0,188	0,179	0,170	0,162
SUL													
Parana	0,298	0,284	0,270	0,257	0,245	0,233	0,222	0,212	0,202	0,192	0,183	0,174	0,166
Santa Catarina	0,305	0,291	0,277	0,264	0,251	0,239	0,228	0,217	0,207	0,197	0,187	0,178	0,170
RGS	0,288	0,274	0,261	0,249	0,237	0,226	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177	0,168	0,160
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,257	0,245	0,233	0,222	0,211	0,201	0,192	0,183	0,174	0,165	0,158	0,150	0,143
Mato Grosso	0,262	0,221	0,238	0,226	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177	0,169	0,161	0,153	0,146
Goiás	0,255	0,243	0,231	0,220	0,210	0,200	0,190	0,181	0,172	0,164	0,156	0,149	0,142
Distrito Federal	0,259	0,247	0,235	0,224	0,213	0,203	0,193	0,184	0,175	0,167	0,159	0,151	0,144
TIR	6%												

Preço da energia FV (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,331	0,316	0,301	0,286	0,273	0,260	0,247	0,235	0,224	0,214	0,203	0,194	0,184
Acre	0,330	0,315	0,299	0,285	0,272	0,259	0,246	0,235	0,223	0,213	0,203	0,193	0,184
Amazonas	0,338	0,322	0,306	0,292	0,278	0,265	0,252	0,240	0,229	0,218	0,207	0,197	0,188
Roraima	0,325	0,310	0,295	0,281	0,267	0,255	0,242	0,231	0,220	0,209	0,199	0,190	0,181
Pará	0,319	0,304	0,289	0,276	0,263	0,250	0,238	0,227	0,216	0,206	0,196	0,187	0,178
Amapá	0,326	0,311	0,296	0,282	0,268	0,256	0,243	0,232	0,221	0,210	0,200	0,191	0,182
Tocantins	0,308	0,294	0,280	0,266	0,254	0,241	0,230	0,219	0,209	0,199	0,189	0,180	0,172
NORDESTE													
Maranhão	0,323	0,308	0,293	0,279	0,266	0,253	0,241	0,230	0,219	0,208	0,198	0,189	0,180
Piauí	0,302	0,287	0,274	0,261	0,248	0,236	0,225	0,214	0,204	0,194	0,185	0,176	0,168
Ceará	0,307	0,292	0,278	0,265	0,252	0,240	0,229	0,218	0,207	0,198	0,188	0,179	0,171
RGN	0,316	0,301	0,286	0,273	0,260	0,247	0,236	0,225	0,214	0,204	0,194	0,185	0,176
Paraíba	0,320	0,304	0,290	0,276	0,263	0,250	0,238	0,227	0,216	0,206	0,196	0,187	0,178
Pernambuco	0,307	0,292	0,278	0,265	0,252	0,241	0,229	0,218	0,208	0,198	0,188	0,179	0,171
Alagoas	0,324	0,308	0,294	0,280	0,266	0,254	0,242	0,230	0,219	0,209	0,199	0,189	0,180
Sergipe	0,318	0,303	0,288	0,275	0,262	0,249	0,237	0,226	0,215	0,205	0,195	0,186	0,177
Bahia	0,325	0,309	0,294	0,281	0,267	0,254	0,242	0,231	0,220	0,209	0,199	0,190	0,181
SUDESTE													
Minas Gerais	0,330	0,315	0,299	0,285	0,272	0,259	0,246	0,235	0,223	0,213	0,203	0,193	0,184
Espírito Santo	0,317	0,302	0,287	0,274	0,261	0,248	0,236	0,225	0,214	0,204	0,194	0,185	0,176
Rio de Janeiro	0,326	0,311	0,296	0,282	0,269	0,256	0,244	0,232	0,221	0,210	0,200	0,191	0,182
São Paulo	0,342	0,326	0,311	0,296	0,282	0,268	0,255	0,243	0,232	0,221	0,210	0,200	0,191
SUL													
Parana	0,350	0,333	0,318	0,302	0,288	0,274	0,261	0,249	0,237	0,226	0,215	0,205	0,195
Santa Catarina	0,359	0,341	0,325	0,310	0,295	0,281	0,268	0,255	0,243	0,231	0,220	0,210	0,200
RGS	0,339	0,322	0,307	0,292	0,279	0,265	0,253	0,241	0,229	0,218	0,208	0,198	0,189
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,302	0,287	0,274	0,261	0,248	0,236	0,225	0,214	0,204	0,194	0,185	0,176	0,168
Mato Grosso	0,308	0,265	0,279	0,266	0,253	0,241	0,230	0,219	0,208	0,198	0,189	0,180	0,171
Goiás	0,299	0,285	0,272	0,259	0,246	0,235	0,223	0,213	0,203	0,193	0,184	0,175	0,167
Distrito Federal	0,304	0,290	0,276	0,263	0,250	0,238	0,227	0,216	0,206	0,196	0,187	0,178	0,169
TIR	8%												

Preço da energia FV (euro/kWh)													
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
NORTE													
Rondônia	0,384	0,366	0,348	0,332	0,316	0,301	0,287	0,273	0,260	0,248	0,236	0,225	0,214
Acre	0,383	0,365	0,347	0,331	0,315	0,300	0,286	0,272	0,259	0,247	0,235	0,224	0,213
Amazonas	0,392	0,373	0,355	0,338	0,322	0,307	0,292	0,278	0,265	0,252	0,240	0,229	0,218
Roraima	0,377	0,359	0,342	0,325	0,310	0,295	0,281	0,268	0,255	0,243	0,231	0,220	0,210
Pará	0,370	0,352	0,335	0,320	0,304	0,290	0,276	0,263	0,250	0,238	0,227	0,216	0,206
Amapá	0,378	0,360	0,343	0,327	0,311	0,296	0,282	0,269	0,256	0,244	0,232	0,221	0,211
Tocantins	0,357	0,340	0,324	0,308	0,294	0,280	0,267	0,254	0,242	0,230	0,219	0,209	0,199
NORDESTE													
Maranhão	0,374	0,357	0,340	0,324	0,308	0,293	0,279	0,266	0,254	0,241	0,230	0,219	0,209
Piauí	0,350	0,333	0,317	0,302	0,287	0,274	0,261	0,248	0,237	0,225	0,215	0,204	0,195
Ceará	0,355	0,338	0,322	0,307	0,292	0,278	0,265	0,252	0,240	0,229	0,218	0,208	0,198
RGN	0,366	0,349	0,332	0,316	0,301	0,287	0,273	0,260	0,248	0,236	0,225	0,214	0,204
Paraíba	0,370	0,353	0,336	0,320	0,305	0,290	0,276	0,263	0,251	0,239	0,227	0,216	0,206
Pernambuco	0,356	0,339	0,323	0,307	0,293	0,279	0,266	0,253	0,241	0,229	0,218	0,208	0,198
Alagoas	0,375	0,357	0,340	0,324	0,309	0,294	0,280	0,267	0,254	0,242	0,230	0,219	0,209
Sergipe	0,368	0,351	0,334	0,318	0,303	0,289	0,275	0,262	0,249	0,237	0,226	0,215	0,205
Bahia	0,376	0,358	0,341	0,325	0,310	0,295	0,281	0,267	0,255	0,243	0,231	0,220	0,209
SUDESTE													
Minas Gerais	0,383	0,365	0,347	0,331	0,315	0,300	0,286	0,272	0,259	0,247	0,235	0,224	0,213
Espírito Santo	0,367	0,350	0,333	0,317	0,302	0,288	0,274	0,261	0,248	0,237	0,225	0,215	0,204
Rio de Janeiro	0,378	0,361	0,343	0,327	0,311	0,297	0,282	0,269	0,256	0,244	0,232	0,221	0,211
São Paulo	0,397	0,378	0,360	0,343	0,327	0,311	0,296	0,282	0,269	0,256	0,244	0,232	0,221
SUL													
Parana	0,406	0,386	0,368	0,350	0,334	0,318	0,303	0,288	0,274	0,262	0,249	0,237	0,226
Santa Catarina	0,416	0,396	0,377	0,359	0,342	0,326	0,310	0,295	0,281	0,268	0,255	0,243	0,231
RGS	0,392	0,374	0,356	0,339	0,323	0,307	0,293	0,279	0,266	0,253	0,241	0,229	0,219
CENTRO OESTE													
Mato Grosso do Sul	0,350	0,333	0,317	0,302	0,288	0,274	0,261	0,249	0,237	0,225	0,215	0,205	0,195
Mato Grosso	0,357	0,311	0,324	0,308	0,293	0,280	0,266	0,253	0,241	0,230	0,219	0,209	0,199
Goiás	0,347	0,331	0,315	0,300	0,286	0,272	0,259	0,247	0,235	0,224	0,213	0,203	0,193
Distrito Federal	0,353	0,336	0,320	0,304	0,290	0,276	0,263	0,251	0,239	0,227	0,216	0,206	0,196
TIR	10%												